

Diciembre 2010



Centrales Termosolares

Operación y Mantenimiento de Centrales
Zonas ATEX en centrales termosolares
La curva de aprendizaje

Curso de Operación y
Mantenimiento de Centrales
Termosolares. Sevilla, 29 y
30 de Noviembre



Nuevos tubos SCHOTT



Drive Pylon de
Fluitechnik -Hawe



Ingeniería termosolar

Conoce el estado de la tecnología
termosolar, equipo por equipo y
sistema por sistema



Curso de Mantenimiento
de Turbinas de gas

Madrid, 2 y 3 de Diciembre
Infórmate en
www.renovetec.com

www.energiza.org

Sumario

Edición Mensual

Año I

Diciembre 2010

Edita



Dirección
Santiago G.Garrido

Redacción
Natalia Fernández

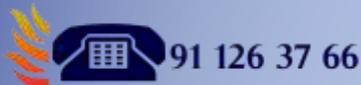
Administración
Yolanda Sánchez

Colaboradores
Yolanda Sanchez
Alberto López Serrada
Alberto Fanjul
Carlos Núñez

Diseño gráfico
Maite Trijueque

Programación web
Natalia Fernández
Diego Martín

Contacta con nosotros:



TERMOSOLAR

- ☉ Zonas ATEX en centrales termosolares de colectores CCP 3
- ☉ GEMASOLAR inicia su puesta en marcha 7
- ☉ EE UU aprueba la mayor central termosolar del mundo 9
- ☉ Nuevos conceptos de Tubo Receptor SCHOTT 13
- ☉ EL sistema de orientación de colectores CCP 15
- ☉ Dos nuevas centrales se conectan a red: La Dehesa y Majadas 20
- ☉ Centrales termosolares en España 23

SOLAR FOTOVOLTAICA

- ☉ SOLAR FOTOVOLTAICA energía mayoritaria en los países del Cinturón Solar en 2030 29

CICLOS COMBINADOS

- ☉ La térmica de C.C. de E.On operará en el primer semestre de 2011 35

NOTICIAS

- ☉ Accidente en la planta termosolar de La Dehesa en La Garrovilla 27
- ☉ CATERPILLAR compra MWM por 580 millones de euros 31
- ☉ La AIE afirma que la subvención a energía fósil es cinco veces mayor que la de renovables 38
- ☉ Gómez convoca a los agentes sociales para reformar las políticas activas de empleo 39
- ☉ Revolucionario avance en biocombustibles 41

BIOMASA

- ☉ Ingeteam construye la primera planta de biomasa de Cantabria 43

¿Sabías que...?



Zonas ATEX en centrales termosolares de colectores cilindro-parabólicos (CCP)



Por Santiago García Garrido
www.atmosferasexplosivas.com

La presencia de combustibles, el riesgo asociado de explosión y la aplicación de la normativa vigente (RD 400/1996, RD 681/2003 y Ley 31/1995) configuran una serie de zonas en las que es necesario aplicar una serie de medidas para reducir el riesgo de incendio y explosión. Este artículo repasa cada una de estas zonas en una central termosolar de concentrador cilindroparabólico que utilizan hidrocarburos aromáticos como fluidos caloportadores.

Los combustibles presentes en una central termosolar responsables de que sea necesario establecer zonas en las que existen posibilidades de aparición de atmósferas explosivas son tres:

caudal es suficientemente bajo. La figura 1 muestra una explosión de un módulo colector.

Fluido Térmico HTF

Es el principal combustible presente en una termosolar. Hay que recordar que la cantidad de fluido térmico que circula en una central termosolar está entre las 1.300 y las 2.200 toneladas. Como su punto de inflamación es de tan sólo 115 °C y el fluido se emplea a temperaturas medias en torno a 350 °C, cualquier fuga de fluido caliente provocará una atmósfera explosiva. El punto de inflamación es de unos 600 °C, pero es posible alcanzar esa temperatura en el interior de los tubos si éstos o tienen circulación de fluido o si el



Figura 1. La explosión de un módulo y su posterior incendio provocó la destrucción de éste y serios daños a los módulos cercanos

Gas Natural

Utilizado en la caldera auxiliar, tiene un punto de inflamación de $-180\text{ }^{\circ}\text{C}$ y un límite inferior de explosividad el 5%. Una posible fuga de gas natural, si se dan el resto de condiciones necesarias, (punto de ignición, presencia de oxígeno, concentración adecuada), tendrá consecuencias desastrosas.

Hidrógeno

Es un gas extremadamente inflamable y si se encuentra en las concentraciones del rango de inflamabilidad o explosividad en un recinto cerrado, existe el riesgo de explosión ante la presencia de cualquier foco de ignición. El desprendimiento de hidrógeno junto con oxígeno tiene lugar en la reacción de electrolisis del agua durante la fase final de carga de baterías y especialmente si ocurre sobrecarga.

La presencia de esos tres combustibles en una central termosolar configura una serie de áreas ATEX. Las zonas habituales se detallan a continuación.

Juntas rotativas en el campo solar

Al ser soldadas todas las uniones presentes en el campo solar no se considera éste como zona clasificada. No obstante, la posibilidad de fuga en juntas rotativas y en válvulas hace que

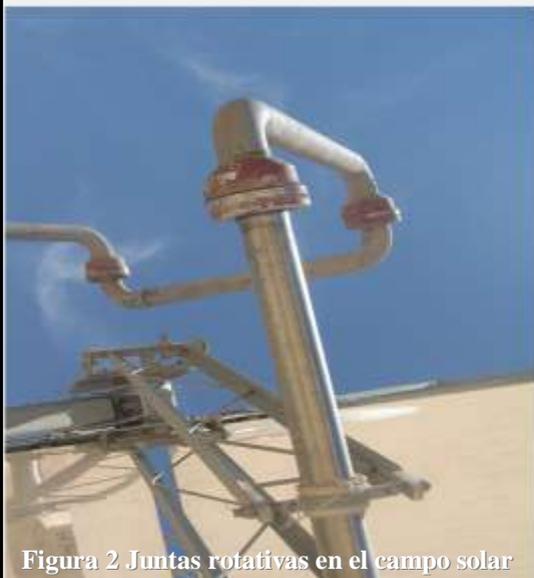


Figura 2 Juntas rotativas en el campo solar

deba establecerse una zona de seguridad en torno a cada una de ellas. Esa zona es una esfera de aproximadamente un metro de diámetro en torno a cada una de estas juntas y válvulas. Esta esfera es considerada zona ATEX de categoría 2.

Tanques de expansión

Los venteos y drenajes de los tanques de expansión configuran que toda la zona en la que se encuentra los tanques sea ATEX. Dependiendo de la configuración de



Figura 3. Tanques de expansión

drenajes y venteos y del tipo de válvulas usado puede ser zona 1 o zona 2, incluso en algunos casos puede llegar a desclasificarse totalmente.

Incluso en el mejor de los casos, el volumen de aceite almacenado, los quipos cercanos y el riesgo de error en una maniobra hacen que sea una opción arriesgada de clasificar la zona, por lo que RENOVETEC recomienda mantener la clasificación de zona 2 incluso en el mejor de los casos.

Esta zona puede verse en la figura 3.

Zona de bombeo

La zona donde se ubican las bombas de circulación y de recirculación, normalmente cercana a los tanques de expansión, está normalmente considerada zona ATEX de categoría 1.

Zona de depuración (Ullage)

La zona donde se ubican los equipos encargados del proceso de eliminación de productos de degradación (denominada a menudo zona Ullage) también debe de ser

considerada zona ATEX, por la cantidad de válvulas y bridas que contiene. La categoría de esta zona puede estar entre 1 y 2. La recomendación de RENOVETEC es clara. Considerarla zona 1, dada la posibilidad de creación de atmósfera explosiva y la cercanía a los equipos anteriores.

Es más: teniendo en cuenta que tanques, bombas y zona Ullage se disponen habitualmente en un área cercana y acotada, puede resultar sencillo de manejar para ingenieros de diseño y para operadores considerar toda la zona con categoría 1 (que englobaría a las tres áreas) y tomar las medidas correspondientes.

Zona de intercambiadores de tren de generación de vapor.

Si los intercambiadores que forman parte del tren de generación de vapor no poseen uniones bridadas (en la parte HTF) y las juntas de estanqueidad son uniones soldadas, no es necesario considerar la zona ATEX. No obstante, dado el alto número de instrumentos y válvulas que poseen no será fácil dejar la zona completamente libre de riesgo de explosión o incendio.

Como además suele ser una zona cercana a las anteriores, puede resultar práctico y seguro considerarla ATEX de categoría 2, que es la de menor categoría y la que menos consecuencias tiene.

Caldera auxiliar

La rampa de gas que alimenta el quemador de la caldera está normalmente considerado ATEX de categoría 1, e incluso de categoría 0 en muy contadas ocasiones.

La propia caldera, si se considera con uniones soldadas y tiene las protecciones adecuadas, puede llegar a estar desclasificada, aunque esto no resulta a veces práctico y no es la opción más segura. RENOVETEC recomienda considerar la caldera y la zona asociada con categoría 1.

ERM o planta satélite de gas

Bien sea una planta satélite de gas natural licuado (GNL) o bien cuando se suministra el gas natural a través de un gasoducto y por tanto dispone de una estación de regulación y

medida (ERM), la zona de almacenamiento o suministro debe ser considerada zona ATEX de categoría 0, por la frecuencia con la que pueden darse atmósferas explosivas (más de **1.000 horas al año**). *En la portada de este artículo se muestra una planta satélite de gas natural.*

Zona de baterías

Las baterías de acumuladores eléctricos de plomo-ácido sulfúrico almacenan energía química durante la operación de carga y la devuelven en forma de energía eléctrica para su aprovechamiento en distintas aplicaciones. Una batería está constituida por un recipiente que contiene un conjunto de elementos formados de placas positivas y negativas sumergidas en un electrolito que es una disolución de ácido sulfúrico en agua.

Entre los potenciales riesgos derivados del proceso de carga y descarga figura el riesgo de explosión, ocasionado por el desprendimiento de hidrógeno y oxígeno en presencia de un foco de ignición. Este desprendimiento es débil con la batería en reposo o en descarga pero alcanza su valor máximo al final de la carga y especialmente si se somete a una sobrecarga. La generación de esos gases continúa durante aproximadamente una hora después de desconectar.

Se debe evitar una concentración que alcance el límite inferior de explosividad del hidrógeno, que es 4% en volumen en aire. La explosión puede ser externa a la batería si la acumulación de hidrógeno se da en el local de carga y también en el interior de la batería en donde la concentración fácilmente se encuentra en el rango de explosividad (4 a 79%)

La zona de concentración peligrosa en las inmediaciones de la batería se define como un volumen finito por encima de los tapones, dentro de la cual es posible la ignición de la mezcla explosiva. La altura y anchura de esa zona peligrosa depende del caudal de gas desprendido. Esta definición parte del supuesto de la existencia de ventilación local, ya que en caso contrario la concentración de hidrógeno iría aumentando en todo su volumen con el consiguiente riesgo de explosión.



renovetec

Ingeniería de la Explotación
**Operación y Mantenimiento
de Centrales Termosolares**

**CICLO FORMATIVO
INGENIERIA DE CENTRALES TERMOSOLARES**

Sevilla, 29 y 30 de Noviembre

Cursos RENOVETEC:

La vía rápida para introducirse en el negocio termosolar

‘GEMASOLAR’

La central de Torresol de Fuentes inicia su puesta en marcha, previa a su operación comercial en 2011.



Torresol Energy ha finalizado la construcción e iniciado la fase de puesta en marcha de ‘Gemasolar’ en Fuentes de Andalucía (Sevilla), la primera planta solar con tecnología de torre central y almacenamiento de sales fundidas, como paso previo al comienzo de su operación comercial prevista en el primer trimestre de 2011

Torresol Energy ha finalizado la construcción e iniciado la fase de puesta en marcha de ‘Gemasolar’ en Fuentes de Andalucía (Sevilla), la primera planta solar con tecnología de torre central y almacenamiento de sales fundidas, como paso previo al comienzo de su operación comercial prevista en el primer trimestre de 2011.

El presidente de Torresol Energy, Enrique Sendagorta ha calificado como un

“importante hito” el desarrollo de la primera planta mundial de estas características, cuya construcción ha durado dos años y que demuestra “la apuesta decidida de Torresol y de Ingeniería Sener, tanto por esta tecnología como por Andalucía”.

Sendagorta ha recordado que la compañía cuenta con otros proyectos en construcción “muy avanzada”, como es el de San José del Valle en Cádiz (una instalación cilindro

parabólica con almacenamiento de sales fundidas), además de dos en etapas “tempranas” en Abu Dhabi y en Estados Unidos. *“Queremos apostar por la tecnología de torre central porque estamos convencidos de que es la que tiene una mayor capacidad de generar energía limpia más barata y gestionable”.*

‘Gemasolar’ es la primera planta comercial del mundo con tecnología de receptor central de torre con sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas, que le permitirá producir energía hasta 15 horas sin radiación solar. La planta suministrará energía limpia a 25.000 hogares y reducirá en más de 30.000 toneladas al año las emisiones de CO₂.

La planta, compuesta por 2.650 heliostatos en una superficie de 185 hectáreas, incorporará importantes innovaciones tecnológicas, como un sistema de almacenamiento del calor en sales fundidas capaz de alcanzar temperaturas superiores a 500 grados centígrados, extendiendo así el periodo de funcionamiento normal de estas centrales. Así, se trata de la primera instalación comercial que aplica este tipo de tecnología en el mundo y supone un punto de partida dentro de la estrategia de reducción de costes en el sector de la energía termosolar.



La instalación tiene una potencia de generación de 19 megavatios eléctricos (MWe), pero gracias a su sistema de almacenamiento de sales fundidas, su producción anual equivaldrá a la de una planta de 50 MWe de tecnología cilindro-parabólica sin capacidad de almacenamiento. La energía generada (aproximadamente 110 GWh/año) será enviada mediante una línea de alta tensión a la subestación de Villanueva del Rey (Córdoba), donde se inyectará a la red de ENDESA para su distribución, principalmente en Andalucía..

El proyecto está respaldado por Corporación Tecnológica de Andalucía (CTA), de la que Torresol Energy es socio numerario. Además la empresa ha establecido una red de colaboraciones para fomentar programas de innovación en Andalucía con empresas andaluzas y centros como Plataforma Solar de Almería (PSA), la Universidad de Almería (UAL), la Universidad de Granada (UGR), la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla y la Universidad de Cádiz (UCA) entre otros.



Estados Unidos aprueba la mayor Central Termosolar del mundo (1.000 MW)

La termosolar, de 1.000 MW, será construida en Blythe, en el desierto de California. Se trata de una inversión conjunta de Chevron y la empresa Tessera Solar.



Tessera Solar

El gobierno de Estados Unidos aprobó la construcción, en Mojave, California de la mayor planta termosolar del mundo, con una inversión de 6.000 millones de dólares (unos 4.330 millones de euros), el secretario del Interior Ken Salazar.

La infraestructura que se edificará en la denominada zona The Blythe estará conformada por cuatro plantas o centrales de **250 megavatios y 1.000 millones de dólares** cada una, y se espera que inicie sus operaciones en 2013.

Se trata de una inversión conjunta de Chevron y la empresa Tessera Solar, que cubrirá con

espejos un sector de 2.800 hectáreas en el desierto de California, cerca de los límites con Arizona, que cuando entre en operación, generará unos mil megavatios de electricidad, equivalente a la energía que consumen un millón de hogares estadounidenses en un día.

La concentración del calor solar y su transformación a electricidad se llevará a cabo sin ninguna contaminación al aire ni **emisiones de CO₂**.

Edison, una de las tres empresas eléctricas de California, que abastece al área de Los Ángeles, tiene un contrato para distribuir la

electricidad que genere la termosolar durante dos décadas.

La empresa encargada de la construcción, Solar Millennium, de Oakland, California, tiene el derecho de usar las tierras durante 30 años según un acuerdo aprobado por Salazar, dicha empresa ha realizado un estudio de impacto ambiental para reducir al mínimo el consumo de agua y asegurarse de que el proyecto no supondrá ningún riesgo para la tortuga del desierto, el cimarrón o el lagarto que habita esta región.

El secretario del Departamento de Interior, Ken Salazar, ha dado luz verde a la construcción en tierras federales de las dos centrales termosolares más grandes hasta ahora en Estados Unidos.

El gobierno de Obama está decidido a promover las energías renovables a la vista de la inactividad del Congreso. Ambas termosolares se construirán en el desierto de California bajo un programa de aplicación inmediata que encaja con el esfuerzo agresivo del estado de California para desarrollar la energía solar, eólica y geotérmica.

La termosolar más grande, un proyecto propuesto por Tessera Solar de 709 MW en una superficie de 6.360 acres en el Valle Imperial, es una termosolar de Disco Parabólico.



El Secretario Salazar espera concluir la firma de cinco proyectos más este año. El resultado combinado de estas cuatro podría ser cuatro veces superior a las dos que se acaban de aprobar. "Esperamos ver miles de megavatios de energía solar brotando en tierras federales" ha afirmado.

Este anuncio apareció poco después de que la Casa Blanca desvelara los planes para instalar



paneles solares de última generación en el tejado de la misma, y refleja la necesidad para los fabricantes de energía solar de ser innovadores y así poder emplear las subvenciones y garantías de préstamo para las energías renovables que están próximas a finalizar.

Las subvenciones y garantías de préstamo de la Ley Federal de estímulo de la economía pueden suponer cientos de millones de dólares en la termosolar, así se ha afirmado desde Tessera.

Esta decisión es la continuación de una serie de retrasos en la legislación sobre energía y cambio climático en el Congreso. Después de que el año pasado se adoptase en la Cámara de Representantes la ley sobre energía y cambio climático, los esfuerzos para avanzar en una legislación que reduzca las emisiones se colapsó en el Senado durante el verano debido a la falta de votos por miedo a una reacción de los votantes.

Además de las dos centrales de energía termosolar ya aprobadas, los proyectos que están preparados para ser aprobados a finales de año incluyen la termosolar Ivanpah de BrightSource Energy con 370 MW instalados, el proyecto Calico de Tessera de 850 MW, las termosolares Genesis Solar Energy Plant de NextEra con 250 MW y el proyecto Blythe de 1.000 MW de Solar Millennium.

Pero a pesar de la autorización federal queda un obstáculo importante para la mayoría de los proyectos: la falta de capacidad de las líneas de transmisión en el desierto, la mayoría de las cuales ya están ocupadas o prácticamente ocupadas.





» renovaclean®

Limpieza y mantenimiento de huertos solares

Limpiezas de torres de refrigeración

Limpieza química de calderas

Limpieza de intercambiadores de placas

Limpieza de intercambiadores carcasa-tubo

Limpieza de depósitos y tanques

Flushing de circuitos de lubricación y fluidos térmicos



» renovaclean
prestamos servicios para energías renovables

Carrera del Molino, 10
26560 Autol—La Rioja
Tfno: 902 006 438
info@renovaclean.com

www.renovaclean.com



renovaclean

Especialistas en limpiezas técnicas

Delegaciones

MADRID

C/ Teniente Ochoa Olalla nº2
Tfno 902 006 438
28019 Madrid

DELEGACIÓN SUR

Pol Ind Isla s/n
Dos Hermanas
Tfno 902 006 438
41702 Sevilla

DELEGACIÓN MURCIA

Av. Italia 5
Pol Industrial Las Salinas
Alhama de Murcia
Tfno 902 006 438
30840 Murcia

»» renovaclean

Carrera del Molino, 10
26560 Autol—La Rioja

Tfno: 902 006 438—941 39 09 91

info@renovaclean.com

www.renovaclean.com

Nuevos conceptos de TUBO RECEPTOR, mejoran la comerciabilidad de la termosolar



Durante la Conferencia Anual de la iniciativa industrial Dii, SCHOTT Solar presentó las tecnologías de tubo receptor de alta eficiencia para centrales de energía termosolar, como las que se emplearán también en el proyecto Desertec “energía del desierto”.

declarado que “como miembros fundadores de Dii queremos contribuir a que nuestro abastecimiento eléctrico sea en el futuro tanto sostenible como soportable económicamente.

Una producción eléctrica más barata es un factor importante para la puesta en práctica de Desertec. En el punto de mira, los tubos receptores de mayores dimensiones y nuevos fluidos caloportadores.

Durante la Conferencia Anual de la iniciativa industrial Dii, SCHOTT Solar presentó las tecnologías de tubo receptor de alta eficiencia para centrales de energía termosolar.

Uno de los temas fundamentales de la Conferencia ha sido cómo hacer competitiva la electricidad de origen solar generada en los desiertos del norte de África, mediante



Tubo receptor SCHOTT Solar

la reducción de costes. Los tubos receptores de alto rendimiento como los de SCOTT Solar desempeñan un papel muy importante. El tubo receptor es el núcleo de las centrales termosolares con tecnología cilindroparabólica y cuanto más luz solar convierte en calor, mayor es el rendimiento global de esta central.

El abastecimiento eléctrico desde centrales termosolares instaladas en los desiertos, representa en este sentido una alternativa muy prometedora, que además ya es una realidad desde hace algunos años”. Refiriéndose en este caso a las centrales solares como Nevada Solar One, en EE UU, como a las numerosas centrales termosolares existentes en España, que producen electricidad para muchos miles de hogares.

El Prof. Dr. Ing. *Udo Ungeheuer*, Presidente del Consejo de Dirección de SCHOTT AG, ha

SCHOTT Solar lleva suministrados más de 500.000 tubos receptores para estos y otros proyectos. "Como líderes tecnológicos y del mercado, desarrollamos con diligencia nuevos diseños de tubo receptor, que permitirán en el futuro producir electricidad a partir del sol, a un coste notablemente más bajo" añade Ungeheuer. "Esta es la base para que las centrales termosolares con tecnología cilindro-parabólica se masifiquen en todo el mundo y puedan también impulsar la puesta en práctica de la estrategia de Desertec."



Nueva generación de tubos receptores: (+) eficiencia (-) costes

El diseño de los tubos receptores de SCHOTT Solar ya establece hoy en día referencias en materia de óptica solar, eficiencia y estabilidad a largo plazo. Para seguir mejorando su rendimiento, SCHOTT Solar sigue dos vías:

- Por una parte la empresa ha desarrollado tubos receptores para captadores solares de grandes dimensiones.
- Por otra, tiene dispuesto el punto de mira sobre la utilización de nuevos fluidos caloportadores.

En la actualidad, los tubos receptores utilizan un aceite que puede calentarse hasta aprox. los 400 °C. En el futuro los campos solares utilizarán nuevos fluidos caloportadores, para poder llevar a cabo el proceso de generación de vapor a mínimo 500 °C y, de esta forma, alcanzar mayores rendimientos. SCHOTT Solar ha proporcionado ya prototipos para todas estas tecnologías que están siendo utilizados en ensayos de campo.

Los vehículos eléctricos con baterías de litio **no emiten CO₂**, siempre que la electricidad provenga de energías renovables, como la eólica, la energía solar fotovoltaica y la termosolar o solar termoeléctrica. Los aerogeneradores podrán suministrar la electricidad a los vehículos eléctricos, que en

un futuro servirán también para almacenar y regular la electricidad intermitente en el sector eólico.

SCHOTT Solar hace posible con sus productos de alta calidad, aprovechar el potencial casi inagotable del sol como fuente de energía renovable. Para este fin, produce componentes esenciales para aplicaciones fotovoltaicas y para centrales solares con tecnología de *colectores cilindro-parabólicos*. En la industria fotovoltaica, la empresa pertenece a los pocos fabricantes integrados de obleas de silicio cristalinas, células solares y módulos fotovoltaicos.

En la tecnología de capa fina, SCHOTT Solar, es por su experiencia de más de 20 años la empresa que abre caminos. En la producción de receptores para centrales solares con tecnología de *colectores cilindro-parabólicos*, es líder de mercado y tecnológico. SCHOTT Solar produce en Alemania, en la República Checa, en EE.UU y España. SCHOTT desarrolla materiales especiales, componentes y sistemas para los sectores de la industria de aparatos domésticos, farmacia, energía solar, electrónica, óptica y automoción.

La fuerza innovadora y la competencia tecnológica de SCHOTT Solar se remonta hasta finales de los años 50. La accionista principal de SCHOTT Solar AG es la sociedad SCHOTT AG, Maguncia. El Consorcio SCHOTT alcanzó en el ejercicio de 2008/2009 con aproximadamente 17.400 empleados un volumen de ventas global de 2,3 mil millones de euros.

EL SISTEMA DE ORIENTACIÓN DE COLECTORES (CCP)



Sistema hidráulico FLUTECHNIK HAWE

Para que la radiación captada en la superficie de los módulos sea máxima, es necesario que dicha superficie de captación sea perpendicular a la dirección en la que inciden los rayos solares. Esto supone que el campo solar debe disponer de dos sistemas: el primero, que debe determinar con exactitud donde se encuentra el sol en cada momento, y el segundo, que debe posicionar el módulo en posición perpendicular. Ya que el tubo absorbedor atraviesa los módulos longitudinalmente, solo es posible realizar el seguimiento solar a un eje.

Por Santiago García Garrido
www.renovetec.com

La determinación de la posición solar.

Actualmente existen dos sistemas para determinar la posición solar: *sensor solar* (*sensor de sombra*) y *algoritmo matemático*. El primero determina la posición de una sombra que genera el sensor en un punto

determinado. El segundo, se basa en el hecho de que es posible conocer con absoluta exactitud la posición solar cualquier día del año en cada segundo, basándose en cálculo astronómico. De los dos sistemas, es el seguimiento por algoritmo matemático el que permite obtener un resultado más preciso, sencillamente porque el sensor

puede tener errores y en cambio, se conoce con exactitud la posición del sol sin necesidad de medirlo. Las estaciones meteorológicas permiten conocer la posición solar para contrastarla con el cálculo realizado, y comprobar si hay desviaciones. Es necesario además el empleo de un encoder que permita verificar la correcta posición del módulo solar.

El sistema de seguimiento.

La primera alternativa que se ha estudiado y que actualmente está descartada es la posibilidad de realizar el movimiento de seguimiento solar a un eje con un motor eléctrico y un grupo reductor. Los *inconvenientes* que presenta son los siguientes:

- La potencia eléctrica sería mayor que la necesaria para realizar el movimiento con un sistema hidráulico.
- En una planta con 90 lazos, los 360 colectores que lo componen se moverían en el mismo instante. Eso haría que se produjeran picos de consumo muy acusados.
- La pequeña oscilación provocada por el viento desgastaría prematuramente el reductor, lo que provocaría fallos frecuentes.

Es indudable que un sistema de movimiento basado en un motor eléctrico y un reductor simplificaría la instalación, el montaje y el mantenimiento del sistema de tracción, pero el estado actual de la tecnología aplicada al movimiento de los colectores hace pensar que no sería ninguna ventaja.



Fig. 2 Sistemas de seguimiento hidráulico

La siguiente alternativa está basada en un motor eléctrico que acciona un sistema

hidráulico con un engranaje de cremallera. El sistema puede verse en la *figura 1*. El sistema, aunque fácil de operar y mantener,



Fig. 1 Sistema de seguimiento electrohidráulico

provoca una pequeña desviación en los extremos del colector, que hace que la orientación no sea perfecta en esa zona del colector. En caso de requerirse un desenfoque rápido y total, hay que prever la disponibilidad de un sistema de alimentación de emergencia de aproximadamente 1 MW de potencia y arranque rápido, para garantizar el desenfoque incluso con un corte de energía de la línea principal.

El mecanismo de tracción ideal.

El mecanismo de tracción ideal a día de hoy es un mecanismo hidráulico basado en dos cilindros, un grupo hidráulico y un conjunto de válvulas, instaladas en el centro de un

colector. En la *figura 2* pueden verse dos ejemplos del sistema hidráulico.

El sistema hidráulico consta de los siguientes elementos

- Pilar de soporte.
- Sistema hidráulico, generalmente compuesto por:
 - 2 cilindros.
 - 1 central hidráulica, compuesta por un motor, un depósito de aceite, y un conjunto de válvulas.
 - Latiguillos de conexión y fluido hidráulico.
- Acumulador.
- Encoder lineal y finales de carrera.
- Sistema de biela-manivela en la cabeza del pilar para convertir el movimiento lineal del cilindro en movimiento rotativo.
- Armario de control.

A pesar de que presenta indudables ventajas frente a los sistemas eléctricos basados en un motor y un reductor, o al sistema electrohidráulico mostrado en la figura 1, el empleo de un sistema hidráulico como el descrito requiere prestar atención a una serie de puntos:

- **La acumulación de suciedad en los perfiles.*
- **La posibilidad de entrada de polvo y/o humedad en el depósito.*
- **La corrosión que puede sufrir la estructura y el sistema hidráulico.*
- **El correcto funcionamiento de las válvulas.*
- **El frenado del módulo para mantenerlo en la posición deseada en condiciones de viento.*
- **El suministro constante y fiable de aceite.*
- **La calidad de los cilindros hidráulicos responsables del movimiento.*
- **El grado de protección del armario eléctrico y del sistema hidráulico.*
- **Capacidad para realizar un movimiento completo de desenfoque aún en ausencia total de suministro eléctrico.*

Todos estos puntos pueden no causar un problema a corto plazo, haciendo que el sistema aparentemente funcione de forma

satisfactoria. Pero estas plantas deben funcionar correctamente más de 25 años, por lo que no hay que perder de vista el comportamiento a largo plazo de cada sistema que se instale en una central termosolar.

El sistema FLUITECNIK HAWE.

De las soluciones existentes en el mercado, el sistema desarrollado por FLUITECNIK HAWE es, con diferencia, el que mejor contempla cada uno de los aspectos que deben preocupar a un promotor a largo plazo. La solución propuesta por la empresa FLUITECNIK HAWE tiene en cuenta los siguientes puntos:

Protección anticorrosiva de todos sus componentes asegurando el cumplimiento de las más estrictas especificaciones técnicas.

Verificación del diseño mediante test y ensayos de vida y fatiga de los diferentes componentes utilizados.

Optimización del diseño que facilita las operaciones de montaje en planta y los posteriores trabajos de operación y mantenimiento, rebajando costes en la construcción y en la explotación. El sistema se envía a planta totalmente montado, probado y calibrado.

Los componentes de este sistema y sus características principales son las siguientes:

Bomba hidráulica de pistones radiales de caudal fijo. La central hidráulica mostrada en la figura 3 contiene en su interior la bomba de pistones.

La bomba trabaja con comodidad a los 150 bar que se exige, ya que puede desarrollar hasta 700 bar en continuo. La duración media de una bomba de pistones, es cinco veces mayor que una bomba de engranajes. La bomba tiene tres pistones, con la ventaja indudable de que cada pistón se comporta como una bomba independiente, de forma que si se produce alguna incidencia en algún pistón el equipo sigue trabajando



correctamente con 1/3 menos de caudal pudiendo esperarse hasta la noche para su reparación.

El depósito de aluminio que almacena el aceite hidráulico mejora la refrigeración e inhibe el riesgo de corrosión. Gracias a que el motor eléctrico se encuentra sumergido, el equipo es muy compacto y ligero, pudiendo un solo operario sin conocimientos de hidráulica o electricidad (va equipado con un conector Harting que simplifica la conexión y desconexión) montar y desmontar la central. No hay que olvidar que la plantilla de mantenimiento es reducida, por lo que todas las actividades de mantenimiento que puedan delegarse en el personal de operación favorecen la disponibilidad y mantenibilidad del campo solar. Además, no es necesario pintar el equipo, lo que reduce la carga de trabajo del personal de mantenimiento.



Fig. 3 Bomba hidráulica del sistema de seguimiento FLUITECNIK HAWE

Sistema de deshumidificación para asegurar pureza de aceite garantizando ausencia de agua en el circuito. El depósito lleva un filtro de Silicagel que mantiene libre de humedad y de polvo el interior, aumentando la durabilidad del aceite hidráulico. El diseño del depósito es modular y puede tener la capacidad que se precise, reduciendo en gran medida la cantidad de aceite hidráulico necesario en el conjunto del campo solar.

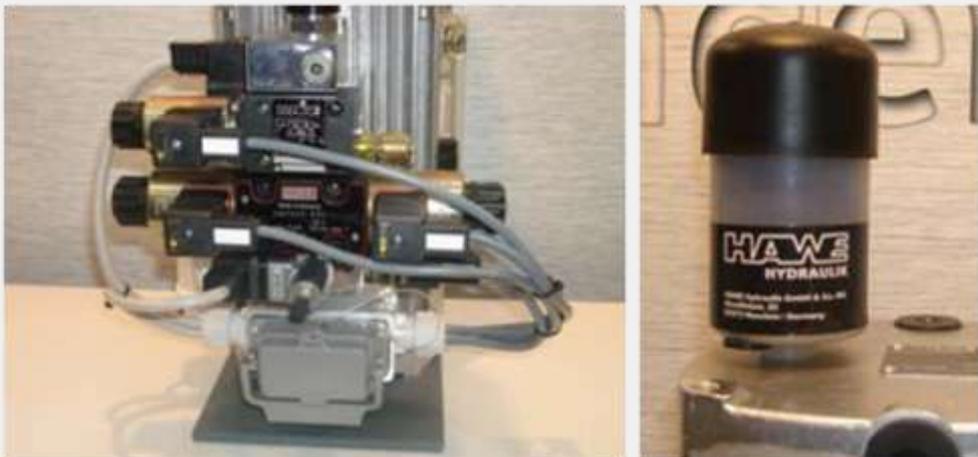


Fig.4 Detalles del sistema hidráulico.

Las válvulas son estancas, y aunque la firma dispone de sistemas con válvulas de corredera, RENOVETEC recomienda claramente las válvulas estancas ya que son menos sensibles a la suciedad. Se trata de un diseño modular, de acero mecanizado y tratado, lo que parece una buena elección al dotar al conjunto de una alta protección a la corrosión. Con la válvula estanca se limitan además las fugas internas, y se consigue una mayor precisión en el movimiento. Las válvulas están diseñadas al caudal requerido por el circuito para una mejor precisión del posicionado. Utilizan bobinas de tan sólo 8 w que reducen el consumo de la instalación y la necesidad de energía en caso de un desenfoque de emergencia.



Fig.5 Válvulas del sistema hidráulico de seguimiento de la firma FLUITECNIK HAWE

Los cilindros tienen un doble sistema de estanqueidad, minimizando el riesgo de fugas de aceite al exterior. Además, la disposición de los cilindros facilita las operaciones de mantenimiento. El bajo rozamiento del sistema de estanqueidad evita el efecto *stick-slip*, permitiendo un control de seguimiento solar más continuo. Las juntas internas soportan condiciones meteorológicas desfavorables (hielo, cambios de temperatura bruscos) y tienen un excelente comportamiento a los rayos UVA.



Fig. 6 Cilindros hidráulicos y sistema biela-manivela

El grado de protección de todo el accionamiento es IP 65, grado mínimo que debe considerarse en el proyecto de un campo solar. Dispone además de sensores de temperatura y nivel de aceite.

Los perfiles no son angulares, sino cerrados, lo que evita la acumulación de polvo y suciedad.

El sistema posee un acumulador de presión, que evita los continuos arranques y paradas del motor eléctrico que se observan en los sistemas sin acumulador, y permite además realizar un desenfoque completo en caso de emergencia con la mínima alimentación eléctrica.



Fig. 7 Sistema hidráulico FLUITECNIK HAWE totalmente montado

Dos nuevas Centrales Termosolares se conectan a la red: La Dehesa (SAMCA) y Majadas (Acciona)

Majadas, Cáceres (Acciona)

ACCIONA Energía ha puesto en marcha la planta termosolar de Majadas de Tiétar (Cáceres), de 50 MW de potencia, en la que ha invertido 237 millones de euros. La planta de Majadas, situada a unos tres kilómetros al norte de la localidad pacense, producirá electricidad limpia equivalente al consumo de unos 30.000 hogares y evitará la emisión de **96.100 toneladas anuales de CO₂** en centrales de carbón, con un efecto depurativo para la atmósfera equivalente al de 4,8 millones de árboles. Contribuirá asimismo a la seguridad energética, al desplazar combustible fósil equivalente a **57.000 barriles de petróleo**.

Con éstas, ya son 14 las centrales operativas en España, lo que supone una potencia instalada de 582,4 MW.

La Dehesa, Badajoz (SAMCA).

La Central Solar Termoeléctrica "La Dehesa" ubicada en la localidad de La Garrovilla (Badajoz), ha realizado ya la primera sincronización a la red, por lo que actualmente se encuentra en fase de pruebas de operación. Esta central, perteneciente al Grupo Renovables SAMCA utiliza la tecnología de canales parabólicos y tiene una potencia de 50 MW



Ingeniería de Centrales Termosolares CCP

**Soluciones óptimas para el diseño
de centrales termosolares**

El libro INGENIERÍA DE CENTRALES TERMOSOLARES CCP, ofrece un estudio detallado de las soluciones técnicas que han dado mejores resultados prácticos en las centrales termosolares actualmente en explotación o en construcción. Se trata de un libro técnico, hecho por técnicos y dirigido a técnicos, y sólo tiene un objetivo: difundir los detalles de la tecnología termosolar de forma que las centrales que se proyecten en el futuro inmediato sean más eficientes y económicas.



www.renovetec.com



renovetec

FORMACIÓN TÉCNICA ESPECIALIZADA
CENTRALES ELÉCTRICAS, ENERGÍAS RENOVABLES
Y MANTENIMIENTO INDUSTRIAL

Descárgate libros gratis, información técnica,
cursos, normativa y ofertas de empleo

www.renovetec.com

RENOVETEC

91 126 37 66

Paseo del Saler 6

Fuenlabrada — 28945 Madrid

Centrales Termosolares OPERATIVAS

NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	LOCALIDAD	PROVINCIA	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
PS10	<i>San Lúcar La Mayor</i>	SEVILLA	<i>Torre y heliostatos</i>	11 MW
ANDASOL 1	<i>Aldeire</i>	GRANADA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PS20	<i>San Lúcar La Mayor</i>	SEVILLA	<i>Torre y heliostatos</i>	20 MW
PUERTOLLANO IBERSOL	<i>Puertollano</i>	CIUDAD REAL	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PUERTO ERRADO 1	<i>Calasparra</i>	MURCIA	<i>Fresnel</i>	1,4 MW
LA RISCA	<i>Alvarado</i>	BADAJOS	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
ANDASOL 2	<i>Aldeire</i>	GRANADA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
EXTRESOL 1	<i>Torre de San Miguel Sesmero</i>	BADAJOS	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
SOLNOVA 1	<i>San Lúcar La Mayor</i>	SEVILLA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
SOLNOVA 2	<i>San Lúcar La Mayor</i>	SEVILLA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
SOLNOVA 4	<i>San Lúcar La Mayor</i>	SEVILLA	<i>Torre y heliostatos</i>	50 MW
C. SOLAR TERMOELÉCTRICA LA FLORIDA	<i>Alvarado</i>	BADAJOS	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PL. TERMOELÉCTRICA DE MAJADAS	<i>Majadas</i>	CÁCERES	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
C. SOLAR TERMOELÉCTRICA LA DEHESA	<i>La Garrovilla</i>	BADAJOS	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW

Centrales Termosolares EN CONSTRUCCIÓN AVANZADA

NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	LOCALIDAD	PROVINCIA	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
CASA DEL ÁNGEL	<i>Casas de los Pinos</i>	CUENCA	<i>Discos parabólicos</i>	1 MW
PL. TERMOELÉCTRICA DE PALMA DEL RÍO I	<i>Palma del Río</i>	CÓRDOBA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PL. TERMOELÉCTRICA DE PALMA DEL RÍO II	<i>Palma del Río</i>	CÓRDOBA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PUERTO ERRADO 2	<i>Puerto Errado</i>	MURCIA	<i>Fresnel</i>	30 MW
ANDASOL 3	<i>Aldeire</i>	GRANADA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
MANCHASOL 1	<i>Alcázar de San Juan</i>	CIUDAD REAL	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PLANTA TERMOSESOLAR EXTRESOL 2	<i>Torre de San Miguel Sesmero</i>	BADAJOS	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
GEMASOLAR	<i>Fuentes de Andalucía</i>	SEVILLA	<i>Torre y heliostatos</i>	19 MW
HELIOENERGY 1	<i>Écija</i>	SEVILLA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
HELIOENERGY 2	<i>Écija</i>	SEVILLA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
LEBRIJA 1	<i>Lebrija</i>	SEVILLA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
TERMOSESOL 50	<i>San José del Valle</i>	CÁDIZ	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
ARCOSOL 50	<i>San José del Valle</i>	CÁDIZ	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW

Centrales Termosolares PREASIGNADAS

NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	LOCALIDAD	PROVINCIA	TECNOLOGÍA	POTENCIA (MW)
PL. SOLAR TERMOELÉCTRICA	<i>Espejo</i>	CÓRDOBA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
C. TERMOSOLAR "LA AFRICANA"	<i>Fuente Palmera</i>	CÓRDOBA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PL. TERMOELÉCTRICA DE CONSOL ORELLANA	<i>Orellana</i>	BADAJEZ	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
HELIOS I	<i>Puerto Lápice</i>	CIUDAD REAL	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
HELIOS II	<i>Puerto Lápice</i>	CIUDAD REAL	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
C. SOLAR TERMOELÉCTRICA "ASTE-1A"	<i>Alcázar de San Juan</i>	CIUDAD REAL	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
C. SOLAR TERMOELÉCTRICA "ASTE-1B"	<i>Alcázar de San Juan</i>	CIUDAD REAL	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
SOLARCOR 1	<i>El Carpio</i>	CÓRDOBA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
SOLARCOR 2	<i>El Carpio</i>	CÓRDOBA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PL. TERMOSOLAR DE MORÓN	<i>Morón de la Frontera</i>	SEVILLA	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
MANCHASOL 2	<i>Alcázar</i>	CIUDAD REAL	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PL. TERMOSOLAR DE OLIVENZA 1	<i>Olivenza</i>	BADAJEZ	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
PL. TERMOSOLAR EXTRESOL 3	<i>Torre de San Miguel Sesmero</i>	BADAJEZ	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW
C. SOLAR TERMOELÉCTRICA "AXTESOL 2"	<i>Badajoz</i>	BADAJEZ	<i>Canales parabólicos</i>	50 MW

Centrales Termosolares PREASIGNADAS

SOLABEN 1	Logrosán	CÁCERES	Canales parabólicos	50 MW
SOLABEN 2	Logrosán	CÁCERES	Canales parabólicos	50 MW
SOLABEN 3	Logrosán	CÁCERES	Canales parabólicos	50 MW
TERMOSOL 1	Navalvillar de Pela	BADAJOS	Canales parabólicos	50 MW
TERMOSOL 2	Navalvillar de Pela	BADAJOS	Canales parabólicos	50 MW
TERMOSOLAR BORGES, S.L.	Aiguës Blanques	LÉRIDA	Canales parabólicos	22 MW
EXTREMASOL 1	Villanueva de la Serena	BADAJOS	Canales parabólicos	50 MW
SOLABEN 6	Logrosán	CÁCERES	Canales parabólicos	50 MW
C. SOLAR TERMOELÉCTRICA CÁCERES	Galisteo	CÁCERES	Canales parabólicos	50 MW
CASABLANCA	Talarubias	BADAJOS	Canales parabólicos	50 MW
C.SOLAR TERMOELÉCTRICA ENERSTAR VILLENA	Alicante	ALICANTE	Canales parabólicos	50 MW
PL. TERMOSOLAR 8 MW PUERTOLLANO	Puertollano	CIUDAD REAL	Discos parabólicos	8 MW
PL. TERMOSOLAR 10 MW PUERTOLLANO	Puertollano	CIUDAD REAL	Discos parabólicos	10 MW
PL. TERMOSOLAR 10 MW PUERTOLLANO	Puertollano	CIUDAD REAL	Discos parabólicos	10 MW
PL. TERMOSOLAR 10 MW PUERTOLLANO	Puertollano	CIUDAD REAL	Discos parabólicos	10 MW
PL. TERMOSOLAR 10 MW PUERTOLLANO	Puertollano	CIUDAD REAL	Discos parabólicos	10 MW
PL. TERMOSOLAR 10 MW PUERTOLLANO	Puertollano	CIUDAD REAL	Discos parabólicos	10 MW
PL. TERMOSOLAR 14 MW PUERTOLLANO	Puertollano	CIUDAD REAL	Discos parabólicos	14 MW
ARENALES	Morón de la Frontera	SEVILLA	Canales parabólicos	50 MW

ACCIDENTE en la planta termosolar de "La Dehesa" en La Garrovilla (Badajoz)

El pasado sábado 6 de noviembre se produjo un accidente en la planta termosolar de La Dehesa en La Garrovilla (Badajoz) propiedad del Grupo Renovables SAMCA en el que resultaron afectados sufriendo quemaduras 6 de los trabajadores que operaban en ella. Hasta el lugar de los hechos y ante la complejidad del accidente -ya que en un primer momento se barajó la posibilidad de haberse producido una fuga de una mezcla de sales (nitrato potásico y nitrato sódico) en una tubería dentro de las instalaciones- se desplazaron efectivos de bomberos, policiales, sanitarios, de la Guardia Civil, de Protección Civil, y de Inspección de trabajo.

La noticia causó expectación, generando polémica sobre las posibles causas del accidente, hablándose de fuga, rotura de tubería, e incluso de "prisas" a los trabajadores por parte de la empresa contratista para cumplir plazos.

José Miguel Villarig, Consejero Delegado de Renovables SAMCA ha explicado que el accidente no se originó por un reventón, ni por una rotura de una tubería, ni una fuga en las conducciones, sino que se produjo como consecuencia de los trabajos de desmontaje de una planta auxiliar.

Seis heridos, dos de ellos graves.

Los afectados por el accidente son 6 trabajadores. Cuatro de ellos, con edades comprendidas entre los 21 y los 34 años, fueron dados de alta de forma casi inmediata, según la información facilitada por la Junta de Extremadura. Peor suerte tuvieron los otros dos operarios de 50 y 46 años que fueron trasladados en helicóptero al Hospital Virgen de

José Miguel Villarig, Consejero Delegado de Renovables SAMCA ha afirmado que se estaba desmontando la planta auxiliar de fundido de sales.

El trabajo consistía en desconectarla del depósito de sales fundidas. La planta auxiliar y el depósito de sales están unidos mediante dos tubos cerrados con una brida. Antes de retirar la brida es necesario medir la temperatura de las tuberías para asegurarse de que en su interior no hay fluido calotransportador (circula a unos 300°C). La medición indicó que la tubería estaba vacía.

Una vez realizada esa comprobación se procedió a desmontar la brida. Los tornillos de la parte superior se quitaron sin problemas, pero los de la parte inferior no. Por ello la abertura entre las dos tuberías no fue total y quedó un agujero con forma de "V" entre ambas. Lo que nadie sabía es que en alguna parte del conducto se había producido un tapón que debió desprenderse cuando los trabajadores manipulaban la tubería. El líquido que estaba retenido salió por la brida que, al no estar totalmente abierta, hizo las veces de aspersor de un fluido que tendría una temperatura de 250° C. El caudal no era mucho, pero si el suficiente para herir a las personas que están en la dirección en la que salió el chorro.

¿Por qué se formó el tapón? No sabemos explicarlo" reconoce el Consejero. La empresa investiga lo sucedido como también lo ha hecho la Inspección de Trabajo y la Consejería de Industria de la Junta de Extremadura, que ahora tendrán que hacer público su dictamen. De lo que no hay duda para José Miguel Villarig "es que se cumplieron todos los protocolos de seguridad"



Central Termosolar de “La Florida”

la Montaña de Cáceres con quemaduras de tercer grado en brazos y tronco. Los afectados no eran trabajadores de Renovables SAMCA. El motivo, explica José Miguel Villarig, es que *“tenemos adjudicada la obra a una UTE. Y el hecho de que haya varias empresas trabajando en la planta no es un signo de desbarajuste sino de volumen de obra”* Durante el montaje de una planta solar hay momentos punta en los que coinciden 500 ó 600 trabajadores. Dándose además la circunstancia de que algunos de los trabajadores implicados en el accidente eran personas experimentadas que ya habían desmontado la misma planta auxiliar en la central termoeléctrica de “La Florida” también propiedad de Renovables SAMCA.

La central termosolar de “La Dehesa” en La Garrovilla

Es una planta de casi 200 millones de euros y que dará electricidad a 128.000 personas. Producirá 160.000 megavatios al año y la previsión es que esté en funcionamiento antes de que acabe este mes de diciembre. Levantada sobre una finca municipal de 220 hectáreas de las 256 que, en total, tiene el terreno, producirá la suficiente electricidad para que se beneficien de ella 128.000 personas, es decir, casi la ciudad de Badajoz.

La aragonesa Renovables SAMCA se encarga de su gestión. La obra ha supuesto una fuente de generación de riqueza para el pueblo y su entorno, ya que el ayuntamiento garrovillano

ha ingresado 1,1 millones de euros sólo por licencia de obras, más de la mitad de su presupuesto municipal medio, llegando a crear cerca de 600 puestos de trabajo y se espera que cuando entre en funcionamiento **45 empleos estarán consolidados.**

Cuando esté operando plenamente, la planta generará 160.000 megavatios al año, lo que equivale al consumo de energía anual de 32.000 familias y contará por la noche y en los días nublados con un sistema de almacenamiento térmico para que funcione a plena carga durante un máximo de siete horas y media.

La planta de “La Dehesa” tiene una potencia de 50 MW. Opera mediante un campo de captación compuesto por cilindros parabólicos y utiliza el almacenamiento térmico de sales fundidas como solución tecnológica para poder operar en situación de radiación solar insuficiente.

La SOLAR FOTOVOLTAICA está preparada para convertirse en fuente de energía mayoritaria en los países del Cinturón Solar antes de 2030



Central solar fotovoltaica

Los países del llamado Cinturón Solar (Sunbelt), situados entre las latitudes de $\pm 35^\circ$ respecto al ecuador, representan en la actualidad alrededor del 75% de la población mundial y el 40% de la demanda mundial de electricidad. Además, se prevé que en torno al 80% del crecimiento global de la demanda de electricidad en los próximos 20 años provenga de las economías emergentes de esta región. La energía solar fotovoltaica (ESFV) presenta un potencial competitivo único en los países del Sunbelt, caracterizados por unos elevados niveles de radiación solar y, a menudo, altos precios en las tarifas eléctricas. En este escenario, la fotovoltaica tiene una oportunidad única para convertirse en una de las principales fuentes de energía antes del año 2020 y en una fuente mayoritaria antes de 2030.

Ésta es la conclusión más importante del estudio presentado por la Asociación de la Industria Solar Fotovoltaica (EPIA):

“Unlocking the Sunbelt potential of photovoltaics” (Desatando el potencial de la energía fotovoltaica en el Cinturón Solar). Este informe, realizado con el apoyo de la consultoría estratégica A.T. Kearney, examina en detalle 66 de los 148 países que forman el Sunbelt donde viven unos 5.000 millones de personas, el 95% de la población de esta región.

A pesar de sus elevados niveles de radiación solar, hoy en día estos países representa únicamente el 9% de la capacidad solar fotovoltaica instalada a nivel mundial, lo que demuestra claramente que el potencial del Sunbelt está aún por explotar en su totalidad.



1.100 GW antes de 2030, lo que supondría entre un 27% y un 58% de la capacidad global instalada de ESFV que se prevé para este periodo. Dado que se estima que los precios de los sistemas fotovoltaicos disminuyan hasta un 66% antes de 2030, los costes de generación, que en varios países ya resultan competitivos en la actualidad comparados con algunas tecnologías de generación pico, experimentarían un descenso pronunciado.

A excepción de China, los 10 principales mercados de la ESFV a nivel mundial se encuentran situados actualmente fuera de la región de Sunbelt.

El informe de la EPIA resalta la necesidad de incentivar a la industria solar fotovoltaica y al

“Este estudio posee una considerable importancia ya que pone de manifiesto, con hechos y cifras contrastados, el inmenso potencial de la ESFV en los países del Sunbelt”, así lo ha afirmado Adel El Gammal, Secretario General de la EPIA. “La fotovoltaica gracias a sus fundamentos únicos, constituye cada vez más una alternativa democrática, limpia y competitiva a los combustibles convencionales y con toda seguridad se convertirá en una fuente de electricidad mayoritaria capaz de satisfacer la creciente demanda eléctrica de las economías en expansión de esta región así como de cualquier otra parte del mundo”, añadió.

“Tomando como referencia el futuro desarrollo de esta tecnología, podemos concluir sin temor a equivocarnos que los precios de los módulos y los instaladores seguirán la conocida curva de evolución de precios, lo que se traducirá en un coste entre 0,06 y 0,12 €/kWh en 2020 y un coste aún menor en 2030, entre 0,04 y 0,08 €/kWh” ha explicado Winfried Hoffman, Vicepresidente de la EPIA. “Ya en 2020, la fotovoltaica estará en condiciones de competir con los costes de generación de las centrales eléctricas de carbón limpio, mientras que en 2030 todas las tecnologías de generación de energía eléctrica convencionales serán más costosas que la ESFV”

El estudio, que analiza para cada país criterios como su atractivo de inversión y el potencial competitivo de la fotovoltaica, identifica tres posibles escenarios de despliegue. Los datos demuestran que el potencial del Sunbelt podría variar, en función del escenario, entre 60 y 250 GW antes del año 2020 y entre 260 y

mismo tiempo, a los gobiernos de los países para garantizar la capacidad de dar servicio a estos mercados que cada vez son más importantes. También es necesario afianzar su compromiso para contribuir de manera significativa a las economías nacionales y a la generación de valor añadido.

CATERPILLAR compra la empresa alemana MWM por 580 millones de euros

El fabricante estadounidense de maquinaria industrial y vehículos pesados Caterpillar ha llegado a un acuerdo con la empresa de capital privado 3i para adquirir el fabricante alemán de motores MWM por 580 millones de euros.



La compañía estadounidense destaca que la adquisición de MWM, que tiene su sede en la localidad alemana de Mannheim, ampliará de forma *“significativa”* las ofertas a sus clientes de soluciones de generación de energía sostenible y se traducirá en *“importantes sinergias”* aprovechando la cartera de productos y tecnologías que ambas empresas poseen.

Según Caterpillar, MWM es la compañía líder mundial en fabricación de motores *“altamente sostenibles”* y cuenta con más de **135 años de experiencia en el desarrollo y la optimización de motores de combustión de gas natural, diesel y gases especiales.**

MWM cuenta con el reconocimiento de su tecnología destacada y fortaleza de producto, sobre todo dentro de la gama de alta eficacia

de motores, calor combinado y energía y soluciones de Trigeneración capaces de funcionar con una amplia gama de combustibles gaseosos, incluyendo gas natural, biogás, gas de minería y gas de residuos industriales”, así lo ha afirmado Doug Oberhelman consejero delegado de Caterpillar. *“Se trata de un complemento natural a los negocios de generación energética de diesel y gas existentes de Caterpillar, y demuestra nuestro compromiso con la inversión continuada en productos e industrias sostenibles”*

Por su parte Peter Wirtz, socio y director administrativo de 3i Alemania, ha comentado: *“Estamos muy contentos del desarrollo experimentado por MWM en los últimos tres años (3i adquirió MWM en 2007 a DEUTZ AG propietario desde 1985).*

En colaboración con el equipo administrativo y empleados de MWM, hemos desarrollado e implementado un amplio número de iniciativas de mejora estratégica y operativa. También hemos llevado a cabo una inversión

que Caterpillar proporciona los mejores prospectos para el próximo paso de nuestro desarrollo, teniendo en cuenta su red mundial que nos abrirá nuevas oportunidades de distribución y crecimiento”

“MWM es la compañía líder mundial en fabricación de motores “altamente sostenibles” y cuenta con más de 135 años de experiencia en el desarrollo y la optimización de motores de combustión de gas natural, diesel y gases especiales”

considerada en las instalaciones de producción de la compañía, plataforma de investigación y desarrollo y red de distribución. En la

MWM se convertirá en parte de la división de energía eléctrica (EPD, por su sigla en inglés) de Caterpillar, que se encarga de suministrar gas natural y sets de



Caterpillar

generadores diesel y sistemas de energía integrada implicados en la generación, control y suministro de electricidad. EPD realiza operaciones en más de 50 localizaciones de todo el mundo.

La integración de MWM conseguirá importantes sinergias, mejorando la gama de productos existentes en las dos compañías, tecnologías de motores avanzados, recursos de investigación y desarrollo, fabricación, distribución y capacidades de apoyo al cliente.

actualidad, MWM posee una fuerza laboral altamente capacitada y motivada, con los mejores productos de su clase además de una organización de ventas muy eficaz e instalaciones de producción” **Wirtz** añadió también que “más allá de nuestra misión lograda de transformación del posicionamiento de MWM, creemos firmemente en el éxito a largo plazo de la compañía bajo la propiedad de Caterpillar”

“La industria de los motores de gas encaja perfectamente en los negocios de energía y de sistemas de generación energética de Caterpillar. Junto a los productos, tecnología y red de distribución mundial premium de las dos compañías, nuestra oferta completa proporcionará soluciones de sistema energético sostenible para nuestros clientes globales” **indicó Bill Rohner, vicepresidente** con responsabilidad de energía eléctrica de Caterpillar.

Peter Grosch, presidente de MWM, destacó: “Apreciamos mucho el apoyo de 3i, y creemos

Finalmente se espera que la adquisición

termine en los próximos meses, estando pendiente de las aprobaciones normativas finales.

Caterpillar

Durante más de 85 años, Caterpillar Inc. Ha realizado progresos posibles y desplegado un cambio positivo y sostenible en todos los continentes. Con unas ventas e ingresos en 2009 de 32.396 millones de dólares estadounidenses, Caterpillar es el principal fabricante de equipamiento de construcción y minería, motores diesel y de gas natural, turbinas de gas industrial y locomotoras diesel-eléctricas.



Motor camión Caterpillar

Caterpillar Inc. Opera en tres líneas principales de negocio: Maquinaria, motores y productos financieros:

Maquinaria: se ocupa del diseño, la fabricación, la comercialización y la venta de la maquinaria de construcción, la minería de datos y la silvicultura.

Motores: el diseño, la fabricación, la comercialización y la venta de motores. Caterpillar es el mayor fabricante de motores y máquinas de integración vertical del mercado y, como tal, tiene el control sobre el diseño de cada pieza, componente y sistema que incorpora a sus productos. Como resultado sus ingenieros pueden combinar todas las piezas de la mejor forma posible, desarrollando y validando diseños completamente integrados, convirtiendo esos diseños en productos completos y optimizados en función de las numerosas aplicaciones en las que trabajan con sus clientes. Estos productos también pueden integrarse a cada puesto de trabajo: con tecnologías y sistemas que mejoran la eficiencia y la rentabilidad, al tiempo que reducen el impacto medioambiental.

En el año 2003 Caterpillar se convierte en el primer fabricante de motores del mundo ofreciendo una completa línea de motores diesel limpios para el año 2004 que cumple todos los requisitos y certificaciones de la Environmental Protection Agency (EPA) de Estados Unidos. Se desarrolla la innovadora tecnología de control de emisiones de Caterpillar, conocida como Tecnología Avanzada de Reducción de Emisiones de Combustión (Advanced Combustion Emissions Reduction Technology - ACERT); para cumplir los requisitos de EPA sin sacrificar rendimiento, fiabilidad o economía de consumo.



Caterpillar

MWM GmbH

MWM GmbH es uno de los principales proveedores del mundo de plantas de generación de energía altamente eficiente y sostenible. Con sede en Mannheim, Alemania, la empresa puede remontarse a más de 135 años de experiencia en el desarrollo y optimización de motores de combustión para el gas natural gases especiales y combustible diesel. El conocimiento de la cadena de valor, la competencia en ingeniería y la innovación hacen de MWM un socio fiable que desarrolla y produce soluciones adaptadas para las necesidades individuales de sus clientes.



Motor MWM serie 10

Con más de 1.100 empleados en 11 compañías filiales en todo el mundo, la compañía se ha centrado en soluciones ecológicamente progresivas para producir “energía renovable”.

En 1922 Benz & Cía Rheinische Gasmotorenfabrik en Mannheim descentralizó el departamento para la construcción de motores estacionarios y cambió su nombre por el de Motorenwerke Mannheim. En los años de gran expansión industrial en Alemania, el director técnico fue el famoso ingeniero alemán Prosper L'Orange, pionero de la tecnología de los motores diesel, que ya había trabajado anteriormente para la empresa Benz & Cie. La producción principal de MWM estaba integrada sobretudo por motores diesel para vehículos de servicio y maquinaria agrícola entre otros. En 1924 MWM fabricó su primer tractor, al que llamó Motorpferd. Poco más tarde, en 1931, cesó la fabricación de tractores.

Durante mucho tiempo MWM equipó con sus motores tanto a la segadora de la empresa Claas, a los tractores de los fabricantes franceses Renault, así como a los tractores alemanes de las marcas Fendt, Lanz, Bautz, Holder y Ritscher. En 1926 la empresa Knorr-Bremse AG compró la mayoría de las acciones. En 1985 vendieron MWM a la empresa Deutz AG (Colonia), aunque se mantuvo su sede en Mannheim. Hasta el final, la empresa



Motor MWM sprint electronic

se mantuvo como el fabricante de motores más significativo, junto con MAN y Klöckner-Humboldt-Deutz (KHD), en el ramo de los motores diesel comercializados en Alemania. DEUTZ realizó en Mannheim diversas reestructuraciones y desarrolló la división de motores de gas. En agosto de 2007 DEUTZ vendió MWM GmbH (anteriormente DEUTZ Power Systems (DPS)) por 360 millones de euros a los inversores financieros 3i. En la actualidad MWM comercializa sobre todo motores de gas para plantas de cogeneración y plantas de biogás con potencias unitarias entre 400 y 4300 kWe. Hoy en día se siguen produciendo motores de diesel pero a una escala menor. El 1 de octubre de 2008, Deutz Power Systems cambió su nombre por el de MWM GmbH.

La térmica de ciclo combinado de E.On operará en el primer semestre de 2011



La renovación tecnológica de las instalaciones reducirá las emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas. El grupo invierte 400 millones de euros y emplea actualmente a 200 personas

Más limpia, más eficiente, menos ruidosa, así será la nueva central térmica de ciclo combinado Bahía de Algeciras (en Puente Mayorga) para la que el grupo energético E.On tiene previsto comenzar su operación comercial a lo largo del primer semestre de **2011 tras acometer una renovación total** de las instalaciones que en su día pertenecieron a Enel Viego.

La compañía eléctrica ha invertido más de 400 millones de euros en adaptar la antigua central de fuel-gas, que constaba de dos grupos de 220 y 533 MW, en una central de ciclo combinado de 800 MW que empleará gas natural como combustible y gasoil en caso de emergencia. Cuando entre en servicio, la central será la más potente de la compañía

junto con la de Escatrón, de idéntica potencia y situada a 70 kilómetros al suroeste de Zaragoza, junto al río Ebro. La conversión supondrá, según la compañía, notables mejoras en la gestión ambiental. La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) recoge que la reducción en *la emisión de dióxido de azufre* pasará de 3.000 toneladas a 58,8 toneladas por año, *los óxidos de nitrógeno bajarán* de 1.000 a 352 toneladas anuales. Así mismo, *la concentración de partículas en el aire será sensiblemente menor*: de 120 microgramos por metro cúbico de aire a sólo 5.

E.On sostiene haber invertido otros cinco millones de euros adicionales en el aislamiento acústico (dada la cercanía de

viviendas), y toda la central estará rodeada por una pantalla vegetal.

Una de las principales quejas de los vecinos, el vertido de las aguas de refrigeración (a temperaturas elevadas) al arroyo de Los Gallegos será parte del pasado ya que la nueva central posee un emisario de 800 metros a 35 de profundidad que facilita la dilución del agua necesaria para la condensación de vapor. La toma de agua para la refrigeración de los grupos también se realizará con un conducto submarino en lugar de los sifones aéreos originales.

La central térmica Bahía de Algeciras dispondrá de dos turbinas de gas y una de vapor.



Como medidas compensatorias hacia la población del entorno, E.On reparará el encauzamiento del arroyo y construirá una nueva pasarela peatonal.

Actualmente trabajan 200 personas en la construcción de la central, aunque se han alcanzado picos de 750 personas.

Hasta hoy se han invertido 2,8 millones de horas desde el inicio de las obras (2007). En este tiempo se han instalado 1.100 toneladas de tuberías o 400 kilómetros de cables entre otras magnitudes. Cuando entre en servicio, la instalación necesitará unas 45 personas como plantilla propia y soporte de terceras compañías. Durante la ejecución del proyecto, toda la plantilla original permanece empleada en la obra que desarrolla una filial de Enel (Enel Ingegneria e Innovazione) como promotora principal ya que al inicio del proyecto era propietaria de la planta con apoyo alemán para las labores de ingeniería.

TECNOLOGÍA

La tecnología de ciclo combinado consiste en utilizar dos ciclos, uno de gas (ciclo Brayton) y otro de vapor (ciclo Rankine) de forma que el vapor que se utiliza en el segundo es generado con los gases de escape de la combustión del gas en el primero. En particular, los rendimientos de los grupos tradicionales de vapor (entre los que se encuentra la antigua planta de fuel-gas ya desmantelada) están entre el 35 y el 40% mientras que en las centrales de ciclo combinado se alcanzan rendimientos entre el 55 y el 60% del combustible.



CURSO DE TURBINAS DE GAS

(13 HORAS)

Madrid, 2 y 3 de Diciembre de 2010

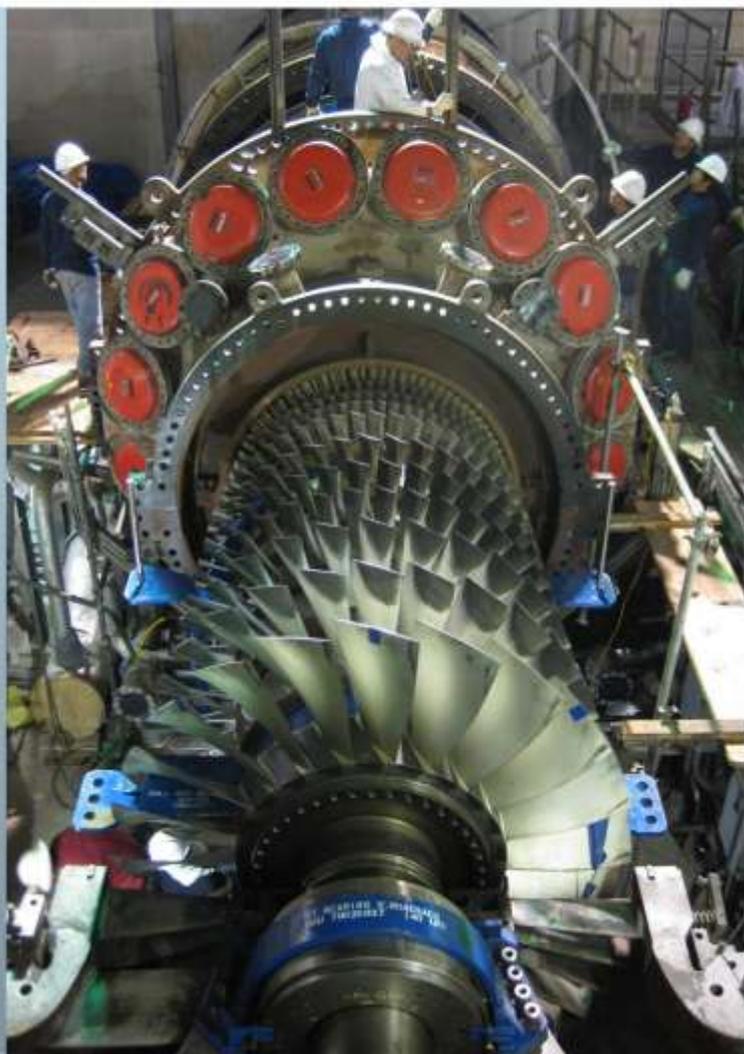


renovetec

RENOVE TECNOLOGÍA S.L.
Paseo del Saler, 6
28945 Fuenlabrada (Madrid)
91 126 37 66

info@renovetec.com

www.renovetec.com



La AIE afirma que la subvención a energía fósil es cinco veces mayor que la de renovables

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha denunciado que los subsidios a combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) en todo el mundo alcanzan anualmente los 224.000 millones de euros, mientras que las renovables reciben unos 41.000 millones, cinco veces menos.

La agencia, en su informe anual sobre la situación energética del mundo, pide eliminar las subvenciones a los combustibles fósiles, como acordó el G-20 en 2009, algo que las potencias siguen sin cumplir.

España ha aprobado un nuevo sistema de ayudas al carbón nacional y en los presupuestos hay 1.000 millones de ayudas a las cuencas mineras. Las primas a las renovables el año pasado ascendieron a 4.719 millones. El economista jefe de la AIE, Fatih Birol, explicó que **“es importante eliminar esas subvenciones para reducir las emisiones de CO₂”**.

La AIE es un organismo que asesora a 28 países occidentales importadores de petróleo. Fue creada en 1974, durante la primera crisis del petróleo. Su informe anual es la referencia, y este año, Birol advierte de que **“la incertidumbre es altísima”**

La AIE fue tradicionalmente demasiado conservadora sobre las renovables y la caída del petróleo. Pero desde hace unos años se ha convertido en un organismo defensor de la energía limpia y que ve en la lucha contra el cambio climático una forma de reducir la dependencia de la importación de petróleo y gas.

Birol afirma que las renovables **“se están convirtiendo en un combustible masivo. En la**

generación de electricidad el porcentaje es del 19% y nuestra previsión es que suba un tercio para 2035. Esto ocurre por el apoyo financiero de los Gobiernos. Por primera vez cuantificamos el dinero que va a las renovables en todo el mundo.”



El desigual mapa del CO₂

El mapa de emisiones de CO₂ por comunidades autónomas es tan desigual como lo es la producción de electricidad. El Gobierno no ha facilitado los datos, pero lo ha calculado el ex asesor de Medio Ambiente José Santamarta para Comisiones Obreras.

Madrid aparece como la comunidad con menor emisión por habitante -solo cuatro toneladas- pero no por su política de ahorro energético, sino porque apenas produce electricidad. Asturias, con térmicas de carbón, tiene una media de 20,15 toneladas (al nivel de un ciudadano de EE UU).

La emisión está muy condicionada por la política eléctrica y, especialmente, por la producción con carbón en cada lugar. España emite un 28,5% más que en 1990 (año base del Protocolo de Kioto) tras una brusca caída por la crisis económica. El protocolo permite a España emitir en 2012 un 15% más que en 1990.

GÓMEZ convoca a los agentes sociales para reformar las políticas activas de empleo

El ministro de Trabajo e Inmigración, Valeriano Gómez, ha anunciado que el Gobierno convocará a sindicatos y patronal para iniciar las conversaciones tendentes a reformar las políticas activas de empleo.

Asimismo, indicó que la “intención del Gobierno” es la de desarrollar durante noviembre, diciembre y enero las políticas activas de empleo, a las que consideró el primer elemento de la reforma laboral. *Las políticas activas de empleo engloban principalmente los cursillos de formación para los desempleados.* Para Gómez, en estas fechas ya “tendría que haber resultados”, lo que constituye el primer ordago de las negociaciones. También añadió que en ese proceso negociador tendrá que haber contactos con las comunidades autónomas, dado que son ellas las que tienen la competencia de ejecución de las políticas activas de empleo.

El ministro de Trabajo advirtió a los sindicatos de que la reforma laboral ha venido para quedarse, y consideró que el margen del diálogo social no puede pasar por “la vuelta al calcetín”.

El titular de Trabajo hizo hincapié en que la reforma de las políticas activas de empleo se debe orientar a facilitar que los desempleados, que en octubre volvieron a superar los 4 millones de personas, encuentren un puesto de trabajo cuanto antes.

Al mismo tiempo, Gómez reconoció que el aumento del paro en octubre es un mal dato, pero aseguró que la comparación con los meses de octubre de los últimos diez años



El ministro ve una mejora ‘lenta pero progresiva’ del mercado de trabajo. Gómez advirtió a los sindicatos que la reforma laboral ha venido para quedarse.

muestran una “lenta pero progresiva” recuperación del mercado laboral. El

ministro señaló que este aumento en octubre es en buena medida un dato estacional, que responde a la finalización de tareas agrarias de temporada y al término de la campaña turística de verano para el sector servicios.

No obstante, dijo que los más de 68.000 parados del mes pasado se acercan a la media de 64.000 registrada en los meses de octubre de los últimos diez años, e hizo hincapié en que es una cifra muy inferior a los más de

“Lenta pero progresivamente se está llegando a una situación de equilibrio en el mercado de trabajo” ha afirmado Valeriano Gómez.

Doble interlocución con CC.AA

Por su parte, la secretaria de Estado de Empleo, Mari Luz Rodríguez, puntualizó que las conversaciones sobre políticas activas **tendrán una “doble interlocución”, en tanto**



98.000 desempleados de octubre de 2009 y los más de 192.000 de octubre de 2008.

En su opinión, eso significa que las empresas **“están reconstruyendo lentamente los flujos de entradas a sus plantillas”** y que poco a poco se va alcanzando un punto de equilibrio en que no se destruye empleo, aunque insistió en que la creación neta de empleo no llegará hasta la segunda mitad de 2011.

que la ejecución de estas políticas son competencia de las comunidades autónomas.

“Es necesaria una doble interlocución que debe hacerse compatible con agentes y las comunidades” ya que la Constitución establece la competencia de la normativa de las políticas activas de empleo al Estado Central. **“Se necesita pues un mejor encaje entre competencias”.**

“Las empresas están reconstruyendo lentamente los flujos de entradas a sus plantillas” La creación de empleo neta no llegará hasta la segunda mitad de 2011.

REVOLUCIONARIO avance en Biocombustibles



Investigadores de la holandesa Universidad de Twente han desarrollado una nueva tecnología para la producción a gran escala de biocombustibles, sin afectar a la industria alimentaria.

Los biocombustibles son la esperanza para suplir la escasez de petróleo y, a la vez, evitar el daño para el medio ambiente. El bioetanol y el biodiesel serán obligatorios en muchos países como Brasil o Argentina en menos de tres años, pero aunque podrían generar rentabilidad, también se teme que disparen el precio de los alimentos básicos.

Los biocombustibles se obtienen de cualquier tipo de vegetal. El biodiesel se obtiene básicamente del aceite de soja y sirve para complementar al diesel tradicional, y el etanol, proveniente sobre todo del maíz, para los tanques de nafta. Pero a pequeña escala,

las fuentes de energía vegetal pueden venir de lugares inimaginables.

El combustible que se obtiene de desechos de la industria maderera y de la agricultura se puede procesar en las actuales refinerías de combustible para automóviles y aviones.

En países como Brasil, los agricultores destinan grandes superficies de terreno a cultivos que, como la caña de azúcar, se emplean como combustibles menos nocivos para el medio ambiente que los combustibles de origen fósil.

Sin embargo, este tipo de combustibles se

enfrenta a unas enormes desventajas, ya que para su producción se requieren grandes superficies de terreno que usualmente se destinaban a la agricultura para la industria alimentaria. Además, para la producción de biocombustibles se talan grandes superficies forestales. En cambio, el biocombustible que se genera con el método desarrollado por la *Universidad de Twente* no adolece de esas desventajas, ya que para su producción se emplea exclusivamente desechos.

DESECHOS.

Según *Sascha Kersten*, de la *Universidad de Twente*, para evitar interferir en la cadena de producción alimentaria, es necesario limitarse a utilizar desechos, por ejemplo de paja, pero también de aserrín o tallos de la planta de maíz. Con tal fin, los científicos imitan el

En un reactor, los científicos calientan el aserrín y otros desechos de la industria maderera, y plantas, hasta una temperatura de 500 grados, y con ausencia de oxígeno. Gracias a este proceso, llamado pirolisis, se genera una sustancia oleaginosa. Para el calentamiento, se quema una parte de la biomasa.

CONSUMO.

La sustancia oleaginosa obtenida de esta manera puede utilizarse, por ejemplo, en centrales de producción eléctrica. Sin embargo, los científicos han logrado perfeccionar el método para también, mediante alta presión y adición de hidrógeno, extraer el excedente de oxígeno presente en la sustancia, con lo cual ésta es apta para su procesamiento en refinerías.



proceso según el cual, mediante alta presión y a elevadas temperaturas surgen en la corteza terrestre los combustibles de origen fósil.

PETRÓLEO.

“En realidad, le damos la mano a la naturaleza,” comenta la investigadora “ya que en la naturaleza ocurre toda una serie de procesos que, tras miles de millones de años, transforman la biomasa en petróleo, gas o carbón. Con nuestro método, podemos en solo unos segundos, convertir la misma biomasa en petróleo, o en una sustancia muy similar al crudo”.

Si bien un obstáculo aún restante es el alto costo del hidrógeno, los investigadores esperan, en un futuro próximo, poder reducir en gran parte el uso de este gas, tras lo cual será posible, dentro de unos cinco años, obtener este nuevo biocombustible en cualquier estación de gasolina. Además, calculan que en unos diez años, una quinta parte de los combustibles para, entre otros, automóviles y aviones, se obtendrá con este nuevo método, es decir, utilizando desechos forestales y de la industria maderera.

Ingeteam construye la primera planta de biomasa en Cantabria

La planta que se ubicará en el municipio de Reocín, entrará en funcionamiento en la segunda mitad de 2012 suministrando electricidad a 22.000 hogares



El grupo empresarial Ingeteam construirá una nueva planta dedicada a la producción de energía eléctrica a partir de residuos naturales para biomasa en Cantabria. La instalación tendrá una potencia de 10 MW y empleará como combustibles residuos de origen forestal, sobre todo ramas y cortezas de eucalipto.

Se trata de la primera central de biomasa que se construirá en Cantabria, concretamente en Reocín, y se prevé que la planta comience a operar en la segunda mitad de 2012, según ha explicado la empresa, Biomasa de Cantabria, sociedad participada mayoritariamente por el Grupo Armando Álvarez y por la sociedad pública MARE, perteneciente a la Consejería de Medio Ambiente del Gobierno de Cantabria, quienes han llegado a un acuerdo con Ingeteam para la construcción de la planta.

Hasta 200 personas trabajarán a lo largo de dos años en la construcción de las nuevas instalaciones. Posteriormente y una vez en operación, la planta supondrá la creación de

25 puestos de trabajo directos y 100 indirectos.

La nueva planta de biomasa suministrará electricidad a 22.000 hogares y evitará la **emisión de 63.000 toneladas anuales de CO₂ Y 8.200 toneladas de SO₂ a la atmósfera.**

Mediante el proyecto llave en mano Ingeteam demostrará la capacidad técnica propia en ingeniería y gestión de proyectos, la experiencia adquirida de su participación durante los últimos años en 11 proyectos de biomasa en España y la fuerte inversión e innovación llevada a cabo por la empresa.

Se trata de la primera central de biomasa que se construirá en Cantabria, concretamente en Reocín, y se prevé que la planta comience a operar en la segunda mitad de 2012.



Ingeteam es un grupo empresarial especializado en ingeniería eléctrica y en el desarrollo de tecnología electrónica que trabaja en los sectores de la energía, industria, naval y tracción ferroviaria, con las marcas Ingeteam, Indar y Pine.

Está formado por 28 empresas repartidas en 3 continentes (Asia, Europa y Norte y Sur América) en las que trabajan más de 3.500 personas. La estructuración de toda su actividad sobre la base de la I+D+i ha permitido a la compañía ofrecer productos de alto valor para sus clientes y resolver con éxito sus necesidades específicas. En 2009 Ingeteam dedicó a I+D+i más de un 3% de su facturación total.

La instalación tendrá una potencia de 10 MW y empleará como combustibles residuos de origen forestal, sobre todo ramas y cortezas de eucalipto.

La instalación de la planta

La planta se basará en una caldera de combustión, con tecnología de lecho fluido, de biomasa forestal, operando con agua de alimentación y una turbina de vapor con aerocondensador.



El proceso de generación eléctrica se realizará a partir de la combustión de biomasa de origen leñoso, en una caldera de lecho fluido burbujeante, extrayendo la energía calorífica del combustible aportado y cediéndosela al fluido que circula por su interior (agua o vapor). El vapor generado se transformarán en energía eléctrica con una potencia de 10 MW.

Diseñan **“la torre del viento”** un edificio que se **suministrará** energía a **si mismo** **(“torre eólica”)**



El aumento en el costo de la energía y las emisiones asociadas a la producción de energía generada con combustibles fósiles convencionales ha obligado a los arquitectos a pensar en los edificios de nueva generación que serán capaces de suministrarse energía a sí mismos utilizando fuentes de energía renovable, los arquitectos británicos David Arnold y Ratzlaff Alexa creen que el techo de un rascacielos es un lugar ideal para aprovechar la energía eólica, para abastecer el edificio.

Imagen de la torre del viento

Los arquitectos han concebido una mega-estructura en espiral que utiliza esta forma para generar electricidad funcionando como una turbina eólica gigante de ahí su nombre **“La Torre del Viento”**, su estructura está diseñada aerodinámicamente para hacer uso eficiente de las corrientes de viento dominante.

La estructura de la “torre de viento”

En el centro de la torre se encuentra el área de circulación principal y de almacenamiento, alrededor del núcleo están las secciones que se adaptan a una variedad de espacios, incluidas las instalaciones comerciales, residenciales, institucionales y recreativas. El techo de esta torre sostenible tiene 45 m de aerogeneradores verticales que generarán energía suficiente para abastecer a 2.000 viviendas.