

FuturENERGY

EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY, PROJECTS AND NEWS



Nueva generación de calderas de condensación a gas y sistemas de regulación



Gran potencia en un espacio pequeño.
Tecnología e innovación con eficiencia.

Condens 7000 F

La caldera de condensación Condens 7000 F se adapta fácilmente a su instalación. Su diseño compacto y el bloque de calor totalmente desmontable del resto de la caldera y con soporte en cruz, facilitan la introducción en salas de difícil acceso. La gran robustez hidráulica del bloque de calor, permite su integración en instalaciones existentes sin necesidad de instalar un compensador hidráulico. Para soluciones en cascada, los accesorios de conexión están especialmente diseñados desde fábrica. El innovador sistema de control Bosch CC-8000 permite controlar sistemas complejos, asegurando un funcionamiento eficiente de su sistema de calefacción.

bosch-industrial.com

EFICIENCIA ENERGÉTICA. SECTOR INDUSTRIAL | ENERGY EFFICIENCY: INDUSTRIAL SECTOR
COGENERACIÓN | CHP
GRUPOS ELECTRÓGENOS | GENSETS

CONSOLIDA TU INDEPENDENCIA ENERGÉTICA

UPS

UPS Function



Serie ES

Inversor híbrido

3.7kW / 5kW



Serie ET

Almacenamiento de Energía

5kW / 8kW / 10kW



Serie SBP

Inversor Retrofit

3.7kW / 5kW



GOODWE
YOUR SOLAR ENGINE

sales@goodwe.com

www.goodwe.com

GASTA MENOS EN ELECTRICIDAD Y EXPANDE TU NEGOCIO

DC
30%
oversizing

AC
15%
overloading

PLC
Monitoring

Serie MT

Cuatro MPPT, trifásico

50kW / 60kW / 70kW



Serie LVDT

Doble MPPT, trifásico

5kW / 8kW / 10kW



GOODWE
YOUR SOLAR ENGINE

sales@goodwe.com

www.goodwe.com



5

EDITORIAL

Proyecto Indus3Es. Recuperación de calor y eficiencia energética para el sector industrial | **Indus3Es Project. Heat recovery and energy efficiency for the industrial sector**

6

EN PORTADA | COVER STORY

Tecnología Bosch en el primer proyecto de cogeneración y calefacción urbana de Andorra | **Bosch technology in the first district heating and CHP project in Andorra**

Ahorrar energía en la producción de frío industrial con motores eléctricos de muy alta eficiencia | **Saving energy in industrial cooling production with very high efficiency electric motors**

9

NOTICIAS | NEWS

Solución de la Industria 4.0 para el mantenimiento predictivo de motores eléctricos | **Industry 4.0 solution for the predictive maintenance of electric motors**

17

COGENERACIÓN | CHP

Cogeneración: el cambio ha empezado...pero no es suficiente | **CHP: the change has begun...but it is not enough**

Estimación y distribución geográfica de la demanda térmica de México: Mapa de Calor | **Calculation and geographical distribution of thermal demand in Mexico: the Heat Map**

Estudio de la influencia de la limpieza del biogás en las prestaciones de sistemas de cogeneración | **Study on the impact of cleaning biogas on the performance of CHP systems**

Aplicación del reglamento 2016/631 de la CE en plantas de cogeneración (Código de Red) | **Application of Commission Regulation (EU) 2016/631 on CHP plants (Grid Code)**

Producción y gestión energética de muy alta eficiencia para la fabricación de cerveza | **Highly efficient energy production and management at a brewery facility**

Nueva gama de potentes motores en V de velocidad media | **New range of powerful medium speed V-engines**

Fabricación limpia y energéticamente eficiente de pegamentos, tintes y perfumes | **Energy efficient and clean production of glues, dyes and fragrances**

Energía sostenible para un camping en un entorno natural protegido, la isla de Ons | **Sustainable energy for a campsite in a protected natural environment: the Island of Ons**

59

GRUPOS ELECTRÓGENOS | GENSETS

Energía distribuida innovadora y eficiente | **Innovative and efficient distributed energy**

Energía de emergencia para una desaladora en México | **Emergency energy for a desalination plant in Mexico**

Mantenimiento periódico, herramienta primordial para los grupos electrógenos | **Routine maintenance, an essential tool for gensets**

65

ILUMINACION EFICIENTE | EFFICIENT LIGHTING

Control personalizado de la iluminación, eficiencia y confort para un espacio gastronómico exclusivo | **Personalised lighting control, efficiency and comfort for an exclusive gastronomic venue**

Mucho más que un sistema de gestión de alumbrado público | **Much more than a street lighting management system**

69

TERMOSOLAR | CSP

Escenario 2030. 85% de generación renovable sin carbón ni nuclear, a un coste inferior a 5 c€/kWh | **2030 scenario. 85% of renewable generation without coal or nuclear, at under 0.05 €/kWh**

China superará a EE.UU. en 2023 al tener la segunda mayor potencia termosolar instalada | **China to overtake the US to have the second-largest CSP installed base by 2023**

43

EFICIENCIA ENERGÉTICA. SECTOR INDUSTRIAL | ENERGY EFFICIENCY: INDUSTRIAL SECTOR

Instalación de una enfriadora por absorción de bromuro de litio en una industria de fabricación de puertas de madera | **Installation of a lithium bromide absorption chiller at a wooden door manufacturing facility**

PRÓXIMO NÚMERO | NEXT ISSUE

NÚMERO 55 NOVIEMBRE 2018 | ISSUE 55 NOVEMBER 2018

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Sector Terciario | **ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Tertiary Sector**

ENERGÍAS RENOVABLES. Eólica | **RENEWABLE ENERGIES. Wind Power**

ENERGÍAS RENOVABLES. Fotovoltaica | **RENEWABLE ENERGIES. PV**

CLIMATIZACIÓN EFICIENTE | **EFFICIENT HVAC**

REDES URBANAS DE CALOR Y FRÍO | **DHC NETWORKS**

CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE Y REHABILITACIÓN ENERGÉTICA

SUSTAINABLE CONSTRUCTION & ENERGY REFURBISHMENT

DISTRIBUCIÓN ESPECIAL EN:

SPECIAL DISTRIBUTION AT:

V Congreso CIVILDON (Spain, 26-27/02)

Solar Power Summit (Belgium, 6-7/03)

Mexico Wind Power (Mexico, 20-21/03)



Serie Exx™ de FLIR

TERMOGRAFÍA AVANZADA

COMPLETAMENTE REIMAGINADA

FLIR ha rediseñado completamente la serie Exx para ofrecer un rendimiento, una resolución y una sensibilidad inigualable en una cámara térmica de mano de empuñadura de pistola.

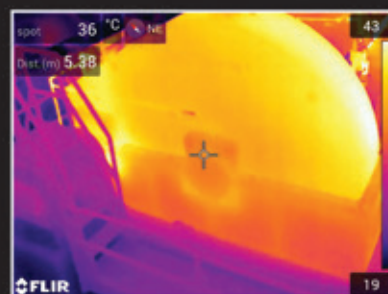
Las nuevas cámaras de la serie Exx cuentan con numerosas funcionalidades útiles para detectar problemas de distribución eléctrica y sistemas mecánicos, los primeros signos de filtración de agua, fugas de aire y otras deficiencias en los edificios antes de que provoquen daños graves.

Las cámaras de la serie Exx de FLIR ahora ofrecen:

- Hasta 464 x 348 píxeles
- Procesamiento UltraMax™ para una resolución en píxeles 4 veces mejor
- Nuestra mejora de imágenes MSX®
- Medición de área en pantalla*
- Una pantalla de más tamaño, de 4", que es un 25 % más brillante
- Una nueva interfaz intuitiva
- Mejora en la organización y en las opciones de informes

*Únicamente E85/E95

**Para obtener más información,
visite www.flir.es**



Detecte fácilmente problemas eléctricos y mecánicos.



Detecte anomalías en los edificios.

 **FLIR**®

Editorial UN NUEVO ESCENARIO PARA EL SECTOR ENERGÉTICO EN ESPAÑA

El pasado 6 de octubre, justo pocos días después de empezar a “cocinar” esta edición, se publicaba en el BOE el RDL 15/2018, que el propio Ministerio para la Transición Ecológica define como “una norma que adopta medidas para acelerar la transición hacia un modelo energético basado en energías renovables”. Calurosamente acogida por los agentes del sector, la nueva normativa trae novedades de calado para el sector energético en España, ya sea para el autoconsumo, como para la generación distribuida, las renovables, la cogeneración y los residuos; y para la movilidad eléctrica, pues flexibiliza la actividad de recarga de vehículos eléctricos, eliminando la figura del gestor de recarga.

El RDL elimina barreras regulatorias que habían desincentivado la implantación del autoconsumo en España: simplificando trámites burocráticos y técnicos, como la inscripción de instalaciones no superiores a 100 kW, reconociendo el derecho al autoconsumo compartido; así como el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin peajes ni cargos. Para la cogeneración, las novedades afectan a dos de los pilares de su actividad: la fiscalidad energética y la generación distribuida. La eliminación del impuesto del 7% a la generación eléctrica, durante seis meses, y la exención en el Impuesto Especial de Hidrocarburos para desactivar el mal denominado céntimo verde, cargos que para los cogeneradores suponían una nada despreciable factura anual de 300 M€.

También es novedoso el concepto de “proximidad entre instalaciones generadoras y consumidoras”, que permite que instalaciones próximas de renovables, cogeneración y residuos puedan transferir su electricidad usando la red de distribución a instalaciones consumidoras asociadas que la autoconsumirán, previo abono de unas cantidades por el uso de la red (peajes de proximidad), favoreciendo la transición hacia un descentralizado. El RDL también busca favorecer el cumplimiento de los objetivos renovables, otorgando una prórroga hasta el 31 de marzo de 2020, que posibilitará la entrada en funcionamiento en 2020 de los cerca de 9.000 MW de potencia adjudicada en las últimas subastas de renovables y anteriores procedimientos. La protección de los consumidores, con algunas de las medidas ya mencionadas, encaminadas a frenar la subida de la luz, y con otras como la ampliación del bono social eléctrico y la creación de uno para calefacción; subyace en todo el desarrollo de este RDL, la primera legislación española que reconoce el papel activo del consumidor en el cambio de modelo energético.

A NEW SCENARIO FOR THE ENERGY SECTOR IN SPAIN

On 6 October, a few days after starting to put this issue together, the Spanish State Gazette published Royal Legislative Decree 15/2018 that the Ministry for the Ecological Transition has defined as “a standard which adopts measures designed to accelerate the transition towards an energy model based on renewable energy”. Warmly welcomed by sector agents, the new regulation brings far-reaching innovations for Spain’s energy sector, whether for self-consumption or for distributed generation, renewables, CHP and waste. For e-mobility, by making electric vehicle charging more flexible, the figure of the charge manager is eliminated.

This Decree eliminates the regulatory barriers that have been disincentivising the deployment of self-consumption in Spain. It simplifies bureaucratic and technical procedures, such as the registration of installations of not more than 100 kW, recognising the right to shared self-consumption; as well as the right to self-consume electrical power without tolls or charges. For CHP, the innovations impact on two pillars of its activity: energy taxation and distributed generation. The elimination of the 7% tax on electricity generation, over six months, and the exemption to the Special Hydrocarbons Tax to eliminate the unfortunately named green cent, charges that for cogenerators represented a by no means insignificant annual bill of €300m.

Another innovation is the concept of “proximity of generation installations and consumers”, that enables installations close to renewables, CHP and waste to transfer their electricity using the distribution network to associated consumption installations that self-consume, subject to paying some amounts for use of the grid (proximity tolls), which favours the transition towards decentralisation. The Decree also seeks to promote compliance with renewable objectives, providing an extension to 31 March 2020 to allow the entry into operation by 2020 of around 9,000 MW of output awarded in the latest renewables auctions and previous procedures. Consumer protection, with some of the measures already mentioned, designed to halt the rise in electricity costs, along with others such as the extension to the electricity subsidy and the creation of a subsidy for heating; are all motivated by the implementation of this Royal Legislative Decree, the first Spanish legislation to recognise the active role of the consumer in the change of energy model.



Esperanza Rico
DIRECTORA

FuturENERGY

EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA

Número 54 - Octubre | Issue 54 - October 2018

Síguenos en | Follow us on:



Directora | Managing Director
Esperanza Rico | erico@futureenergyweb.com

Redactora Jefe | Editor in chief
Puri Ortiz | portiz@futureenergyweb.com

Redactor y Community Manager
Editor & Community Manager
Moisés Menéndez
mmenendez@futureenergyweb.com

Directora Comercial | Sales Manager
Esperanza Rico | erico@futureenergyweb.com

Departamento Comercial y Relaciones Internacionales
Sales Department & International Relations
José María Vázquez | jvazquez@futureenergyweb.com

DELEGACIÓN MÉXICO | MEXICO BRANCH
Graciela Ortiz Mariscal
gortiz@futureenergy.com.mx
Celular: (52) 1 55 43 48 51 52

CONSEJO ASESOR | ADVISORY COMMITTEE

Antonio Pérez Palacio
Presidente de ACOGEN
Miguel Armesto
Presidente de ADHAC
Arturo Pérez de Lucía
Director Gerente de AEDIVE
Iñigo Vázquez García
Presidente de AEMER
Joaquín Chacón
Presidente de AEPIBAL
Elena González
Gerente de ANESE
José Miguel Villarig
Presidente de APPA
Fernando Sánchez Sudón
Director Técnico-Científico de CENER
Ramón Gavela
Director General Adjunto y Director del Departamento de Energía del CIEMAT
Cristina de la Puente
Vicepresidenta de Transferencia e Internalización del CSIC
Fernando Ferrando Vitales
Presidente del Patronato de la FUNDACIÓN RENOVABLES
Luis Crespo
Secretario General de PROTERMOSOLAR y Presidente de ESTELA
José Donoso
Director General de UNEF

Edita | Published by: Saguena, S.L.
Zorzal, 1C, bajo C - 28019 Madrid (Spain)
T: +34 91 472 32 30 / +34 91 471 92 25
www.futureenergyweb.es

Traducción | Translation: Sophie Hughes-Hallett
info@futureenergyweb.com

Diseño y Producción | Design & Production:
Diseñopar Publicidad S.L.U.

Impresión | Printing: Grafoprint

Depósito Legal / Legal Deposit: M-15914-2013
ISSN: 2340-261X

Otras publicaciones | Other publications
FuturENVIRO

© Prohíbida la reproducción total o parcial por cualquier medio sin autorización previa y escrita del editor. Los artículos firmados (imágenes incluidas) son de exclusiva responsabilidad del autor, sin que FuturENERGY comparta necesariamente las opiniones vertidas en los mismos.

© Partial or total reproduction by any means without previous written authorisation by the Publisher is forbidden. Signed articles (including pictures) are their respective authors' exclusive responsibility. FuturENERGY does not necessarily agree with the opinions included in them.

TECNOLOGÍA BOSCH EN EL PRIMER PROYECTO DE COGENERACIÓN Y CALEFACCIÓN URBANA DE ANDORRA

DESDE EL PASADO INVIERNO, FORCES ELÈCTRIQUES D'ANDORRA (FEDA), PROPORCIONA ELECTRICIDAD, CALEFACCIÓN Y AGUA CALIENTE A UNA QUINCENA DE CLIENTES DEL PUEBLO DE SOLDEU Y SUS ALREDEDORES, ENTRE ELLOS VARIOS HOTELES, GRACIAS AL PRIMER PROYECTO DE RED URBANA DE CALOR Y COGENERACIÓN QUE TIENE LUGAR EN EL PAÍS: LA CENTRAL DE FEDAEOTERM EN SOLDEU. ADEMÁS DE SUMINISTRAR ACS, LA PLANTA AUMENTA EN MÁS DEL 10% LA ELECTRICIDAD PRODUCIDA EN ANDORRA. EN EL CORAZÓN DE ESTA CENTRAL DE COGENERACIÓN, LA CALDERA DE ÚLTIMA GENERACIÓN UNIMAT UT-L DE BOSCH, DE 4.000 kW, ASEGURA QUE SIEMPRE SE PRODUCE EL AGUA CALIENTE NECESARIA.

La planta de cogeneración dispone de un motor de 1.800 kW que produce electricidad y agua caliente. Dispone de una caldera de 2.000 kW para asumir las puntas de consumo de los clientes para que el motor funcione el máximo de horas posibles al mejor rendimiento. Para asegurar el suministro en todos los casos, por indisponibilidad de la caldera o del motor en caso de mantenimiento o avería, se ha instalado una caldera de 4.000 kW, que asegura la producción de agua caliente. El combustible utilizado es GNL, uno de los combustibles fósiles de menor impacto ambiental, dos depósitos de 120 m³ cada uno, garantizan una autonomía de varios días para la planta de cogeneración.

Caldera Unimat UT-L de Bosch

En la central de Soldeu se ha instalado la caldera de última generación Unimat UT-L de Bosch. Una caldera pirotubular de alta eficiencia, que incorpora los últimos avances en sistemas de control. Se trata de una caldera óptima para centrales térmicas para suministro de calefacción local, con amplias posibilidades de aplicación.

BOSCH TECHNOLOGY IN THE FIRST DISTRICT HEATING AND CHP PROJECT IN ANDORRA

SINCE LAST WINTER, FORCES ELÈCTRIQUES D'ANDORRA (FEDA) HAS BEEN PROVIDING ELECTRICITY, HEATING AND HOT WATER TO A DOZEN CLIENTS IN THE TOWN OF SOLDEU AND ITS SURROUNDING AREA, INCLUDING SEVERAL LOCAL HOTELS, THANKS TO THE FIRST DISTRICT HEATING AND CHP PROJECT TO BE UNDERTAKEN IN THE COUNTRY: THE FEDAEOTERM PLANT IN SOLDEU. IN ADDITION TO SUPPLYING DHW, THE PLANT HAS INCREASED THE ELECTRICITY PRODUCED IN ANDORRA BY MORE THAN 10%. AT THE HEART OF THIS CHP PLANT IS A LATEST GENERATION 4,000 kW UNIMAT UT-L BOILER FROM BOSCH THAT GUARANTEES THE REQUIRED HOT WATER PRODUCTION.

The CHP plant is equipped with a 1,800 kW motor that produces electricity and hot water. It has a 2,000 kW boiler to cover clients' consumption peaks so that the motor operates for the maximum number of hours at the best efficiency level possible. To guarantee supply in every eventuality, such as the unavailability of the boiler or the motor in the event of maintenance or breakdown, a 4,000 kW boiler has been installed to guarantee hot water production. The fuel used is LNG, one of the fossil fuels with the lowest environmental impact, with two tanks of 120 m³ each, guaranteeing the CHP plant several days' autonomy.

Unimat UT-L boiler from Bosch

The latest generation Unimat UT-L boiler from Bosch has been installed in the Soldeu plant. This is a high efficiency, flame tube boiler that incorporates the latest advances in control systems. This is the optimal boiler solution for plants that supply local heating, with a diverse application profile.



Robert Bosch España, S.L.U.

Avenida de la Institución

Libre de Enseñanza, 19

28037 - Madrid

Tel.: 902 996 725

bosch.industrial@es.bosch.com

www.bosch-industrial.com



La caldera Unimat T-L, de tres pasos de humo, se emplea sobre todo en hospitales, residencias, edificios de oficinas, complejos residenciales y en la industria en general. Gracias a su gran flexibilidad, el sistema UT-L resulta especialmente indicado como caldera de reserva para picos de carga en centrales de calefacción y plantas de cogeneración.

La caldera de calefacción UT-L se ofrece como una unidad completamente montada, que comprende el cuerpo de caldera, el quemador, el intercambiador de calor y la técnica de regulación y seguridad, que se encuentra ya cableada con la caja de bornes.

El hogar de combustión integrado finaliza en una cámara invertida completamente rodeada de agua, que desemboca en el primer paso de humos. Tanto el primero como el segundo paso de humos no contienen elementos integrados de circulación. El diseño redondo funcional proporciona una resistencia óptima a la presión. Hogar, volumen de agua, superficies de calentamiento por radiación y convección están óptimamente dimensionados y armonizados entre sí.

Ventajas

- Construcción efectiva de tres pasos.
- Rendimiento estándar sin intercambiador de calor de gases de escape hasta 95%, hasta 105% con intercambiador de calor adicional.
- Materiales de aislamiento térmico efectivos, alto rendimiento.
- Autorizada para bajas temperaturas de retorno a partir de 50 °C.
- Apta para todos los sistemas de quemadores.
- Combustión con bajas emisiones contaminantes gracias a una correcta combinación caldera/quemador.
- Facilidad de mantenimiento gracias a una puerta frontal de caldera abatible.
- Ninguna exigencia de carga mínima del quemador para mantenimiento en seco en el lado de los gases de combustión.
- Tiros de salida de gases libres sin molestos elementos integrados de circulación.
- Alta extensión de temperatura admisible hasta 50 K.



The three-pass smoke tube Unimat UT-L boiler is mainly used in hospitals, old peoples' homes, office buildings, residential complexes and in industry in general. Its high level of flexibility makes the UT-L ideally suited for use as a back-up boiler to cover peak loads in heating power stations and CHP plants.

The UT-L heating boiler is supplied as a fully pre-assembled unit, including the boiler body, burner unit, heat exchanger and the control and safety technology, which comes ready-connected to the terminal box.

The integrated combustion chamber ends in an inner water-flushed flue gas reversing

chamber, which leads into the first smoke tube. Both the first and second smoke tubes are free from flow fittings. The highly functional round design ensures optimal pressure resilience. The furnace, water chamber volume and radiant and convective heating surfaces are perfectly dimensioned and matched to one another.

Advantages

- Efficient three-pass design.
- Standard efficiency without flue gas heat exchanger up to 95% and up to 105% with an additional heat exchanger.
- Effective thermal insulating materials with a high degree of efficiency.
- Approved for low return flow temperatures from 50°C.
- Suitable for all burner systems.
- Pollutant-reduced combustion thanks to the best boiler/burner combination.
- Easy maintenance thanks to the hinged boiler front door.
- No minimum burner load level for water removal on the flue gas side.
- Smoke tube passes free of flow components.
- High permissible temperature spread of up to 50 K.



JUNG



Uno para todos.



DIMMER GIRATORIO UNIVERSAL

JUNG-GROUP.COM

VISÍTANOS: MATELEC

13 a 16 de noviembre de 2018, Madrid/España. Pabellón 3, stand 6C03
Solicítanos tu entrada en info@jungiberica.es

VALVULAS ARI

Válvulas que garantizan una alta fiabilidad,
en sus procesos industriales.
Seguridad, certificación y gama.
Todo bajo un mismo fabricante de garantía.



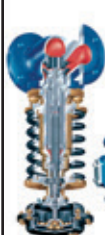
STEVI® Smart
Válvulas Estándar,
Fiables y Precisas



STEVI® Vario
Válvulas Compactas y
de Altas Prestaciones



STEVI® Pro
Válvulas de Alto
Rendimiento



PREDU®
Válvulas
Reductoras
de Presión



ZETRIX®
Válvulas
Triple Excéntricas



SAFE®
Válvulas
de Seguridad



CONA®
Purgadores



FABA®
Válvulas
de Fuelle



ARI ARMATUREN

www.comeval.es

Comeval Valve Systems

Más información:

www.ari-armaturen.com

ESPAÑA VUELVE A VER PROLIFERAR GRANDES PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

El pasado mes de septiembre dieron comienzo las obras de construcción de la planta solar fotovoltaica de Totana de 84,7 MW, la mayor planta solar de Enel Green Power en España, en cuya construcción invertirá unos 59 M€. Está previsto que la planta de Totana entre en funcionamiento en el tercer trimestre de 2019.

El de Totana es el primero de siete proyectos fotovoltaicos, con una potencia total de 338 MW, que fueron adjudicados a Enel Green Power durante la subasta de renovables de julio de 2017. Los proyectos restantes se ubicarán en Extremadura (tres en Cáceres, en el municipio de Logrosán, y otros tres en Badajoz, en los municipios de Talarrubias y Casas de Don Pedro).

La planta fotovoltaica Mula, ubicada al sureste del municipio murciano homónimo, tendrá 500 MWp de potencia. La planta, que está siendo construida por Grupo Cobra, forma parte del paquete de 1.550 MW, que la compañía se adjudicó en la subasta de julio del pasado año. Mula producirá más de 750 GWh, energía limpia suficiente para abastecer a una ciudad como Murcia, estará finalizada a finales de 2019 y evitará la emisión de 135.750 t/año de CO₂. Para este proyecto, Ingeteam se ha adjudicado el suministro de un total de 238 inversores fotovoltaicos centrales con tecnología 1.500 Vdc.

Cobra también construye en Alcázar (Ciudad Real), en modalidad EPC, otra planta fotovoltaica, para la que Trina Solar acaba de anunciar el suministro de 190 MW de su solución fotovoltaica integrada TrinaPro. Se espera que este proyecto esté terminado a finales de 2019.

También en septiembre, Naturgy comenzó la construcción de Picón I y Picón II, dos plantas solares fotovoltaicas en Porzuna (Ciudad Real). Se trata de instalaciones de 50 MWp cada una, compuestas por 151.452 módulos. Se prevé que los trabajos de construcción concluyan en el segundo trimestre de 2019. Las tres plantas fotovoltaicas de este proyecto, con una inversión de unos 100 M€, producirán alrededor de 270 GWh/año. Picón I, II y III forman parte de los 250 MW adjudicados en la subasta de julio de 2017. El pasado mes de abril se inició la construcción de la planta fotovoltaica La Nava (Almodóvar del Campo y Puertollano, Ciudad Real) con una potencia de 49 MW y una inversión de más de 34 M€. En mayo se puso la primera piedra de Carpio de Tajo, situada en el municipio toledano del mismo nombre, de 50 MWp y una inversión de 30 M€.

Entretanto, hace escasas semanas, Iberdrola firmaba con Euskatel un PPA a largo plazo para el suministro de electricidad renovable procedente de la planta solar Nuñez de Balboa, que Iberdrola construirá en Usagre (Badajoz), con una potencia de 391 MW.

No es el único PPA del que hemos tenido noticia este mes, X-Elio también ha firmado un contrato de cobertura sobre el precio de la electricidad con Nexus Energía por una duración de 14 años. El acuerdo permitirá a X-Elio construir dos plantas de 50 MW cada una en Murcia. Los proyectos se encuentran en fase final de tramitación y su puesta en funcionamiento está prevista para el segundo semestre de 2019. Estos proyectos generarán más de 200 GWh de energía verde.



A RETURN TO THE PROLIFERATION OF LARGE PV PROJECTS IN SPAIN

In September, construction works started on the 84.7 MW Totana solar PV plant, Enel Green Power's largest solar plant in Spain, in whose construction the company will invest some €59m. The Totana plant is expected to come on line in Q3 2019.

Totana is the first of seven PV projects, with a total output of 338 MW, awarded to Enel Green Power during the July 2017 renewables auction. The remaining projects will be located in Extremadura (three in Cáceres, in the municipality of Logrosán and the other three in Badajoz, in the municipalities of Talarrubias and Casas de Don Pedro).

The Mula PV plant in Murcia, situated in south-east of the municipality of Mula, will have an output of 500 MWp. The plant, which is being constructed by Cobra Group, forms part of the 1,550 MW package that the company was awarded in last year's July auction. Mula will produce over 750 GWh, enough clean energy to supply a city the size of Murcia. It will be concluded at the end of 2019 and will avoid the emission of 135,750 t/year of CO₂. Ingeteam has been awarded the supply of 238 central PV inverters with 1,500 VDC technology for this project.

Cobra is also constructing another PV plant in Alcázar (Ciudad Real), under an EPC format, for which Trina Solar has just announced the supply of 190 MW of its integrated TrinaPro PV solution. This project is expected to be finished by the end of 2019.

Also, in September, Naturgy started construction of the Picón I and Picón II, two solar PV plants in Porzuna (Ciudad Real). This involves installations of 50 MWp each, comprising 151,452 modules. The construction works are expected to be finalised in Q2 2019. The three PV plants in this project, with an investment of around €100m, will produce around 270 GWh/year. Picón I, Picón II and Picón III form part of the 250 MW awarded in the July 2017 auction. Construction of the La Nava PV plant (Almodóvar del Campo and Puertollano, Ciudad Real) started last April, with an output of 49 MW and an investment of over €34m. In May the first stone was laid for the 50 MWp Carpio de Tajo in the Toledo municipality of the same name, with an investment of €30m.

Meanwhile, a few weeks ago, Iberdrola signed a long-term Power Purchase Agreement (PPA) with Euskatel for the supply of renewal power originating from the 391 MW Nuñez de Balboa solar plant that Iberdrola will construct in Usagre (Badajoz).

This is not the only PPA to be announced this month. X-Elio has also signed a 14-year hedge contract on the price of electricity with Nexus Energía. The agreement will enable X-Elio to construct two 50 MW plants in Murcia. The projects

are currently under the final phase of processing and their commissioning is scheduled for the second half of 2019. These projects will generate over 200 GWh of green energy.

EL SECTOR ENERGÉTICO SE TRANSFORMA A GRAN VELOCIDAD

Capgemini ha publicado la vigésima edición de su Observatorio Anual de los Mercados de la Energía, en colaboración con De Pardiou Brocas Maffei y Vaasa ETT. El estudio pone de manifiesto el papel de China como líder mundial en tecnología, equipos y suministros básicos y subraya que el crecimiento económico global ha incrementado la demanda de energía, lo que arroja dudas sobre el cumplimiento de los objetivos a largo plazo contra el cambio climático.

Todo ello en un año en el que se han registrado rápidas subidas de precios de los derechos de emisión de CO₂ en Europa y caídas de costes de las renovables. Al tiempo, la subida del precio de los combustibles fósiles ha provocado importantes repuntes de los precios en los mercados mayoristas de electricidad y gas, especialmente en Europa. A su vez, las compañías energéticas arrojan una situación financiera más saneada, bajo un marco que experimenta una rápida evolución, y están adaptando sus modelos de negocio a nuevas tecnologías: IoT, inteligencia artificial, *chatbots* y *blockchain*.

Las cuatro conclusiones principales del informe son:

- China, el segundo mayor consumidor de energía del mundo, principal emisor de GEIs, destacado proveedor de equipos para la industria energética y actor clave en términos de recursos críticos, también se ha convertido en un relevante inversor en compañías eléctricas.
- El crecimiento económico pone en riesgo el cumplimiento de los objetivos de lucha contra el cambio climático aunque, a su vez, ha propiciado la subida del precio de los mercados mayoristas de la electricidad y el gas, mejorando la salud financiera de los operadores.
- Siguen reduciéndose los precios de renovables y de almacenamiento eléctrico, pero las limitaciones tecnológicas y el coste de desarrollo supone que la generación completa por renovables sea aún lejana para la mayoría de los países. Durante los últimos 12 meses, los costes de generación de las energías renovables han seguido cayendo (un 20% para la fotovoltaica): los costes de los parques eólicos terrestres y las instalaciones fotovoltaicas están alcanzando niveles competitivos casi en todos los países (sin incluir los costes adicionales de red) frente a los recursos de generación de electricidad más tradicionales. Los costes de las baterías siguen también esta tendencia a la baja. La convergencia de estos dos factores podría llevar a que algunos países, como Dinamarca, fijara como objetivo un *mix* de generación 100% renovable. Sin embargo, en un país de mayores dimensiones, este tipo de red no es abordable por el momento debido a las limitaciones en la tecnología, la gestión de la intermitencia y los inmensos costes de implementación.
- El sector *utilities* recupera el tono gracias a una mejor posición financiera de los distintos actores, si bien se enfrenta a nuevos retos.

THE ENERGY SECTOR IS CHANGING FAST

Capgemini has published the twentieth edition of its annual study, the World Energy Markets Observatory (WEMO) report, created in partnership with De Pardiou Brocas Maffei and Vaasa ETT. The study reveals China's role as leading worldwide player in technology, equipment and basic supplies, highlighting that global economic growth has increased energy demand and leaves long-term climate change targets in question.

This is despite a year that saw both fast-rising European carbon prices and falling renewable energy costs. Meanwhile, fossil fuel price increases have led to price rebounds in wholesale electricity and gas markets, notably in Europe. In turn, utilities are showing improved financial health within a rapidly evolving framework and are adapting their business models to new technologies such as IoT, AI, chatbots, and blockchain.

The four main findings of the report are:

- China, the world's second largest consumer of energy, leading emitter of greenhouse gases (GHG), significant equipment supplier to the energy industry and key player in critical resources, has also become an important investor in electricity companies.
- Economic growth puts into question compliance with climate change objectives but has in turn driven electricity and gas wholesale market price rebounds, improving utilities' financial health.
- Renewable energy and storage prices continue to decrease, but tech limitations and the cost of development means full renewable generation is far off for the majority of countries. During the past 12 months, the costs of renewable energy generation have continued to fall (-20% for solar PV): onshore wind and utility scale PV costs are becoming competitive almost everywhere (without including extra grid costs) compared to most traditional electricity generation resources. Battery costs are following the same downward trend. The convergence of these factors could lead some countries, such as Denmark, to set goals for a 100% renewable generation mix. However, at the large country or state level, even with battery storage, this type of grid is not manageable at present because of technological limitations, intermittency management and huge implementation costs.
- The utilities sector continues to evolve along with the renewed financial health of industry players, while new challenges emerge.



LA INVERSIÓN EN ENERGÍA LIMPIA CAE EN EL TERCER TRIMESTRE

De acuerdo con las últimas cifras autorizadas de Bloomberg NEF (BNEF), la inversión global en energía limpia fue de 67.800 M\$ en el tercer trimestre de 2018, un 6% menos que en el mismo período del año pasado. El descenso en el trimestre julio-septiembre deja la inversión para el año hasta ahora, con un modesto 2% por debajo de los primeros nueve meses de 2017, lo que deja abierta la posibilidad de que 2018 en conjunto terminará igualando el total del año pasado, especialmente si unas pocas ofertas multimillonarias de energía eólica marina se concluyen antes de Navidad.

BNEF incluye el aumento de capital por parte de compañías especializadas en vehículos eléctricos en sus totales de inversión en energía limpia, y este elemento fue un punto brillante en el último trimestre. Hubo una oferta pública inicial de 1.000 M\$ por parte de NIO, una ronda de capital de riesgo Serie C de 585 M\$ por Guangzhou Xiaopeng Motors y una ronda de pre-OPI de 294 M\$ por Zhejiang Dianka Automobile.

En cuanto a las cifras de inversión global del tercer trimestre por tipo, la financiación de activos de proyectos de energía renovable a gran escala ascendió a 49.300 M\$, un 15% menos que en el tercer trimestre de 2017, mientras que la compra de sistemas solares de pequeña escala, de menos de 1 MW, totalizó 13.500 M\$, un 9% más respecto al año anterior.

La inversión de los mercados públicos en energía limpia aumentó un 120% hasta 3.100 M\$, gracias a la flotación de NIO mencionada anteriormente, pero también por una emisión convertible de 1.300 M\$ del especialista en valorización energética de residuos China Everbright International y una salida a bolsa de 311 M\$ del desarrollador estadounidense de pilas de combustible Bloom Energy.

El capital de riesgo y la inversión de capital privado aumentaron aún más bruscamente, en un 378% hasta 2.400 M\$. Las financiaciones de VC/PE de empresas especializadas de energía limpia han alcanzado los 7.500 M\$ en los primeros nueve meses de 2018, lo que hace que este año sea el más fuerte desde al menos 2011. Las seis mayores ofertas de capital de VC/PE de 2018 hasta ahora han involucrado a todas las empresas chinas de vehículos eléctricos, incluidas las dos mencionadas anteriormente durante el tercer trimestre.

Las tres mayores financiaciones de activos de energía renovable en el trimestre fueron el proyecto de 860 MW Triton Knoll, en aguas de Reino Unido, con un coste de inversión de 2.600 M\$, la cartera de 706 MW de Enel Green Power South Africa, con 1.400 M\$, y la cuarta fase del parque eólico marino Guohua Dongtai, de 300 MW, en aguas chinas, a un estimado de 1.200 M\$.

Una división por país de las cifras generales muestra a China nuevamente como el mayor inversor en energía limpia en el tercer trimestre con 26.700 M\$, ligeramente por encima de las cifras para el mismo período de 2017. Sin embargo, hubo otras señales de un cambio importante y esperado: un enfriamiento -después de la oleada de instalación solar del país, ante la acción deliberada de los responsables políticos. En el tercer trimestre, la inversión solar en China fue de 14.200 M\$, un 23% menos que el año anterior.

CLEAN ENERGY INVESTMENT SLIPS IN Q3

Global clean energy investment was US\$67.8bn in the third quarter of 2018, down 6% from the same period last year, according to the latest authoritative figures from Bloomberg NEF (BNEF). The slip in the July-September quarter leaves investment for the year so far running a modest 2% below that in the first nine months of 2017 – leaving open the possibility that 2018 as a whole will end up matching last year's total, particularly if a few more multibillion-dollar offshore wind deals are concluded before Christmas.

BNEF includes equity raising by specialist electric vehicle companies in its clean energy investment totals, and this element was a conspicuous bright spot in the last quarter. There was a US\$1bn initial public offering by NIO, a US\$585m Series C venture capital round by Guangzhou Xiaopeng Motors and a US\$294m pre-IPO round by Zhejiang Dianka Automobile.

Looking at Q3 global investment figures by type, asset finance of utility-scale renewable energy projects came to US\$49.3bn, down 15% on Q3 2017, while the purchase of small-scale solar systems of less than 1 MW totaled US\$13.5bn, up 9% on the previous year.

Public markets investment in clean energy jumped 120% to US\$3.1bn, helped by the NIO flotation mentioned above, but also by a US\$1.3bn convertible issue from waste-to-energy specialist China Everbright International and a US\$311m IPO by US fuel cell developer Bloom Energy.

Venture capital and private equity investment increased even more sharply, by 378% to US\$2.4bn. VC/PE funding of specialist clean energy companies reached US\$7.5bn in the first nine months of 2018, making this year certain to be the strongest since at least 2011. The largest six VC/PE new equity deals of 2018 so far have all involved Chinese electric vehicle firms, including the two mentioned above during Q3.

The three biggest renewable energy asset financings in the quarter were the 860 MW Triton Knoll project in UK waters at an investment cost of US\$2.6bn; the Enel Green Power South Africa portfolio, at US\$1.4bn for 706 MW; and the Guohua Dongtai offshore wind farm phase four in Chinese waters, at an estimated US\$1.2bn for 300 MW.

A country split of the overall numbers shows China as yet again the largest investor in clean energy in Q3 at US\$26.7bn, marginally above the numbers for the same period of 2017. However, there were further signs of one important, expected change: a cooling-off in the country's solar installation surge, in the face of deliberate action by policymakers. In Q3, Chinese solar investment was US\$14.2bn, down 23% on the previous year.



LA BIOENERGÍA MODERNA LIDERA EL CRECIMIENTO DE LAS RENOVABLES HASTA 2023

La bioenergía moderna tendrá el mayor crecimiento entre los recursos renovables entre 2018 y 2023, lo que subraya su papel fundamental en la creación de una cartera renovable robusta y garantiza un sistema energético más seguro y sostenible, según el último pronóstico de mercado de la AIE.

Las energías renovables continuarán su expansión en los próximos cinco años, cubriendo el 40% del crecimiento del consumo energético mundial, de acuerdo con el informe de análisis y previsiones de mercado *Renewables 2018* de la AIE. Su uso continúa aumentando más rápidamente en el sector eléctrico, y representará casi un tercio de la generación eléctrica total mundial en 2023. Debido al apoyo político más débil y las barreras adicionales al despliegue, el uso de energías renovables se expande mucho más lentamente en los sectores de transporte y calefacción.

Si bien continuará el crecimiento de las energías solar fotovoltaica y eólica en el sector eléctrico, la bioenergía sigue siendo la mayor fuente de energía renovable debido a su uso generalizado en calefacción y transporte, sectores en los que otras energías renovables desempeñan actualmente un papel mucho más pequeño.

China lidera el crecimiento mundial en energía renovable como resultado de las políticas para descarbonizar todos los sectores y reducir la contaminación atmosférica, y se convierte en el mayor consumidor de energía renovable, superando a la Unión Europea en 2023. Entre los mayores consumidores de energía del mundo, Brasil tiene con mucho la mayor proporción de energías renovables: casi el 45% del consumo total de energía final en 2023, impulsado por una contribución significativa de la bioenergía y la energía hidroeléctrica.

Mientras tanto, la energía solar fotovoltaica domina la expansión de la potencia eléctrica renovable. La adición de 178 GW de potencia renovable en 2017 batió otro récord, representando por primera vez más de dos tercios del crecimiento de la potencia eléctrica neta mundial. La potencia fotovoltaica fue la que más se expandió (97 GW), más de la mitad en China. Mientras tanto, las adiciones de eólica terrestre disminuyeron globalmente por segundo año consecutivo, y el crecimiento de la energía hidroeléctrica continuó desacelerándose.

Se pronostica que la potencia fotovoltaica aumentará en casi 600 GW, más que todas las demás tecnologías renovables combinadas, o hasta el doble de la capacidad total de Japón, alcanzando 1 TW al final del período de pronóstico. A pesar de los recientes cambios políticos, China sigue siendo el líder absoluto en fotovoltaica, con casi el 40% de la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial en 2023. EE.UU. sigue siendo el segundo mayor mercado de crecimiento para la fotovoltaica, seguido de India, cuya potencia se cuadruplica.

La energía eólica sigue siendo el segundo mayor contribuyente al crecimiento de la potencia renovable, mientras que la energía hidroeléctrica sigue siendo la mayor fuente de electricidad renovable para 2023. Similar a la previsión del año pasado, se espera que la potencia eólica se expanda en un 60%. Mientras tanto, impulsada por el progreso tecnológico y las significativas reducciones de costes, la potencia eólica marina se triplica, con un crecimiento que va más allá de Europa a Asia y Norteamérica.

MODERN BIOENERGY LEADS THE GROWTH OF ALL RENEWABLES TO 2023

Modern bioenergy will have the biggest growth in renewable resources between 2018 and 2023, underscoring its critical role in building a robust renewable portfolio and ensuring a more secure and sustainable energy system, according to the IEA's latest market forecast.

Renewables will continue their expansion in the next five years, covering 40% of global energy consumption growth, according to the IEA's 'Renewables 2018' market analysis and forecast report. Their use continues to increase most rapidly in the electricity sector and will account for almost a third of total world electricity generation in 2023.

Because of weaker policy support and additional barriers to deployment, renewables use expands far more slowly in the transport and heat sectors.

While the growth in solar PV and wind is set to continue in the electricity sector, bioenergy remains the largest source of renewable energy because of its widespread use in heat and transport, sectors in which other renewables currently play a much smaller role.

China leads global growth in renewable energy as a result of policies to decarbonise all sectors and reduce air pollution, and becomes the largest consumer of renewable energy, surpassing the EU by 2023. Of the world's largest energy consumers, Brazil has by far the highest share of renewables, almost 45% of total final energy consumption in 2023, driven by a significant contribution of bioenergy and hydropower.

Meanwhile, solar PV dominates renewable electricity capacity expansion. Renewable capacity additions of 178 GW in 2017 broke another record, accounting for more than two-thirds of global net electricity capacity growth for the first time. Solar PV capacity expanded the most (97 GW), over half of which was in China. Meanwhile, onshore wind additions globally declined for the second year in a row, and hydropower growth continued to decelerate.

Solar PV capacity is forecast to expand by almost 600 GW, more than all other renewable power technologies combined, or as much as twice Japan's total capacity, reaching 1 TW by the end of the forecast period. Despite recent policy changes, China remains the absolute solar PV leader by far, holding almost 40% of global installed PV capacity in 2023. The US remains the second-largest growth market for solar PV, followed by India, whose capacity quadruples.

Wind remains the second-largest contributor to renewable capacity growth, while hydropower remains the largest renewable electricity source by 2023. Similar to last year's forecast, wind capacity is expected to expand by 60%. Meanwhile, spurred by technological progress and significant cost reductions, offshore wind capacity triples, with growth moving beyond Europe to Asia and North America.



SE CONSOLIDA EL CRECIMIENTO DEL SECTOR RENOVABLE CON RÉCORD HISTÓRICO DE EXPORTACIONES

EL ESTUDIO DEL IMPACTO MACROECONÓMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA, PRESENTADO RECIENTEMENTE POR APPA RENOVABLES, HA ALCANZADO SU DÉCIMA EDICIÓN. EN 2017, EL SECTOR CONTRIBUYÓ CON 9.304 M€ AL PIB NACIONAL, APORTANDO 1.089 M€ EN FISCALIDAD NETA Y ESTABLECIENDO UN NUEVO RÉCORD DE EXPORTACIONES (4.564 M€) GENERANDO UNA BALANZA COMERCIAL DEL SECTOR RENOVABLE DE +3.117 M€. LOS AHORROS PRODUCIDOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO (2.584 M€) FUERON ANORMALMENTE BAJOS POR EL COMPORTAMIENTO DEL MERCADO E INFERIORES A LA RETRIBUCIÓN REGULADA PERCIBIDA (5.674 M€). EL SECTOR GENERÓ 78.667 PUESTOS DE TRABAJO Y PRODUJO AHORROS EN IMPORTACIONES ENERGÉTICAS DE 6.951 M€.

Crecimiento del PIB y el empleo por las subastas

Durante 2017, el sector renovable supuso el 0,8% de la economía nacional, aportando 9.304 M€ al PIB. El crecimiento del sector fue del 8,7% y se vio acompañado con un incremento de 4.101 empleos, lo que sitúa al sector en los 78.667 puestos de trabajo. Este incremento en PIB y empleo se explica, fundamentalmente, por la reactivación del sector que produjeron las subastas de 2016 y 2017.

La recuperación detectada en el sector no se debe a la generación energética, dado que la potencia instalada se mantuvo básicamente estancada y la energía vendida disminuyó respecto al ejercicio anterior. Las subastas y la competitividad alcanzada por algunas tecnologías de generación eléctrica son los verdaderos motivos de los números positivos del sector.

Mayor dependencia energética

La baja producción hidráulica, consecuencia de la sequía que España sufrió en 2017, lastró con fuerza la generación eléctrica renovable, que disminuyó un 16,4%. Al no haberse incorporado apenas nueva potencia renovable que pudiera sustituir esta disminución, el porcentaje de renovables sobre energía final bruta descendió hasta el 16,7%, lo que nos aleja de los objetivos del 20% para 2020.

Toda la caída de la generación hidráulica, y el incremento de consumo energético de 2017, fue cubierto con generación fósil. El incremento de todos los tipos de importaciones fósiles llevó a la dependencia energética al 76,1%, según los cálculos de APPA Renovables. Un hecho que no solo nos aleja de los objetivos de energías renovables, sino que mantiene a la economía española en una posición de debilidad ante variaciones del precio del petróleo.

Cifra récord en exportaciones y fuertes ahorros en sustitución fósil

Las exportaciones de bienes y servicios del sector renovable establecieron un nuevo récord al situarse en 4.564 M€, lo que arroja un saldo neto exportador de 3.117 M€. Esta balanza comercial renovable contrasta fuertemente con el déficit comercial del conjunto de la

GROWTH CONSOLIDATES IN THE RENEWABLE SECTOR WITH RECORD EXPORTS

THE TENTH EDITION OF THE STUDY, THE "MACROECONOMIC IMPACT OF RENEWABLE ENERGIES IN SPAIN", HAS RECENTLY BEEN PRESENTED BY APPA, THE SPANISH RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION. IN 2017, THE SECTOR CONTRIBUTED €9.304BN TO DOMESTIC GDP, BRINGING €1.089BN IN NET TAXATION AND ESTABLISHING A NEW RECORD FOR EXPORTS (€4.564BN), WHICH ACHIEVED A TRADE BALANCE FOR THE RENEWABLE SECTOR OF +€3.117BN. THE SAVINGS PRODUCED IN THE ELECTRICITY MARKET (€2.584BN) WERE ABNORMALLY LOW DUE TO MARKET BEHAVIOUR AND LOWER THAN THE RECEIVED REGULATED REMUNERATION (€5.674BN). THE SECTOR GENERATED 78,667 JOBS AND PRODUCED SAVINGS IN ENERGY IMPORTS OF €6.951BN.

Auctions boost growth in GDP and jobs

During 2017, the renewable sector represented 0.8% of the domestic economy, contributing €9.304 to GDP. Sector growth stood at 8.7% and was accompanied by an increase of 4,101 jobs to achieve a sector total of 78,667 jobs. This increase in GDP and employment is essentially explained by the reactivation of the sector resulting from the 2016 and 2017 auctions.

The recovery identified in the sector was not due to power generation, given that the installed capacity has basically remained stagnant with the energy sold falling on the previous year. The auctions and competitiveness achieved by some electricity generation technologies are the real drivers for the sector's positive numbers.

Greater energy dependence

Low hydropower production, a result of the drought experienced by Spain in 2017, severely affected renewable power generation, which dropped 16.4%. With hardly any new renewable capacity incorporated to compensate for this reduction, the percentage of renewables of final gross energy fell to 16.7%, falling short of Spain's 2020 target of 20%.



Mexico WindPower



EXPOSICIÓN y CONGRESO

- Con el viento a favor -

REGISTRO
EN LÍNEA
SIN COSTO

para visitar el piso
de exposición

20 - 21
MAR/2019

Centro Citibanamex, CDMX



Escaneé este código
y regístrese ahora

El único evento especializado en energía eólica

www.mexicowindpower.com.mx —   

Organizado por:



Certificado por:



Miembro de:



Sede:





economía (-22.694 M€) del cual el déficit energético supone el 85% (-19.269 M€).

Las energías renovables en sus distintos ámbitos, generación eléctrica, energía térmica y biocarburantes, evitaron en 2017 la importación de 20.068.185 mtep, un ahorro equivalente a 6.951 M€. Las emisiones evitadas alcanzaron las 56.850.744 t de CO₂, valoradas en 332 M€.

Menores ahorros en el *pool* por comportamiento atípico del mercado

A lo largo de la serie histórica analizada se ha observado que cuanto mayor es la entrada de renovables en el sistema eléctrico, más se reduce el precio de casación. El descenso en la generación renovable por la sequía, unido al comportamiento de la interconexión, como consecuencia de la baja disponibilidad de las nucleares francesas, y los precios récord de casación experimentados en enero lastraron los ahorros que las renovables producen en el *pool*. En 2017, las renovables produjeron ahorros en el *pool* por valor de 2.584 M€ y percibieron en concepto de retribución regulada un total de 5.674 M€.

El sector continuó siendo contribuidor fiscal neto, aportando 1.089 M€ a las arcas del Estado.

The fall in hydro generation and the increased energy consumption in 2017 were covered in their entirety by fossil generation. The increase in all types of fossil imports took energy dependence to 76.1% according to APPA calculations. This not only makes Spain fall short of its renewable energy objectives but also means that the Spanish economy remains in a weak position given variations in the price of oil.

Record exports and strong savings in fossil replacement

Exports of goods and services in the renewable sector set a new record, achieving €4.564bn and resulting in a net export balance

of €3.117bn. This renewable trade balance strongly contrasts with the trade gap for the economy as a whole (-€22.694bn) of which the energy deficit represents 85% (-€19.269bn).

The different fields of renewables, power generation, thermal energy and biofuels, avoided importing 20,068,185 Mtoe in 2017, a saving equivalent to €6.951bn. The emissions avoided achieved 56,850,744 tonnes of CO₂, valued at €332m.

Lower pool savings due to atypical market behaviour

Throughout the period analysed, it has been observed that the more renewables enter the electrical system, the further the matching price falls. The fall in renewable generation due to the drought, together with the behaviour of the interconnection as a result of low availability of French nuclear power and the record matching prices experienced in January, all impacted on the pool savings achieved by renewables. In 2017, renewables produced pool savings amounting to €2.584bn and received a regulated remuneration totalling €5.674bn.

The sector continued being a net tax contributor, bringing €1.089bn into the State coffers.



La evolución de la 5^a generación de la gama QAS

Más de 30 años suministrando energía

Sustainable Productivity

Atlas Copco



COGENERACIÓN: EL CAMBIO HA EMPEZADO... PERO NO ES SUFICIENTE

SON NUEVOS TIEMPOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO Y DEBEMOS SER CAPACES DE ADAPTARNOS A ELLOS. HACE UNOS AÑOS CUANDO EMPEZÓ LA REFORMA ENERGÉTICA CON EL RD 1/2012, QUE PUSO A TODAS LAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES, DE COGENERACIÓN Y RESIDUOS EN MORATORIA, NADIE ESPERABA QUE EL FUTURO FUERA A SER JUSTAMENTE DE ELLAS. EN ESE MOMENTO, SE PARÓ EL RELOJ DE SU DESARROLLO EN ESPAÑA, QUE NO A NIVEL MUNDIAL, Y SÓLO PARA ALGUNAS DE ELLAS SE HA IDO POCO A POCO LEVANTANDO ESA MORATORIA.

Hoy en día nadie duda de que, en España, vamos a un *mix* a 2050 donde la energía va a ser casi toda renovable, con objetivos de 5.000 a 7.000 MW/año en la próxima década, donde la economía circular de los residuos, como protección del medio ambiente, jugará un papel cada vez más importante, pero donde habrá también un mercado nuevo de capacidad que deberá ser flexible.

Nuevamente la cogeneración será ese jugador que podrá aportar en los mercados de energía y potencia. Justamente su futuro pasa por saber compaginar lo que es hoy energía eficiente con alta disponibilidad con esas "nuevas" tecnologías renovables, que darán la mayor parte de la energía del sistema pero que necesitarán potencia firme para esas frías noches de invierno, sin viento, en un año especialmente seco.

Vamos a un *mix* cada vez más descarbonizado, donde el carbón desaparecerá debido a los propios precios del mercado (de CO₂) y la nuclear tendrá una presencia en disminución. El gran ganador de los actuales combustibles en la transición energética será el gas y la cogeneración es la mejor forma de quemar ese gas, siempre que abastezca una demanda térmica de alta entalpía, preferiblemente; hoy por hoy no se ve otra forma de abastecerla a la industria. Queremos ser un país industrial, no sólo de servicios, sino con empleos de alta capacitación.

El cambio de tendencia iniciado por el RDL 15/2018, que empieza a normalizar el sector de la cogeneración -que nació en autoconsumo-, donde no se entendía que se pagaran unos impuestos, que se justificaron como medioambientales, debe ser completado con medidas que permitan seguir apostando por esta tecnología de futuro. No hay nada menos contaminante que la energía ahorrada mediante la eficiencia.

La cogeneración no cabe duda de que tiene todo el sentido en el *mix* de la transición ecológica al 2030 -y al 2040 también-, basada en gas natural y en otros futuros desarrollos con biogases, gases de síntesis e hidrógeno. La Comisión de Expertos sobre Transición Energética, en



CHP: THE CHANGE HAS BEGUN... BUT IT IS NOT ENOUGH

THESE ARE NEW TIMES IN THE ENERGY SECTOR AND WE MUST BE CAPABLE OF ADAPTING TO THEM. WHEN THE ENERGY REFORM STARTED WITH ROYAL DECREE 1/2012 A FEW YEARS AGO, PLACING EVERY RENEWABLE TECHNOLOGY, COGENERATION AND WASTE RECOVERY UNDER A MORATORIUM, NO-ONE EXPECTED THAT THESE WOULD HOLD THE KEYS TO THE FUTURE. AT THAT TIME, THE CLOCK STOPPED AS REGARDS THEIR DEVELOPMENT IN SPAIN, NOT AT GLOBAL LEVEL, AND THAT MORATORIUM IS ONLY BEING GRADUALLY LIFTED ON SOME OF THEM.



No-one in Spain has any doubts that our aim is to achieve an energy mix by 2050 in which almost all energy will be renewable, with targets of 5,000 to 7,000 MW/year over the coming decade, and where the circular economy of waste, as well as environmental protection, will play an increasingly more important role. However, we need a new capacity market that must be flexible.

Cogeneration will again be that player that can contribute to both the energy and capacity markets. Its future involves balancing what today is high availability efficient energy with these "new" renewable technologies that will cover the lion's share of the system's energy, but which will need firm capacity to cover cold, windless winter nights in an exceptionally dry year.

We are aiming for an increasingly decarbonised mix, in which coal will disappear due to the very market prices (of CO₂) and where the presence of nuclear will diminish. The big winner of current fuels in the energy transition will be gas, and cogeneration is the best way of burning that gas, provided it supplies a preferably high enthalpy thermal demand; there is currently no other form of supplying it to industry. We want to be an industrial country, not just a services provider, but with highly qualified jobs.

The trend change initiated by Royal Legislative Decree 15/2018, which has started to standardise the cogeneration sector - that arose from self-consumption -, where it was not understood that certain taxes would be paid, that were justified as environmental, must be complemented with measures that enable the continued support for this technology of the future. There is nothing less contaminant than the energy saved through efficiency.

There is no doubt that natural gas-based cogeneration makes every sense in the ecological transition mix to 2030 - and even

Tabla | Table

	VALORES DE REFERENCIA (HIDRAULICIDAD MEDIA) REFERENCE VALUES (AVERAGE HYDRAULIC ACTIVITY)	
	DG 2030	ST 2030
Demanda (TWh) Demand (TWh)	296	285
Capacidad total instalada (MW) Total capacity installed (MW)	149.439 149.439	143.737 143.737
Nuclear Nuclear	7.117 7.117	7.117 7.117
Carbón Coal	847	4.660 4.660
Ciclo combinado Combined cycle	24.560 24.560	24.560 24.560
Hidráulica (+bombeo) Hydropower (+pumping)	23.050 23.050	23.050 23.050
Eólica Wind	31.000 31.000	31.000 31.000
Fotovoltaica PV	47.150 47.150	40.000 40.000
Termosolar CSP	2.300 2.300	2.300 2.300
Resto renovables Other renewables	2.550 2.550	2.550 2.550
Cogeneración y otros CHP and others	8.500 8.500	8.500 8.500
Baterías Batteries	2.358 2.358	0 0
% Renovables / Generación % Renewables / Generation	62%	67%
% Renovables / energía final estimada% Renewables / final estimated energy	29,7% 29,7%	28,4% 28,4%
% vertidos energía renovable renewable energy injected	2,70% 2,70%	2,39% 2,39%
Emisiones kt CO2 CO2 emissions kt	12.593 12.593	16.264 16.264
Coste variable de generación (€/MWh) Variable generation cost (€/MWh)	52,0 52,0	32,7 32,7

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio | Source: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

el informe final sobre diferentes escenarios de transición energética, siempre considero a la cogeneración, incluso con un potencial de crecimiento desde los 4.500 MW operativos actualmente hasta los 8.000 MW en 2030, basándose en informes de referencia a nivel europeo.

Seguir apostando por la tecnología de cogeneración, renovada con eficiencia y respetuosa con los nuevos estándares de emisiones, permitirá cumplir con los ambiciosos objetivos del 32,5% de ahorro de energía final y/o primaria al 2030. Será una tarea complicada pues no sólo es un objetivo mayor en porcentaje que el 20% al 2020, sino que hay una demanda creciente después de la reciente crisis pasada. Sólo hay que ver cómo se está acortando el margen de cumplimiento del ahorro de energía primaria debido al efecto de recuperación de la economía.

Pero además, las aportaciones de la cogeneración al medio ambiente son relevantes, tanto en sectores difusos como en ETS. La cogeneración ahorró en 2017 10 Mt, en un parque de generación eléctrica que emitió 74 Mt de CO2. La mayor parte de la industria está en sectores regulados bajo comercio de emisiones (los ETS citados), que además si no cogeneraran caerían en difusos al bajar su consumo de combustible - aprox. 1.400 MW de los 4.500 MW operativos en 2018-.

Incluso en el objetivo de renovables, el más difícil de los tres de cumplir en 2030, la cogeneración aporta, pues disminuye la demanda gracias al ahorro de energía primaria: para la misma potencia instalada de renovables se llega más fácilmente al objetivo. Y todos coincidimos en que vamos a un objetivo de máxima penetración de renovables en un mundo electrificado progresivamente.

El sector lleva tiempo solicitando que se promuevan medidas tempranas para evitar que la cogeneración llegue al final de su vida útil regulatoria de 25 años y tenga que cerrar, al no seguir reconociéndole sus aportaciones al sistema. La industria necesita de la cogeneración

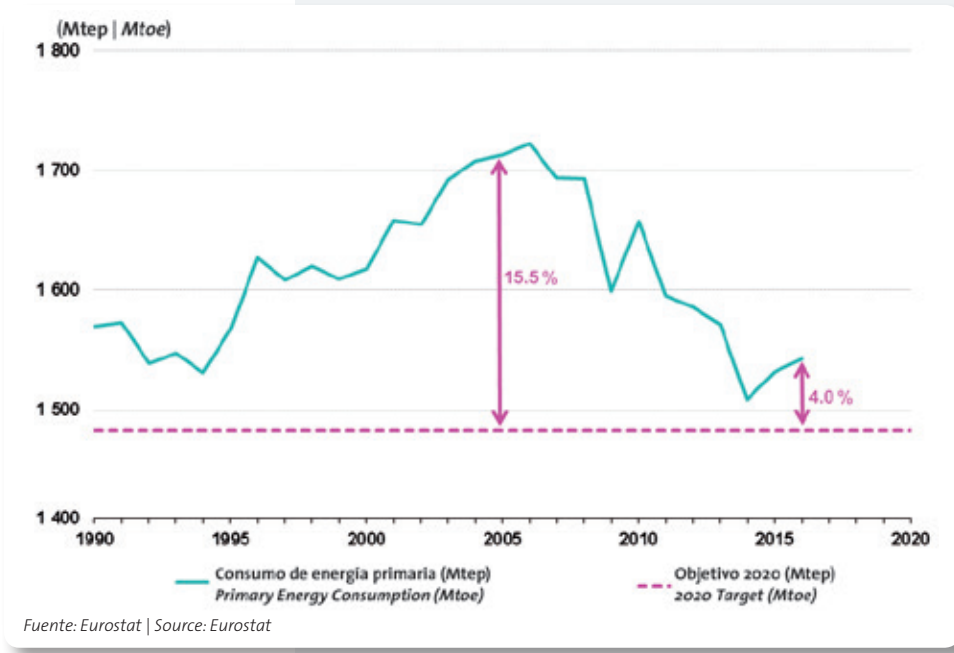
to 2040 -, as well as in other future developments involving biogases, synthesis gases and hydrogen. The final report from the Committee of Experts on the Energy Transition regarding different energy transition scenarios always took cogeneration into account, even with a growth potential of the 4,500 MW currently operational to 8,000 MW by 2030, based on European level reference reports.

Continuing to support cogeneration

technology that is efficiently renewed and respects the new emissions standards, will enable the ambitious objectives of 32.5% in final and/or primary energy by 2030 to be met. It will be a complex task, given that it is not only a higher target in percentage terms than the 20% by 2020, but there is a growing demand following the recent crisis. All that remains to be seen is how this is bringing down the margin of compliance in primary energy saving because of the economic recovery.

Moreover, the environmental contributions of cogeneration are significant, in both diffuse sectors and the Emission Trading System (ETS). In 2017, cogeneration saved 10 Mt in an electricity generation stock that emitted 74 Mt of CO2. Most of the industry is in sectors regulated under emissions trading (the said ETS) which said ETS) which, without cogeneration, would fall into diffuse sectors by dropping their consumption by approximately 1,400 MW of the 4,500 MW operational in 2018.

Even in the renewables objective, the most difficult of the three targets to be met by 2030, cogeneration makes its contribution, as it decreases demand thanks to the saving in primary energy:



para su competitividad, como vemos que está pasando en nuestro entorno europeo. Debemos evitar que se sigan instalando calderas convencionales (y consumir energía eléctrica de la red) para abastecer demandas industriales. El artículo 14 de la Directiva de Eficiencia Energética exige analizar antes de la instalación de una caldera o renovación de una nueva (y de una planta de generación solo de electricidad) que se haga un análisis coste beneficio de si es viable una cogeneración. Esto no está funcionando pues falta el marco normativo que reconozca las ventajas de esta tecnología.



for the same installed renewable capacity, the target is more easily reached. No-one disputes that we are heading for a target of maximum penetration of renewables in a gradually more electrified world.

For some time now, the sector has been calling for the promotion of early measures to avoid cogeneration reaching the end of its regulatory service life of 25 years and having to be shut down through the continued failure to recognise its contributions to the system. Industry needs cogeneration to be competitive, as demonstrated by Spain's European neighbours. We must avoid installing conventional boilers (and consuming electricity from the grid) to cover industrial demands. Article 14 of the Energy Efficiency Directive requires that analysis takes place before a boiler is installed or a

En 2012, hace ya 6 años, se creía que el paso de 15 a 25 años, solucionaba el problema de evitar cerrar instalaciones de cogeneración que tenían sentido, pero ahora se ha hecho acuciante darle una solución a este problema. Hoy la realidad es que aproximadamente 1.000 MW de la base instalada cumplen 25 años en 3 años, pero hay otros 2.000 MW con 20 años en esa fecha, y la industria necesita planificarse y saber si cuenta con esta tecnología eficiente para poder seguir siendo competitiva.

new unit is renewed (and of an electricity only power plant) and that a cost-benefit analysis is undertaken to see if cogeneration is feasible. This is not working given that there is a lack of regulatory framework that recognises the advantages of this technology.

Este colectivo de plantas, cuya vida está cerca de los 25 años –o incluso lo ha superado- debe ser renovado, mejorando su eficiencia con una renovación tecnológica. También debe seguir aportando al medio ambiente, para lo cual hay que acometer el camino de combustibles sólidos y líquidos (carbón, gasoil y fuel oil), de los cuales hay unos 800 MW instalados y 500 MW de ellos operando.

Already back in 2012, it was believed that the passage of 15 or 25 years would solve the problem of avoiding the closure of CHP installations. It made sense then, however it is now urgent to find a solution to this problem. Today's reality is that approximately 1000 MW of the installed base will be 25 year's old in 3 years' time. However, there are a further 2000 MW that will be 20 year's old by that date, and industry needs to plan and know if it can still rely on that efficient technology technology to continue to be competitive.

No nos queremos olvidar de las plantas paradas por la reforma energética pasada (unos 170 MW), que fueron pilladas en su fase de construcción por una reforma no anunciada y que, tras 6 años de incertidumbres, su situación debe ser regularizada para poder aportar toda su eficiencia energética a la industria anfitriona.

This group of plants, whose lifetime is around 25 years – or even longer – must be updated, improving its efficiency through technological renewal. It must also continue to support the environment, for which it is necessary to address the issue of solid and liquid fuels (coal, diesel and fuel oils), of which there are some 800 MW installed, of which 500 MW are in operation.

Hay muchos retos a medio plazo -en 2020- cuando se deba implementar el Plan integral de Energía y Clima, a través de la anunciada Ley de Transición Ecológica, pero hay referencias internacionales y nacionales suficientes para hacerlo de una forma planificada, a través de nuevos mecanismos (reconocimiento de las aportaciones como energía distribuida mediante tarifas específicas según el nivel de conexión, energía segura en pagos de capacidad,...) y mecanismos existentes (reconocimiento en la consecución de los objetivos de eficiencia y medioambientales a través del fondo nacional de eficiencia energética FNEE,...).

We must not forget about the plants stopped because of the last energy reform (around 170 MW), that were caught out during their construction phase by an unannounced reform and whose situation, following 6 years of uncertainties, must be regularised so that they can contribute their entire energy efficiency to the host industry.

Debemos ser capaces de llegar hasta esa fecha de entrada en vigor de la nueva Ley de Transición Energética en 2 ó 3 años sin perder más eficiencia. Para ello necesitamos de mecanismos de transición, como por ejemplo la realización de una subasta de al menos 1000 MW, ampliables hasta 2.500 MW siempre según las necesidades del sector, como ya se ha hecho para el resto del antiguo "régimen especial", que ya no es tan especial sino más bien la realidad y el futuro del mix de este país y de Europa.

There are many challenges in the medium term - to 2020 - when the Integrated Energy and Climate Plan must be implemented, through the announced Ecological Transition Law, however there are sufficient international and national references to do this in a planned way by means of new mechanisms (recognition of the contributions as distributed energy via specific tariffs depending on the level of connection, secure energy in capacity payments,...) and existing mechanisms (recognition of the achievement of efficiency and environmental objectives via the National Energy Efficiency Fund,...).

We must be able to reach that date when the Energy Transition Law takes effect in 2 or 3 years' time without losing more efficiency. For this we need transition mechanisms, such as holding an auction of at least 1000 MW, scalable to 2,500 MW, always in line with sector requirements, as has already taken place for the remainder of the former "special system", which is no longer so special but rather the reality and the future of the mix of both Spain and Europe.



Julio Artiñano
Presidente de COGEN España
President of COGEN España

Cogeneración, bioenergía y eficiencia energética

Ingeniería, estudios, regulación energética, *due diligence*, *owner's engineering*, *project & site management*, O&M, EPC

Más de 1300 MW y más de 150 instalaciones operando en España, Portugal, México, Colombia, Rep. Dominicana, Ecuador y Argentina



aesa.net

ESTIMACIÓN Y DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA TÉRMICA DE MÉXICO: MAPA DE CALOR

EL MAPA DE CALOR DE MÉXICO ES UNA HERRAMIENTA QUE TIENE POR OBJETIVO PRINCIPAL FACILITAR EL ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE ABASTECIMIENTO TÉRMICO DE INDUSTRIAS Y GRANDES CONSUMIDORES TERCIARIOS MEDIANTE SOLUCIONES EFICIENTES BASADAS EN COGENERACIÓN, CALOR RESIDUAL Y ENERGÍAS RENOVABLES (BIOMASA, BIOGÁS, SOLAR TÉRMICA Y GEOTÉRMICA). SE HA REALIZADO COMO PARTE DE LAS ACTIVIDADES DE LA COOPERACIÓN BILATERAL ENTRE MÉXICO Y ALEMANIA Y ESTÁ ENMARCADA EN EL PROGRAMA DE ENERGÍA SOSTENIBLE DE LA GIZ. LA COMPILACIÓN, CARACTERIZACIÓN, ANÁLISIS DEL POTENCIAL Y GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS QUE UTILIZA EL MAPA DEL CALOR HA SIDO REALIZADA POR AESA.

Según los datos del Sistema de Información Energética de México, en 2014, el consumo anual de combustibles fósiles ascendió a 1.550 TWh(PCI)/año destinándose un 41% al sector transporte, un 29% a la producción de electricidad, un 18% al sector industrial y un 12% al sector terciario.

En el sector industrial y terciario prácticamente la totalidad del combustible está destinado a la producción de calor. Además, una parte del consumo eléctrico tiene como finalidad la producción de frío o climatización. Esto hace que caracterizar las demandas y estudiar alternativas más eficientes para la producción de calor y frío, sea una vía prometedora para conseguir una reducción considerable del consumo de combustibles y de las emisiones de CO₂, generando beneficios económicos para las empresas y, en consecuencia, una mayor competitividad en el mercado.

A partir del registro de empresas obtenido del Directorio Estadístico Nacional de Unidades Económicas (DENUE) y del consumo de combustibles por región obtenido del Balance Nacional de Combustibles (SENER), ha sido posible correlacionar, para cada sector, el consumo de combustible en función del número de trabajadores de cada centro productivo. Estos datos se han complementado con el registro censal de PYMES, obteniendo un mayor detalle de las ratios en diferentes subsectores industriales y terciarios en pequeñas y medianas empresas.

Para ajustar la relación combustible/trabajador en las empresas de más de 250 trabajadores se han consultado dos fuentes: los consu-

CALCULATION AND GEOGRAPHICAL DISTRIBUTION OF THERMAL DEMAND IN MEXICO: THE HEAT MAP

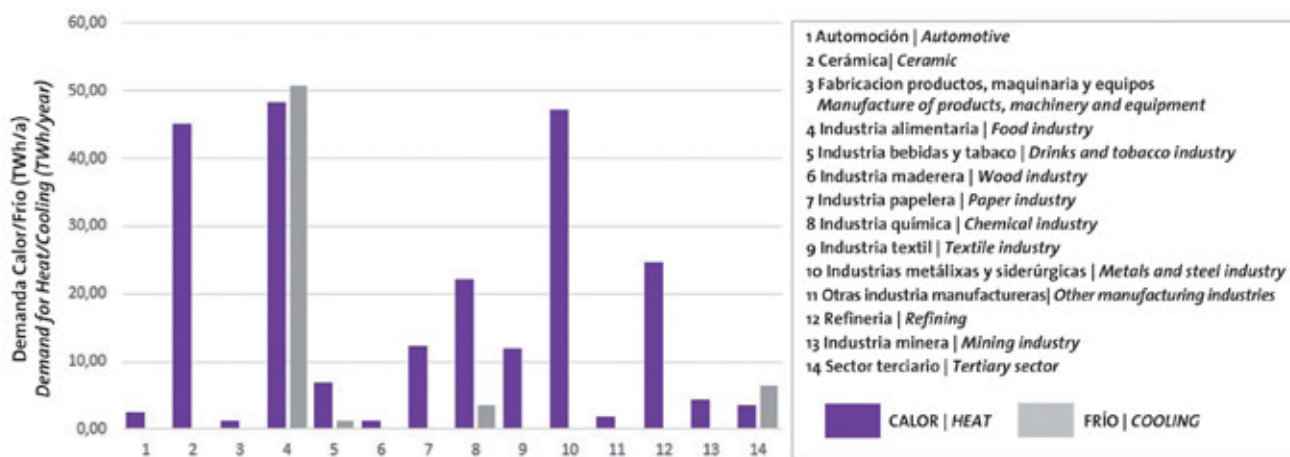
THE MEXICO HEAT MAP IS A TOOL WHOSE MAIN AIM IS TO FACILITATE THE ANALYSIS OF THE THERMAL SUPPLY POTENTIAL OF INDUSTRIES AND LARGE TERTIARY CONSUMERS THROUGH EFFICIENT SOLUTIONS BASED ON COGENERATION, RESIDUAL HEAT AND RENEWABLE ENERGIES (BIOMASS, BIOGAS, SOLAR THERMAL AND GEOTHERMAL). THE HEAT MAP FORMS PART OF THE BILATERAL COOPERATION ACTIVITIES BETWEEN MEXICO AND GERMANY UNDER THE GIZ SUSTAINABLE ENERGY PROGRAMME. THE COMPILATION, CHARACTERISATION, POTENTIAL ANALYSIS AND GENERATION OF THE DATABASE USED BY THE HEAT MAP HAS BEEN CARRIED OUT BY AESA.

According to data from the Energy Information System of Mexico, in 2014, the annual consumption of fossil fuels amounted to 1,550 TWh(PCI)/year distributed as follows: 41% for the transport sector, 29% for electricity production, 18% for the industrial sector and 12% for the tertiary sector.

In the industrial and tertiary sector, almost all the fuel is destined for heat production. Moreover, a portion of the electricity consumed is allocated to the production of cooling or temperature control. This means that characterising the demands and studying more efficient alternatives to produce heat and cooling, is a promising way to achieve a considerable reduction in the consumption of fuels and CO₂ emissions, generating economic benefits for companies and, consequently, greater competitiveness in the market.

Based on a registry of companies obtained from the National Statistical Directory of Economic Units (DENUE) and the consumption of fuels by region obtained from the National Fuels Balance (SENER), it has been possible to correlate the consumption of fuel for each sector, depending on the number of workers in each productive centre. This data has been complemented by the national register of SMEs, obtaining greater detail of the ratios in different industrial and tertiary sub-sectors in small and medium enterprises.

To adjust the fuel/worker relationship in companies with more than 250 workers, two sources were consulted: the gas



Demanda de calor (azul) y calor para producir frío (gris) del territorio mexicano agrupada por sector económico. | Demand for heat (blue) and heat for cold production (grey) for the Mexican territory, grouped by economic sector.

mos de gas de grandes empresas partiendo de datos estadísticos proporcionados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) así como información disponible en AESA a través de los estudios realizados a lo largo de su trayectoria.

Como resultado de este análisis se ha obtenido una base de datos con 118.000 centros demandantes de calor geolocalizados. Finalmente, a cada centro demandante se le ha asignado una curva de demanda de calor, frío y electricidad en función de su actividad económica.

La demanda de calor para procesos 100% térmicos se ha calculado en 232 TWh/a y el calor necesario para producir el frío (asumiendo sistemas de absorción) se ha calculado en 62 TWh/a. Así, el total de demanda de calor más el total de calor para producir frío es de 294 TWh/a, equivalente a 350 TWh(PCI)/a de combustibles, que representa el 23% de la demanda de combustibles del país. Esta información puede desglosarse por actividad económica o por región geográfica (ver gráfica en la página anterior).

Alternativas tecnológicas

Las tecnologías que se han considerado suficientemente maduras y viables para la producción de calor y frío son las siguientes.

Cogeneración: producción simultánea de electricidad y calor para procesos. Permite recuperar parte del calor sobrante de la producción eléctrica para procesos industriales. También se puede utilizar para producir frío mediante un sistema de absorción.

Calor residual: aprovechamiento del calor sobrante de industrias de procesos de alta temperatura. Se realiza mediante un sistema de recuperación térmica y una canalización hasta un consumidor cercano que requiera calor de baja temperatura. También se considera como calor residual la extracción de calor en forma de vapor a baja presión de centrales térmicas productoras de electricidad a costa de reducir parte de la generación eléctrica.

Biogás y biomasa: adaptación/sustitución de las calderas convencionales de los centros demandantes para el uso de combustibles ecológicos como biogás o biomasa. Transporte del biogás o de la biomasa desde sus puntos de generación a los centros demandantes mediante canalización o transporte rodado.

Solar térmica: instalación de paneles solares térmicos para generar agua a temperaturas alrededor de 60 °C y acumulación en depósitos para suplir parte de la demanda de agua caliente de un centro demandante. En este caso solo se considera su aplicación en el sector terciario.

Geotérmica de media y alta temperatura: perforación de pozos hasta profundidades donde la temperatura del subsuelo alcance los 90 °C para generar agua caliente a 60 °C a través de un intercambiador. Únicamente se considera su aplicación en el sector terciario y en los centros cercanos a los pozos geotérmicos identificados en el Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE).

El calor residual, la biomasa y el biogás son ofertas finitas. La oferta de calor residual de procesos se ha estimado en 3,4 TWh/a en industrias y aproximadamente 100 TWh/a en centrales eléctricas. Para estimar la oferta de biogás y de biomasa se han recopilado los centros ofertantes de alta calidad publicados por el INERE. Según estos datos la oferta total asciende a 10,5 TWh/a para biogás y 3,8 TWh/a para biomasa.

Potencial técnico y económico

El potencial técnico se ha calculado a partir de los consumos de combustibles y electricidad que tendrían los centros demandantes

consumption of large companies based on statistical data provided by the Energy Regulatory Commission (CRE) as well as information available at AESA through the studies it has undertaken over the years.

This analysis has resulted in a database with 118,000 geolocalised heat consumption centres. Finally, each consumption centre was assigned a demand curve for heating, cooling and electricity depending on their economic activity.

The demand for heat for 100% thermal processes was calculated at 232 TWh/year and the heat necessary to produce cooling (based on absorption systems) was calculated at 62 TWh/year. Thus the total heat demand plus the total heat to produce cooling amounts to 294 TWh/year, equivalent to 350 TWh(PCI)/year of fuel, representing 23% of the country's fuel demand. This information can be broken down by economic activity and by geographical region (see the above graph).

Technological alternatives

The following technologies were considered as sufficiently mature and viable to produce heat and cooling:

CHP: simultaneous production of electricity and heat for processes. Part of the surplus heat from electricity production can be recovered for industrial processes. It can also be used to produce cooling by means of an absorption system.

Residual heat: making use of residual heat from high temperature process industries. This takes place by means of a heat recovery system, channelling the heat to a nearby consumer who requires low temperature heat. Residual heat from the extraction of heat in the form of steam at low pressure from electricity-producing power plants in exchange for reducing part of the electricity generation was also taken into account.

Biogas and biomass: adaptation/replacement of conventional boilers in the consumption centres for the use of ecological fuels such as biogas or biomass. Transportation of the biogas or biomass from its points of generation to the consumption centres via conduits or by road.

Solar thermal: installation of solar panels to generate water at temperatures of around 60°C and its accumulation in buffer tanks to cover part of the demand for hot water at a consumption centre. In this case, only its application in the tertiary sector was considered.

Medium and high temperature geothermal energy: drilling wells to depths where the subsoil temperature reaches 90°C to generate hot water at 60°C by means of a heat exchanger. Its application was only considered for the tertiary sector and in centres close to the geothermal wells as identified in the National Renewable Energy Inventory (INERE).

Residual heat, biomass and biogas are finite offers. The offer of residual heat from processes has been estimated at 3.4 TWh/year in industries and approximately 100 TWh/year in electricity power stations. To calculate the offer of biogas and biomass, data was gathered from high quality supplier centres published by the INERE. According to this data, the total offers amounts to 10.5 TWh/year for biogas and 3.8 TWh/year for biomass.

Technical and economic potential

The technical potential has been calculated based on the consumption of fuels and electricity that the consumption

	Cogeneración CHP	Biogás Biogas	Biomasa Biomass	Solar Solar	Geotermia Geothermal	Residual Waste-to-energy
Potencial Técnico (TWh/a) <i>Technical Potential (TWh/year)</i>	108,6	7,95	2,99	1,91	0,26	13,2
AEP (TWh/a) <i>PES (TWh/year)</i>	65,9	8,47	3,18	2,13	0,29	12,6
Potencial Económico (TWh/a) <i>Economic Potential (TWh/year)</i>	94,5	3,17	1,84	1,91	0,19	6,27
Inversión (MUSD) <i>Investment (US\$m)</i>	16267	202	125	318	32	396
Ahorro (MUSD) <i>Saving (US\$m)</i>	3534	43	23	50	6	80
Payback Time (años years)	4,6	4,7	5,4	6,4	6,4	5,0

Potencial técnico y económico de abastecimiento de la demanda térmica de industrias y principales consumidores del sector terciario del conjunto del territorio mexicano.
Technical and economic potential to cover the demand for heat of industries and main consumers in the tertiary sector throughout Mexico.

tras la aplicación de las distintas tecnologías dimensionadas según su demanda de calor. Se han considerado técnicamente aceptables situaciones donde el ahorro de energía primaria sea superior a un 10%. El potencial económico se ha calculado a partir de la inversión y del ahorro obtenido en cada tecnología, considerando viables aquellos proyectos con un retorno inferior a 6 años en el sector industrial y de 10 en el sector terciario.

Se han usado los precios de los combustibles más utilizados en el sector industrial y en el sector terciario, incluyendo los costes de distribución: gas natural (13 \$/MWh) y electricidad en alta tensión (75 \$/MWh). Estos precios pueden modificarse fácilmente para hacer estudios de sensibilidad económica.

La cogeneración es la tecnología con mayor potencial técnico y ahorro de energía primaria. A parte de suministrar 108,6 TWh/a de calor, puede producir 101 TWh/a eléctricos, aportando beneficios a través del ahorro o venta de electricidad a la red y generando 32 millones de CELS cada año.

El potencial solar térmico (aplicado solo en el sector terciario) asciende a 1,91 TWh/a de calor, aportando un ahorro en energía primaria de 2,13 TWh(PCI)/a. Es de esperar que a medida que la tecnología permita una mayor temperatura de generación y un menor coste pueda implementarse en el sector industrial en aquellas zonas donde los combustibles sean más caros, elevando su potencial considerablemente.

El calor residual, biogás y biomasa podrían aportar un ahorro de energía primaria total de 25 TWh(PCI)/a con una inversión más baja que la cogeneración, pero con un retorno económico menor al no tener demasiado impacto sobre el consumo eléctrico. Cabe mencionar que la biomasa y el biogás son las dos únicas tecnologías que permiten reducir las emisiones de CO₂ en procesos industriales que requieren de altas temperaturas.

La aplicación del conjunto de estas tecnologías aportaría una generación térmica total de 134 TWh/a. Sin embargo, muchas de estas tecnologías son recíprocamente excluyentes mientras que otras se pueden combinar, es por ello, que este dato se debe tomar como una estimación máxima.

El ahorro total de energía primaria asciende a

centres would have following the application of the different technologies dimensioned in accordance with their demand for heat. A primary energy saving of more than 10% is considered to be a technically acceptable situation. The economic potential has been calculated based on the investment and the saving obtained in each technology, considering as viable those projects with a return of less than 6 years in the industrial sector and 10 years in the tertiary sector.

The analysis has taken the most used fuel prices in the industrial and tertiary sectors, including distribution costs: natural gas (13 \$/MWh) and high-voltage electricity (75 \$/MWh). These prices can be easily modified to undertake economic awareness studies.

CHP is the technology offering the greatest technical potential and primary energy saving. Apart from supplying 108.6 TWh/year of heat, it could produce 101 TWh/year of electricity, bringing benefits through the saving or sale of power to the grid and generating 32 million CELs (clean energy certificates) each year.

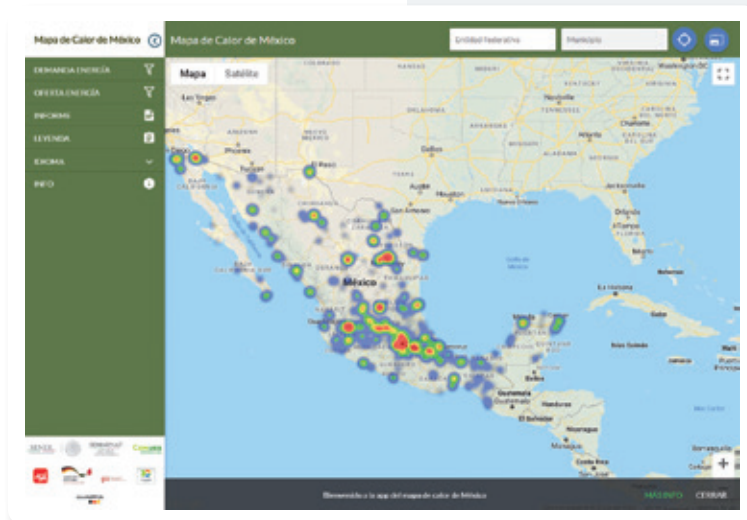
The solar thermal potential (applied to the tertiary sector alone) amounts to 1.91 TWh/year of heat, generating a primary energy saving of 2.13 TWh(PCI)/year. It is hoped that as the technology allows for a greater generation temperature at a lower cost, it can be implemented in the industrial sector in those areas where fossil fuels are more expensive, considerably enhancing its potential.

Residual heat, biogas and biomass could contribute to a total primary energy saving of 25 TWh(PCI)/year with a lower investment than CHP, but with a lower economic return as it does not have much impact on electricity consumption. It is worth mentioning that biomass and biogas are the only

two technologies that are able to reduce CO₂ emissions in industrial processes that require high temperatures.

Applying a combination of these technologies would provide a total heat generation of 134 TWh/year. However, many of these technologies are mutually exclusive while others can be combined, which is why this figure must be taken as a maximum estimate.

The total saving in primary energy amounts



Detalle de la aplicación web que permite consultar los resultados del Mapa de Calor de México
Detail of the web application enabling consultation of the Mexico Heat Map results

92 TWh(PCI)/a, equivalente a una reducción de 20 millones de toneladas de CO₂. El ahorro económico que representa esta cantidad de combustible asciende a 1.200 M\$, que se podría incrementar hasta 3.700 M\$ si se tiene en cuenta la generación eléctrica de la cogeneración.

Mapa de calor

Los datos de la demanda de calor, la oferta térmica y los resultados del potencial pueden consultarse mediante una aplicación web, desarrollada en colaboración con SIGE, donde se superponen los datos calculados en un mapa interactivo de México. Esta aplicación permite visualizar y estudiar detalladamente la densidad de demanda de calor, identificar los principales puntos de ofertas de biocombustible y calor, así como los potenciales técnicos de cada tecnología. Una herramienta útil que permite, tanto al planificador como al inversor, optimizar el reparto y uso de biocombustibles e identificar proyectos de eficiencia energética en México con el objetivo de mejorar su competitividad económica y su contribución al desarrollo de las tecnologías limpias.

to 92 TWh(PCI)/year, equivalent to a reduction of 20 million tonnes of CO₂. The economic saving represented by this quantity of fuel amounts to US\$1.2bn, a figure that could rise to US\$3.7bn when taking into account electricity generation from CHP.

Heat map

The data on heat demand, the thermal offer and the results of the potential can be viewed via a web application developed in collaboration with SIGE, which superimposes the calculated data onto an interactive map of Mexico. This application can visualise and study in detail the density of the demand for heat, identify the main points for the offers of biofuel and heat, as well as the technical potentials of each technology. A useful tool that enables both the planner and the investor to optimise the distribution and use of biofuels and to identify energy efficiency projects in Mexico with the aim of improving its economic competitiveness and its contribution to the development of clean technologies.



Jaume Roqueta López

Licenciado en Físicas del Departamento de Desarrollo de Sistemas de AESA
Bachelor of Physics, Systems Development Department at AESA

María Silvia Yuste Colomera

Ingeniera Energética del Área de Consultoría de AESA | Energy Engineer, AESA Consultancy Department

Dangerous components in the biogas? Remove them.

Foam, particles, water vapor, H₂S, CO₂ and the hydrocarbons



Guarantee an optimal operation of your CHP system. Engine, turbine and boiler.
Biogas drying, Biogas cleaning, Biogas upgrading, Foam removal and so on.

The biogas coming from landfill, wastewater treatment plant and the biomethanation plants is a fuel gas useful for energy production and biofuel for vehicle or its injection in the natural gas grid. But for them, the biogas require previously be cleaned, that is, remove of it all dangerous components for its use as biofuel.

Energy and Waste. S.L., your partner for this and more.

Tel. +34 93 001 98 77
www.ewtech-ing.com




FuturENERGY
EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA
EFFICIENCY, PROJECTS AND ENERGY NEWS

FuturENVIRO
PROYECTOS, TECNOLOGÍA Y ACTUALIDAD AMBIENTAL
PROJECTS, TECHNOLOGY AND ENVIRONMENTAL NEWS

www.futureenergyweb.es
www.futureenergyweb.com
www.futureenergy.com.mx

www.futureenviro.es
www.futureenviro.com
www.futureenviro.com.mx

Versión bilingüe en castellano e inglés, en papel y digital
Totally bilingual in Spanish and English both printed and online

Versión digital gratuita, descargable e imprimible
Free e-edition to download and print

Enlace directo a la web del anunciante
Direct links to advertisers website

Amplia distribución internacional
Wide international distribution

Distribución en los principales eventos del sector
Extra distribution at the main sector events

Toda la actualidad del sector en nuestra web
All the latest news from the industry on our web

Versión digital compatible con tablets y smartphones
Digital version compatible with tablets and smartphones

Y si quieres estar informado en tiempo real síguenos en:
And if you'd rather receive real time information, follow us on:



Zorral, 1C, bajo C | 28019 Madrid | Spain | +34 91 473 32 30 | +34 91 471 92 25
info@futureenergyweb.com | info@futureenviro.com

ESTUDIO DE LA INFLUENCIA DE LA LIMPIEZA DEL BIOGÁS EN LAS PRESTACIONES DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN

LAS EDARs SON GRANDES CONSUMIDORAS DE ENERGÍA, SI BIEN EN ELLAS SE OBTIENE BIOGÁS COMO RESULTADO DE LA DIGESTIÓN ANAEROBIA DE LOS LODOS PROCEDENTES DEL TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES. LA MEJOR OPCIÓN DE GESTIÓN DE ESTE GAS ES SU UTILIZACIÓN COMO COMBUSTIBLE PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA, DE ESTA FORMA SE CUBREN EN PARTE LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS DE LA PLANTA. EN ESTE ARTÍCULO SE RECOGEN LOS PRINCIPALES RESULTADOS DE UNA INVESTIGACIÓN A ESCALA INDUSTRIAL LLEVADA A CABO EN LAS EDARs ALCALÁ OESTE Y BUTARQUE DE LA COMUNIDAD DE MADRID, AL APLICAR LA TECNOLOGÍA BTS-BIOLIMP-MPDRY DE ENERGY & WASTE, CON VISTAS A DEMOSTRAR LOS BENEFICIOS QUE APORTA LA LIMPIEZA DEL BIOGÁS A LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.

Actualmente, el aprovechamiento energético del biogás generado en depuradoras se ve afectado por la aparición de compuestos tales como, siloxanos y sulfuro de hidrógeno (H₂S) principalmente y en menor medida de hidrocarburos de diferentes tipos. Los siloxanos producen daños en los motores, reduciendo su vida útil por el efecto abrasivo que producen en sus partes interna, debido a la presencia de sílice. El H₂S produce corrosión en las partes internas de las máquinas, degradación del aceite de lubricación, así como la aparición de componentes como, SO₂ y SO₃ altamente corrosivos, en los gases de escape.

Cuando se oxidan en la cámara de combustión del motor, los hidrocarburos halogenados liberan átomos de Cl, F o Br, que forman ácidos que dañan las partes internas del motor y contaminan el aceite de lubricación. Por otra parte, los pesados causan retardo en el motor y, por tanto, un mal funcionamiento de éste. Se relacionan también con la aparición de aldehídos, altamente cancerígenos en los gases de escape.

Otro tema de interés en la generación de energía a partir de combustibles no convencionales (renovables) es el aspecto correspondiente a los gases de escape, y el efecto que pueden tener sobre las personas y el medioambiente. La calidad de estas emisiones está relacionada tanto con la eficiencia de la maquinas, como con la calidad del combustible.

El objetivo del trabajo de investigación a escala industrial consistió en analizar la influencia que tiene la limpieza del biogás en las prestaciones del sistema de cogeneración de las EDARs Alcalá Oeste y Butarque. Este se centra fundamentalmente en las prestaciones del motor (contaminación del aceite de lubricación y ciclos de mantenimientos) y en la calidad de sus emisiones (gases de escape) a la atmosfera. Este último aspecto centrado en aquellos contaminantes que tiene influencia en la calidad de estas emisiones (SO₂, SO₃ y aldehídos).

Descripción general de las tecnologías

La tecnología BTS-Biolimp-MPdry de Energy & Waste para el tratamiento del biogás es una tecnología multi-propósito que cuenta con un sistema de recuperación

Sistema de tratamiento del biogás instalado en la EDAR Alcalá Oeste. Capacidad de tratamiento 340 Nm³/h. Cortesía de Energy & Waste S.L. Grupo Condorchem | *Biogas treatment system installed at the Alcalá Oeste WWTP. Treatment capacity 340 Nm³/h. Courtesy of Energy & Waste S.L. Condorchem Group*

STUDY ON THE IMPACT OF CLEANING BIOGAS ON THE PERFORMANCE OF CHP SYSTEMS

WASTE WATER TREATMENT PLANTS (WWTPs) ARE LARGE CONSUMERS OF ENERGY, DESPITE OBTAINING BIOGAS AS A BY-PRODUCT OF THE ANAEROBIC DIGESTION SLUDGE ORIGINATING FROM THE TREATMENT OF WASTE WATER. THE BEST WAY TO MANAGE THIS GAS IS TO USE IT AS A FUEL FOR ENERGY GENERATION, THEREBY COVERING PART OF THE ENERGY NEEDS OF THE PLANT. THIS ARTICLE DESCRIBES THE MAIN RESULTS OF AN INDUSTRIAL-SCALE RESEARCH WORK UNDERTAKEN AT THE ALCALÁ OESTE AND BUTARQUE WWTPs IN THE AUTONOMOUS COMMUNITY OF MADRID, BY APPLYING BTS-BIOLIMP-MPDRY TECHNOLOGY FROM ENERGY & WASTE, WITH A VIEW TO DEMONSTRATING THE BENEFITS OF CLEANING BIOGAS FOR ENERGY PRODUCTION SYSTEMS.

Currently, the energy use of biogas generated by treatment plants is affected by the appearance of compounds, primarily siloxanes and hydrogen sulphur (H₂S) and, to a lesser extent, different types of hydrocarbons. The siloxanes damage the engines, reducing their service life due to the abrasive effect they have on their internal parts, thanks to the presence of silicates. The H₂S corrodes the internal parts of the machines, degrading the lubricating oil as well as the appearance of highly corrosive components such as SO₂ and SO₃ in the flue gases.

When they oxidise in the engine's combustion chamber, the halogenated hydrocarbons release Cl, F or Br atoms, forming acids which damage the internal parts of the motor and contaminate the lubricating oil. Moreover, the heavy atoms cause retarding in the engine and its resultant malfunction. They are also related to the appearance of aldehydes which are highly carcinogenic in flue gases.

Another issue of interest in the generation of energy from non-conventional fuels (renewables) corresponds to the flue gases, and the effect that they can have on people and the environment. The quality of these emissions is related to both the efficiency of the machines and the quality of the fuel.

The aim of the industrial-scale research work involved analysing the influence of cleaning biogas on the performance of the CHP system at the Alcalá Oeste and Butarque WWTPs. This essentially focused on engine performance (contamination of the lubricating oil and maintenance cycles) and on the quality of its emissions (flue gases) into the atmosphere. This latter aspect concentrated on those contaminants that affect the quality of these emissions (SO₂, SO₃ and aldehydes).



Sistema de tratamiento del biogás instalado en la EDAR Butarque. Capacidad de tratamiento 1.300 Nm³/h. Cortesía de Energy & Waste S.L. Grupo Condorchem | *Biogas treatment system installed at the Butarque WWTP. Treatment capacity 1,300 Nm³/h. Courtesy of Energy & Waste S.L. Condorchem Group*

de energía. Consta de dos etapas: una para la reducción de humedad y COVs, vía enfriamiento-condensación y la otra por adsorción en carbón activo, como refinamiento del gas previamente limpio. Cuenta con un panel de control dónde se visualizan diferentes variables de operación como: temperatura, flujo, presión y humedad.

Arquitectura del sistema de tratamiento de biogás en la EDAR Alcalá Oeste

- Zona de máquinas. En ella están la máquina de refrigeración, encargada de suministrar el agua fría para la deshumidificación del biogás y el compresor, que produce aire industrial para el accionamiento neumático de las válvulas y la bomba de condensados.
- Zona de proceso:
 - Zona de secado/deshumidificación del biogás, cuenta con diferentes equipos de eliminación de humedad, entre ellos, pote de condensados, recuperador, deshumidificador y tanque de condensados con separador de gotas.
 - Zona de refino (eliminación de siloxanos y H₂S), donde está ubicado el filtro de carbón activo. En esta zona se encuentran las soplantes, de tipo émbolo rotativo, encargadas de suministrar energía para transportar el biogás por la planta y hasta su destino final, y el enfriador del gas que sale de las soplantes.
- Zona de control y recogida de señales. Comprende el cuadro neumático, el cuadro eléctrico, con variador de velocidad y el cuadro de control, ubicado en la sala de control de la planta de tratamiento de agua.

Arquitectura del sistema de tratamiento de biogás en la EDAR Butarque

- Zona de proceso:
 - Zona de secado/deshumidificación del biogás, donde están ubicados diferentes equipos de eliminación de humedad, como: recuperador, deshumidificador, tanque de condensados con separador de gotas y la máquina de refrigeración.
 - Zona de refino (eliminación de siloxanos y H₂S), donde está ubicado el filtro de carbón activo de un solo lecho.
- Zona de control y recogida de señales. Comprende el cuadro eléctrico y el cuadro de control ubicado en el mismo módulo.

Analíticas realizadas

Para el desarrollo del trabajo se realizaron diferentes analíticas para evaluar, por un lado, la eficacia de la tecnología de limpieza en cuanto a la eliminación de diferentes componentes perjudiciales del biogás, entre ellos, humedad, H₂S y siloxanos, y por otro su influencia en las prestaciones del sistema de cogeneración. Este último aspecto centrado en dos puntos: la calidad de las emisiones y el contenido de contaminantes (sílices principalmente) en el aceite de lubricación de los motores. Estas analíticas son:

- Analítica de la composición del biogás en dos puntos diferentes, entrada y salida de la tecnología de limpieza de biogás, para evaluar su eficacia y la incidencia del sistema de secado en sus resultados.



General description of the technologies

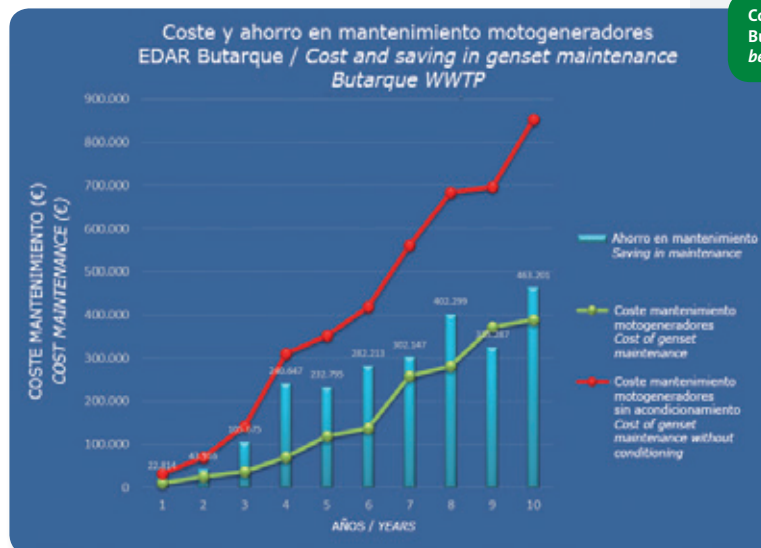
The BTS-Biolimp-MPdry technology from Energy & Waste for the treatment of biogas is a multi-purpose technology that benefits from an energy recovery system. It comprises two stages: one to reduce humidity and COVs, via cooling-condensing; and the other via activated carbon absorption, such as refining previously clean gas. It comes with a control panel for viewing the different operating variables, such as temperature, flow, pressure and moisture.

Architecture of the biogas treatment system at the Alcalá Oeste WWTP

- Machines area. This houses the cooling machinery responsible for supplying the cold water to dehumidify the biogas; the compressor, which produces industrial air to pneumatically drive the valves; and the condensing pump.
- Process area:
 - Biogas drying/dehumidifying area, equipped with different units to remove moisture including a seal pot, recuperator, dehumidifier and condensing tank with a droplet separator.
 - Refining area (elimination of siloxanes and H₂S), where the activated carbon filter is located. This is the area in which the positive displacement blowers are located, responsible for providing the power to transport the biogas throughout the plant and to its final destination, along with the chiller that cools the gas emitted by the blowers.
- Control and signal collection area. This comprises the pneumatic distribution boards with a speed variator and control panel, located in the control room of the water treatment plant.

Architecture of the biogas treatment system at the Butarque WWTP

- Process area:
 - Biogas drying/dehumidifying area in which the different dehumidifying units are situated, including the recuperator, dehumidifier, condensing tank with droplet separator and refrigeration machine.
 - Refining area (elimination of siloxanes and H₂S), where the single bed activated carbon filter is located.



Comportamiento que experimentan los costes de mantenimiento. EDAR Butarque-Madrid. Cortesía de Drace Infraestructuras | Maintenance cost behaviour. Butarque WWTP - Madrid. Courtesy of Drace Infraestructuras

- Control and signal collection area. This comprises the electric switchboard and the control panel located in the same module.

Analyses undertaken

Different analyses were undertaken for the research work, starting with an assessment of the effectiveness of the cleaning technology as regards the elimination of different damaging components of the biogas, including humidity, H₂S and siloxanes. This was followed by an analysis of its impact on the performance of the CHP system and focused on two points: the quality of the emissions and the content of the contaminants (mainly silicates) in the engine lubricating oil. These analyses are as follows:

- Analítica del contenido de sílice en el aceite de los motores.
- Analítica de la composición de los gases de escape para evaluar el efecto que tiene la limpieza del biogás en las emisiones de los gases de escape, principalmente SO₂, SO₃ y aldehídos.

En el caso de las analíticas del contenido de sílice en aceite del motor se realizaron analíticas del contenido de estos en aceite con la tecnología de limpieza en operación y sin operación durante periodo de tiempo de 100 y 700 horas de funcionamiento del sistema de cogeneración en el caso de la EDAR Alcalá Oeste ya que este fue instalado a la vez del sistema de limpieza. En el caso de la EDAR Butarque el sistema de cogeneración ya estaba instalado, por lo que se contaba con un histórico de los cambios de aceite lo cual hizo más sencilla y mejor la comparativa.

Conclusiones

- La tecnología utilizada garantiza el grado de limpieza del biogás adecuado (eficacia superior al 90 %) para su uso en la generación de energía.
 - Siloxanos ≤ 3 mg/m³
 - H₂S ≤ 250 mg/m³
 - COVs ≤ 20 mg/m³
 - Hr < 80 %
- La reducción de la humedad absoluta del biogás produce una elevación de la concentración de CH₄, lo que favorece el incremento del PCI del biogás y con ello un incremento en la producción de energía.
- Debido a la eliminación del H₂S en el biogás, las emisiones de SO₂ en los gases de escape se reducen hasta un 75%.
- La limpieza del biogás garantiza, a su vez, que las concentraciones de sílice en el aceite de lubricación disminuyan, lo cual incide en una mayor vida útil de este consumible de los motores de generación.
- El aporte económico que presenta la limpieza del biogás no solo debe de analizarse desde el punto de vista económico, es decir, menos recambios de partes y piezas o del aumento del ciclo de cambio del aceite de lubricación, sino también desde el punto de vista medioambiental (mejoras en las emisiones de contaminantes).

- Analysis of the biogas composition at two different points, the entry and exit of the biogas cleaning technology to evaluate its efficacy and impact of the drying system on its results.
- Analysis of the silicate content in the engine oil.
- Analysis of flue gas composition to assess the effect that biogas cleaning has on the emissions of flue gases, mainly SO₂, SO₃ and aldehydes.

In the case of the analyses of the silicate content in the engine oil, analyses were undertaken on their content in the oil with the cleaning technology both operating and stopped over a period of 100 and 700 operating hours of the CHP system at the Alcalá Oeste WWTP, given that this was installed at the same time as the cleaning system. In the case of the Butarque WWTP, the CHP system was already installed, thereby providing a log of the oil changes, simplifying the analysis and providing a better comparison.

Conclusions

- The technology used guarantees the degree of cleaning of the appropriate biogas (effectiveness of over 90%) to be used in energy generation.
 - Siloxanes ≤ 3 mg/m³
 - H₂S ≤ 250 /m³
 - COVs ≤ 20 mg/m³
 - Hr < 80%
- The reduction in absolute humidity in the biogas produces an increase in the concentration of CH₄ which favours the increase in the PCI of the biogas and with this, an increase in energy production.
- By eliminating H₂S from the biogas, emissions of SO₂ in the flue gases are reduced up to 75%.
- Cleaning the biogas in turn guarantees that the concentrations of silicates in the lubricating oil diminish, the impact of which prolongs the service life of this engine consumable.
- The economic contribution offered by cleaning the biogas must not only be analysed by from the financial standpoint,

in other words, fewer parts and components or the fact that the lubricating oil change cycle is longer. There is also an environmental benefit thanks to improvements in contaminant emissions.

J. Reina

Energy & Waste S.L. Grupo Condorchem | Energy & Waste S.L. Condorchem Group

D. Portero

Canal Isabel II Gestión | Management, Canal Isabel II

APLICACIÓN DEL REGLAMENTO 2016/631 DE LA CE EN PLANTAS DE COGENERACIÓN (CÓDIGO DE RED)

CON LA PRÓXIMA TRANSPOSICIÓN Y ENTRADA EN VIGOR EN ESPAÑA DE LA NORMA DE LA COMISIÓN EUROPEA 2016/631, QUE ESTABLECE UN CÓDIGO DE RED SOBRE LOS REQUISITOS DE CONEXIÓN DE GENERADORES A LA RED, REE HA ELABORADO EL PROCEDIMIENTO OPERATIVO P.O.12.2 CON LOS REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO, PUESTA EN SERVICIO Y SEGURIDAD. ESTE P.O. ESTÁ PENDIENTE DE APROBACIÓN POR EL MINISTERIO, SI BIEN LA FECHA LÍMITE DE APROBACIÓN ES EL PRÓXIMO 17 DE NOVIEMBRE.

Es aplicable a nuevas instalaciones generadoras o a instalaciones existentes que acometan una modificación sustancial en aumento de potencia o sustitución (renovación) de los equipos principales del generador (máquina motriz y/o alternador/generador). Afecta por tanto a las nuevas instalaciones de cogeneración y a las que acometan modificaciones sustanciales.

Este reglamento tiene repercusiones técnicas en lo referente al diseño de las nuevas máquinas generadoras (fabricantes de las máquinas) y en los sistemas de control, regulación y protecciones de las mismas.

Por lo tanto, se impone una labor de estudio y adaptación de dichos sistemas de control y protecciones, así como revisión de la información intercambiada con el Centro de Control del Gestor de Red para el adecuado cumplimiento de los requisitos técnicos del reglamento para cada uno de los diferentes tipos de instalaciones.

Objetivo

El objetivo de este reglamento es unificar los requerimientos técnicos aplicables en el conjunto del mercado interior de energía eléctrica de la UE, plenamente interconectado y funcional, para mantener la seguridad de suministro energético mediante la aportación equitativa del conjunto de generadores que vierten su energía al sistema, así como de los consumidores que hacen uso de ella.

Para conseguir dicho objetivo, los generadores deben ser capaces de soportar sin desconectarse del sistema, perturbaciones tales como huecos de tensión, derivadas de frecuencia etc. También deben disponer de una respuesta dinámica automatizada y un control e información superior con el Gestor de Red, para conseguir aportar potencia activa y reactiva en función de las curvas específicas

APPLICATION OF COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 ON COGENERATION PLANTS (GRID CODE)

WITH THE FORTHCOMING IMPLEMENTATION AND ENTRY INTO FORCE IN SPAIN OF THE EUROPEAN COMMISSION REGULATION 2016/631, WHICH ESTABLISHES A GRID CODE FOR THE CONNECTION REQUIREMENTS FOR GRID GENERATORS, THE SPANISH ELECTRICITY GRID HAS DRAWN UP OPERATING PROCEDURE O.P. 12.2 THAT INCORPORATES THE MINIMUM REQUIREMENTS REGARDING DESIGN, EQUIPMENT, OPERATION, COMMISSIONING AND SAFETY. THIS O.P. IS PENDING APPROVAL BY THE MINISTRY, EVEN THOUGH THE APPROVAL DEADLINE IS 17 NOVEMBER.

The Code applies to new generator installations and to existing installations that are undertaking a substantial modification to increase output or replace (renew) their main generator equipment (traction unit and/or alternator/generator). As such, it affects new CHP installations and those undertaking substantial alterations.

This regulation has technical repercussions as regards the design of new generating machines (machine manufacturers) and in respect of their control, regulation and protection systems.

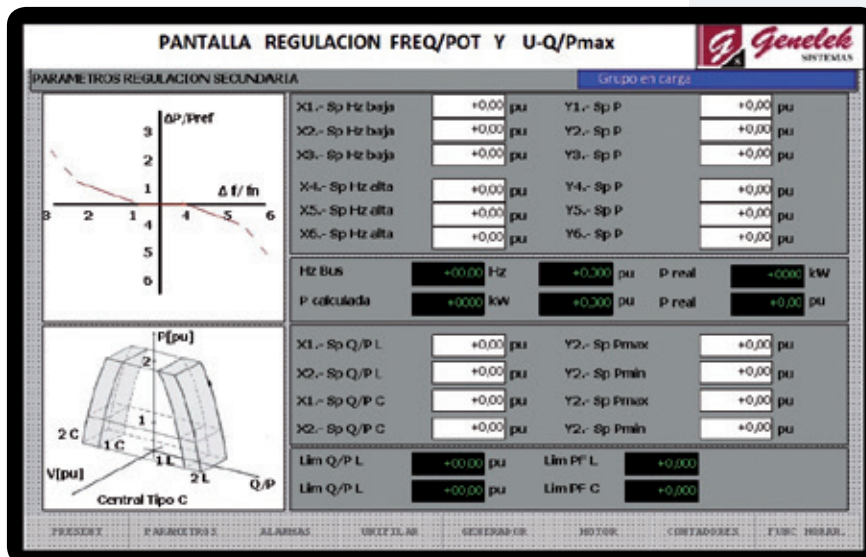
As such, it requires an exercise to be carried out to study and adapt such control and protection systems, as well as a review of the information exchanged with the Transmission System Operator (TSO) Control Centre to ensure proper compliance with the technical requirements of the regulation for each different type of installation.

Objective

The aim of this regulation is to harmonise the applicable technical requirements for the EU's domestic electrical power market as a whole, which is fully interconnected and functional, to maintain the security of the energy supply by means of an equal contribution from a set of generators that feed their energy into the system, as well as from the consumers that make use of that energy.

To achieve this objective, generators must be able to withstand disturbances such as voltage dips and frequency deviations, without disconnecting from the system. They must also offer an automated dynamic response as well as enhanced control

and information for the TSO, to achieve the active and reactive power contribution depending on the specific curves for each synchronous area relating to the Frequency/Active Power and Voltage/Reactive Power ratios. They must also meet remote set points sent by the Control Centre, necessary to harmonise the matching between the flows of energy generated and consumed, in order to maintain the balance, stability and quality of the electrical power exchanged via the interconnected electrical system.



Pantalla de ajustes parámetros de Regulación FREQ/POT y U-Q/Pmax en una instalación de cogeneración | Screen showing the parameter adjustments of the FREQ/OUTPUT and U-Q/Pmax regulation in a cogeneration installation

Pantalla Información y regulación con Centro de Control Gestor de Red de una instalación de cogeneración compuesta por tres grupos generadores de gas natural. Screen showing information and regulation with the TSO Control Centre for a CHP installation comprising three natural gas gensets.



para cada zona síncrona relativas a la relación Frecuencia/Potencia Activa y Tensión/Potencia Reactiva, además de atender a consignas remotas de potencia enviadas por el Centro de Control necesarias para armonizar el casamiento entre flujos de energía consumida y generada, para mantener el equilibrio, estabilidad y calidad de la energía eléctrica intercambiada en el sistema eléctrico interconectado.

Evaluación de la significatividad

Establece la clasificación de los generadores en diferentes tipos en función del nivel de tensión a la que se interconectan y al nivel de potencia activa del generador o agrupación de generadores que se conectan en el mismo punto de interconexión con la red.

La división que se establece es la siguiente

- Los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW serán considerados Tipo A.
- Los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW serán considerados Tipo B.
- Los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV y cuya potencia instalada sea superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW serán considerados Tipo C.
- los módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea igual o superior a 110 kV o cuya potencia instalada sea superior a 50 MW serán considerados Tipo D.

A cada uno de estos tipos de generadores se aplican diferentes requisitos técnicos y diferentes niveles de intercambio de información y control remoto desde el Centro de Control del Gestor de Red.

Resumen de requerimientos técnicos aplicables

Dada la amplia extensión del Procedimiento Operativo P.O.12.2, no es posible profundizar en todos los aspectos técnicos que deben cumplir los generadores encuadrados en cada uno de los tipos. Estos requerimientos van a tener repercusión sobre los ajustes de los relés de protección de los generadores y sobre los algoritmos de control y la regulación primaria (respuesta dinámica), curvas de Frecuencia/Potencia Activa y curvas de Tensión/Potencia Reactiva y regulación secundaria (seguimiento y limitaciones de potencias Activa/Reactiva) consignadas desde el Centro de Control del Gestor de Red.

Como resumen, indicar que el Procedimiento Operativo define las tablas de Frecuencia/Tiempo en las que el generador debe permanecer sin que se desconecte de la red y curvas de respuesta Frecuencia/Potencia. Define también las tablas Tensión/Tiempo y las curvas U-Q/Pmax. Establece también que los generadores no deben desconectarse por derivada de frecuencia menores de 2Hz/s. Esto afecta a la capacidad de los generadores y a los ajustes de los relés ROCOF o salto de vector.

Assessing its significance

Categories of generators of different types are established depending on the voltage level at which they are connected and the level of active power of the generator or group of generators that are connected at the same grid connection point.

The following categories of power-generating modules are established:

- Type A: those with a connection point below 110 kV and an installed capacity equal to or higher than 0.8 kW and equal to or lower than 100 kW.
- Type B: those with a connection point below 110 kV and an installed capacity higher than 100 kW and equal to or lower than 5 MW.
- Type C: those with a connection point below 110 kV and an installed capacity higher than 5 MW and equal to or lower than 50 MW.
- Type D: those with a connection point equal to or higher than 110 kV and an installed capacity higher than 50 MW.

Different technical requirements and different levels of information exchange and remote control from the TSO Control Centre are applied to each generator type.

Summary of applicable technical requirements

Given the extensive scope of Operating Procedure O.P.12.2, it is impossible to go into detail regarding every technical aspect with which the generators in each category must comply. These requirements are going to have an impact on the adjustments to the protection relays of the generators and on the control and primary regulation algorithms (dynamic response), Frequency/Active Power curves and the Voltage/Reactive Power and secondary regulation curves (monitoring and restrictions to Active/Reactive power) set from the TSO Control Centre.

In short, the Operating Procedure defines the Frequency/Time tables during which the generator must remain without disconnecting from the grid and the Frequency/Output response curves. It also defines the Voltage/Time tables and the U-Q/Pmax curves. It moreover establishes that the generators must not disconnect due to frequency deviations of under 2Hz/s. This affects the capacity of the generators and the adjustments to the Rate of Change of Frequency (ROCOF) protection relays and vector surge.

Other requirements concern the capacity and resilience of the machines to withstand voltage dips, short circuit capacity, etc.

As regards the exchange of information between the generation installation and the TSO Control Centre, a more secure

Otros requisitos contemplan la capacidad y robustez de las máquinas para soportar huecos de tensión, capacidad de cortocircuitos etc.

Respecto al intercambio de información entre la instalación de generación y el Centro de Control del Gestor de Red, se precisa una comunicación segura y con control en tiempo real (4 s) para el envío de consignas de seguimiento de potencia, de forma similar a las funciones de control para acceso a mercado regulado (Regulación Secundaria y Terciaria).

Genelek Sistemas, como proveedor de sistemas de monitorización, control, protección y sincronismo para plantas generadoras y de cogeneración, ofrece soluciones técnicas adaptadas a cada uno de los tipos en que se encuadran las instalaciones de generación y de cogeneración, conforme a lo exigible por el nuevo reglamento de Código de Red y Procedimiento Operativo P.O.12.2.

Pantallas de referencia

Se presentan en el artículo algunas pantallas de referencia de la implementación de las regulaciones Frecuencia/Potencia y U-Q/Pmax, así como regulación de generadores para participación en regulación secundaria y terciaria en instalaciones de cogeneración.

communication is necessary with real time control (4 s) to send output monitoring set points, similar to the control functions for regulated market access (Secondary and Tertiary Regulation).

As a supplier of monitoring, control, protection and synchronisation systems for generation and cogeneration plants, Genelek Sistemas offers technical solutions adapted to each category of generation and cogeneration installation, in line with the requirements of the new Grid Code regulation and Operating Procedure OP 12.2.

Reference screens

This article contains examples of the reference screens implementing the Frequency/Output and U-Q/Pmax regulations, as well as the regulation of generators for participation in secondary and tertiary regulation in cogeneration installations.



Imanol Yeregui Eguiguren

Director General en Genelek Sistemas S.L.
General Manager, Genelek Sistemas S.L.



www.genelek.com




Cuadros de control, protección y sincronismo, Sistemas de monitorización SCADA




Cogeneración

Más de 500 instalaciones con más de 1,5 GWe de potencia bajo control



- Cuadros control Plantas de cogeneración con grupos generadores de gas, diesel, Turbinas de Vapor y Turbinas Hidráulicas
- Control de grupos electrógenos de emergencia en aeropuertos, hospitales, CPDs,

Líderes en automatización y control para la explotación de instalaciones de generación eléctrica





Automatización industrial, monitorización (SCADA) y telegestión remota

Pol. Ind. A.D.U. 21, Plaza Urola, s/n
20750 Zumaia (Gipuzkoa) - España
Tel.: +34 943 14 33 11
Fax: +34 943 14 33 12
E-mail: genelek@genelek.com

PRODUCCIÓN Y GESTIÓN ENERGÉTICA DE MUY ALTA EFICIENCIA EN UNA FÁBRICA DE CERVEZA

CADA AÑO, EL GRUPO CERVECERO OETTINGER PRODUCE ALREDEDOR DE 9,3 MILLONES DE HECTOLITROS (1.800 MILLONES DE BOTELLAS) DE CERVEZA EN SUS CUATRO UBICACIONES EN ALEMANIA. EL PROCESO DE FABRICACIÓN DE CERVEZA ESTÁ MUY AUTOMATIZADO Y EMPLEA UN CONCEPTO DE PRODUCCIÓN Y GESTIÓN ENERGÉTICA MUY EFICIENTE. A ELLO CONTRIBUYEN LAS SOLUCIONES DE COGENERACIÓN DE MTU ONSITE ENERGY, QUE SUMINISTRAN LA ENERGÍA (ELECTRICIDAD, CALOR Y FRÍO) NECESARIA PARA LOS PROCESOS PRODUCTIVOS DE DOS FÁBRICAS DEL GRUPO CERVECERO EN ALEMANIA.

Los visitantes de la comunidad bávara de Oettingen (con una población de 5.000 habitantes) difícilmente pueden pasar por alto las instalaciones de Oettinger. La ciudad acoge la sede de la empresa y es difícil obviar este hecho. Al acercarse a la ciudad desde el oeste, lo primero que ve es una rotonda con un hervidor de cerveza de cobre. Desde el sur, tendrán una imagen clara de la nueva fábrica de cerveza con sus gigantescas cubas de fermentación y desde el este, se puede contemplar la antigua fábrica de cerveza de la compañía.

Incluso bajo tierra, es difícil perder de vista a Oettinger, porque la compañía tiene una tubería subterránea de cerveza que comunica la planta cervecera, en el norte, hasta la planta embotelladora, en el sur. La cervecera parece capaz de reconciliar sin esfuerzo aparentes contradicciones, pues es tanto una empresa familiar, como una empresa a gran escala. Combina lo ultramoderno, la producción automatizada, con la tradición. Da un gran valor a la conciencia ambiental, así como a las políticas de precios atractivos.

En las nuevas fábricas de última generación, la única pista de que se está fabricando cerveza es el aroma del mosto que hierve a fuego lento. Prácticamente nada del proceso es visible. En la planta de elaboración de cerveza, construida en 2002, hay cuatro enormes cubas



La elaboración de cerveza es un proceso industrial moderno: el proceso de elaboración en las cubas de cobre está controlado por ordenador y cada cambio de temperatura se programa con precisión.
Beer brewing is a modern industrial process: the brewing process in copper vats is computer-controlled and each temperature change is precisely programmed.

HIGHLY EFFICIENT ENERGY PRODUCTION AND MANAGEMENT AT A BREWERY FACILITY

EVERY YEAR, THE OETTINGER BREWING GROUP PRODUCES AROUND 9.3 MILLION HECTOLITRES (1.8 BILLION BOTTLES) OF BEER AT ITS FOUR LOCATIONS IN GERMANY. THE BREWING PROCESS IS INTENSIVELY AUTOMATED AND EMPLOYS A HIGHLY EFFICIENT ENERGY MANAGEMENT CONCEPT. THIS IS SUPPORTED BY CHP SOLUTIONS FROM MTU ONSITE ENERGY THAT SUPPLY THE ENERGY (ELECTRICITY, HEAT AND COOLING) REQUIRED BY THE PRODUCTION PROCESSES AT THE GROUP'S TWO BREWING PLANTS.

Visitors to the Bavarian community of Oettingen (population 5,000) can hardly fail to notice the Oettinger facilities. The town is home to the company's headquarters and it is hard to overlook the fact. Approaching the town from the west, the first thing they see is a roundabout featuring a copper brewing kettle. Coming from the south, they have a clear view of the new brewery facility with its giant fermenting vats and from the east, the old brewery.

Even underground, it is difficult to lose sight of Oettinger because the company runs a subterranean beer pipeline from the brewing plant in the north to the bottling plant in the south. The brewery seems able to effortlessly reconcile apparent contradictions as it is both a family-run business and large-scale company. It combines ultramodern, automated production with tradition, placing great value on environmental awareness while pursuing attractive pricing policies.

At the new, state-of-the-art brewing plants, the only indication that beer is being produced is the aroma of the simmering wort. Virtually nothing else can be seen of the process. There are four huge stainless steel vats in the southern brewing plant that was constructed in 2002. The content of these vats, whether malt mash or the hops boiling in the wort, are only visible through a small inspection door. Shiny, stainless steel vats and pipelines are everywhere. This is where the industrial production facility shows its most modern side. Operating staff are few and far between: two brewing assistants and a master brewer are on duty in the brewery round the clock. This operating crew oversees everything including the plant's technology systems, such as the combined heat and power (CHP) module from MTU Onsite Energy and the absorption chilling plant.

A brew is born

Trucks deliver malt to the breweries where it is stored in silos until needed for processing. Hidden from view, the malt is ground in the malt mill before being fed through pipelines to the mash tun and mixed with water to create the actual mash. As it is heated in consecutive stages, the mash releases its vital ingredients to determine the character



de acero inoxidable. El contenido de éstas, ya sea malta triturada o lúpulo hirviendo en el mosto, solo es visible a través de un pequeño puerto de inspección. Por todas partes hay brillantes cubas y tuberías de acero inoxidable.

Aquí es donde la instalación de producción industrial muestra su lado más moderno. El personal operativo es muy reducido: dos asistentes de elaboración de cerveza y un maestro cervecero de turno en la cervecería las 24 horas. Esta plantilla de operación supervisa todo, incluidos los sistemas tecnológicos de la planta, como el módulo producción de calor y electricidad (módulo de cogeneración) de MTU Onsite Energy y la planta de refrigeración por absorción.

Fabricando cerveza

Los camiones suministran malta a las fábricas de cerveza, donde se almacena en silos hasta que se necesita para su procesamiento. Oculta a la vista, la malta se muele en el molino de malta antes de ser transportada a través de tuberías a la cuba de malta y mezclada con agua para crear la mezcla correcta. A medida que se calienta en etapas consecutivas, la mezcla libera sus ingredientes vitales para determinar el carácter de la cerveza que se producirá, ya sea oscura o clara o con un sabor más fuerte. No solo la calidad de la malta es crítica aquí, la calidad del agua también es crucial.

El proceso de maceración dura alrededor de dos horas. Luego, la mezcla fluye hacia la cuba de filtración donde se separan los sólidos de la malta del licor. El residuo del grano utilizado se extrae a través de tuberías y se carga en camiones para ser utilizado en forrajes para animales o para fabricar pan o productos de destilería. El mosto restante fluye a través de otras líneas de acero inoxidable hasta el hervidor de mosto, donde se mezcla con lúpulos y se hierve durante aproximadamente una hora y media.

Luego, la mezcla se enfría en el enfriador de mosto antes de agregar la levadura y se forma el alcohol en el tanque de fermentación

of the beer to be produced: dark or light or with a stronger flavour. It is not just the quality of the malt that is critical here; water quality is also crucial.

The mashing process takes around two hours. The brew then flows to the lauter tun where the solids from the malt are separated from the liquor. The remaining spent grain is drawn off through pipelines and loaded onto trucks to be used in agricultural animal fodder or to produce bread or distillery products. The remaining wort flows through other stainless steel lines to the wort copper where it is mixed with hops and boiled for around an hour and a half.

The brew is then cooled in the wort cooler before yeast is added and alcohol forms in the fermentation tank. When its work is done, the yeast is extracted and the beer is left to rest in a storage vat before the final stage in the process: deciding whether the beer is to be filtered to produce Pilsner-type products or clear, light beers. For naturally cloudy beers, the filtration process is bypassed and the product is directly bottled or filled into kegs in the filling plant.



Dos módulos de generación combinada de calor y electricidad (cogeneración) de MTU Onsite Energy generan la energía necesaria para elaborar la cerveza | Two CHP plants from MTU Onsite Energy generate the power needed for brewing beer.

tación. Una vez finalizado el proceso, se extrae la levadura y la cerveza se deja reposar en una cuba de almacenamiento antes de la etapa final del proceso, y se decide si la cerveza se filtra para producir productos tipo pilsener o tipos de cerveza clara o muy clara. Para cervezas naturalmente turbias, se omite el proceso de filtración y el producto se embotella o rellena directamente en barriles en la planta de llenado.

Los procesos en segundo plano hacen que las cosas funcionen

La elaboración de cerveza es un proceso que consume mucha energía. Se necesitan 300-400 litros de agua para producir solo 100 litros de cerveza. Generar la electricidad, el calor y la energía de refrigeración necesarios también genera costes e influye negativamente en el medio ambiente. Oettinger investigó una gama de posibilidades para garantizar que sus operaciones funcionaran con la máxima eficiencia y decidió que la mejor solución era una planta para generar de forma conjunta electricidad y calor (cogeneración), junto con una unidad de refrigeración por absorción.

Oettinger contrató a una firma de ingenieros consultores de la zona y finalmente optó por una solución de cogeneración de una marca muy reconocida, MTU Onsite Energy de Augsburg, que utiliza motores que se construyen en la región. La consultora de ingeniería diseñó las instalaciones para la ubicación de Oettingen y para la fábrica de cerveza de Mönchengladbach y estipuló 5.000 horas anuales de operación de las plantas de cogeneración.

El tiempo de inactividad se programa fuera de las operaciones de elaboración de cerveza y el 100% de la energía generada está disponible para su uso en las instalaciones de producción relevantes. Sobre esta base, la elección fue a favor de un motor de gas MTU 16V 4000 que suministra 2.000 kW de energía eléctrica.

Oettinger utiliza la energía térmica generada por el motor para calentar el agua de elaboración y en Oettingen, el escape se utiliza para generar vapor. En Mönchengladbach, el calor de los gases de escape se utiliza para calentar el agua para la mezcla, la carga térmica base del motor es suficiente para hacer funcionar una unidad enfriadora de absorción para enfriar los tanques de almacenamiento, por ejemplo. La unidad enfriadora de absorción solo representa el 20% de la demanda.

Sin embargo, el módulo de cogeneración a gas natural no es el único elemento en el concepto de cogeneración de la empresa. La producción de cerveza y el equipo de llenado necesario para lavar botellas y barriles utilizan mucha agua y Oettinger limpia esa agua en su propia planta de tratamiento de dos etapas. En Oettingen, el biogás generado en la planta de tratamiento se utiliza para alimentar la sala de calderas, por ejemplo, y por lo tanto también se utiliza en el proceso de calentamiento.



Background processes keep things flowing

Brewing is an energy-intensive business. 300-400 litres of water are needed to produce just 100 litres of beer. Generating the necessary electricity, heat and cooling power also generates costs and negatively impacts on the environment. Oettinger investigated a range of possibilities to ensure its operations run at maximum efficiency and decided that the best solution was a CHP plant together with an absorption chilling unit.

Oettinger commissioned a firm of engineering consultants and finally opted for a top-brand CHP solution from MTU Onsite Energy in Augsburg, which uses engines that are built in the region. The engineering consultancy designed the facilities for the Oettingen facility as well as for the brewery in Mönchengladbach and stipulated 5,000 hours of CHP plant operation a year. Downtime was to be scheduled outside brewing operations and 100% of the power generated was to be available for use by the relevant production facility. On this basis, the choice went in favour of an MTU 16V 4000 gas engine delivering 2,000 kW of electrical energy.

Oettinger uses thermal energy discharged from the engine to heat the brewing water and in Oettingen, the exhaust is used to generate steam. In Mönchengladbach, the exhaust is used to heat water for the mash house and the engine's thermal base load is sufficient to run an absorption chiller unit for cooling the storage tanks, for example. The absorption chiller unit alone accounts for 20% of requirements.

Nevertheless, the natural gas CHP module is not the sole element in the company's cogeneration concept. Beer production and the filling equipment needed to wash bottles and kegs use a lot of water and Oettinger cleans that water in its own two-stage treatment plant. In Oettingen, the biogas generated in the treatment plant is used to fuel the boiler house, for example, and is thus also utilised in the heating process.

Nuevo motor de gas Rolls-Royce Bergen B36:45

Valores próximos al **50% de rendimiento eléctrico** en ciclo abierto
Más del **95% de rendimiento** con recuperación de calor
Emisiones excepcionalmente reducidas
Rango de potencias entre **3 – 12 MW**



Más información en:
<https://bergen.rolls-royce.com>



MÁXIMA EFICIENCIA
EN COGENERACIÓN



A Rolls-Royce Power Systems Company



MOTORES DE GAS NATURAL Y BIOGÁS
DESDE **170 a 2500 kWe.**

NUEVA GAMA DE POTENTES MOTORES EN V DE VELOCIDAD MEDIA

ROLLS-ROYCE HA LANZADO UNA VERSIÓN V-LINE DE LA NUEVA SERIE DE MOTORES DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO B33:45 Y DE GAS B36:45, QUE COMPLETA SU NUEVA FAMILIA DE MOTORES TRAS EL LANZAMIENTO DE LAS PRIMERAS VARIANTES HACE TRES AÑOS. CON 600 kW POR CILINDRO, LOS NUEVOS MOTORES OFRECEN UN AUMENTO DE POTENCIA DEL 20% EN COMPARACIÓN CON SUS PREDECESORES Y SON PERFECTOS PARA SISTEMAS HÍBRIDOS CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE. ESTOS MOTORES ESTABLECEN UN NUEVO ESTÁNDAR EN POTENCIA Y EFICIENCIA CON UN CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y EMISIONES DE NOx, CO2, SOx Y PARTÍCULAS, EXCEPCIONALMENTE BAJOS.

Los nuevos motores se basan en la plataforma existente, mejorando sus capacidades, con una arquitectura modular completamente nueva. Esto les convierte en una familia de motores verdaderamente diseñada para el futuro, con numerosas configuraciones, múltiples opciones de combustible y bajos costes de ciclo de vida.

Gracias al diseño modular los nuevos motores permiten:

- Fabricación racional.
- Reducción del tiempo de parada.
- Montaje rentable.
- Número reducido de piezas.
- Facilidad de mantenimiento.

El motor de combustible líquido B33:45V y el motor de gas B36:45V, de combustión de mezcla pobre y encendido por bujía, son unidades de velocidad media diseñadas para generar hasta 12 MW de potencia mecánica, lo que brinda a los clientes más energía y mayor rentabilidad que cualquier otra unidad de su tipo en el mercado. El diseño ha sido impulsado por estrictos requisitos de reducción de emisiones en el escape, la mayor eficiencia posible tanto en generación de electricidad como en recuperación de calor, junto con una fiabilidad extrema.

Los dos motores establecen nuevos estándares tanto en potencia como en eficiencia en la clase de 720-750 rpm. Sus características decisivas son el volumen aumentado del cilindro y la tecnología de combustión optimizada, que garantiza un rendimiento líder en su clase.

La serie V-line constará de motores con 12, 16 y 20 cilindros, mientras que la plataforma en línea está disponible en 6, 8 y 9 cilindros. Con 600 kW por cilindro, los nuevos motores ofrecen un aumento del 20% en la potencia por cilindro en comparación con sus predecesores. Además, los motores presentan un consumo de combustible excepcionalmente bajo y emisiones muy reducidas de NOx, CO2, SOx y partículas.

Con un diseño modular, el motor de combustible líquido B33:45 y el de gas B36:45 compartirán los mismos componentes centrales. Esto permite la conversión de combustible entre gas y combustibles líquidos con un tiempo de inactividad mínimo, y creará una plataforma muy flexible para los clientes. Esto es especialmente beneficioso en países con opciones de combustible de transición.

Esta nueva plataforma de planta energética tendrá una gran demanda, especialmente en el mer-

NEW RANGE OF POWERFUL MEDIUM SPEED V-ENGINES

ROLLS-ROYCE HAS LAUNCHED A V-LINE VERSION OF THE NEW B33:45 LIQUID FUEL AND B36:45 GAS ENGINE SERIES. THIS COMPLETES THE NEW ENGINE FAMILY, FOLLOWING THE LAUNCH OF THE FIRST VARIANTS THREE YEARS AGO. AT 600 kW PER CYLINDER, THE NEW ENGINES OFFER A 20% INCREASE IN POWER COMPARED TO THEIR PREDECESSORS AND ARE A PERFECT FIT FOR HYBRID SYSTEMS WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES. THESE ENGINES SET A NEW STANDARD IN POWER AND EFFICIENCY WITH EXCEPTIONALLY LOW FUEL CONSUMPTION AND EMISSIONS OF NOx, CO2, SOx AND PARTICULATES.

The new engines build on the existing platform and improve its existing capabilities, with a completely new modular architecture. This makes for an engine family that is truly engineered for the future, with numerous configurations, multiple fuel options and low life cycle costs.

Thanks to their modular design, the new engines allow:

- Rational production.
- Reduced service downtime.
- Cost efficient assembly.
- Reduced number of parts.
- Easy to service.

The B33:45V liquid fuel engine and the B36:45V gas engine, a spark-ignited lean-burn unit, are medium-speed units designed to produce up to 12 MW of mechanical power, giving customers more energy and greater cost-effectiveness than anything else of its type on the market. The design has been driven by stringent requirements for lower exhaust emissions, the highest possible electrical and heat recovery efficiency coupled with extreme reliability.

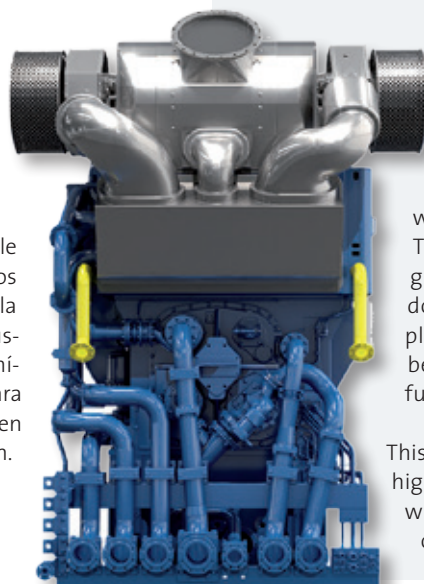
The two engines set new standards both in power and efficiency in the 720-750 rpm class. Decisive features are the enlarged cylinder volume and optimised combustion technology, which ensures class leading performance.

The V-line will consist of 12, 16 and 20 cylinders, while the inline platform is available in 6, 8 and 9 cylinders. At 600 kW per cylinder, the new engines offer a 20% increase in power per cylinder compared to their predecessors.

In addition, the engines feature exceptionally low fuel consumption and emissions of NOx, CO2, SOx and particulates.

With a modular design, the B33:45 liquid fuel and B36:45 gas engines will share the same core components. This allows for fuel conversion between gas and liquid fuels with minimal downtime, creating a very flexible platform for customers. This is especially beneficial in countries with transitioning fuel options.

This new power plant platform will be in high demand, especially in the Asian market where many customers have access to LNG or natural gas. The B36:45V gas engines



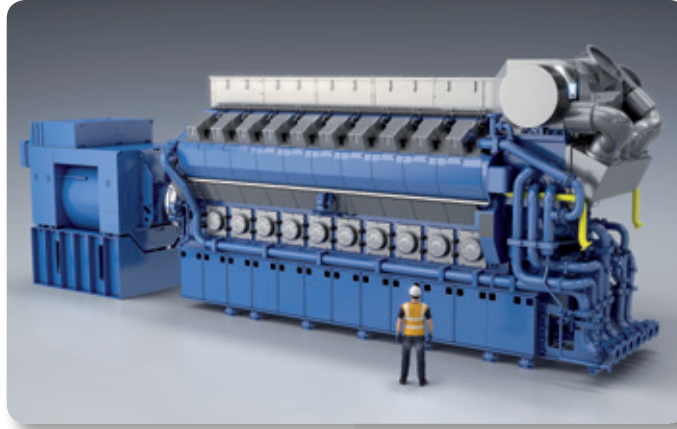
cado asiático donde muchos clientes tienen acceso a GNL o gas natural. Los motores de gas B36:45V son perfectos para soportar fuentes de energía renovable variables en sistemas híbridos, como es el caso de las microrredes.

El B36:45V20 será la primera variante disponible en la nueva serie de motores en V. Se planea instalar los dos primeros motores como una ampliación de una planta de cogeneración de Rolls-Royce de 37 MWe existente en la República Checa. Con la ampliación, la planta de cogeneración entregará, a partir de finales de 2019, 60 MWe de electricidad y calefacción para empresas y hogares en la ciudad cercana. Esta es la primera central de gas natural en la región, basada en motores de gas de velocidad media, que entra en operación para suministrar calor y electricidad a la red local.

Motores aplicables para demandas flexibles

Los motogeneradores basados en motores de velocidad media para plantas de energía están diseñados de manera flexible para diferentes modos de operación. Los nuevos motores son aplicables para generación en carga base o pico, estabilización de red, seguimiento de carga o pueden operar en ciclo combinado. El calor residual y el CO₂ también se pueden utilizar de manera eficiente.

El calor de los motores se puede utilizar tanto para generar vapor en calderas de recuperación, como para la generación de agua o aire caliente en clientes industriales para sus necesidades de proceso. Estas plantas de energía también se pueden utilizar para calefacción urbana utilizando el agua caliente de los motores.



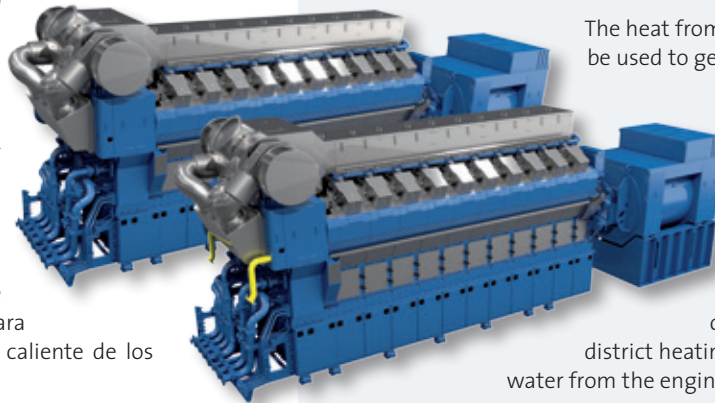
are perfect to support variable renewable energy sources in hybrid systems, such as micro grids.

The B36:45V20 will be the first variant available in the new V-series. The first two engines are planned to be installed as an extension to an existing Rolls-Royce 37 MWe CHP plant in the Czech Republic. With the extension, the power

plant will, from the end of 2019, deliver 60 MWe of electricity and heat for companies and homes in the nearby town. This is the first natural gas power plant based on medium speed gas engines in the region to go into operation supplying heat and power to the local grid.

Engines able to meet flexible demands

Generators based on medium speed engines for the power plant are flexibly designed for different operating modes. The new engines are suitable for base-load or peak power, grid balancing, load following or can operate in combined cycle. Waste heat and CO₂ can also be efficiently used.



The heat from the engines can be used to generate steam in the heat recovery steam generators. The steam is supplied to industrial customers for their process needs. Such power plants can also be used for district heating by utilising hot water from the engines.

Eficiencia de clase mundial | *World class efficiency*

Hasta un 50% de eficiencia en modo gas y hasta un 48% de eficiencia funcionando con combustible líquido | *Up to 50% efficiency for gas and up to 48% efficiency for liquid fuel*

Capacidad de respuesta | *Responsiveness*

Alta eficiencia hasta cargas muy bajas, excelente capacidad de respuesta a la carga | *High efficiency down to very low loads, excellent load responsiveness*

Potencia | *Power output*

Mayor potencia de salida por cilindro - plantas energéticas de CAPEX reducido | *Increased power output per cylinder – reduced power plant CAPEX*

Emisiones | *Emissions*

Emisiones que cumplen con TA luft/ 1/2 TA luft* y los estándares del Banco Mundial | *Emissions compliant to TA luft/ 1/2 TA luft* and World Bank standards*

Operación | *Operation*

Mínima pérdida de potencia a temperaturas y altitudes elevadas | *Minimum de-rate at increasing temperatures and elevations*

Monitorización remota | *Remote monitoring*

Control remoto y acceso disponible para tabletas, smartphones y PCs. | *Remote monitoring and access available for tablets, smartphones and PCs*

Datos en tiempo real | *Real-time data*

Recopilación y análisis de datos para solucionar problemas de forma eficiente y para soporte técnico | *Gathers and analyses data for efficient troubleshooting and technical support*

Mantenimiento optimizado | *Optimised maintenance*

Intervalos de servicio extendidos y optimizados | *Extended and optimised service intervals*

FABRICACIÓN LIMPIA Y ENERGÉTICAMENTE EFICIENTE DE PEGAMENTOS, TINTES Y PERFUMES

PROBABLEMENTE, FOLLMANN CHEMIE NO ES UN NOMBRE FAMILIAR PARA MUCHA GENTE; AUNQUE CASI CUALQUIER PERSONA HA TENIDO CONTACTO ALGUNA VEZ CON ALGUNO DE LOS PRODUCTOS DE ESTA EMPRESA FAMILIAR LOCALIZADA EN MINDEN (ALEMANIA). INNUMERABLES ELEMENTOS DE MOBILIARIO SE FIJAN CON SUS PEGAMENTOS, Y APROXIMADAMENTE UN TERCIO DE LAS SERVILLETAS DE EUROPA, SE IMPRIMEN CON LA TINTA QUE SALE DE SUS FÁBRICAS. TRIFLEX, FILIAL DE FOLLMANN, FABRICA SELLADORES PARA LA PROTECCIÓN DE TECHOS, BALCONES Y PARKINGS, ADEMÁS DE SISTEMAS DE SEÑALIZACIÓN. TODO ELLO, REQUIERE UNA GRAN CANTIDAD DE ENERGÍA, PARTE DE LA CUAL SE GENERA GRACIAS A DOS PLANTAS DE COGENERACIÓN SUMINISTRADAS POR MTU ONSITE ENERGY.

Ya sean tintas de impresión para servilletas o adhesivos para papel o madera, el núcleo de la actividad de la empresa reside en la producción de elementos químicos con fines decorativos o para unión de superficies. En total trabajan con un total de 5.500 diferentes formulaciones para la elaboración de sus seis productos estrella, entre los que se encuentran tinta para impresión, revestimientos para papel pintado, micro-encapsulados, adhesivos, etc.

La fábrica, que se extiende sobre una superficie de aproximadamente 100.000 m² y está situada en las inmediaciones del cauce del río Minden, ha sufrido una serie de ampliaciones desde que fue fundada. En los últimos años, debido a la rápida expansión de la empresa, se han construido diversas instalaciones: un nuevo almacén, un centro de logística, un centro de investigaciones y otro de comunicaciones. Este crecimiento ha llevado a la empresa a unos picos de producción de alrededor de 60.000 t en 2014.

Una mayor producción lleva asociada una elevada demanda de energía. La demanda de vapor, necesaria para elevar la temperatura en ciertos procesos de elaboración de sus productos, ha aumentado considerablemente. Además, teniendo en cuenta la tendencia ascendente de los precios de la energía, finalmente Follmann decidió cubrir una parte de sus necesidades básicas de vapor, electricidad, calefacción y refrigeración por su cuenta. El resultado es una nueva y reluciente planta de generación de energía formada por dos módulos de cogeneración suministrados por MTU Onsite Energy, equipados con motores de la serie 400 alimentados con gas natural.

La mayor parte del vapor producido por los módulos de cogeneración se utiliza en el proceso de polimerización, para calentar las materias primas con las que se fabrican un total de 47 adhesivos y agentes aglutinantes diferentes. En el caso de los adhesivos, la producción comienza con la creación de una solución a base de agua, antiespumante y alcohol polivinílico en un contenedor de acero inoxidable. Una vez lista, esta solución se bombea dentro de un reactor donde es calentada hasta la temperatura requerida para la introducción de las materias primas y aditivos necesarios en la fabricación del adhesivo. Básicamente la polimerización consiste en la formación de largas cadenas de monómeros (moléculas pequeñas y muy reactivas) que conforman la base del producto. Esta reacción es exotérmica, es decir, libera energía en forma de calor por lo que el producto final debe ser enfriado. En esta fase también está involucrada la planta de cogeneración.

La nueva caldera de vapor de alta presión, instalada en la estación de energía adyacente a los dos módulos de cogeneración de MTU, se alimenta en parte con el calor recuperado de los gases de escape y es capaz de producir hasta 3.500 kg/h de vapor. Una pequeña caldera con capacidad para 1.000 kg/h se mantiene en *stand-by* para ser utilizada en caso de emergencia. El segundo gran consumidor de vapor es la planta de limpieza, la mayor máquina de lavado de

ENERGY EFFICIENT AND CLEAN PRODUCTION OF GLUES, DYES AND FRAGRANCES

FOLLMANN CHEMIE IS PROBABLY NOT A HOUSEHOLD NAME FOR MANY PEOPLE, AND YET ALMOST EVERYONE IS LIKELY TO HAVE HAD CONTACT WITH ONE PRODUCT OR ANOTHER MADE BY THIS FAMILY BUSINESS IN MINDEN, GERMANY. INNUMERABLE ITEMS OF FURNITURE ARE HELD TOGETHER BY THE GLUE PRODUCED HERE AND EVERY THIRD SERVIETTE IN EUROPE IS PRINTED WITH INKS FROM ITS FACTORIES. FOLLMANN'S SISTER COMPANY, TRIFLEX, ALSO PRODUCES SEALANTS TO PROTECT ROOFS, BALCONIES AND MULTI-STORY CAR PARKS, IN ADDITION TO MARKING SYSTEMS. ALL OF THAT REQUIRES A LARGE AMOUNT OF ENERGY, PART OF WHICH IS NOW SUPPLIED BY TWO COMBINED HEAT AND POWER (CHP) PLANTS SUPPLIED BY MTU ONSITE ENERGY.

Whether printing inks for serviettes or wood and paper adhesives, Follmann's core skill is in special chemicals for decoration and for creating joints. In the six product groups of printing inks, wallpaper coatings, functional coatings, micro-encapsulation, adhesives and contract production, the chemical specialist now works with a total of 5,500 different formulations which are constantly enhanced and optimised.

The factory site, covering almost 100,000 m² and located directly adjacent to the river Minden, has undergone various expansion phases since it was first established. In recent years, the rapid growth of the company has given rise to the construction of a new warehouse, a logistics centre and a new research and communications centre. This growth resulted in a production peak in 2014 of 60,000 t.

Higher output demands more energy, and the demand for steam, required to raise the temperature in certain production processes has grown considerably. Taking into account the continuing rise in energy prices, Follmann decided to cover some of their basic demand for steam, electricity, heat and cooling by generating their own. The result is a shiny new power plant comprising two CHP modules supplied by MTU Onsite Energy using the Series 400 gas-powered engines.

Most of the steam produced by the CHP modules is used in the polymerisation process to heat the raw materials that are



En el reactor de doble pared, la solución final preparatoria, que consta de agua, desespumante y alcohol polivinílico, se calienta hasta la temperatura inicial requerida. Este proceso es esencial para la producción de adhesivo. | In the double walled reactor, the final preparatory solution, comprising water, defoamer and polyvinyl alcohol, is heated up to the specified initial temperature. This process is essential for the production of adhesives.



Europa, de acuerdo con Follmann. Allí, el vapor se utiliza para calentar un tambor de lavado de 3 m de altura capaz de limpiar y dejar listo para un nuevo uso todos los recipientes en los que se lleva a cabo la fabricación de adhesivos. Los dos nuevos módulos de cogeneración aseguran que la cantidad de vapor que se necesita está siempre disponible, lo que finalmente se traduce en un aumento de la eficiencia en la producción.

Mientras que el calor de los gases de escape de los motores se utiliza para producir vapor, el calor de los motores se utiliza para producir agua caliente para la calefacción de las instalaciones, edificios y unidades fabriles. El mayor de los motores, que posee una potencia de salida de 357 kW, produce alrededor de 288 kW de energía térmica que, junto con la energía recuperada de los escapes, suma un total de 529 kW que sitúan la eficiencia del sistema en un 89,8%. El otro motor, más pequeño, genera 240 kW y se recupera un total de 370 kW de calor, por lo que la eficiencia del sistema llega al 91,1%.

Toda la electricidad y el calor se utilizan para los requerimientos de la fábrica que posee unos picos de demanda de 1,8 MW. Esto significa que ocasionalmente un tercio de la necesidad total de energía de la fábrica, es producida por los dos sistemas MTU Onsite Energy.

Pilar para el futuro

Desde los inicios de la compañía, el cuidado del medio ambiente siempre ha figurado en su lista de prioridades. La construcción de esta planta de energía encaja perfectamente con esta filosofía ya que, gracias a ella, han reducido en un 40% las emisiones de CO₂. Follmann Group no da por finalizado este compromiso con el medio ambiente con la construcción de esta planta de cogeneración, sino que la considera un punto de partida.

El bloque generador diseñado, que mide aproximadamente 30 m de longitud y 15 m, alberga, no solo los módulos de cogeneración y los sistemas de calderas de vapor, sino también dos sistemas de almacenamiento térmico (uno para calor y otro para frío) y un enfriador de absorción. Este último utiliza energía térmica para crear potencia frigorífica de proceso para enfriar los reactores de polimerización. Como el calor generado por las plantas modulares de cogeneración se puede utilizar completamente, la planta de energía es altamente eficiente y alcanza una eficiencia general de más del 80%.

used to make a total of 47 different adhesives and binding agents. In the case of adhesives, the production process starts with the creation of a preparatory solution consisting of water, defoamer and polyvinyl alcohol in a stainless steel container. When ready, this solution is pumped into a reactor where it is heated to the specified temperature before the additives and raw materials required to manufacture the adhesive are introduced. Polymerisation essentially consists of the formation of long chains of monomers (small, highly reactive molecules) that ultimately form the basis for the product. The reaction itself is exothermic, which means it releases energy in the form of heat, meaning that the end product has to be cooled. This is where the cooling function of the CHP plant comes in.

The new high-pressure steam boiler system, installed in the energy station directly adjacent to the two MTU CHP modules, is partly supplied by heat recovered from their exhausts and can produce up to 3,500 kg/h of steam. A smaller boiler system with a capacity of 1,000 kg/h remains on standby for use in an emergency.

The second major steam consumer is a cleaning plant, the biggest washing machine in Europe according to Follmann. Here the steam is used to heat a 3-m high washer drum that restores the used production containers and receptacles to gleaming cleanliness. The two CHP plants help to ensure that the steam needed is always available, which ultimately increases the efficiency of the production processes.

While the exhaust gas heat is used to produce steam, the heat from the engines is used to produce hot water to heat some of the buildings and industrial units on the factory site. The larger of the modules, with an electrical output of 357 kW, produces around 288 kW of thermal energy, which together with the recovered exhaust energy, amounts to a total of 529 kW, resulting in an overall efficiency of 89.8%. The other smaller unit generates 240 kW (making of total of 370 kW together with the recovered heat from the exhaust) achieving an overall efficiency of 91.1%. All of the electricity and heat is used to cover the factory's own requirements, whose peak demands reach 1.8 MW. This means that at certain times, one third of the installation's total requirements are covered by the MTU Onsite Energy systems.

Building block of the future

From the earliest beginnings of the company, environmental awareness has always been high on its list of priorities. The construction of this energy plant fits perfectly with that philosophy as CO₂ emissions have been reduced by 40% and is seen as another building block in the process of future-proofing the Follmann Group. The purpose-built generator block measures about 30 x 15 metres and not only houses the CHP modules and steam boiler systems but also two thermal stores (one for heat and one for cold) and an absorption chiller. The latter uses thermal energy to create process chilling capacity for cooling the polymerisation reactors. As the heat generated by the modular CHP plants can be fully utilised, the energy station is highly efficient and achieves an overall efficiency of more than 80%.



MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN ASOCIADA A UNA INDUSTRIA FARMACÉUTICA

LA PLANTA DE COGENERACIÓN DE QUALICAPS (ALCOBENDAS, MADRID), HABÍA ALCANZADO LAS HORAS DE FUNCIONAMIENTO QUE CONDUCÍAN A LA REALIZACIÓN DE UN MANTENIMIENTO MAYOR U OVERHAUL, POR LO QUE SE APROVECHÓ ESTA OPORTUNIDAD PARA LA RENOVACIÓN INTEGRAL DE LA PLANTA, CON UN BAJO APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO E IMPORTANTES PROBLEMAS DE OPERACIÓN DE FORMA QUE, PROMOVIDA POR NATURGY, SE LANZÓ UN PROYECTO DE MEJORA DE SU EFICIENCIA ENERGÉTICA. LA RENOVACIÓN SE HA REALIZADO MEDIANTE LA FÓRMULA DE SERVICIOS ENERGÉTICOS, LO QUE PERMITE A QUALICAPS EUROPE DISFRUTAR DE LAS VENTAJAS DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN SIN LA NECESIDAD DE INVERTIR RECURSOS EN SU GESTIÓN, Y PAGARLO MEDIANTE LOS AHORROS OBTENIDOS.

El proceso de fabricación de cápsulas requiere una gran cantidad de calor para la elaboración y secado del producto, tanto en forma de vapor saturado (150 °C aproximadamente) como de agua caliente en el entorno de los 90 °C. La demanda térmica total de la planta era de unos 18,2 GWh. Por su parte, el consumo eléctrico anual estaba en el entorno de los 19,1 GW.

Para cubrir estas demandas, la fábrica de Qualicaps Europe contaba con dos calderas de vapor, alimentadas por gas natural, para cubrir las necesidades de calor de toda la planta, y una planta de cogeneración, que había alcanzado las horas de funcionamiento conducentes a la realización del *overhaul*.

Llegado este punto, desde Qualicaps Europe se decidió aprovechar esta oportunidad, procediendo a la renovación integral de la antigua planta, de forma que, promovido por Naturgy, se lanzó el presente proyecto de mejora de su eficiencia energética.

Objetivo

El objetivo fundamental perseguido fue la reducción de la influencia del coste de la energía en el coste total de producción de la fábrica, mediante la renovación de la antigua planta de cogeneración, mejorando la eficiencia energética de los equipos instalados (motores alternativos de combustión interna, calderas de recuperación de calor, bombas, etc.) y optimizando el aprovechamiento de calor, de manera que la fábrica continuara manteniendo su posición de liderazgo en el sector y mejore su competitividad.

Medidas de ahorro energético

La planta de cogeneración existente había alcanzado las horas de funcionamiento conducentes a la realización de un mantenimiento mayor (60.000 h), de forma que se encontraba en el momento justo en el que decidir cómo proceder para la continuidad de su explotación, o bien si era aconsejable su cierre.

La propuesta de mejora formulada desde Naturgy era integral y planteaba una batería de medidas que suponían una mejora de los ratios de eficiencia de la planta y un cambio de su modalidad retributiva.

Sustitución de los motores

Aumento de la eficiencia energética de la planta de cogeneración mediante la instalación de dos motores a gas natural de última generación, modelo GE Jenbacher 416, limitados a 1.038 kWe, con un rendimiento eléctrico registrado durante el primer año de explotación del 42% sobre PCI, notablemente superior al de los antiguos equipos (38,2%).

IMPROVED ENERGY EFFICIENCY AT A CHP PLANT LINKED TO A PHARMACEUTICAL INDUSTRY

THE QUALICAPS CHP PLANT (ALCOBENDAS, MADRID) HAS ACHIEVED THE NECESSARY OPERATING HOURS TO REQUIRE A MAJOR OVERHAUL, TAKING ADVANTAGE OF THIS SITUATION TO FULLY RENOVATE A PLANT THAT HAD LOW ENERGY USE AND SIGNIFICANT OPERATIONAL ISSUES. THE RESULT IS A PROJECT THAT IMPROVES THE PLANT'S ENERGY EFFICIENCY, EXECUTED BY NATURGY. THE RENOVATION HAS TAKEN PLACE BY APPLYING AN ENERGY SERVICES FORMULA THAT ALLOWS QUALICAPS EUROPE TO BENEFIT FROM THE ADVANTAGES OF A CHP SYSTEM WITH NO NEED TO INVEST RESOURCES IN ITS MANAGEMENT, OPERATION PAYING FOR IT VIA THE SAVINGS ACHIEVED.

The capsule manufacturing process requires a large quantity of heat to make and dry the product, both in the form of saturated steam (at approximately 150°C) and hot water (at around 90°C). The total thermal demand of the plant was about 18.2 GWh, with an annual electricity consumption in the region of 19.1 GW.

To cover these requirements, the Qualicaps Europe factory had two steam boilers, powered by natural gas, to cover the plant's entire demand for heat, along with a CHP plant, which had reached the operating hours that required its overhaul.

At this point, Qualicaps Europe decided to take advantage of the situation to carry out a full refit of the old plant, enabling Naturgy to implement its energy efficiency project.

Objective

The basic aim was to reduce the impact of the cost of energy on the total cost of the factory's production, renovating the former CHP plant to improve the energy efficiency of the installed equipment (alternative internal combustion engines, heat recovery boilers, pumps, etc.) and optimise heat recovery so that the factory could continue to maintain its position of leadership in the sector and improves its competitiveness.

Energy saving measures

The existing CHP plant had achieved the necessary operating hours (60,000 hours) to require an overhaul - the perfect moment to decide how to continue its operation or whether it would be more advisable to close it down.

The comprehensive proposal put forward by Naturgy included a raft of measures representing an improvement in the plant's efficiency ratios and a change of remunerative format.



Planta de cogeneración de Qualicaps Alcobendas previo a la renovación | Qualicaps Alcobendas CHP plant before renovation



XIV CONGRESO ANUAL DE COGEN ESPAÑA

23 de Octubre 2018 – Hotel The Westin Palace, Plaza de las Cortes 7, Madrid

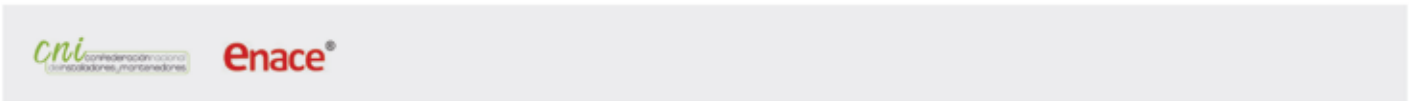
La reinversión en el sector de la cogeneración con la transición energética



PATROCINADORES



APOYAN



PRENSA COLABORADORA





Nuevos sistemas de recuperación de calor en planta cogeneración Qualicaps Alcobendas | *New heat recovery systems at the Qualicaps Alcobendas CHP plant*

Mejora del aprovechamiento térmico de la planta

En la fase de diseño del proyecto, se realizó un estudio pormenorizado para determinar la demanda de agua caliente de la fábrica e incorporar nuevos circuitos de recuperación de calor a la planta de cogeneración. Como resultado de este estudio, se determinó que debían tomarse las siguientes medidas:

- Instalación de precalentadores de aire a la entrada de los sistemas de deshumectación de producto.
- Instalación de un depósito de acumulación de agua caliente para optimizar el aprovechamiento de calor en los circuitos, ya existentes, de agua de lavado.
- Incorporación de circuitos de recuperación de calor para dar servicio a hornos actualmente no conectados a la cogeneración.
- Incorporación del sistema de agua purificada a los circuitos de recuperación de calor y optimización del funcionamiento de este sistema, con el fin de disminuir la demanda pico y aumentar el número de horas de funcionamiento para obtener una demanda más constante.
- Instalación de un sistema de precalentamiento del agua de red demandada por la fábrica, mediante la utilización del calor de baja temperatura disponible en el circuito de refrigeración de la segunda etapa de los *intercooler* de los motores. Este diseño es algo poco frecuente en instalaciones de cogeneración.

Calderas de recuperación de calor

La instalación existente contaba con dos calderas acuotubulares de recuperación de calor de los gases de escape de los motores, con grandes deficiencias en parte de la superficie de intercambio, produciendo una merma en la producción de vapor y disminuyendo la eficiencia del sistema. Se sustituyeron estos equipos por dos calderas pirotubulares de última generación, con un mayor rendimiento en la producción de vapor. Adicionalmente, las calderas pirotubulares facilitan las labores de mantenimiento y mejoran la calidad del vapor entregado a fábrica.

Equipos auxiliares

Se sustituyen parte de los equipos auxiliares (bombas de circulación, ventiladores, etc.) por otros de mayor eficiencia y se incorporan variadores de velocidad para el control de bombas, ventiladores, aerorrefrigeradores y torres de refrigeración. Es-

Engine replacement

An increase in the CHP plant's energy efficiency by installing two latest generation GE Jenbacher 416 model natural gas engines, limited to 1,038 kW_e, with an electricity performance recorded during the first year of operation of 42% PCI, significantly higher than that of the old unit (38.2%).

Improving the thermal use of the plant

During the project design phase, a detailed study was undertaken to determine the factory's demand for hot water and to incorporate new heat recovery circuits into the CHP plant. The result of this study established that the following measures should be taken:

- Installation of air preheaters where the product enters the dehumidifying systems.
- Installation of a hot water accumulation tank to make the most of the heat present in the wash water circuits.
- Incorporation of heat recovery circuits to serve the ovens currently not connected to the CHP system.
- Incorporation of a purified water system into the heat recovery circuits, optimising the operation of this system with the aim of reducing the demand peak and increasing the number of operating hours to obtain a more constant demand.
- Installation of a feed water preheating system required by the factory, by using the low temperature heat available in the cooling circuit of the second stage of the engines' intercooler. This design is not very common in CHP installations.

Heat recovery boilers

The existing installation used to be equipped with two water-tube boilers that recovered heat from the engine's flue gases, with major deficiencies in the heat exchanger surface, negatively impacting on steam production and diminishing the system's efficiency. These were replaced by the current units, namely latest generation shell boilers with greater efficiency in the production of steam. The shell boilers also facilitate maintenance tasks and improve the quality of the steam delivered to the factory.

Ancillary equipment

Part of the ancillary equipment (circulation pumps, fans, etc.) was replaced by other, more efficient units, incorporating variable-speed drives (VSD) to control the pumps, fans, dry coolers and cooling towers. Particularly relevant was the installation of VSDs in the cooling towers, as this has optimised the recovery of residual heat contained in the engine's low temperature circuits.



Nueva sala de motores de planta cogeneración Qualicaps Alcobendas | *New engine room at the Qualicaps Alcobendas CHP plant*

pecialmente relevante fue la instalación de variadores en este último elemento, ya que permitió la optimización de la recuperación del calor residual contenido en los circuitos de baja temperatura del motor.

Sistema de control

Se implanta un nuevo sistema de control global para toda la planta de cogeneración, que optimiza la recuperación de calor residual y minimiza el autoconsumo eléctrico de planta. Se habilita una comunicación entre el sistema de control de la cogeneración y el sistema de control de fábrica para la supervisión y control del aprovechamiento térmico de la instalación. Este último punto es clave a la hora de analizar y mejorar la eficiencia en la recuperación de calor por parte de la fábrica.

Modo emergencia

Como parte fundamental del proyecto, durante el diseño de la planta se proyectó un sistema de funcionamiento en modo emergencia, para el suministro eléctrico a la fábrica en caso de fallo en la red eléctrica exterior, mejorando la robustez de dicho suministro. De acuerdo con las informaciones de Qualicaps, un corte del suministro eléctrico les podría llegar a provocar perjuicios económicos y operativos costosos en cuanto a rechazos de producción. Este sistema tiene la capacidad de resincronizar automáticamente con la red eléctrica, una vez que aquella recobra las condiciones necesarias.

Resultados obtenidos

Después de un año de funcionamiento de la planta, los resultados de explotación son muy positivos, con un alto grado de aprovechamiento del calor de todos los circuitos durante prácticamente todo el año. El rendimiento global de la planta, definido como la energía útil generada, en forma de calor y electricidad, dividida entre la energía contenida en el combustible consumido, referenciada a su poder calorífico inferior, arroja un resultado del 72,8%.

Respecto a la planta existente, gracias a la mejora del rendimiento de los motores y de los elementos auxiliares, junto a un aprovechamiento muy superior de la energía térmica generada, el ahorro de energía primaria es del 64,2% sobre la demanda de fábrica.

Por otra parte, los motores alternativos de combustión interna de última generación no solo mejoran la eficiencia energética respecto a sus antecesores, sino que minimizan la concentración de NOx y CO en sus gases de escape. Esto conlleva a un ahorro de emisiones de NOx del 57,2% y de emisiones de CO del 60,8%.

En cuanto a los parámetros de eficiencia utilizados habitualmente para la evaluación energética de este tipo de instalaciones, los resultados del primer año de explotación de la planta de cogeneración revelan que el REE es del 62,9%, mientras que el ahorro de energía primaria (PES) es del 22,63%.

Cubierta renovada de planta cogeneración
Qualicaps Alcobendas | Renovated roof of the
Qualicaps Alcobendas CHP plant



Control system

A new overall control system has been implemented for the entire CHP plant, which optimises the recovery of residual heat and minimises the electricity self-consumption of the plant. A line of communication has been created between the CHP control system and the factory control system to monitor and control the installation's use of heat. This last point is key when analysing and improving the factory's heat recovery efficiency.

Emergency mode

As an essential feature during the design phase of the project, an emergency operating mode was planned to supply power to the factory in the event of a failure in the external power grid, thereby improving the resilience of this supply. According to information provided by Qualicaps, a power outage could result in economic loss and costly operations as regards reduced production. This system has the capacity to automatically synchronise with the power grid, once the required conditions are up and running again.

Results achieved

After one year in operation, the plant has achieved very positive operating results, with a high level of heat recovery from every circuit practically throughout the entire year. The overall efficiency of the plant, defined as useful generated power, in the form of heat and electricity, divided between the energy contained in the fuel consumed, benchmarked to its lower calorific power, produced a result of 72.8%.

Thanks to the improved performance of the engines and ancillary equipment, along with a far higher use of the thermal energy generated, a primary energy saving (PES) of 64.2% has been achieved on the existing plant's demand.

Moreover, the latest generation alternative internal combustion engines not only improve energy efficiency compared to their predecessors but also minimise the concentration of NOx and CO in their exhaust gases. This has saved 57.2% in NOx emissions and 60.8% in CO emissions.

As regards the efficiency parameters usually used for the energy assessment of this type of installations, the results over the first year of operating the CHP plant reveal an EEP of 62.9%, while the PES is 22.63%.

Miguel Duvison Santiago, Daniel Gala Rodrigo
& Miguel Ángel Rodríguez Castellote, Naturgy

INSTALACIÓN DE UNA ENFRIADORA POR ABSORCIÓN DE BROMURO DE LITIO EN UNA INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE PUERTAS DE MADERA

NORMA-DOORS POSEE EN SAN LEONARDO DE YAGÜE (SORIA) UNA MODERNA INSTALACIÓN PARA LA FABRICACIÓN DE PUERTAS, DE UNOS 42.000 M², CON LÍNEAS DE PRODUCCIÓN DE ÚLTIMA GENERACIÓN EN CONTINUA EXPANSIÓN. SU PRODUCCIÓN ES DE UNAS 6.000 PUERTAS/DÍA Y ACTUALMENTE EXPORTA A MÁS DE 25 PAÍSES DE EUROPA, LATINOAMÉRICA Y ORIENTE MEDIO. NORMA DOORS SE HA MODERNIZADO MUCHO ESOS ÚLTIMOS AÑOS Y TIENE UN ENFOQUE ORIENTADO A LA REDUCCIÓN DE SUS CONSUMOS ENERGÉTICOS. DURANTE EL PASADO VERANO, KROMSCHROEDER HA ACOMETIDO EN ESTA FÁBRICA UN PROYECTO PARA LA INSTALACIÓN DE UNA ENFRIADORA POR ABSORCIÓN DE BROMURO DE LITIO, PARA PRODUCIR AGUA FRÍA DURANTE EL VERANO. CON ESTA ENFRIADORA NORMA DOORS HA REDUCIDO SU CONSUMO ENERGÉTICO EN 22.670 KWH/AÑO, FUNCIONANDO TRES MESES EN VERANO Y UNA REDUCCIÓN DE EMISIONES CALCULADA EN 9 T/AÑO.

Orígenes del proyecto

En su proceso productivo, la fábrica genera una gran cantidad de serrín que se recupera mediante unos conductos de aspiración conectados a todas las máquinas (CNC, prensas, etc.).

Estos residuos de madera se utilizan posteriormente como combustible de una caldera de biomasa que sirve para calentar aceite a 150 °C. En la fábrica hay instaladas dos calderas de biomasa, una más grande de una potencia de 16 MW y otra más pequeña de una potencia de 1 MW.

Mediante la valorización energética de los residuos de madera, la fábrica produce aceite térmico que sirve para el funcionamiento de su maquinaria de producción (prensas, etc.).

Además, este aceite térmico se utiliza en invierno para calentar agua gracias a un intercambiador de calor aceite/agua. Ese agua se almacena en un depósito de acumulación y se usa para proporcionar calefacción, mediante unidades internas agua/aire, a toda la zona de producción, así como a los 1.700 m² de oficinas.

Las altas temperaturas que se pueden alcanzar en la provincia de Soria durante el verano, requerían de una solución que permitiese

INSTALLATION OF A LITHIUM BROMIDE ABSORPTION CHILLER AT A WOODEN DOOR MANUFACTURING FACILITY

THE PREMISES OF NORMA DOORS IN SAN LEONARDO DE YAGÜE (SORIA), COVERING AROUND 42,000 M², BENEFIT FROM A MODERN DOOR MANUFACTURING INSTALLATION WITH LATEST GENERATION PRODUCTION LINES IN CONTINUOUS EXPANSION. IT PRODUCES 6,000 DOORS/DAY AND CURRENTLY EXPORTS TO OVER 25 COUNTRIES IN EUROPE, LATIN AMERICA AND MIDDLE EAST. NORMA DOORS HAS UNDERGONE SIGNIFICANT MODERNISATION IN RECENT YEARS ALWAYS FOCUSED ON WAYS TO REDUCE ITS ENERGY CONSUMPTION. LAST SUMMER, KROMSCHROEDER WAS COMMISSIONED TO INSTALL A LITHIUM BROMIDE ABSORPTION CHILLER IN THE FACTORY, TO PRODUCE COLD WATER DURING THE SUMMER MONTHS. THANKS TO THIS CHILLER, NORMA DOORS HAS REDUCED ITS ENERGY CONSUMPTION BY 22,670 KWH/YEAR, WORKING THREE MONTHS IN SUMMER AND ACHIEVING AN ESTIMATED EMISSIONS REDUCTION OF 9 T/YEAR.

Project origins

The factory's productive process generates a large quantity of sawdust which is recovered by means of suction pipes connected to every machine (CNC, presses, etc.).

This wood waste is subsequently used to fuel a biomass boiler that heats oil to 150°C. The factory has two biomass boiler installations: the larger boiler with an output of 16 MW and a smaller one with an output of 1 MW.

Through the energy recovery of the wood waste, the factory produces thermal oil that is used to operate the factory's production machinery (presses, etc.).

Moreover, this thermal oil is used in winter to heat water thanks to an oil/water heat exchanger. The water is stored in a buffer tank and, by means of internal water/air units, is used to heat the entire production area, as well as its 1,700 m² of offices.

The high temperatures that can be reached in the province of Soria during summer required a solution that would allow Norma Doors to condition its entire office space from June to September.



Instalaciones de Norma Doors en San Leonardo de Yagüe
Norma Doors facilities at San Leonardo de Yagüe

Given this starting situation, Kromschroeder was consulted to evaluate and work with Norma Doors on a project that would enable it to cover this demand for cooling.

Given that in summer only the smaller biomass boiler is used to supply thermal oil to the presses and taking into account the characteristics of the existing installations, Kromschroeder proposed that Norma

¿CUÁL ES EL NIVEL REAL DE EFICIENCIA DE SU SISTEMA DE AIREACIÓN?



LET'S TALK

Ismael Delgado, Sales Manager

+34 646 471 615 | delgado@aerzen.es

La eficiencia real implica operar con precisión los perfiles de carga en plantas de tratamiento de aguas residuales. La aireación consume hasta el 80 % de la energía total necesaria. Aquí es donde está el mayor potencial de ahorro.

Con nuestra cartera de productos Performance³, que consiste en Blower, Hybrid y Turbo, encontraremos en todo momento la solución más eficiente y adaptada para usted. Aproveche un ahorro de energía de hasta el 30 %. ¡LET'S TALK! Estaremos encantados de asesorarle.



AERZEN
EXPECT PERFORMANCE

a Norma Doors climatizar los 1.700 m² de oficinas durante el verano, entre los meses de junio y septiembre aproximadamente.

Kromschroeder, fue consultada para, con esa situación inicial, evaluar y trabajar con la empresa Norma Doors sobre un proyecto que permitiese dar una solución a esta demanda de frío.

Dado que en verano, usa únicamente la caldera de biomasa más pequeña para suministrar aceite térmico a las prensas, y teniendo en cuenta las características de las instalaciones existentes, Kromschroeder propuso a Norma Doors la instalación de una enfriadora por absorción de bromuro de litio, que permitiese usar el agua caliente producida por la caldera de biomasa y el intercambiador de calor aceite/agua, que suministra agua caliente a 95 °C.

Finalmente se decidió instalar el modelo HSA-66 de la marca Shuangliang con una potencia frigorífica de 180 kW.

La solución. Enfriadora por absorción

Las enfriadoras por absorción son una alternativa muy eficiente a las enfriadoras eléctricas.

En vez de realizar una compresión eléctrica, el principio de funcionamiento se basa en una compresión “química”. En general se usa una solución de bromuro de litio por su gran afinidad a absorber vapor de agua. La enfriadora por absorción usa por lo tanto una solución diluida de agua con bromuro de litio como absorbente, agua de red para refrigeración y agua caliente a 95 °C como circuito de aporte de calor.

Se trata de una tecnología que ha evolucionado y se ha adaptado a las necesidades y retos del futuro energético.

La enfriadora Shuangliang modelo HSA-66 de agua caliente instalada dispone de un sistema avanzado de control y prevención de fallos. Para ello, está equipada con un PLC que regula todos los parámetros de funcionamiento, y ajusta el aporte de calor mediante una válvula de agua caliente equipada con un servomotor, los arranques y paradas de la torre de refrigeración, los arranques y paradas de la bomba de solución, y de la bomba de vacío.

Entre sus características principales, cabe destacar que la bomba de solución del equipo está equipada con la tecnología *inverter*, que permite regular la solución de forma muy precisa, mejorando la eficiencia y reduciendo el tiempo de arranque y el consumo energético. La potencia frigorífica producida es modulante en función de la demanda de frío, entre un 20% y el 100% (plena carga).

La enfriadora está conectada a internet, y gracias a una app es posible visualizar desde el móvil o desde un ordenador, los parámetros de funcionamiento, tanto por parte de Norma Doors, como por parte de Kromschroeder, que realiza el mantenimiento y un control preventivo de posibles fallos.

Datos técnicos y resultados

La demanda de frío para climatización de Norma Doors está cubierta por el modelo HSA-66 de Shuangliang con una potencia frigorífica de 180 kW.



Caldera de biomasa para la producción de aceite térmico | Biomass boiler for thermal oil production



Sistema de bombeo de aceite térmico | Thermal oil pumping system

Doors install a lithium bromide absorption chiller. This system is able to use the hot water produced by the biomass boiler and the oil/water heat exchanger, supplying hot water at 95°C.

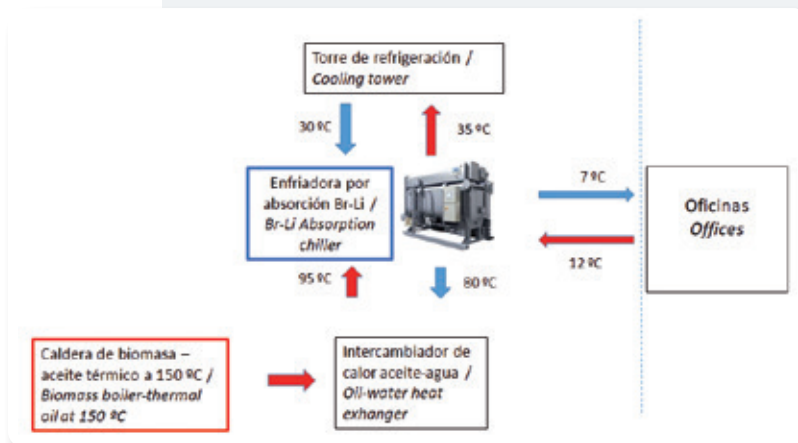
The decision was finally taken to install the HSA-66 model with an output of 180 kW from Shuangliang.

The solution: refrigeration via absorption

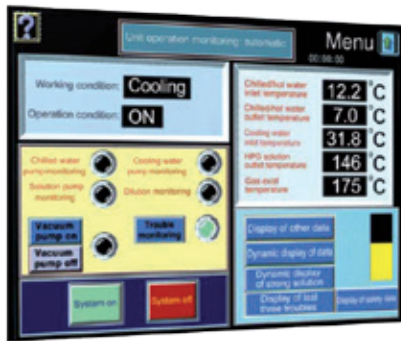
Absorption chillers are a very efficient alternative to electric chillers.

Instead of electrical compression, the operating principle is based on a “chemical” compression. A lithium bromide solution is usually used due to its great capacity for absorbing water vapour. The absorption chiller thus uses a water solution diluted with lithium bromide as an absorbent, grid water for cooling and hot water at 95°C as a heating circuit.

This is a technology that has evolved and has adapted to the needs and challenges of the energy future.



Circuitos del sistema de refrigeración | Cooling system circuits



Panel de control de la enfriadora Shuangliang HSA-66 | Control panel of the Shuangliang HSA-66 chiller

PLC y software de control: | PLC and control software:

- Diagrama de ciclo | Cycle diagram
- Variación de frecuencia para rendimiento superior a cargas parciales | Frequency variation for greater efficiency at partial loads
- Sistemas de prevención de cristalización | Crystallisation prevention systems
- Programación automática | Automatic programming
- Comunicación con BMS (con Modbus,...) | BMS communication (with Modbus,...)

The HSA-66 model chiller from Shuangliang with installed hot water offers an advanced control and fault prevention system. As such, it is equipped with a programmable logic controller (PLC) that regulates every operating parameter and adjusts the heat contribution by means of a hot water valve equipped with an actuator, the start-ups and shut-downs of the cooling tower, the start-ups and shut-downs of the solution pump and the emptying pump.

Los parámetros de diseño a máxima potencia son:

Capacidad de enfriamiento Cooling capacity		180	kW
COP		0.76	
Temperatura de entrada/salida del agua caliente In/out temperature of hot water		95 / 80	°C
Caudal de agua caliente disponible Available hot water flow		14.1	m ³ /h
Uso de agua helada Use of chilled water		Climatización HVAC	
Agua helada Chilled water	Temperatura de entrada/salida del agua helada In/out temperature of chilled water	12 / _07	°C
	Caudal de agua helada disponible (si hay limite) Available chilled water flow (if limited)	31	m ³ /h
Agua de refrigeración Cooling water			
Agua de refrigeración Cooling water	Temperatura de entrada/salida del agua refrigeración In/out temperature of cooling water	30 / 35	°C
	Caudal de agua de refrigeración Cooling water flow	72	m ³ /h
Potencia eléctrica Electrical output		4.2	kW

Para calcular el ahorro energético, hay que considerar la alternativa a la enfriadora por absorción, que hubiera sido una enfriadora eléctrica de una potencia de 180 kW. Con un EER de 3,5, que es lo habitual para una enfriadora eléctrica, la potencia sería en torno a 52 kW. Considerando el consumo durante el periodo de verano, es decir durante tres meses desde el 15 de junio al 15 de septiembre, se obtiene el equivalente a 480 horas de trabajo anuales. La diferencia de consumo eléctrico entre la enfriadora eléctrica y la enfriadora de absorción es de 22.670 kWh. Lo que representa un ahorro anual de unos 3.000 € solo en consumo eléctrico.

Conviene apuntar que el caudal de agua movido por la torre de refrigeración para la enfriadora por absorción puede ser algo mayor que para una enfriadora eléctrica, pero la diferencia de consumo eléctrico no sería muy significativa en ese caso. Al realizar los cálculos de retorno de la inversión, también conviene notar que los costes de mantenimiento de una enfriadora por absorción pueden llegar a ser hasta un 60% inferior a los costes de mantenimiento de una enfriadora eléctrica, que tiene un compresor eléctrico que requiere mayor mantenimiento.

El coste de inversión de la enfriadora por absorción es algo mayor que para la enfriadora eléctrica, en este caso en torno a 15.000 € más. Tomando en cuenta los consumos de electricidad, los consumos de agua, la diferencia de coste de inversión, y las diferencias de costes de mantenimiento (unos 6.000 € menos anualmente para la enfriadora por absorción), se calcula un retorno de la inversión de aproximadamente 1,6 años.

Los principales beneficios conseguidos con la enfriadora por absorción son:

- Ahorro de un 80% en consumo eléctrico (22.670 kWh).
- Retorno de la inversión estimado EN 1,6 años.

One of the main features worth noting is that the unit's solution pump is equipped with inverter technology, which provides precise regulation of the solution, improving efficiency while reducing the start-up time and energy consumption. The refrigerated output produced modulates between 20% and 100% (full load) depending on the demand for cooling.

The chiller is connected to the internet, and thanks to an app, it is possible for both Norma Doors and Kromschroeder - who is responsible for the maintenance and preventive control of potential faults - to view the operating parameters from a mobile or computer.

Technical data and results

The HVAC cooling demand at Norma Doors is covered by an HSA-66 model chiller from Shuangliang with a refrigerating capacity of 180 kW.

The maximum power design parameters shown above.

To calculate the energy saving, the alternative to the absorption chiller has to be considered, which in this case, would be an electric chiller with an output of 180 kW. With an EER of 3,5, which is standard for an electric unit, the output would be around 52 kW.

Taking the consumption over the summer period, in other words, the three months from 15 June to 15 September, an equivalent of 480 working hours per year is obtained. The difference in consumption between the electric and the absorption chiller is 22,670 kWh. This represents an annual saving of some €3,000 in electricity consumption alone.

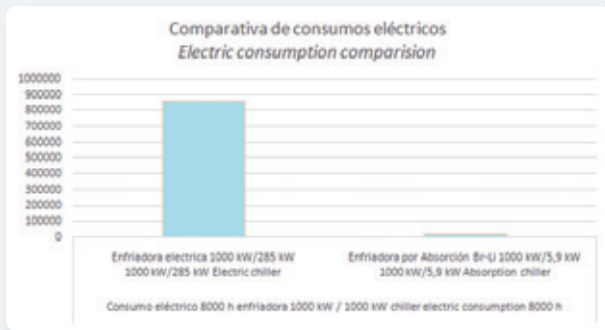
It is worth mentioning that the water flow moved by the cooling tower for the absorption chiller is greater than that of the electric chiller, however there is little difference in electricity consumption. When calculating the return on investment (ROI), it is also worth noting that the maintenance costs of an absorption chiller are almost 60% lower than the costs of its electric counterpart, whose electric compressor requires more maintenance.

The investment cost of the absorption chiller is somewhat higher than the electric chiller, in this case around €15,000 more. Taking into account electricity consumption, water consumption, the difference in investment cost, and the differences in maintenance costs (around €6,000 less every year for the absorption chiller), an ROI of approximately 1.6 years is calculated.

- Ahorro de 9 t de CO2 equivalente.
- Mantenimiento preventivo de coste reducido.

Datos clave del proyecto | Key project data

Industria: | **Industry:** Norma Doors - Fabricación de puertas | *Norma Doors - Door manufacture*
Fecha: | **Date:** Julio 2018 | *July 2018*
Aplicación: | **Application:** Climatización | *HVAC*
Capacidad total de enfriamiento: | **Total cooling capacity:** 180 kW
Fuente de calor residual: | **Residual heat source:** Agua caliente a 95 °C (ida) / 80 °C (retorno) | *Hot water at 95°C (out) / 80°C (in)*
Producción de agua fría (in/out): | **Cold water production (in/out):** 7 °C (ida) / 12 °C (retorno) | *7°C (out) / 12°C (in)*
Ahorro eléctrico: | **Electricity saving:** 22.670 kWh/año (3 meses de funcionamiento en verano) | *22,670 kWh/year (3 months of operation in summer)*
Reducción de emisión de CO2: | **Reduction in CO2 emissions:** 9 t/año | *9 t/year*



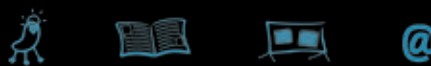
Comparativa de consumos eléctricos | Electricity consumption comparison

The main benefits achieved from the absorption chiller are:

- 80% saving in electricity consumption (22,670 kWh).
- Estimated ROI in 1.6 years.
- Saving 9 t of equivalent CO2.
- Reduced preventive maintenance costs.



Maxime Donnay
 Responsable de Venta Consultiva y Eficiencia Energética, Kromschroeder S.A.
 Head of Consultative Selling and Energy Efficiency, Kromschroeder S.A.



Servicios de publicidad

Diseño Maquetación Cartelería
Impresión Stand Ferias Web

Nos esforzamos día a día para dar a nuestros clientes la mayor agilidad y rapidez en su trabajo, le ofrecemos todos los pasos necesarios para la realización de su proyecto, facilitándole todos los servicios.

Trabajamos con usted en la realización de todo tipo de publicaciones, revistas, catálogos, memorias de empresa, trípticos, dípticos, manuales, libros, documentos internos, etc..., poniendo a su disposición nuestra experiencia y ajustando los tiempos según sus necesidades.

parpubli@parpubli.com
www.parpubli.com

Aeroterminia **Q-ton** *Air to Water*

El sistema *idóneo* para grandes demandas de **ACS**

Producción de ACS
hasta 90°C con
REFRIGERANTE



Comedor
nave Inditex
(La Coruña)

Hotel NH
Collection
Gran Vía
(Madrid)

Residencia
de
Estudiantes
(Almería)

Fábrica
Pikolin
(Zaragoza)

Edificio de
oficinas
Accenture
(Barcelona)

Club Med
Balaia
(Albufeira,
Portugal)



5 años ✓

Realizando proyectos
de referencia
en España
y Portugal

**Más de
100 unidades**

instaladas en **España y Portugal**
nos **avalan**

PROYECTO INDUS3ES. RECUPERACIÓN DE CALOR Y EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA EL SECTOR INDUSTRIAL

DIEZ ENTIDADES DE VARIOS PAÍSES EUROPEOS, ENTRE LAS QUE SE ENCUENTRAN LAS FIRMAS ESPAÑOLAS CIRCE, REPSOL, FERTINAGRO, AIGUASOL Y TECNALIA, PARTICIPAN EN EL PROYECTO EUROPEO INDUS3ES, QUE TIENE COMO PRINCIPAL OBJETIVO MEJORAR HASTA EN UN 25% LA EFICIENCIA DE LAS INDUSTRIAS DE ALTO CONSUMO ENERGÉTICO. CON UN PRESUPUESTO DE 3,86 M€, ESTA INICIATIVA DE I+D+I, FINANCIADA POR LA COMISIÓN EUROPEA, ESTÁ DESARROLLANDO UN INNOVADOR SISTEMA PARA RECUPERAR Y APROVECHAR CALOR RESIDUAL DE PROCESOS INDUSTRIALES, NORMALMENTE SIN NINGÚN USO ÚTIL, PERMITIENDO ASÍ A LAS INDUSTRIAS MEJORAR SU EFICIENCIA, COMPETITIVIDAD Y SOSTENIBILIDAD.

Las industrias de gran consumo energético generan grandes cantidades de calor residual a baja temperatura, que en gran parte son rechazadas, al tratarse de energía de baja utilidad. Las industrias con mayor potencial de recuperación de este calor residual son las refinerías y las instalaciones industriales dentro de seis importantes sectores: químico, petroquímico, hierro y acero, metales no ferreos, minerales no metálicos, celulosa y papel y bebidas. En general, reutilizar este calor residual de baja temperatura no es económico ni práctico con las tecnologías actuales.

Indus3Es pretende vencer estas barreras proporcionando una nueva solución que permita mejorar, no solo la competitividad de estas empresas, si no también avanzar hacia la descarbonización de la industria europea. Para ello desarrollará y demostrará un sistema innovador, adaptable, compacto y económicamente competitivo basado en la tecnología de Transformación de Calor mediante Absorción (AHT en inglés), que permita recuperar y revalorizar energía residual de baja temperatura (entre 70 °C y 110 °C), pudiendo ser, parte de ella, devuelta al proceso a una temperatura superior (entre 120 y 150 °C).

La consecución de los objetivos de Indus3Es permitirá ofrecer al mercado una solución competitiva y sostenible para reducir significativamente el uso de combustible en la industria. Este sistema tiene el potencial de ahorrar hasta un 20% del consumo de combustible y aumentar la eficiencia energética en un 25%, dependiendo de la industria.

El calor residual de la producción industrial europea tiene un valor potencial de hasta 4.250 M€ para el sector industrial europeo (con una eficiencia de proceso del 70%).

Demostración en tres industrias reales

Repsol, Fertinagro y Tüpras aportarán las plantas piloto beneficiarias del sistema desarrollado por Indus3Es, que será probado en condiciones reales de operación en Tüpras, una refinería petroquímica en Turquía.

A pesar de la existencia de muchas fuentes de calor residual a baja temperatura en una refinería, su cantidad y calidad pueden no ser apropiadas para ser utilizadas en el sistema AHT. Tüpras ha defi-



INDUS3ES PROJECT. HEAT RECOVERY AND ENERGY EFFICIENCY FOR THE INDUSTRIAL SECTOR

TEN ENTITIES FROM SEVERAL EUROPEAN COUNTRIES, INCLUDING SPAIN'S CIRCE, REPSOL, FERTINAGRO, AIGUASOL AND TECNALIA, ARE TAKING PART IN EUROPE'S INDUS3ES PROJECT WHOSE MAIN AIM IS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF HIGH ENERGY CONSUMPTION INDUSTRIES BY UP TO 25%. WITH A BUDGET OF €3.86M, THIS R&D+I INITIATIVE, FUNDED BY THE EUROPEAN COMMISSION, IS DEVELOPING AN INNOVATIVE SYSTEM TO RECOVER AND MAKE USE OF RESIDUAL HEAT FROM INDUSTRIAL PROCESSES, WHICH USUALLY SERVES NO USEFUL PURPOSE, THEREBY ALLOWING INDUSTRIES IMPROVE THEIR EFFICIENCY, COMPETITIVENESS AND SUSTAINABILITY.

High energy consumption industries generate large quantities of residual heat at a low temperature, which is generally wasted as it is considered to be useless energy. Industries with the greatest potential for recovering this residual heat are refineries and industrial installations in six key sectors: chemical, petrochemical, iron and steel, non-ferrous metals, non-metallic minerals, pulp & paper and beverages. Generally speaking, reutilising this low temperature residual heat is neither economic nor practical given current technologies.

Indus3Es aims to overcome these barriers by providing a new solution that not only improves the competitiveness of these companies, but also makes progress towards decarbonising European industry. The project sets out to develop and demonstrate an innovative, adaptable, compact and economically-competitive system based on Absorption Heat Transformer (AHT) technology, which recovers and reuses low temperature residual heat (between 70°C and 110°C), part of which can then be returned to the process at a higher temperature (between 120°C and 150°C).

By achieving its objectives, Indus3Es brings to the market a competitive and sustainable solution to significantly reduce the use of fuel in industry. This system has the potential to save up to 20% of fuel consumption and increase energy efficiency by 25%, depending on the industry.

The residual heat from Europe's industrial production has a potential value of €4.235bn for the European industrial sector (with a process efficiency of 70%).

Demo sites at three actual industries

Repsol, Fertinagro and Tüpras will host pilot plants that will benefit from the system developed by Indus3Es, to be tested under working conditions at Tüpras, a petrochemical refinery in Turkey.

Despite the existence of many sources of low temperature residual heat in a refinery, its quantity and quality are often unsuitable for use in AHT systems. Tüpras has defined five possible cases for their application, essentially using the steam emitted from the condensing line that is currently released into the atmosphere as a residual heat source.

This reutilised flow could be used to produce low pressure steam. For the demo site in Tüpras, one case has been selected in which this residual heat source will be used to increase the temperature of the boiler feed water entering the deaerator. For this, the main parameters of the operation have been analysed:

nido cinco posibles casos de aplicación, utilizando fundamentalmente como fuente de calor residual el vapor que sale de la línea de condensación, y que actualmente se libera a la atmósfera.

Esta corriente revalorizada se podría utilizar para producir vapor a baja presión. Para la demostración en Túpras se ha seleccionado un caso en que esta fuente de calor residual se utilizará para aumentar la temperatura del agua de alimentación a caldera que ingresa al desaireador. Para ello se han analizado los parámetros principales de operación como: temperatura, presión, caudal, potencia, etc. e identificado algunas opciones de diseño que aumenten el rendimiento de la aplicación. El objetivo es reducir la carga del intercambiador de calor ubicado antes del desaireador y aumentar la eficiencia del proceso.

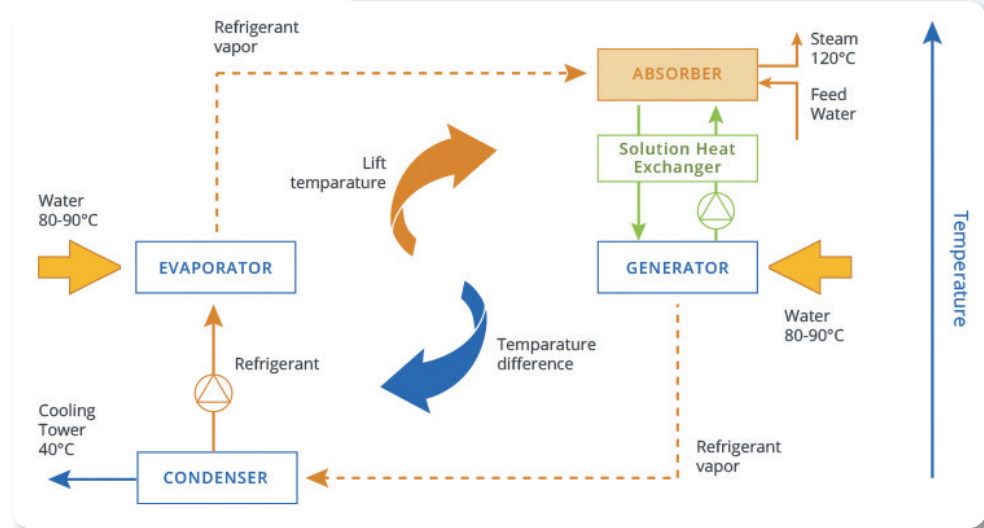
Repsol también ha identificado cinco casos posibles. En los casos 1 y 2, las corrientes corresponden a una unidad de destilación en bruto (CDU). Los casos 3 y 4 están relacionados con unidades de fraccionamiento y, por último, el caso 5 corresponde a una unidad de tratamiento de aguas residuales, específicamente a una columna de separación de agua ácida (unidad SWS).

En la CDU, el queroseno enviado al almacenamiento se enfría y el calor residual se libera a baja temperatura. Además, el flujo superior de baja presión y temperatura también se puede usar en el sistema AHT como calor residual. En la unidad de fraccionamiento, las corrientes que se envían al almacenamiento liberan el calor residual y las corrientes de mezcla de gases también se pueden usar en el sistema AHT. En el caso 5, el vapor que sale de la unidad SWS, es enfriado antes de enviarlo a las otras unidades del proceso, de modo que tiene potencial para ser usado en el sistema AHT. En todos los casos, el objetivo es utilizar el calor residual, utilizando la corriente revalorizada como fuente de calor para los calentadores de los procesos.

El consumo de vapor es muy común en la industria de los fertilizantes, en concreto para llevar a cabo la concentración final, activar reacciones endotérmicas y desarrollar procesos físicos que favorezcan la nucleación de sólidos. El vapor es suministrado por calderas, plantas de cogeneración o se produce en calderas de calor residual utilizando energía de amoníaco, ácido nítrico o ácido sulfúrico. El vapor generado en el proceso de producción debe reutilizarse, por lo que Fertinagro ha identificado posibles aplicaciones del sistema AHT, por ejemplo, utilizando vapor a baja presión para calentar el agua de alimentación de la caldera, luego el agua caliente obtenida también puede usarse para precalentar el gas de cola de la planta de ácido nítrico.

Estudio de posibles aplicaciones en distintas industrias

Una de las primeras actividades realizadas en el marco del proyecto Indus3Es fue el análisis de la capacidad de replicación de la tecnología AHT en diferentes procesos industriales, considerando los sectores de SPIRE (Industria de Procesos Sostenibles a través de la Eficiencia de los Recursos y la Energía) y externos a SPIRE (como papel y celulosa). Estos sectores se analizaron en profundidad, centrándose principalmente en cuestiones como los niveles de temperatura, capacidades y posibles fuentes de calor residual que puedan satisfacer los requisitos del sistema AHT. Los resultados mostraron



temperature, pressure, flow, output, etc., to identify design options that increase the efficiency of the application. The aim is to reduce the load of the heat exchanger located before the deaerator and increase the efficiency of the process.

Repsol has also identified five possible cases. In cases 1 and 2, the flows correspond to a crude distillation unit (CDU). Cases 3 and 4 relate to fractionating columns and case 5 corresponds to a waste water treatment unit, specifically a sour water stripping column (SWS unit).

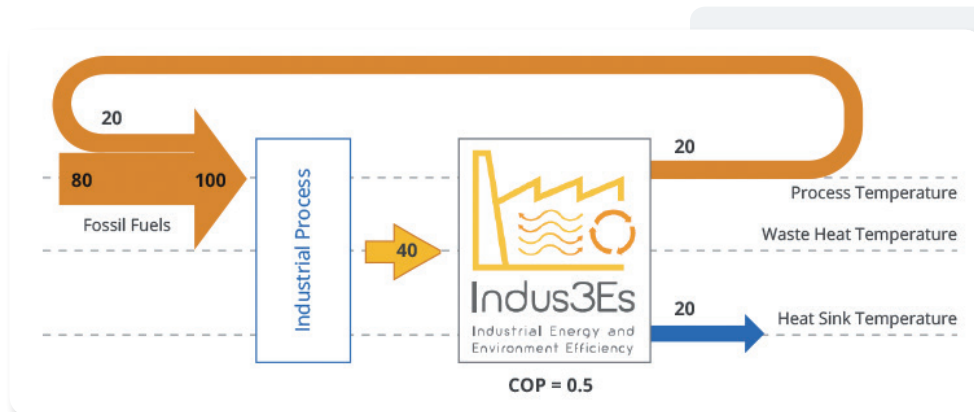
In the CDU, the kerosene sent to the storage tanks is cooled and the residual heat is released at low temperature. In addition, the increased flow at a low pressure and temperature can also be used in the AHT systems as residual heat. In the fractionating unit, the flows that are sent to the storage tanks release residual heat. The flows of gas mixtures can also be used in the AHT system. In case 5, the steam emitted by the SWS unit is cooled before sending it to other process units, meaning that it has the potential to be used in the AHT system. In every case, the aim is to utilise residual heat, using the reused flow as a heat source for process heaters.

Steam consumption is very common in the fertiliser industry, specifically to undertake the final concentration, activate endothermic reactions and develop physical processes that favour the nucleation of solids. Steam is supplied by boilers or CHP plants or is produced by residual heat boilers utilising energy from ammonia, nitric acid or sulphuric acid. The steam generated in the production process must be reutilised. Fertinagro has therefore identified possible applications for the AHT system, for example, utilising steam at low pressure to heat the boiler feed water. The hot water obtained can then be used to preheat the tail gas in the nitric acid plant.

Study of possible applications in different industries

One of the first activities undertaken within the Indus3Es project framework was to analyse the capacity to replicate AHT technology in different industrial processes, considering SPIRE (Sustainable Process Industries through Resource and Energy) and non-SPIRE sectors (such as pulp & paper). These sectors were analysed in depth, mainly focusing on issues such as temperature levels, capacities and possible sources of residual heat that could meet the requirements of the AHT system. The results showed that many industrial processes are suitable for the integration of this technology.

Sectors which are especially promising are: petrochemicals, pulp & paper and ceramics; following by water and non-



que muchos procesos industriales son adecuados para la integración de esta tecnología.

Los sectores más prometedores resultaron ser: petroquímico, celulosa y papel y cerámica; seguidos por sectores como: agua y materiales no-ferreos, donde puede integrarse en aplicaciones especiales. Los sectores de cemento y acero mostraron temperaturas demasiado altas para la integración del sistema AHT.

Desarrollo del prototipo AHT y ensayos a nivel de laboratorio

Tras dos años de ejecución, se han diseñado y fabricado cuatro nuevas configuraciones AHT para el prototipo, considerado dos diseños alternativos para la zona de operación de alta presión (absorbedor y evaporador) y la zona de baja presión (generador y condensador). Las cuatro configuraciones pueden alternarse de modo que se pueda comprobar cuál de ellas presenta la mejor eficiencia en función de las condiciones de operación. Esto da al proyecto la oportunidad de probar diferentes diseños y medir su impacto en condiciones reales de operación.

La fase de pruebas del prototipo ha permitido encontrar el diseño óptimo para la demostración escalada en tamaño que se instalará en Tüpras durante enero de 2019. Sobre la base de los requisitos especificados por los demostradores y las experiencias adquiridas en el banco de pruebas en la Universidad Técnica de Berlín, ha sido posible desarrollar una estrategia de control adecuada para la unidad AHT. Además, se está analizando un sistema innovador para la eliminación de gases no condensables, que presentará una clara ventaja frente a los sistemas actuales en términos de rendimiento.

Análisis del rendimiento de los materiales en ambientes altamente corrosivos

El fluido de trabajo utilizado en las tecnologías de absorción es habitualmente una solución acuosa de Bromuro de litio (LiBr). Este compuesto tiene las propiedades termofísicas necesarias para los sistemas AHT, pero bajo ciertas condiciones de operación causa corrosión en los materiales estructurales, lo que afecta a la vida útil de este tipo de sistemas. Tecnalia ha liderado un análisis de corrosión probando varios tipos de recubrimiento para evaluar no sólo su influencia en el rendimiento, sino también en su potencial térmico y de humectabilidad. Los recubrimientos a base de SiO₂ y epoxi han resultado los más apropiados para la mejora adicional de las propiedades de corrosión del material de los tubos de Cu para las tecnologías de absorción en general, y las AHT en particular.



ferrous sectors where it can be integrated into special applications. The cement and steel sectors have temperatures that were too high for integration into the AHT system.

Developing the AHT prototype and laboratory level testing

After two years, four new AHT configurations have been

designed and manufactured for the prototype. Two alternative designs have been considered for the high pressure area (absorber and evaporator) and the low pressure area (generator and condenser). The four configurations can be alternated in order to verify which offers the best efficiency depending on operating conditions. This gives the project the opportunity to test different designs and measure their impact under working conditions.

The prototype testing phase has allowed the optimal design to be found for the scaled demo to be installed in Tüpras in January 2019. Based on the requirements specified by the demo cases and the experiences achieved from the test rig at the Technical University of Berlin, it has been possible to develop an appropriate control strategy for the AHT unit. An innovative system is also being analysed to eliminate non-condensable gases that will provide a clear advantage over the current systems in terms of efficiency.

Analysis of materials performance in highly corrosive environments

The working fluid used in absorption technologies is usually an aqueous lithium bromide (LiBr) solution. This compound has the thermo-physical properties required by AHT systems however, under certain operating conditions, it causes corrosion to structural materials, thereby affecting the service life of this type of systems. Tecnalia has led a corrosion analysis, testing several types of coatings to evaluate not only their impact on efficiency, but also their thermal and wettability potential. SiO₂ and epoxy-based coatings were found to be the best suited to further improving the corrosive properties of the material used for the Cu tubing for the absorption technologies in general, and for the AHT in particular.

Cuando se trata de equipos eficientes para el sector Energético
Nosotros lo tenemos, ¡SEGURO!

Desde los motores síncronos o los de inducción, la electrónica para arranque y variación de velocidad, y los cuadros de fuerza y control, WEG puede suministrar cualquier equipo eléctrico que pueda necesitar, ¡SEGURO!

www.weg.net/es



AHORRAR ENERGÍA EN LA PRODUCCIÓN DE FRÍO INDUSTRIAL CON MOTORES ELÉCTRICOS DE MUY ALTA EFICIENCIA

MAFRESA, UNA DE LAS MAYORES EMPRESAS DE INDUSTRIALIZACIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL CERDO IBÉRICO DE EXTREMADURA, HA CONFIADO EN LAS SOLUCIONES ALTAMENTE EFICIENTES DE WEG, UTILIZANDO MOTORES DE IMANES PERMANENTES Y CONVERTIDORES PARA LA AMPLIACIÓN DE SUS INSTALACIONES FRIGORÍFICAS EN SU CENTRO DE PROCESAMIENTO DE EMBUTIDOS, PALETAS Y JAMONES DE CERDO IBÉRICO DE FRENEGAL DE LA SIERRA (BADAJOZ). SE PREVÉ QUE LA PRODUCTORA DE IBÉRICOS AHORRE ANUALMENTE ALREDEDOR DE 27.000 € EN COSTES DE ENERGÍA PARA LA PRODUCCIÓN DE FRÍO.

Para las empresas consumidoras de frío industrial es crucial que sus equipos de producción de frío trabajen con una eficiencia máxima, es decir con un COP totalmente óptimo. En la industria alimentaria, el peso del frío en la factura de electricidad puede superar el 80% del total. Por ello, el objetivo principal a la hora de suministrar equipos para las nuevas instalaciones frigoríficas de Mafresa, fue elegir soluciones que fueran capaces de satisfacer toda la demanda de frío de todos los servicios, pero con el menor consumo posible de kWh.

Initum EFJ Asesores, distribuidor de WEG en Extremadura, recomendó al instalador frigorista de Mafresa, Jacinto Redondo S.L., la utilización de cinco motores eléctricos W22 Magnet IE4 para los compresores de la nueva central de frío de las instalaciones de Mafresa. Los motores eléctricos W22Magnet IE4 son idóneos para estos requisitos ya que se distinguen por su alta eficiencia, por constante en todo el rango de velocidad y costes de mantenimiento reducidos. Además, mejoran la sostenibilidad, aumentan la productividad y alargan la vida útil de todos los equipos.

La solución W22 Magnet IE4 con convertidores CFW11PM para los compresores de 160 kW y 75 kW, y variadores WEG CFW700 de 11 kW y 22 kW para las bombas de los circuitos primario y secundario, permiten que el sistema produzca 2.000 kW de potencia frigorífica instantánea. La solución de WEG permite alcanzar la máxima eficiencia del sistema con una ratio COP 4 (para el caso de enfriamiento de agua) y hasta incluso 8 para el caso de calentamiento de



SAVING ENERGY IN INDUSTRIAL COOLING PRODUCTION WITH VERY HIGH EFFICIENCY ELECTRIC MOTORS

MAFRESA, ONE OF THE LARGEST COMPANIES DEDICATED TO THE INDUSTRIALISATION OF PRODUCTS DERIVING FROM IBERIAN PORK FROM EXTREMADURA HAS OPTED FOR HIGHLY EFFICIENT SOLUTIONS FROM WEG, USING PERMANENT MAGNET MOTORS AND INVERTERS TO EXPAND THE REFRIGERATED INSTALLATIONS AT ITS PROCESSING CENTRES FOR IBERIAN PORK SAUSAGES AND HAMS IN FRENEGAL DE LA SIERRA (BADAJOZ). ESTIMATES SHOW THAT THIS PRODUCER OF IBERIAN PORK PRODUCTS WILL SAVE AROUND €27 BILLION EVERY YEAR IN ENERGY COSTS FOR COLD PRODUCTION.



For large consumers of industrial cooling, it is crucial that their cold production units work at maximum efficiency, in other words, at a completely optimal COP. In the food industry, cooling can account for more than 80% of the total electricity bill. The main objective for Mafresa when deciding on the equipment for the new refrigerated installations was to choose solutions that were able to meet the entire demand for cooling of every service, but with the lowest possible consumption of kWh.

WEG distributor in Extremadura, Initum EFJ Asesores, recommended that Mafresa's refrigeration installer, Jacinto Redondo S.L., use five W22 Magnet IE4 electric motors for the compressors of the new cooling plant at the Mafresa installations. The W22 Magnet IE4 electric motors are ideal for such requirements given their high efficiency, constant torque at all speeds and reduced maintenance costs which improve sustainability, increase productivity and prolong the service life of all the equipment.

The W22 Magnet IE4 solution with CFW11PM inverters for the 160 kW and 75 kW compressors, together with 11 kW and 22 kW WEG CFW700 VSDs for the heat pumps on the primary and secondary circuits, allow the system to produce 2,000 kW of instant cooling output. The WEG solution can achieve maximum system efficiency with a COP ratio of 4 (in the case of water cooling) and even 8 for heating water, guaranteeing force, torque, performance and above all, efficiency.

agua, garantizando la fuerza, el par, el rendimiento y sobre todo la eficiencia. Todo ello permite a Mafresa optimizar su consumo energético, porque asegura el funcionamiento óptimo del compresor en términos energéticos.

Para especificar esta solución de WEG, Initum EFJ Asesores realizó un estudio técnico que el instalador frigorista, Jacinto Redondo SL, presentó a Mafresa antes de la adjudicación del proyecto. Con este documento, WEG y su distribuidor no solo ofrecían una solución totalmente diferente e innovadora, sino que suministraban un servicio añadido, mostrando interés por el futuro del cliente final y su eficiencia energética.



La eficiencia energética era clave en este proyecto y los datos del estudio resultaron reveladores. Por ello, instalar un sistema tradicional de motor abierto de jaula de ardilla con variador no era la mejor opción, porque se estimaba que la solución WMagnet proporcionaría un ahorro energético de entre el 14% y el 20%. Además, el sistema de monitorización instalado permite a Mafresa comprobar todas las estimaciones, a la vez que controlar los sistemas de manera rigurosa.

El estudio estimó un ahorro anual de 27.400 € en costes de energía al utilizar los cuatro motores W22 Magnet con convertidores CFW11PM para los compresores de 160 kW. Con un funcionamiento de 5.840 horas al año, cada unidad WMagnet de 160 kW más convertidor CFW11PM funcionando entre 1.000 rpm y 3.600 rpm ahorra 6.850 €. Estos datos significan que la inversión habrá sido amortizada en aproximadamente un año y medio.

Las nuevas instalaciones de Mafresa también albergan un quinto motor W22Magnet IE4 con convertidor CFW11 para otro compresor de 75 kW empleado para aprovechar el calor residual de la condensación, transfiriéndolo al sistema de ACS, llegando en este caso a un COP de casi 8 puntos.

Una vez Mafresa adjudicó el proyecto con la solución WMagnet, Initum EFJ Asesores y los técnicos de WEG continuaron la cooperación con Jacinto Redondo S.L. para que la instalación de todos los componentes de la solución se ejecutara de manera sencilla, rápida y eficaz. Los técnicos de WEG se encargaron de poner en funcionamiento, y de la regulación minuciosa y progresiva, de los motores de imanes permanentes.

Además, Initum EFJ Asesores también ha suministrado a este proyecto interruptores de bastidor abierto de WEG para el cuadro general, y diversos cuadros del fabricante Autrial (grupo WEG) como por ejemplo un cuadro de control de motores de 12 m de longitud para la central de frío, un cuadro de control con 11 variadores WEG CFW700 de 11 kW, un cuadro de control de motores con dos variadores WEG CFW700 de 22 kW y 22 variadores WEG CFW700 para reconversión de cámaras autónomas.

Toda la solución de WEG para las nuevas instalaciones cámaras frigoríficas de Mafresa ha sido diseñada según la normativa europea de Ecodiseño (Directiva 2005/32/CE) relativa al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables al conjunto de productos que utilizan energía.

All this allows Mafresa to optimise its energy consumption, as the solution guarantees the optimal operation of the compressor in energy terms.

To specify this solution from WEG, Initum EFJ Asesores undertook a technical study that was presented to Mafresa by refrigeration installer, Jacinto Redondo S.L., before awarding the project. This document showed that WEG and its distributor were not

only offering a completely different and innovative solution but also an added service, clearly interested in the future of the end client and their energy efficiency.

Energy efficiency was key to this project and the study data was revealing. It showed that the installation of a traditional system of an open squirrel cage motor with a variable speed drive was not the best option, estimating that the WMagnet solution would achieve an energy saving of between 14% and 20%. In addition, the monitoring system installed allows Mafresa to verify all the estimates while performing a strict control of the systems.

The study estimates an annual saving of €27.4bn in energy costs by using the four W22 Magnet motors with CFW11PM inverters for the 160 kW compressors. Operating 5,840 hours per year, each 160 kW WMagnet unit together with the CFW11PM inverter working at between 1,000 rpm and 3,600 rpm, saves €6,850. These figures mean that the investment would be amortised in approximately 1.5 years.

The new Mafresa installations also house a fifth W22 Magnet IE4 motor with a CFW11 inverter for another 75 kW compressor. This is used to make use of residual heat from condensation, transferring it to the DHW system thus achieving a COP of almost 8 points.

Once Mafresa had awarded the project with the WMagnet solution, Initum EFJ Asesores and WEG technicians continued to cooperate with Jacinto Redondo S.L. to ensure the easy, quick and efficient installation of all the solution components. WEG technicians were responsible for putting the permanent magnet motors into operation and for their thorough and progressive regulation.

Initum EFJ Asesores has also supplied the following equipment for this project: WEG air circuit breakers for the general switchboard; a range of control panels from manufacturer Autrial (WEG Group) including a 12 metre-long motor control unit for the cooling plant, a control unit with 11 WEG CFW700 VSDs of 11 kW, a motor control panel with two WEG 22 kW CFW700 VSDs and 22 WEG CFW700 VSDs to convert independent chambers.

The entire solution from WEG for the new refrigerated chambers at Mafresa has been designed in line with the Ecodesign European Regulation (Directive 2005/32/EC) that establishes a framework for the setting of eco-design requirements for energy-related products.

SOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA 4.0 PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE MOTORES ELÉCTRICOS

CON EL NOMBRE DE WEG MOTOR SCAN, LA SOLUCIÓN RECIENTEMENTE LANZADA POR WEG ES UN DISPOSITIVO QUE PERMITE LA SUPERVISIÓN PERIÓDICA DE MOTORES ELÉCTRICOS. PROYECTADO PRINCIPALMENTE PARA FINES DE MANTENIMIENTO, EL NUEVO DISPOSITIVO PUEDE CONTROLAR EL FUNCIONAMIENTO DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS INSTALADOS EN UNA APLICACIÓN PARA GARANTIZAR LA DISPONIBILIDAD DEL PROCESO, EVITAR TIEMPOS DE INACTIVIDAD Y AUMENTAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.

Las ventajas ofrecidas por un mantenimiento predictivo de calidad son muy apreciadas en la industria. Esta técnica de mantenimiento está basada en el seguimiento del comportamiento de componentes, así como en el diagnóstico anticipado de posibles fallos, a través del análisis de datos recogidos por medio de monitorización o inspecciones en campo.

En la mayoría de las instalaciones, el esfuerzo de los equipos de mantenimiento se suele concentrar en etapas críticas del proceso de fabricación, como es el caso de las que implican grandes máquinas, obviando a veces pequeños equipos y aplicaciones que pueden causar daños de relevancia. Debido a este factor, la verificación de pequeñas máquinas durante el mantenimiento en campo, o incluso la instalación de sensores tradicionales para monitorización permanente, representan costes innecesarios, lo que inevitablemente abre oportunidades a nuevas tecnologías.

Con el objetivo de atender las demandas de mantenimiento predictivo de máquinas eléctricas, hasta entonces poco inspeccionadas, WEG ha desarrollado una solución de monitorización de bajo coste. Esencialmente, se trata de un ecosistema que promueve el intercambio de información, formado por un sensor, un *software* para dispositivos inteligentes y un portal, que interactúan sin necesidad de intervención humana, totalmente conectados vía web, típico de las soluciones de Industria 4.0.

Su funcionamiento básico es permitir a los usuarios controlar el funcionamiento del motor a través de un dispositivo inteligente (App disponible para Android e iOS) y una plataforma web (WEG

INDUSTRY 4.0 SOLUTION FOR THE PREDICTIVE MAINTENANCE OF ELECTRIC MOTORS

THE WEG MOTOR SCAN, THE SOLUTION RECENTLY LAUNCHED BY WEG, IS A DEVICE THAT ENABLES THE REGULAR MONITORING OF ELECTRIC MOTORS. MAINLY DESIGNED FOR MAINTENANCE PURPOSES, THE NEW DEVICE CAN CONTROL THE PERFORMANCE OF ELECTRIC MOTORS VIA AN APP TO GUARANTEE THE AVAILABILITY OF THE PROCESS, AVOID DOWNTIME AND INCREASE ENERGY EFFICIENCY.

Quality, predictive maintenance offers many advantages that are greatly appreciated by industry. This maintenance technique consists of checking how components perform, as well as the early diagnosis of possible shutdowns, through the analysis of data collected by means of monitoring or field inspections.

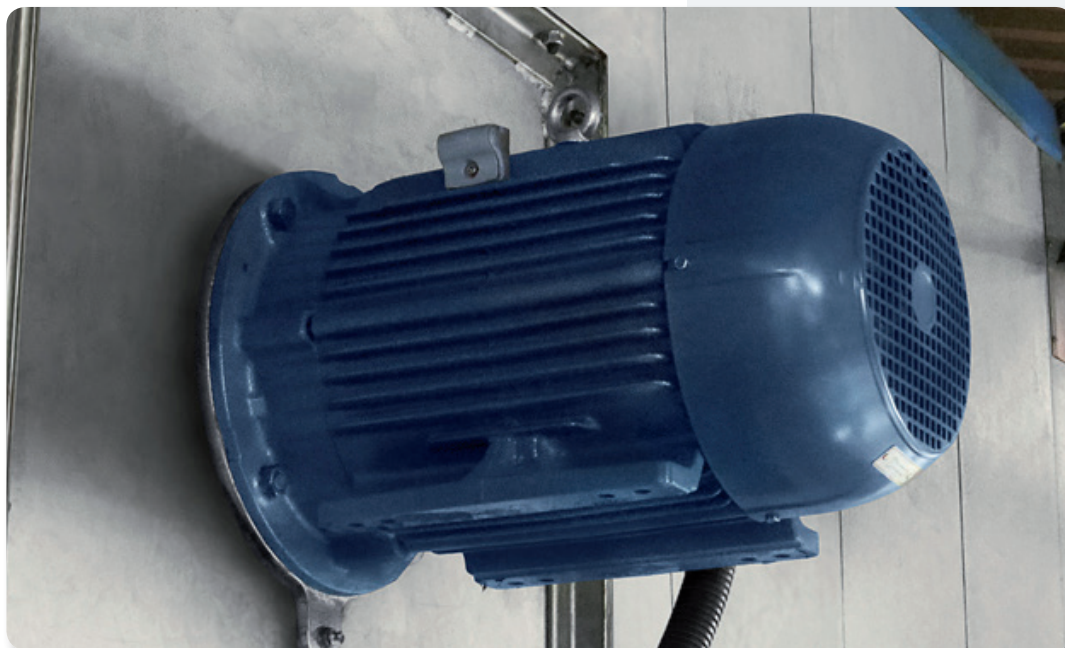
In most installations, the efforts of the maintenance teams are usually concentrated on the critical stages of the manufacturing process, which cover large machines, at times overlooking small units and applications that could cause low impact damage. Due to this factor, the verification of small machines while performing field maintenance, or even the installation of traditional sensors for permanent monitoring, represent unnecessary costs. This inevitably paves the way for new technological opportunities.

With the aim of meeting the predictive maintenance demands of electric motors, hitherto infrequently inspected, WEG has developed a cost-effective monitoring solution. This is essentially an ecosystem that allows the exchange of information, comprising a sensor, software for smart devices and a web portal, which interact with no need for human intervention. As with other Industry 4.0 solutions, it is fully connected via the web.

Its basic operation allows users to control the operation of the motor by means of a smart device (app available for Android and iOS) and a web platform (WEG IoT Platform). Based on

the data gathered and then sent to the cloud, faster and more assertive decisions can be taken, particularly in cases of predictive maintenance, thereby ensuring higher efficiency and an extended service life.

It is also possible to configure the sensor to activate alerts based on the gathered and stored data and, with the aim of facilitating the supervision of several motors in one specific factory, it is possible to control every



IoT Platform). Basándose en los datos recopilados y luego enviados a la nube, se pueden tomar decisiones más rápidas y precisas, especialmente en casos de mantenimiento predictivo, lo que garantiza una mayor eficiencia y una mayor vida útil del motor.

Además existe la posibilidad de configurar el sensor para activar alertas basadas en datos recopilados y almacenados y, con el fin de facilitar la supervisión de varios motores en una determinada fábrica, es posible controlar todos los motores equipados con Motor Scan en la misma pantalla de la WEG IoT Platform. Entre otros beneficios que ofrece esta solución está la optimización de la rutina de mantenimiento, la reducción de las piezas de repuesto, el aumento del tiempo de vida del motor eléctrico y la mejora de la eficiencia energética.

Caso de éxito en el Centro de fabricación I y II en Jaraguá do Sul

WEG supervisa motores en diversas aplicaciones, en dos de sus plantas, a través del WEG Motor Scan: extractores, cintas transportadoras, chorreados de arena, ventiladores, compresores y bombas hidráulicas.

En un caso reciente, el WEG Motor Scan emitió una alerta programada al equipo de mantenimiento, referente a una anomalía. En el Centro de Fabricación IV existen cuatro unidades de recirculación de aire, idénticas, y la unidad 3 presentó una vibración elevada. Con la oportunidad de programar la intervención, el equipo de mantenimiento identificó un fallo en la fijación de la máquina. Después de la acción correctiva, los niveles de vibración volvieron a lo normal y, debido a la acción anticipada, la fábrica no sufrió interrupciones inesperadas.

El WEG Motor Scan se mostró robusto, incluso cuando fue instalado en máquinas que están expuestas a la intemperie y en procesos con residuos suspendidos, debido a su concepción constructiva y al método de fijación, características que lo convierten en un dispositivo resistente. En el Centro de fabricación I, WEG supervisa motores conectados a sistemas de extracción de aire que están a la intemperie, así como algunas operaciones de la planta metalúrgica, donde motores y sensores están expuestos a los residuos de los moldes de fundición.

La percepción del equipo de mantenimiento WEG es positiva: la experiencia con la aplicación del WEG Motor Scan mostró que el sensor es de fácil instalación y las posibilidades de análisis de comportamientos del motor estimulan el compromiso de todos los usuarios implicados (mantenedores, técnicos y jefes) con el mantenimiento predictivo y despierta el interés por equipamientos que antes eran recordados solamente tras fallar. Sensores como el WEG Motor Scan, autónomos y de bajo coste, marcan la tendencia de buscar mayor fiabilidad y eficiencia en los procesos.

Totalmente fabricado por WEG bajo marca registrada, WEG Motor Scan posee certificación para uso en Brasil, EE.UU., Canadá, Australia, Sudáfrica, Europa así como en otros países.



motor equipped with WEG Motor Scan from the same screen on the WEG IoT Platform. The other benefits offered by this solution include optimising routine maintenance tasks, fewer spare parts, an increase in the service life of the electric motor and improved energy efficiency.

Success story at the Jaraguá do Sul Manufacturing Site I and II

WEG monitors motors in a range of applications at two of its plants using the WEG Motor Scan: extractors, conveyor belts, sandblasters, fans, compressors and hydraulic pumps.

In a recent case, the WEG Motor Scan issued a programmed alert to the maintenance team regarding an anomaly. Manufacturing Department IV has four identical air circulation machines, the third of which presented a high level of vibration. Thanks to this programmed alert, the maintenance team were able to identify a fault in the machine mounting. Having taken corrective action, the vibration levels returned to normal, avoiding an unexpected factory shutdown thanks to this predictive approach.

WEG Motor Scan has proven to be robust, even when applied to machines that are exposed to the weather and in processes that produce suspended particulate matter. This is due to its constructive design and fixing method - features which make it a tough component. At the Manufacturing Site I, WEG monitors motors connected to outdoor exhaust systems as well as some operations at the foundry plant, where motors and sensors are exposed to waste products from the casting moulds.

The feedback from the WEG maintenance team is positive. Its experience with the WEG Motor Scan application has demonstrated that the sensor is easy to install and the possibilities of motor performance analysis stimulate the commitment of all the users (maintenance personnel, technicians and supervisors) involved in predictive maintenance, drawing attention to equipment that only used to be recorded after the event. Independent and cost-effective sensors such as WEG Motor Scan are evidence of greater process reliability and efficiency.

Fully manufactured by WEG under a registered trademark, WEG Motor Scan is certified for use in Brazil, the US, Canada, Australia, South Africa and Europe, among other countries.

EL MERCADO MUNDIAL DE TURBINAS DE GAS ALCANZARÁ UN VALOR DE 6.830 M\$ EN 2022

EL MERCADO GLOBAL TOTAL DE TURBINAS DE GAS REGISTRÓ UN VALOR DE 9.240 M\$ EN 2017 Y SE PREVÉ QUE ALCANCE LOS 6.830 M\$ EN 2022, DISMINUYENDO CON UNA TASA DE CRECIMIENTO ANUAL COMPUESTA (CAGR) NEGATIVA DEL 7,7% ENTRE 2018 Y 2022, SEGÚN GLOBALDATA. AL COMPARAR EL VALOR DEL MERCADO TOTAL PARA EL PERÍODO DE CINCO AÑOS COMPREN-DIDO ENTRE 2013 Y 2017, 52.390 M\$, Y LA ESTIMACIÓN PARA EL PERÍODO 2018-2022, 37.970 M\$, DISMINUYE CON UNA CAGR NEGATIVA DEL 0,7%.

El último informe de la compañía revela que la desaceleración del mercado se debe principalmente a la creciente influencia de las tecnologías de energía renovable y la volatilidad de los mercados de precios al contado del gas. Sin embargo, se espera que la creciente influencia de las economías en desarrollo en el mercado energético mundial, impulse a la región Asia-Pacífico (APAC) a superar a Europa, Oriente Medio y África (región EMEA) como líder del mercado en 2022. Se proyecta que el mercado de la región APAC crezca con una CAGR del 3,95% entre 2018 y 2022.

En términos de volumen, el mercado registró un valor de 41,24 GW en 2017 y se proyecta que alcance los 32,74 GW en 2022. Se estima que la mayor parte de los ingresos del mercado provengan de EE.UU. y China, junto con otras economías emergentes en Oriente Medio, África y Asia. La capacidad adicional de centrales eléctricas para satisfacer la demanda de electricidad, los estrictos estándares de emisiones y los recientes descubrimientos de gas de esquisto en todo el mundo, son los principales factores con un impacto positivo en el mercado de turbinas de gas.

La región EMEA lideró el mercado de turbinas de gas en 2017, registrando 3.880 M\$, seguida por las regiones de América y APAC con aproximadamente 2.890 M\$ y 2.460 M\$, respectivamente. Sin embargo, se proyecta que la región APAC lidere el mercado de turbinas de gas al final del período de pronóstico, alcanzando los 2.690 M\$ en 2022.

La región de las Américas, que en 2017 se colocó en segundo lugar con un registro de 2.890 M\$, se proyecta que alcance 1.560 M\$ en 2022. En términos de volumen de mercado por capacidad, registró 13,88 GW en 2017 y se prevé que alcance 7,51 GW en 2022.

Se estima que el mercado de turbinas de gas de la región EMEA registrará una tendencia a la baja en el período de pronóstico y alcanzará un valor de 2.570 M\$ en 2022. En cuanto al volumen del mercado por capacidad, se estima que el mercado de turbinas de gas en esta región caerá de 16,26 GW en 2017 a 12,25 GW para 2022.

A nivel mundial, el segmento de potencia igual o superior a 200 MW lideró el mercado con 26,64 GW de potencia instalada en 2017 y se espera que sea testigo de una demanda máxima durante el período de pronóstico para llegar a 17,33 GW en 2022, principalmente debido a su idoneidad para las centrales de ciclo combinado. En 2012, el valor de mercado del segmento 1-30 MW fue de 277,9 M\$, mientras que los segmentos 30-120 MW, 120-200 MW y 200 MW en adelante, contribuyeron con 3.390 M\$, 3.900 M\$ y 3.170 M\$, respectivamente. En 2017, el valor de mercado del segmento de 1-30 MW se estimó en 388,97 M\$, mientras que los segmentos de 30-120 MW, 120-200 MW y 200 MW en adelante, contribuyeron con 1.590 M\$,

GLOBAL GAS TURBINE MARKET EXPECTED TO REACH US\$6.83BN BY 2022

THE TOTAL GLOBAL GAS TURBINE MARKET REGISTERED US\$9.24BN IN 2017 AND IS PROJECTED TO REACH US\$6.83BN IN 2022, DECLINING WITH A NEGATIVE COMPOUND ANNUAL GROWTH RATE (CAGR) OF 7.7% BETWEEN 2018 AND 2022, ACCORDING TO GLOBALDATA. WHEN COMPARING THE TOTAL MARKET VALUE FOR THE 5 YEAR PERIOD 2013 TO 2017 OF US\$52.39BN AND THE ESTIMATE FOR 2018 TO 2022 OF US\$37.97BN, THE CAGR DECLINE IS 0.7%.

The company's latest report reveals that the slowdown in the market is mainly attributed to the growing influence of renewable energy technologies and volatility in gas spot price markets. However, the growing influence of developing economies in the global energy market is expected to propel the Asia-Pacific (APAC) region to overtake Europe, Middle East and Africa (EMEA) as a market leader in 2022. The APAC market is projected to grow with a CAGR of 3.95% between 2018 and 2022.

In terms of volume, the market witnessed 41.24 GW in 2017 and is projected to reach 32.74 GW in 2022. Most of the market revenue is estimated to come from the US and China, along with other emerging economies in the Middle East, Africa and Asia. Factors such as additional power plant capacity to meet electricity demand, stringent emissions standards and recent shale gas discoveries across the globe are the major factors with a positive impact on the gas turbine market.

The EMEA region led the gas turbine market in 2017 registering US\$3.88bn, followed by the Americas and APAC regions with approximately US\$2.89bn and US\$2.46bn, respectively. However, APAC is projected to lead the gas turbine market at the end of the forecast period, reaching US\$2.69bn in 2022.

The Americas region ranked second, registering US\$2.89bn in 2017 and is projected to reach US\$1.56bn in 2022. In terms of market volume by capacity, it registered 13.88 GW in 2017 and is projected to reach 7.51 GW in 2022.

The EMEA gas turbine market is estimated to register a downward trend in the forecast period and reach US\$2.57bn in 2022. As regards market volume by capacity, the EMEA gas turbine market is estimated to drop from 16.26 GW in 2017 to 12.25 GW by 2022.

Globally, the 200 MW and above capacity segment led the market with 26.64 GW of installed capacity in 2017 and is expected to witness a maximum demand from the segment through the forecast period to reach 17.33 GW in 2022, primarily due to its suitability in combined-cycle gas turbine (CCGT) plants. In 2012, the market value for the 1-30 MW segment

was US\$277.90m, while 30-120 MW, 120-200 MW and 200 MW and above segments contributed US\$3.39bn, US\$3.90bn and US\$3.17bn, respectively. In 2017, the market value for the 1-30 MW segment was estimated at US\$388.97m, while the 30-120 MW, 120-200 MW and 200 MW and



En colaboración con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de Egipto, Siemens y sus socios de consorcio, Orascom Construction y Elsewedy Electric, anunciaron el 24 de julio de 2018 la finalización del Megaproyecto de Egipto en un tiempo récord. Las centrales de ciclo combinado en Beni Suef, Burullus y New Capital agregarán un total de 14,4 GW de capacidad de generación de energía a la red nacional egipcia. In collaboration with the Egyptian Ministry of Electricity and Renewable Energy, Siemens and its consortium partners, Orascom Construction and Elsewedy Electric, announced on 24 July 2018 the completion of the Egypt Megaproject in record time. The combined-cycle power plants at Beni Suef, Burullus and New Capital will add a total of 14.4 GW of power generation capacity to Egypt's national grid.

1.920 M\$ y 5.320 M\$ respectivamente. Durante 2017, compañías como GE Power, Siemens y Mitsubishi Hitachi Power Systems, fueron los principales proveedores mundiales de turbinas de gas con cuotas de mercado del 43%, 32% y 11%, respectivamente.

La región EMEA dominará el mercado durante el periodo de pronóstico

Se anticipa que la región EMEA será el mercado más grande para las turbinas de gas con una potencia agregada de 62,71 GW entre 2018 y 2022. El crecimiento de las turbinas de gas en esta región está impulsado en gran medida por las inversiones en el sector de generación de energía y las crecientes preocupaciones ambientales. En esta región, los países están experimentando una creciente demanda de electricidad y dependen en gran medida de la generación de energía a partir de carbón, petróleo o gas para satisfacer su demanda de electricidad.

Se espera que la región APAC sea el segundo mercado más grande para las turbinas de gas en el periodo de pronóstico, con una capacidad instalada acumulada estimada de aproximadamente 59,30 GW entre 2018 y 2022. El mercado estaba valorado en 2.460 M\$ en 2017 y se estima que alcance los 2.659 M\$ en 2022. En términos de volumen de mercado por capacidad, la región fue testigo de 11,09 GW en 2017 y se proyecta que crezca y alcance 12,97 GW para 2022.

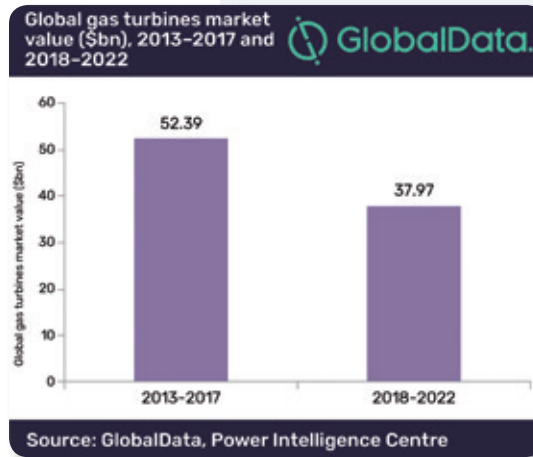
Se estima que América es el tercer mayor mercado de turbinas de gas en el periodo de pronóstico. Se prevé que el mercado de turbinas de gas tenga alcance una potencia agregada de 53,98 GW entre 2018 y 2022. Debido a las inversiones en centrales de ciclo combinado y en el sector de generación de energía, se estima que el mercado alcanzará un valor de 1.560 M\$ en 2022.

Impulsores de mercado

El calentamiento global y otros efectos ambientales dañinos se han convertido en una alta prioridad para las economías en los últimos años. Estas preocupaciones han llevado a muchos países como EE.UU., India, los estados miembros de la UE y China a adoptar estándares de emisiones estrictos, lo que fomenta el uso de fuentes más limpias de generación de energía. En este escenario, se espera que el gas natural sea un fuerte competidor para el carbón. Las tendencias emergentes, como el mayor enfoque en el avance de las turbinas de gas para aumentar la eficiencia y el desarrollo de materiales de alta temperatura para turbinas, tienen un impacto directo en la dinámica de la industria de las turbinas de gas.

La generación de energía con gas ofrece capacidades de respaldo a la generación basada en carbón, con el beneficio adicional de las bajas emisiones, lo que permite a las naciones cumplir sus compromisos ambientales sin desestabilizar el crecimiento de su desarrollo. China, la nación dominante dentro de la región, ha priorizado tecnologías más limpias como el gas y las energías renovables para apoyar su crecimiento económico. El sudeste asiático, una región con elevada población y crecimiento económico, también se espera que impulse la demanda de turbinas de gas.

A largo plazo, se espera que las turbinas de gas sean una fuente importante de generación de energía. La transición hacia economías con bajas emisiones de carbono, la eliminación gradual del carbón, el uso restringido de la tecnología nuclear, los estrictos estándares de emisiones, el establecimiento de una infraestructura sólida y el aumento del apoyo a las energías renovables, ayudarán a impulsar el mercado de las turbinas de gas.



above segments contributed US\$1.59bn, US\$1.92bn and US\$5.32bn, respectively. During 2017, companies such as GE Power, Siemens AG and Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. were the major global suppliers of gas turbines with shares of 43%, 32% and 11%, respectively.

EMEA to dominate market during the forecast period

EMEA is anticipated to be the largest market for gas turbines with an aggregate capacity

of 62.71 GW between 2018 and 2022. The growth of gas turbines in this region is largely driven by investments in the power generation sector and increasing environmental concerns. In the EMEA region, countries are experiencing increasing electricity demand and are heavily reliant upon coal, oil, or gas power generation in order to meet their electricity needs.

APAC is expected to be the second-largest market for gas turbines in the forecast period with an estimated cumulative installed capacity of approximately 59.30 GW between 2018 and 2022. The market was valued at US\$2.46bn in 2017 and is estimated to reach US\$2.69bn in 2022. In terms of market volume by capacity segment, the region witnessed 11.09 GW in 2017 and is projected to grow and reach 12.97 GW by 2022.

The Americas is estimated to be the third-largest gas turbine market in the forecast period. The market for gas turbines is expected to have an aggregate capacity of 53.98 GW between 2018 and 2022. Due to the investments in combined-cycle power plants (CCPPs) and investments in the power generation sector in the region, the market is estimated to reach US\$1.56bn by 2022.

Market drivers

Global warming and other harmful environmental effects have become a high priority for economies in recent years. These concerns have led many countries like the US, India, EU member states and China to adopt stringent emissions standards, thereby encouraging the use of cleaner sources of power generation. In this scenario, natural gas is expected to be a strong competitor for coal. Emerging trends such as increasing focus on gas turbine advancement, in order to raise efficiency, and development of high temperature materials for turbines, directly impact on the dynamics of the gas turbine industry.

Gas power generation offers the back-up capabilities of coal-based generation, with the added benefit of low emissions, allowing nations to achieve their environmental commitments without destabilising their burgeoning development growth. China, the dominant nation within the region, has prioritised cleaner technologies such as gas and renewables to support its economic growth. Southeast Asia, a region with a high population and economic growth is also expected to drive the demand for gas turbines.

In the long run, gas turbines are expected to be an important source of power generation. The transition towards low carbon economies, the phasing out of coal, restricted use of nuclear technology, stringent emissions standards, the establishment of robust infrastructure and ramping up support for renewables, will all help to drive the gas turbines market.

ENERGÍA DISTRIBUIDA INNOVADORA Y EFICIENTE

INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INTERNACIONALIZACIÓN DEFINEN EL MODELO DE NEGOCIO DE GENESAL ENERGY, GRUPO EMPRESARIAL CON SEDE EN GALICIA DEDICADO A LA ENERGÍA DISTRIBUIDA, QUE EN APENAS 25 AÑOS SE HA CONVERTIDO EN REFERENTE DEL SECTOR. FABRICACIÓN, TRANSPORTE Y SUMINISTRO DE EQUIPOS, FORMAN EL NÚCLEO DE SU ACTIVIDAD, A LO QUE SE AÑADEN: INSTALACIÓN LLAVE EN MANO, MANTENIMIENTO Y DISEÑO PERSONALIZADO DE ACUERDO CON LAS NECESIDADES REALES DEL CLIENTE. TANTO SUS EQUIPOS ESTÁNDAR, COMO LOS PERSONALIZADOS, ESTÁN PREPARADOS PARA SUPERAR CUALQUIER TIPO DE RETO ENERGÉTICO, PUES SUPERAN LOS MÁS ALTOS CONTROLES DE CALIDAD ANTES DE SALIR DE FÁBRICA, SIENDO TESTADOS A UN 110% DE CARGA.

Plan de expansión

Genesal Energy consolidó su plan de expansión en 2014 con la apertura de la sede en México, donde ha participado en proyectos de gran envergadura, como el suministro de un grupo electrógeno a medida para la construcción del túnel sumergido de Coatzacoalcos, el más grande de Latinoamérica, o el suministro de 14 grupos de emergencia anti huracanes para reforzar la seguridad en un parque eólico en Yucatán.

Sus mercados en expansión se encuentran en los cinco continentes, con proyectos en Marruecos, Ecuador, Kenia o Arabia Saudí. Ghana, Noruega, Montenegro o Perú son otros países que forman parte de la cartera de clientes de Genesal Energy.

En la actualidad, la exportación representa el 65% de la facturación de la empresa, que tiene sedes propias en Latinoamérica (Perú y México) y cuyos productos se exportan a más de 30 países.

Vocación tecnológica

Todo el esfuerzo en I+D+i de la empresa se canaliza a través del Centro de Energía Distribuida (CETED), que nació como una *start up* especializada en gestión de proyectos, pero que hoy ya forma parte del grupo como departamento estratégico. El CETED cuenta, además, con un departamento de ingeniería, un aula de formación y el laboratorio de lluvia más grande de Europa.

DISTRIBUTED INNOVATIVE AND EFFICIENT ENERGY

INDUSTRY, INNOVATION AND INTERNATIONALISATION DEFINE THE BUSINESS MODEL OF GENESAL ENERGY, A BUSINESS GROUP BASED IN GALICIA DEDICATED TO DISTRIBUTED ENERGY WHICH, IN BARELY 25 YEARS, HAS BECOME A SECTOR REFERENCE. MANUFACTURING, TRANSPORT AND SUPPLY OF EQUIPMENT COMPRISE ITS CORE ACTIVITY, ACCOMPANIED BY TURNKEY INSTALLATION, MAINTENANCE AND CUSTOMISED DESIGN IN LINE WITH THE REAL NEEDS OF THE CLIENT. BOTH ITS STANDARD AND CUSTOMISED GENSETS ARE DESIGNED TO WITHSTAND ANY TYPE OF ENERGY CHALLENGE, GIVEN THAT THEY PASS THE HIGHEST QUALITY CONTROLS BEFORE LEAVING THE FACTORY, WHERE THEY ARE TESTED AT 110% LOADS.

Expansion plan

Genesal Energy consolidated its expansion plan in 2014 with the opening of its office in Mexico, a country in which it has taken part in large-scale projects. Examples include the supply of a tailor-made genset for the construction of the Coatzacoalcos underwater tunnel, the biggest in Latin America; and the supply of 14 emergency hurricane-resistant gensets as a backup power supply for the Yucatán wind farm.

Its expanding markets are located on the five continents, with projects in Morocco, Ecuador, Kenya and Saudi Arabia. Also forming part of Genesal Energy's client portfolio are Ghana, Norway, Montenegro and Peru.

Exports currently represent 65% of the company's turnover, which has its own offices in Latin America (Peru and Mexico) and whose products are exported to over 30 countries.

Committed to technology

All the company's R&D+i efforts are channelled through the CETED, the Distributed Energy Centre, that was created as a start-up specialising in project management, but which today represents a strategic department of the group. The CETED also benefits from an engineering department, a training room and the largest rainfall laboratory in Europe.



Energy efficiency

Genesal Energy's equipment can be found in hospitals, CHP plants, tunnels, combined cycle plants, fish farms, airports and large and small infrastructures, a company whose projects are increasingly committed to energy efficiency.

Its recent projects feature the supply of two emergency gensets for a solar plant in South Africa, that will supply electricity to 150,000 homes, and six units for the Hospital Quito Sur, the largest and most modern in Ecuador.



**GENESAL
ENERGY**

Por quienes lo dan todo, damos más

A quienes lo dan todo,
no podemos fallarles.

Por eso somos los primeros en exigirnos al máximo. Una prueba de lo que decimos: antes de que salgan de fábrica, sometemos a nuestros grupos electrógenos a un ensayo final en el banco de carga al 110% de potencia.

Así nos aseguramos que van a rendir siempre como tienen que hacerlo.

Nuestro estándar es el 110%

www.genesalenergy.com



Grupos electrógenos estándar

110%

- ✓ Tranquilidad
- ✓ Funcionalidad
- ✓ Fiabilidad



Eficiencia energética

Hospitales, plantas de cogeneración, túneles, centrales de ciclo combinado, piscifactorías, aeropuertos y grandes y pequeñas infraestructuras disponen de equipos Genesal Energy, que apuesta en cada proyecto por la eficiencia energética.

Entre sus últimos proyectos destaca el suministro de dos grupos de emergencia para una planta solar en Sudáfrica, que suministrará electricidad a 150.000 hogares, y seis equipos para el Hospital Quito Sur, el más grande y moderno de Ecuador.

La central nuclear de Almaraz (Cáceres) dispone de un equipo de emergencia para responder con eficacia ante cualquier incidente o eventualidad. El proyecto consistió en un grupo electrógeno capaz de suministrar la potencia necesaria para alimentar los Almacenes Temporales Individualizados, que permiten almacenar temporalmente el combustible usado en los reactores ante un posible fallo de red, contando con todo el sistema de control, así como con un banco de carga integrado para pruebas.

En El Jadida (Marruecos) suministró a la central de tratamiento de fosfatos del complejo Jorf Lasfar, tres grupos electrógenos especiales de 880 kVA: una isla de grupos idénticos para exterior diseñados para funcionar en paralelo o para alimentar cargas de forma individual.



The Almaraz nuclear power plant (Cáceres, Spain) has been provided with an emergency unit to efficiently respond to any incident or eventuality. The project comprised a genset capable of supplying the output required to power the individual temporary storage facilities that allow the fuel used by the reactors to be temporarily stored in the event of a possible outage. The supply included the entire control system as well as an integrated test bench.

In El Jadida (Morocco), the company has supplied three special 880 kVA gensets for the phosphate treatment plant at the Jorf Lasfar complex: an island of identical gensets for outdoor use, designed to operate in parallel or cover individual loads.



MANTENIMIENTO PERIÓDICO, HERRAMIENTA PRIMORDIAL PARA LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS

PREVENIR AVERÍAS, CONSEGUIR UNA MAYOR EFICIENCIA O INCLUSO AHORRAR A LARGO PLAZO SON ALGUNOS DE LOS BENEFICIOS DEL MANTENIMIENTO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS, UNA PRÁCTICA RECOMENDADA PARA OPTIMIZAR EL RENDIMIENTO Y GARANTIZAR UNA PROLONGADA VIDA ÚTIL DEL EQUIPAMIENTO.

Los grupos electrógenos están lejos de ser una prioridad para las empresas e instituciones gubernamentales, a pesar de la importancia de estos equipos. De acuerdo a los profesionales de Regruel, una de las empresas con más experiencia en este sector, un mantenimiento periódico de los grupos electrógenos es lo único capaz de garantizar su vida útil en el tiempo.

En edificios públicos y otras grandes superficies, los grupos electrógenos figuran entre los equipamientos más sensibles. Y es que una interrupción del suministro eléctrico en un hospital puede tener fatales consecuencias si no se dispone de generadores que ofrezcan un soporte de emergencia. Lo mismo sucede con centros comerciales, edificios administrativos y otros espacios, que tienen una fuerte dependencia de los grupos electrógenos, no sólo por los eventuales cortes de suministro sino por la obligatoriedad por ley de disponer de estos equipamientos.

Sorprende la escasa importancia que se concede a su mantenimiento, práctica esencial para su buen funcionamiento, a pesar de que las averías y otras incidencias en este tipo de equipamientos son más habituales de lo cabría imaginar, siendo necesario realizar una revisión periódica que ayude a prevenir problemas.

El mantenimiento preventivo y correctivo puede ser de diversos tipos, en función de las necesidades específicas del cliente y/o empresa. El más básico está destinado a aquellos que sólo necesitan una revisión mensual, mientras que otros pueden requerir dos revisiones anuales o un mantenimiento más específico (cada 400 horas de funcionamiento, por ejemplo).

De acuerdo a los profesionales de Regruel, existen diversas razones por las que las revisiones periódicas resultan indispensable para cualquier grupo electrógeno. En primer lugar, sin un mantenimiento adecuado, los generadores son más susceptibles a sufrir problemas de combustible como consecuencia de la acumulación de algas en el sistema, la obstrucción de los inyectores de combustible o el agotamiento de las baterías. Este tipo de incidentes pueden llegar a arruinar todo un equipamiento.

Por otra parte, el mantenimiento regular y preventivo permite ahorrar dinero a largo plazo. Y es que hacer caso omiso a estas obligaciones durante demasiado tiempo terminará acarreado reparaciones más costosas que las propias revisiones.

De los beneficios anteriores puede deducirse que el mantenimiento de grupos electrógenos permite alargar la vida útil del dispositivo. La compra de generadores suele ser una inversión cuantiosa, que no se desea hacer con demasiada frecuencia, lo que apunta una vez más a la importancia de las tareas de mantenimiento.

Pero además, las revisiones periódicas permiten incrementar la eficiencia del generador, ayudando así a explotar todo su potencial.

ROUTINE MAINTENANCE, AN ESSENTIAL TOOL FOR GENSETS

PREVENTING BREAKDOWNS, ACHIEVING GREATER EFFICIENCY AND EVEN LONG-TERM SAVINGS ARE SOME OF THE BENEFITS OF MAINTAINING GENSETS, A PRACTICE RECOMMENDED TO OPTIMISE PERFORMANCE AND GUARANTEE THE MACHINES' EXTENDED SERVICE LIFE.

Gensets are far from being a priority for companies and governmental institutions, despite the importance of these machines. According to professionals from Regruel, one of the companies with the most experience in this sector, routine genset maintenance is the only way of guaranteeing the machine's service life over time.

In public and other large buildings, gensets are listed as some of the most sensitive equipment. The fact is that an interruption to a hospital power supply could have fatal consequences if the building is not equipped with generators to provide

emergency back-up. The situation is similar in shopping centres, administrative buildings and other premises that have a high level of dependency on gensets, not only due to possible outages, but also due to the legal obligation to have such equipment available.

The lack of importance given to their maintenance is surprising, as it is an essential practice for

their good operation. Despite the fact that breakdowns and other incidents in this type of equipment is more usual than might be thought, a regular inspection is necessary to help prevent problems.

Preventive and corrective maintenance can take many forms, depending on the specific needs of the client and/or company. The most basic type is designed for those that only require a monthly inspection, while there are others that can require two reviews per year or a more specific maintenance schedule (every 400 operating hours, for example).

According to professionals from Regruel, there are many reasons why regular inspections are indispensable for any type of genset. Firstly, without proper maintenance, the generators are more likely to experience problems of fuel due to the accumulation of algae in the system, obstructions to the fuel injectors or battery drain. This type of incidents can end up damaging an entire unit.

Moreover, regular and preventive maintenance can save money in the long-term and this is because ignoring these obligations for too long will result in repairs that cost more than the overhauls themselves.

Given the above benefits, it can be seen that the maintenance of gensets can prolong the service life of the machine. The purchase of generators usually represents a significant investment, which is not something that should happen too often, highlighting the importance of maintenance yet further.

However in addition, routine inspections are able to increase the efficiency of the generator, thereby helping exploit their entire potential.



ENERGÍA DE EMERGENCIA PARA UNA DESALADORA EN MÉXICO

HIMOINSA SUMINISTRA VARIOS MODELOS DE GRUPOS ELECTRÓGENOS PARA CUBRIR LAS NECESIDADES ENERGÉTICAS DE LA PRINCIPAL PLANTA DE TRATAMIENTO Y POTABILIZACIÓN DE AGUAS DE LA LOCALIDAD DE ENSENADA, MÉXICO. LA PLANTA DESALADORA APORTA A LA RED HÍDRICA 250 L DE AGUA POR SEGUNDO.

Ubicada en la costa occidental de Baja California, a 80 km al sur de la frontera con EEUU, la localidad mejicana de Ensenada se sitúa en una región cuya situación hídrica es muy compleja debido a la carencia de fuentes fluviales abundantes que abastezcan a la creciente población de la zona. Por este motivo, ha sido de vital importancia la construcción de una desalinizadora que garantice el aporte de agua potable al municipio. El proyecto, que se encuentra en una primera fase de desarrollo, garantiza un aporte a la red hídrica local de 250 litros por segundo y se espera en el futuro poder duplicar estos resultados.

Para ello, los grupos electrógenos Himoinsa se han convertido en la fuente de energía más fiable para garantizar un suministro en emergencia. Los modelos, HTW 870 T6 y HTW 2020 T6 son grupos electrógenos con motor Mitsubishi e instalados en contenedor de 20 y 40 pies respectivamente. Ambos generadores trabajan por separado, llegando a ofrecer una potencia de hasta 3.590 kVA en aquellos casos en los que un fallo de la red eléctrica pueda poner en peligro los procesos de desalinización, osmotización inversa y potabilización de las aguas marinas de la nueva planta desalinizadora.

Estos grupos electrógenos están preparados para dar una respuesta inmediata en caso de corte del suministro energético de la red general, garantizando un abastecimiento continuo e impidiendo que ninguno de los procesos se vea alterado en la planta de tratamiento de aguas, lo que podría suponer una restricción en el suministro de agua al municipio.

El modelo HTW 2020 T6 es un grupo electrógeno de media tensión que incorpora un depósito de combustible de 2.000 litros, garantizando una autonomía de hasta 6 horas de trabajo ininterrumpidas. De forma paralela, se ha conectado a un depósito externo para asegurar una mayor autonomía en casos de corte continuado del suministro.

El modelo HTW 870 T6 actúa como pulmón de energía para las instalaciones de la planta suministrando 1.085 kVA de potencia en *standby*, con un depósito de combustible de 1.000 litros de capacidad. Éste grupo electrógeno dispone de una central de control que permite evitar el efecto de caída de tensión una vez se reestablece el suministro de la red general. La central detecta la restitución de la energía estableciendo el flujo energético del grupo en paralelo con la red, cediendo la carga a esta, y manteniendo constante la alimentación del complejo.

Ambos modelos han sido instalados en versión contenedor (20 y 40 pies). Al estar emplazados próximo a una zona poblada, se ha requerido una solución insonorizada que garantice reducidos niveles de ruido.

EMERGENCY ENERGY FOR A DESALINATION PLANT IN MEXICO

HIMOINSA SUPPLIES SEVERAL GENERATOR SET MODELS TO MEET THE ENERGY NEEDS OF THE MAIN WATER TREATMENT AND PURIFICATION PLANT IN THE CITY OF ENSENADA IN MEXICO. THIS DESALINATION PLANT SUPPLIES THE WATER NETWORK WITH 250 LITRES OF WATER PER SECOND.

Located on the west coast of Baja California, some 80 km to the south of the border with the United States, the Mexican

city of Ensenada is ensconced in a region that has a highly complex water situation due to the lack of abundant freshwater sources with which to supply the growing population in the area. That is why the construction of a desalination plant to guarantee the town's supply of drinking water has been of vital importance. Currently in

its initial development phase, the project guarantees a supply of 250 litres of water per second to the local water network and it is hoped that these results will double in the future.

In order to achieve this, Himoinsa gensets have become the most reliable source of energy with which to guarantee supply in an emergency. The HTW 870 T6 and the HTW 2020 T6 models are gensets with Mitsubishi engines installed in 20- and 40-foot containers, respectively. Both gensets work separately and can offer up to 3,590 kVA of power in those cases when a grid failure can jeopardise the desalination, reverse osmosis and purification processes that are applied to sea water in the new desalination plant.

These generator sets are prepared to respond immediately in the event of an interruption in the supply of energy from the general network, thereby guaranteeing continuous supply and avoiding any alteration in the processes that take place in the water treatment plant, which might otherwise imply a restriction in the supply of water to the city.

The HTW 2020 T6 model is a medium voltage genset that features a 2,000-litre fuel tank, guaranteeing an uninterrupted running time of up to 6 hours. In parallel, an external tank has been installed to ensure an even longer running time in the event of an on-going interruption in the supply.

With its 1,000-litre capacity fuel tank, the HTW 870 T6 models acts as an energy lung that provides 1,085 kVA of stand-by power to the plant's facilities. This genset features a control panel that makes it possible to prevent the voltage drop effect once power from the general grid is restored. Once the control unit detects that power has been restored, it sets up a flow of power from the genset in parallel to the grid and then yields the load to it, thus ensuring that supply to the complex is kept at a constant level.

Both models have been installed as per their container version (20- and 40 feet). As they are located close to a populated area, a soundproofed solution was necessary to guarantee reduced noise levels.



SMARTCITY

EXPO WORLD CONGRESS

13 - 15 NOVEMBER 2018
BARCELONA



Fira Barcelona

#SCEWC18



CITIES TO LIVE IN



LET'S TALK ABOUT:

**DIGITAL TRANSFORMATION · URBAN ENVIRONMENT · MOBILITY ·
GOVERNANCE & FINANCE · INCLUSIVE & SHARING CITIES**

More information at www.smartcityexpo.com

CONTROL PERSONALIZADO DE LA ILUMINACIÓN, EFICIENCIA Y CONFORT PARA UN ESPACIO GASTRONÓMICO EXCLUSIVO

CON DOS ESTRELLAS MICHELIN EN SU HABER, LOS HERMANOS SANDOVAL REGENTAN EL RESTAURANTE COQUE, UN LUGAR EN EL CORAZÓN DE MADRID DONDE LA TRADICIÓN DE TRES GENERACIONES DE COCINEROS SE MARIDA CON LA VANGUARDIA DEL INTERIORISMO DE JEAN PORSCHÉ, Y DONDE BRILLA LA ÚLTIMA TECNOLOGÍA EN CONTROL DE ILUMINACIÓN DE JUNG.

El restaurante ofrece un viaje gastronómico en cuatro pasos a través de varios espacios muy diferentes, rebosantes todos ellos del interiorismo ecléctico del arquitecto mejicano Jean Porsche. El Coque Club da la bienvenida al comensal, que da paso a la bodega de Rafael Sandoval donde se atesoran más de 3.000 referencias de vinos. Le sigue la cocina, con el tradicional horno de leña de la familia Sandoval. Finalmente, tres salones cuidados hasta el más mínimo detalle: el salón Social, en rojo, verde y dorado; el salón Azul, para grupos; y el salón África, solo para parejas.

“Nacido de la luz”, según reconoce el propio Jean Porsche, el restaurante Coque es una sinfonía en la que cocina, restaurante, platos y servicio se sincronizan en un movimiento orquestado para provocar el mayor placer sensorial. Es en este contexto en el que Jung ha aportado su tecnología KNX para el control personalizado de la iluminación en cada una de las estancias mediante una pasarela DALI (*Digital Addressable Lighting Interface*). El sistema proporciona a la gerencia del restaurante la capacidad de modificar el ambiente de los espacios cambiando las escenas de iluminación. Esto se realiza mediante tres teclados KNX F50, ubicados en diferentes puntos del restaurante.

Por otro lado, un panel de mando Smart Control 7 de Jung, permite el control de todos los circuitos de iluminación del restaurante, incluida la zona de la bodega, cuya iluminación también se desarrolló mediante tecnología DALI. Asimismo, para facilitar aún más el control del sistema, se implementó la aplicación móvil ComfortClick. Esta, mediante *smartphones*, tablets o portátiles con Android, iOS o Windows, permite al usuario controlar la práctica totalidad de dispositivos de una instalación domótica. Finalmente, Jung completó la instalación eléctrica con un elevado número de mecanismos convencionales de la serie LS 990 en Blanco Alpino y, en algunas zonas, en Latón Classic.

La participación de Jung en la creación del nuevo restaurante de los hermanos Sandoval en Madrid ha incrementado la eficiencia de las instalaciones eléctricas, además de proporcionar una mayor seguridad y facilidad de manejo a la gerencia. Asimismo, la implementación de escenas de iluminación no solo otorga un mayor confort a los clientes del establecimiento, sino que también complementan el esfuerzo realizado en diseño e interiorismo.

PERSONALISED LIGHTING CONTROL, EFFICIENCY AND COMFORT FOR AN EXCLUSIVE GASTRONOMIC VENUE

WITH THEIR TWO MICHELIN STARS, THE SANDOVAL BROTHERS REIGN OVER THE RESTAURANT COQUE, LOCATED IN THE HEART OF MADRID, WHERE THE TRADITION OF THREE GENERATIONS OF CHEFS COMBINES WITH THE AVANT-GARDE INTERIOR DESIGN OF JEAN PORSCHÉ, AND IN WHICH THE LATEST IN LIGHTING CONTROL TECHNOLOGY FROM JUNG, IS RESPLENDENT.



The restaurant offers a gastronomic journey in four stages through very different spaces, all of which overflow with the eclectic interior design of Mexican architect, Jean Porsche. The Coque Club welcomes the diner, which opens through to the Rafael Sandoval wine cellar, a treasure trove of over 3,000 references in wine. Next is the kitchen, with its traditional Sandoval family wood-fired oven. Finally, the three dining rooms, over which

care and attention has been given to the smallest detail: the Social room, in red, green and bold; the Blue room, designed for groups; and the Africa room, for couples only.

“Born of light”, as Jean Porsche himself acknowledges, the restaurant Coque is a symphony in which cuisine, restaurant, courses and service are synchronised into an orchestrated movement designed to evoke the highest of sensory pleasures. It is in this context in which Jung has supplied its KNX technology for the personalised lighting control of each space, by means of a DALI bridge (*Digital Addressable Lighting Interface*). The system gives the management of the restaurant the ability to change the mood of the different areas by changing the lighting settings. This takes place via three KNX F50 keypads, located at different points of the restaurant.

The Smart Control 7 control panel from Jung, is able to control all the restaurant’s lighting circuits, including the wine cellar area, whose lighting is also adjusted using DALI technology. Similarly, to facilitate control of the system yet further, Jung has implemented its ComfortClick app for mobile. Via smartphones, tablets and laptops with Android, iOS or Windows, the user can control almost every device in this automated installation. Jung rounded off the electrical installation with a number of conventional mechanisms from the LS 990 series in Alpine White and, in some areas, Classic Brass.

Jung’s participation in the creation of the Sandoval brothers’ new restaurant in Madrid has increased the efficiency of the electrical installations in addition to providing increased security and ease of use for the management. Similarly, the implementation of lighting settings not only enhances the visual comfort of the establishment’s clients but also complements the effort that has gone into its design and interior aesthetic.





ALCANCE
LOCAL



MONITORIZACIÓN Y CONTROL REMOTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

- ▶ Software conectado a un dispositivo transmisor RF.
- ▶ Control centralizado punto a punto de luminarias.
- ▶ Amplio alcance a través de red mesh.
- ▶ Control de consumo energético.
- ▶ Aplicaciones:
 - Alumbrado vial y residencial.
 - Luminarias urbanas y monumental.
 - Luminarias de infraestructuras industriales y deportivas.
 - Horticultura.

MUCHO MÁS QUE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO

STELARIA® ES UN SISTEMA INALÁMBRICO DE GESTIÓN REMOTA DE ALUMBRADO PUNTO A PUNTO DESARROLLADO ENTERAMENTE POR ELT QUE PONE EN VALOR LAS PRESTACIONES Y FUNCIONALIDADES DE SUS DRIVERS CON TECNOLOGÍA eSMART, POSIBILITANDO EL CONTROL Y MONITORIZACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA LUMINARIA, DE FORMA REMOTA, A TRAVÉS DE UNA ROBUSTA Y AVANZADA RED DE COMUNICACIONES Y MEDIANTE EL USO DE SENCILLA APLICACIÓN WEB. SE TRATA DE UNA POTENTE SOLUCIÓN INTEGRAL QUE INCORPORA EL SOFTWARE, EL HARDWARE Y LAS COMUNICACIONES NECESARIAS PARA EL CONTROL Y OPERACIÓN EN REMOTO DE LA ILUMINACIÓN EN EXTERIORES.

Un sistema de gestión de alumbrado eficiente, inteligente, dinámico, autónomo y adaptable en tiempo real a las necesidades cambiantes de las ciudades, que convierte estos espacios urbanos en entornos al servicio de sus habitantes. Siempre en continua evolución y que ahora incorpora nuevas y eficientes herramientas y soluciones dirigidas al sector profesional de la iluminación.

STELARIA CityScope®

Es un sistema de monitorización y control remoto de alumbrado público, de alcance local, englobado en el ecosistema de soluciones y herramientas basadas en STELARIA y diseñado para satisfacer las necesidades de control y monitorización de pequeñas y medianas instalaciones de alumbrado mediante el uso de una red de comunicaciones RF en banda no licenciada y de un interfaz de usuario sobre PC.

STELARIA CityScope® permite el control y monitorización de una instalación de alumbrado completa, de una forma sencilla e intuitiva, mediante un interfaz software instalado sobre PC, al que se conecta un dispositivo transmisor RF.

El sistema cuenta con un amplio abanico de aplicaciones entre las que se incluyen el alumbrado vial y residencial, la iluminación urbana y monumental, la iluminación de infraestructuras industriales y deportivas o la horticultura.

Junto con CityScope® ELT presenta dos soluciones derivadas de STELARIA® que se ofrecen vinculadas a la realización de proyectos particularizados para cada cliente y aplicación.

ALIS by Stelaria®

La tecnología que incorpora ALIS by STELARIA® se apoya en el uso, entre otras, de herramientas de Big Data y AI (Inteligencia Artificial) que permiten analizar datos útiles y relevantes, provenientes o no de la infraestructura de alumbrado, de modo que se puedan crear de forma sencilla y automatizada aquellos escenarios lumínicos adecuados y adaptables a la demanda existente en un momento y lugar concreto.

IDUS by Stelaria®

Esta solución permite la interoperación de la infraestructura de alumbrado con otros servicios esenciales de la ciudad, creando un ecosistema IoT, de modo que el usuario pueda adquirir, transportar y procesar datos provenientes de esos otros servicios tales como la gestión del agua, los residuos o el tráfico de una forma más eficiente aprovechando la red de comunicaciones ya existente en las luminarias, distribuida por toda la ciudad y gran parte del territorio.



MUCH MORE THAN A STREET LIGHTING MANAGEMENT SYSTEM

STELARIA® IS A WIRELESS POINT-TO-POINT REMOTE STREET LIGHTING MANAGEMENT SYSTEM FULLY DEVELOPED BY ELT THAT SHOWCASES THE FEATURES AND FUNCTIONALITIES OF ITS CONTROL GEAR EQUIPPED WITH eSMART TECHNOLOGY, ENABLING THE REMOTE CONTROL AND MONITORING OF THE LUMINAIRE'S OPERATION, CREATING A ROBUST AND ADVANCED COMMUNICATIONS NETWORK THAT CAN BE MANAGED VIA A SIMPLE WEB APPLICATION. THIS IS A POWERFUL AND INTEGRATED SOLUTION THAT INCORPORATES THE SOFTWARE, HARDWARE AND COMMUNICATIONS NECESSARY TO REMOTELY CONTROL AND OPERATE OUTDOOR LIGHTING.

An efficient street lighting management system that is smart, dynamic, autonomous and adjustable in real time to the changing needs of cities, converting urban spaces into environments that serve their residents. Always in a process of constant evolution, the system now incorporates new and efficient tools and solutions designed for the professional lighting sector.

STELARIA CityScope®

It is a remote monitoring and control system for street lighting for use at local level. It forms part of the ecosystem of STELARIA-based solutions and tools and is designed to cover the control and monitoring needs of small and medium-sized street lighting installations by using an unlicensed band, RF communications network and a PC-based user interface.

STELARIA CityScope® easily and intuitively controls and monitors an entire street lighting installation by means of a software interface installed in a PC to which a RF transmission device is connected.

The system comes with an extensive range of applications including road and residential lighting, urban lighting and illumination for monuments, lighting for industrial and sports infrastructures and horticultural installations.

Together with CityScope®, ELT offers two STELARIA®-based solutions that are linked to the implementation of customised projects for every client and application.

ALIS by Stelaria®

The technology built in to ALIS by STELARIA® supports the use of Big Data and AI (artificial intelligence) tools, among other options. This enables the analysis of useful and relevant data, whether or not it originates from the street lighting infrastructure, so that the user can automatically and easily create the appropriate lighting scenarios that adjust to the existing demand of a specific time and place.

IDUS by Stelaria®

This solution allows the street lighting infrastructure to interoperate with other essential urban services, thereby creating an IoT ecosystem, so that the user can efficiently acquire, transfer and handle data originating from these other services, such as water and waste management or traffic information, making use of the communications network already existing in the lighting fixtures which are distributed throughout the city and cover a large part of the surrounding region.



ISOBUSBAR®

5. CLASSIFICATION

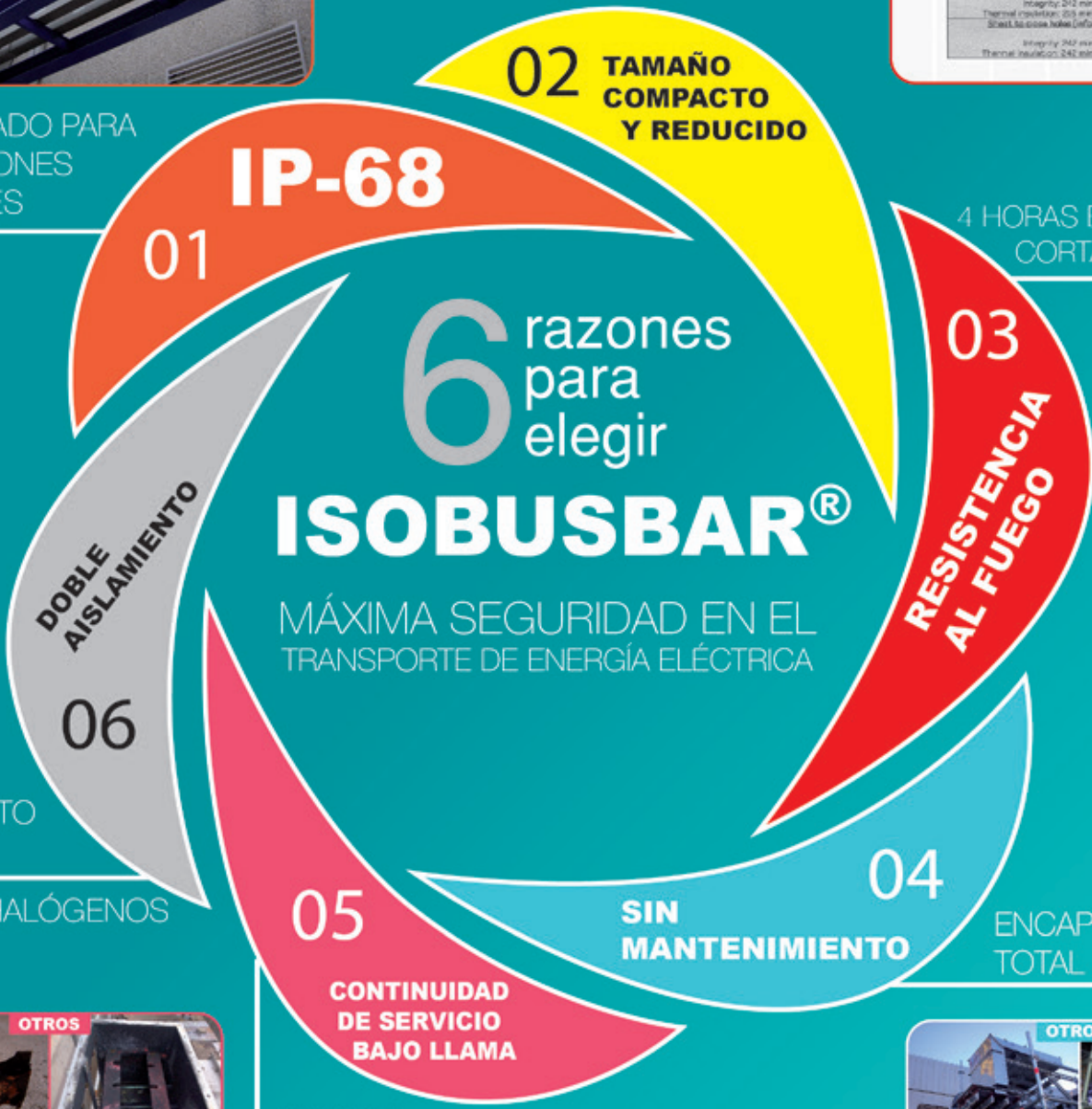
The three penetration systems made of different kinds of products with references 3, P and the sheet to close holes (the one at informative level) provided by VILFER ELECTRIC S.p.A. as indicated in the report and tested according to the UNE 2396-3 (B) standard, equivalent to prEN 1365-3, has obtained the following classification:

System X
Integrity 240 minutes
Thermal insulation 240 minutes (I)
System F
Integrity 240 minutes
Thermal insulation 240 minutes (I)
System F
Integrity 240 minutes
Thermal insulation 240 minutes (I)

ÚNICO GARANTIZADO PARA INSTALACIONES EXTERIORES

02 TAMAÑO COMPACTO Y REDUCIDO

4 HORAS EN CORTAFUEGOS



01 IP-68

6 razones para elegir

ISOBUSBAR®

MÁXIMA SEGURIDAD EN EL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

03

RESISTENCIA AL FUEGO

DOBLE AISLAMIENTO

06

ASLAMIENTO TOTAL
LIBRE DE HALÓGENOS

04

SIN MANTENIMIENTO

ENCAPSULADO TOTAL

05

CONTINUIDAD DE SERVICIO BAJO LLAMA

4 HORAS SEGÚN IEC 331



ISOBUSBAR®

Temps de maintien de l'intégrité électrique (min)
Essai 1
241



Polígono Ind. de Barros. Parc.8-3 - A.P. 70
39400 Los Corrales de Buelna - Cantabria - España

Tfno.: +34 942 832 769 - Fax: +34 942 830 523
vilfer@vilferelectric.com - www.vilferelectric.com

CHINA SUPERARÁ A EE.UU. EN 2023 AL TENER LA SEGUNDA MAYOR POTENCIA TERMOSOLAR INSTALADA

SEGÚN LA AIE, SE ESPERA QUE LA TERMOSOLAR CREZCA UN 87% (4,3 GW) DE 2018 A 2023, UN 32% MÁS QUE EN EL PERÍODO 2012-17. CHINA LIDERARÁ ESTE CRECIMIENTO CON 1,9 GW, SEGUIDA POR 1 GW DE PROYECTOS CON APOYO DE BANCOS DE DESARROLLO MULTILATERAL EN MARRUECOS Y EL SUR ÁFRICA, 1 GW EN ORIENTE MEDIO Y 300 MW EN AUSTRALIA Y CHILE RESPECTIVAMENTE.

Estos datos se incluyen en un nuevo informe de la AIE, publicado en octubre, 'Renewables 2018', su análisis de mercado y previsiones de 2018 a 2023 sobre energía y tecnologías renovables. El estudio muestra dos escenarios. En el pronóstico del *caso principal*, que toma en cuenta el marco político y de mercado prevaleciente, se espera que la potencia renovable crezca en más de 1 TW, un crecimiento del 46% durante el periodo de 2018 a 2023.

En el pronóstico del *caso acelerado*, que ilustra algunas mejoras de mercado y políticas, el crecimiento de la potencia renovable hasta 2023 podría ser un 25% más alto que en el caso principal, alcanzando 1,3 TW, siempre que los gobiernos aborden los desafíos políticos, regulatorios y financieros antes de 2020.

Dado que no se espera que los dos países con mayor potencia instalada, España y EE.UU. encarguen proyectos durante el periodo de pronóstico, se espera que China supere a EE.UU. en tener la segunda base de termosolar más grande instalada en 2023. Recientes resultados de subastas indican un potencial significativo de reducción de costes, pero el riesgo tecnológico, el acceso restringido a la financiación, los largos plazos de entrega de los proyectos y los diseños de mercado que no valoran el almacenamiento continúan desafiando la implementación de la termosolar.

En el caso acelerado, el crecimiento de la termosolar podría ser un 60% mayor (2,6 GW), impulsado por un progreso más rápido de los proyectos anunciados y permitidos en China (0,6 GW), Sudáfrica (0,55 GW), Marruecos (0,4 GW), Chile (0,3 GW), y Emiratos Árabes Unidos (0,3 GW).

CHINA TO OVERTAKE THE US TO HAVE THE SECOND-LARGEST CSP INSTALLED BASE BY 2023

ACCORDING TO THE IEA, CSP IS EXPECTED TO GROW 87% (4.3 GW) FROM 2018 TO 2023, 32% MORE THAN IN 2012-17. CHINA LEADS THIS GROWTH AT 1.9 GW, FOLLOWED BY 1 GW FROM PROJECTS RECEIVING MULTILATERAL DEVELOPMENT BANK SUPPORT IN MOROCCO AND SOUTH AFRICA, 1 GW IN THE MIDDLE EAST AND 300 MW EACH IN AUSTRALIA AND CHILE.

This data forms part of a new study from the IEA, published in October, 'Renewables 2018', its market analysis and forecast from 2018 to 2023 on renewable energy and technologies. The study shows two scenarios. In the main case forecast, which takes into account the prevailing market and policy framework, renewable capacity is expected to grow by over 1 TW, a 46% growth over the period 2018 to 2023.

In the accelerated case forecast, which illustrates some market and policy enhancements, the growth in renewable capacity to 2023 could be 25% higher than in the main case, reaching 1.3 TW, provided that governments address policy, regulatory and financial challenges before 2020.

Since Spain and the US, the two countries with the most installed capacity, are not expected to commission projects over the forecast period, China is expected to overtake the US to have the second-largest CSP installed base by 2023. Recent auction results indicate a significant cost reduction potential, but technology risk, restricted access to financing, long project lead times, and market designs that do not value storage, continue to challenge CSP deployment.

Under the accelerated case, CSP growth could be 60% higher (2.6 GW), driven by faster progress of announced and permitted projects in China (0.6 GW), South Africa (0.55 GW), Morocco (0.4 GW), Chile (0.3 GW) and the UAE (0.3 GW).



Delingha CSP, the first commercial CSP plant in China

China's first commercial CSP project, the 50 MW Delingha CSP plant, that was grid connected in July, entered into operation a few weeks ago.

The 50 MW Delingha CSP plant, promoted by CGN New Energy, in the north-western province of Qinghai, makes China the eighth country in the world to have a commercial CSP plant. It is also the first CSP project to have received a preferential loan from the Asian Development Bank.

Planta termosolar de 50 MW Delingha, China. Imagen: China National Solar Thermal Energy Alliance 50 MW Delingha CSP plant, China. Photo: China National Solar Thermal Energy Alliance

Delingha CSP, primera planta termosolar comercial en China.

Hace apenas unas semanas comenzó la operación del primer proyecto termosolar comercial de China, la planta de 50 MW de Delingha CSP, que se conectó a la red en julio.

La planta termosolar Delingha de 50 MW, promovida por CGN New Energy, en la provincia noroccidental de Qinghai, convierete a China en el octavo país del mundo en tener una planta termosolar comercial. También es el primer proyecto termosolar que recibió un préstamo preferencial del Banco Asiático de Desarrollo.

Construida en una meseta escasamente poblada, a 3.000 m sobre el nivel del mar, con temperaturas frías y deficiencia de oxígeno, la planta de Delingha ocupa un área de 2,46 km cuadrados (246 hectáreas) y es capaz de producir unos 200 millones de kWh anuales y reemplazar a más de 60.000 t de carbón estándar cada año y 100.000 t de emisiones de CO₂ cada año.

Sinergias entre termosolar y eólica en China

Un estudio realizado por la Universidad de Tsinghua junto con el laboratorio NREL ha analizado el beneficio (energético+flexibilidad) de sustituir entre el 5% y el 20% de energías renovables variables por termosolar en las provincias chinas de Gansu y Qinghai. Los investigadores simularon los costes de generación del sistema eléctrico a lo largo de un año.

En el modelo de Gansu, hay instalados 20 GW de eólica y 7 GW de fotovoltaica, lo que representa el 104% de la demanda máxima. Por tanto, Gansu dispone de un sistema energético relativamente poco flexible. Por el contrario, Qinghai tiene una considerable capacidad hidroeléctrica y su modelo está compuesto por 3 GW de eólica y 10 GW de fotovoltaica, lo que representa el 82% de la demanda máxima.

El estudio concluyó que los beneficios de sumar potencia termosolar son mayores en la provincia de Gansu, con un beneficio global de 238-300 \$/MWh, mientras el beneficio en Qinghai se estima en 177-191 \$/MWh. Uno de los principales motores de que el valor de la termosolar sea superior en Gansu es la necesidad de reducir la eólica. Hay menos sinergias entre termosolar y fotovoltaica en términos de valor de la flexibilidad, ya que su fuente de energía está muy estrechamente relacionada.

Planta termosolar de 50 MW Delingha, China. Imagen: China National Solar Thermal Energy Alliance | 50 MW Delingha CSP plant, China. Photo: China National Solar Thermal Energy Alliance



Características principales | Main characteristics

Campo solar <i>Solar field</i>	190 lazos <i>loops</i>
Superficie de colectores <i>Collector area</i>	621.300 m ² 621,300 m ²
Potencia bruta <i>Gross power</i>	55 MWe
Potencia neta <i>Net power</i>	50 MWe
Sistema de refrigeración <i>Cooling system</i>	Agua Water
Combustible auxiliar <i>Auxiliary fuel</i>	Gas natural Natural gas
Almacenamiento térmico <i>Thermal energy storage</i>	1.300 MWt 1,300 MWt

Built on a sparsely populated plateau, 3,000 metres above sea level, with cold temperatures and oxygen deficiency, the Delingha plant covers an area of 2.46 km² (246 hectares) and is capable of producing some 200 million kWh annually, replacing more than 60,000 t of standard coal each year and 100,000 t of annual CO₂ emissions.

Synergies between CSP and wind power in China

A recent study undertaken by the University of Tsinghua together with the NREL laboratory has analysed the benefit (energy+flexibility) of replacing between 5% and 20% of variable renewable energy with CSP in the Chinese provinces of Gansu and Qinghai. Researchers simulated the generation costs of the electrical system over the course of one year.

In the Gansu model, 20 GW of wind power and 7 GW of PV were installed, representing 104% of maximum load demand. As such, Gansu offers a relatively inflexible energy system, while Qinghai, by contrast, benefits from a significant hydroelectric capacity. Its model integrates 3 GW of wind power and 10 GW of PV, representing 82% of maximum demand.

The study concluded that the benefits of adding CSP capacity are greater in the province of Gansu with an overall gain of 238-300 US\$/MWh, while the gain in Qinghai was estimated at 177-191 US\$/MWh. One of the main drivers behind the value of CSP being higher in Gansu is the need to reduce wind power. There are fewer synergies between CSP and PV in terms of flexibility value given the very close link between their energy sources.

ESCENARIO 2030. 85% DE GENERACIÓN RENOVABLE SIN CARBÓN NI NUCLEAR, A UN COSTE INFERIOR A 5 C€/KWH

LO QUE OLVIDARON OTROS ESTUDIOS, LAS CENTRALES TERMOSOLARES, DESPACHADAS COMPLEMENTARIAMENTE A LA FOTOVOLTAICA, PUEDEN REDUCIR EL RESPALDO CONVENCIONAL DE FORMA COMPETITIVA Y CONVERTIR A LA ENERGÍA SOLAR EN EL PILAR DE GENERACIÓN EN ESPAÑA 2030. PROTERMOSOLAR HA REALIZADO EL INFORME TRANSICIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO: HORIZONTE 2030 EN EL QUE PROYECTA UN ESCENARIO PARA ESE AÑO SIN CENTRALES DE CARBÓN NI NUCLEARES, CON UN 85,6% DE GENERACIÓN RENOVABLE FRENTE AL 62,1% DE LA COMISIÓN DE EXPERTOS (CdE), CON UNA REDUCCIÓN DEL 82% DE VERTIDOS Y DEL 60% DE EMISIONES RESPECTO AL INFORME DE LA CdE Y A MENOS DE 5 C€/kWh. ADEMÁS, EL ESTUDIO CONTEMPLA UN MENOR RESPALDO DE LOS CICLOS COMBINADOS QUE EL INFORME DE LA CdE, POR LO QUE LAS ENERGÍAS RENOVABLES ALCANZARÍAN UNA PENETRACIÓN EN LA DEMANDA FINAL DE ENERGÍA DEL 34%, CUMPLIENDO LOS OBJETIVOS DE LA UE.

La clave está en repartir la potencia solar contemplada por la CdE entre fotovoltaica y termosolar y despachar las nuevas centrales termosolares con almacenamiento a partir de la puesta de sol.

Los planificadores y responsables energéticos deben entender las diferencias entre las energías renovables para conseguir satisfacer la demanda de forma segura, barata y sin emisiones, cosa que los mercados, comparando exclusivamente costes de generación, no realizan.

Este estudio es una propuesta alternativa al informe de la Comisión de Expertos para la Ley de Transición Energética y Cambio Climático que ha realizado la patronal termosolar y no se basa en modelos de ordenador sino en la proyección realizada a partir de datos horarios de generación reales en años pasados del mix propuesto, por lo que sus resultados se corresponden con una comprobación real de la capacidad de un mix de renovables optimizado identificando la potencia real de respaldo que le faltaría y llegando a la conclusión de que sobrarían el carbón, las nucleares y parte del parque actual de ciclos combinados.

El escenario proyectado por Protermosolar satisface la misma demanda a 2030 que el de la CdE y con la misma cantidad de potencia renovable 106 GW, desglosada en: 33 GW eólica; 25 GW fotovoltaica; 20 GW termosolar y 5 GW de otras renovables. Con este mix, los vertidos se reducirían a 830 GWh, un 82% de los 4.600 GWh



2030 SCENARIO. 85% OF RENEWABLE GENERATION WITHOUT COAL OR NUCLEAR, AT UNDER 0.05€/KWH

A FACT OFTEN FORGOTTEN BY OTHER STUDIES IS THAT CSP PLANTS, DESPACHED AS A COMPLEMENT TO PV, ARE A COMPETITIVE WAY OF REDUCING THE CONVENTIONAL BACK-UP AND CAN TURN SOLAR ENERGY INTO THE PILLAR OF POWER GENERATION IN SPAIN BY 2030. PROTERMOSOLAR HAS RELEASED THE REPORT "THE POWER SECTOR TRANSITION: 2030 HORIZON" WHICH PROJECTS A SCENARIO FOR THAT YEAR WITH NO COAL OR NUCLEAR POWER STATIONS; WITH 85.6% OF RENEWABLE GENERATION COMPARED TO THE 62.1% FIGURE FROM THE COMMITTEE OF EXPERTS (CdE); REDUCING WASTE BY 82% AND EMISSIONS BY 60% COMPARED TO THE COMMITTEE'S REPORT; AND AT A COST OF UNDER 0.05€/kWh. THE STUDY ENVISAGES LESS BACK-UP FROM COMBINED CYCLES COMPARED TO THE CdE REPORT MEANING THAT RENEWABLES ACHIEVE A PENETRATION OF FINAL ENERGY DEMAND OF 34%, MEETING THE EU TARGETS.

The key lies in distributing the solar capacity forecast by the CdE between PV and CSP and dispatching new CSP plants with storage after sunset.

Planners and those responsible for energy must understand the differences between renewable energy technologies to cover demand securely, cost-effectively and emissions-free, something that the markets, exclusively comparing generation costs, do not.

This study provides an alternative proposal to the report from the Committee of Experts for the Law on Energy Transition and Climate Change. The study is drawn up by the CSP business association and is based, not on computer models, but on a projection created from the actual hourly generation data of the proposed mix over past years. Its conclusions therefore correspond to actual verification of the capacity of an optimised renewable mix, identifying the real back-up capacity that would be needed. The report concludes that coal, nuclear and part of the current combined-cycle stock would be surplus to requirements.

The scenario forecast by Protermosolar covers the same demand to 2030 as that projected by the CdE and with the same renewable output of 106 GW, broken down as follows: 33 GW wind; 25 GW PV; 20 GW CSP and 5 GW from other

renewables. With this mix, waste is reduced to 830 GWh, 82% of the 4,600 GWh considered by the CdE; and emissions by 4,991 kton CO₂, 60% of the 12,593 kton CO₂ projected by the Committee report.

The CdE report would maintain the nuclear power stations and the combined cycle stock and fails to meet EU targets, given that the forecast remains below the 30% contribution by renewables. The mix proposed by Protermosolar would exceed 34%.

The projection made by Protermosolar proposes an interconnections balance of 4.5% of imports, as it would be more



Cutting-edge thermal and fire engineering Cool answers to hot problems[®]

We make your CSP plant run like clockwork:
Green engineering, full services
Maximum output, process control and safety
Longer lifetime, faster return on investment

Contact us now!
info@promat-industry.com | www.promat-industry.com

Industrial solutions

considerados por la CdE, y las emisiones a 4.991 kton CO₂, un 60% de los 12.593 kton CO₂ proyectados por la CdE.

La CdE en su informe mantenía las centrales nucleares y el parque de ciclos combinados y no llegaba a cumplir los objetivos de la UE al quedarse por debajo del 30% de contribución de las renovables, mientras que con el mix de Protermosolar se superaría el 34%.

La proyección que realiza Protermosolar plantea un saldo de interconexiones de un 4,5% de importación, ya que sería más económico importar electricidad que hacer trabajar a los ciclos combinados en determinados momentos, y una cobertura de la demanda por fuentes renovables del 83% (frente al 69% de la CdE).

El informe también especifica la estimación razonable de la media de costes a los que resultaría la generación de ese parque tras las sucesivas subastas por tecnologías durante la próxima década: Eólica, 4 c€/kWh; fotovoltaica, 3,5 c€/kWh; termosolar, 5,5 c€/kWh; biomasa, 6 c€/kWh; turbinación por bombeo, 2,5 c€/kWh; hidráulica, 2 c€/kWh; residuos no renovables, 8 c€/kWh; cogeneración 7 c€/kWh; ciclo combinado 7,4 c€/kWh; importaciones, 6 c€/kWh, y exportaciones, 4 c€/kWh.

Por lo tanto, la media de costes de generación, de acuerdo a las producciones de cada tecnología, se situaría en el entorno de 4,9 c€/kWh y la generación a partir de viento y sol representaría el 65% de la generación total, mientras que el resto dependería de la cogeneración (11%), biomasa y biogás (9%), que elevarían ligeramente el precio del mix, e hidráulica (12%) que reduciría el precio al valor medio de sol y viento.

El estudio de Protermosolar también muestra la contribución adicional a la economía española que representan las centrales termosolares, gracias a su elevado contenido local. Las inversiones en termosolares contribuirían a un incremento del PIB de 62.000 M€ (3,5 M€/MW para 17,7 GW) en su fase de construcción y de 5.000 M€ (0,25 M€/MW para 20 GW) en la fase de operación.

Respecto a la generación de empleo, en la fase de construcción de las centrales, se llegarían a crear 88.500 puestos de trabajo/año, mientras que en la fase de operación se generarían 1.770 empleos directos adicionales/año. A partir de 2030, el parque termosolar en operación tendría 20.000 empleos permanentes. Además, las termosolares contribuirían a la disminución de importaciones de combustibles (con lo que mejoraría la balanza comercial), a reducir los pagos por CO₂ y se conseguiría consolidar el liderazgo mundial de las empresas españolas en la industria.

El informe concluye con una serie de actuaciones recomendadas, entre las que figura en primer lugar la estabilidad retributiva de las instalaciones existente, ya que no se puede construir el futuro sobre las cenizas del sector. Se recomienda planificar con perfiles de despacho diferenciados para sacar todo su valor a las tecnologías renovables apostando por su complementariedad estacional y horaria y se propone relanzar la instalación de nuevas centrales termosolares en España, con una primera convocatoria de subastas de 1.000 MW, así como otra de 100 MW para demostrar el concepto de hibridación con turbinas de gas de ciclo abierto, asegurando la firmeza total de las instalaciones.



economical to import electricity than make the combined cycles work at specific moments, and a demand coverage by renewables of 83% (compared to the CdE's 69%).

The report also specifies the reasonable estimate of the average resultant costs of generation by this stock following the successive auctions by technology for the next decade: Wind, 4 c€/kWh; PV, 3,5 c€/kWh; CSP, 5,5 c€/kWh; biomass, 6 c€/kWh; pumped turbine, 2,5 c€/kWh; hydropower, 2 c€/kWh; non-renewable waste, 8 c€/kWh; CHP 7 c€/kWh; combined cycles 7,4 c€/kWh; imports, 6 c€/kWh; and exports, 4 c€/kWh.

As such, average generation costs, in line with the outputs of each technology, stand at around 4.9 c€/kWh. Generation from wind and solar power represent 65% of total generation, while the rest will depend on CHP (11%), biomass and biogas (9%) that will slightly increase the mix price and hydro (12%) that will reduce the price to the mean value of solar and wind.

The Protermosolar study also demonstrates the additional contribution to the Spanish economy represented by CSP plants, thanks to their high local content. Investments in CSP will contribute to an increase in GDP of €62bn (3,5 M€/MW for 17,7 GW) during its construction phase and €5bn (0,25 M€/MW for 20 GW) during the operating phase.

As regards job creation, during the construction phase of the power plants, 88,500 jobs/year will be created, while during its operational phase, an additional 1,770 direct jobs/year will be created. As from 2030, the operating CSP stock will have 20,000 permanent jobs. In addition, CSP plants will help reduce fuel imports (thereby improving the trade balance), bring down CO₂ payments and consolidate the global leadership of Spanish companies in the industry.

The report concludes with a series of recommendations, including as a primary action, remuneration security for existing installations, as the future cannot be built on the ashes of the sector. The recommendations include planning different despatch profiles to make the most of the full value of the renewable technologies, committing to their seasonal and hourly complementarity. Proposals also include relaunching the installation of new CSP plants in Spain, with a first official announcement of 1,000 MW auctions, as well as a further 100 MW auction to demonstrate the concept of hybridisation with open cycle gas turbines, guaranteeing the total resilience of the installations.

57 Febrero February

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 11/02
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 14/02

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Sector Industrial • INDUSTRIA 4.0. Digitalización en el sector industrial • ENERGÍAS RENOVABLES. Eólica • ENERGÍAS RENOVABLES. Fotovoltaica • INGENIERÍAS. Proyectos energéticos nacionales e internacionales • COGENERACIÓN. Motores y Turbinas
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Industrial Sector • INDUSTRY 4.0. Digitalisation in the industrial sector • RENEWABLE ENERGIES. Wind Power • RENEWABLE ENERGIES. PV • ENGINEERING FIRMS. National & international power projects • CHP. Engines & Turbines

Distribución Especial | Special Distribution

- V Congreso CIVILDON (Spain, 26-27/02) ● GENERA 2019 (Spain, 26/02-01/03)
- RECAM Week (Panama, 5-7/03) ● Solar Power Summit (Belgium, 6-7/03)
- The Drone Show (Spain, 13-14/03) ● Solar Power México (Mexico, 19-21/03)
- Mexico Wind Power (Mexico, 20-21/03) ● WindEurope Conf. & Exhb. 2019 (Spain, 2-4/04) ● Smart Energy Congress (Spain, 3-4/04)

58 Marzo March

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 11/03
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 14/03

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Hoteles • ENERGÍAS RENOVABLES. Biomasa • ENERGÍAS RENOVABLES. Termosolar • CLIMATIZACIÓN EFICIENTE • REDES URBANAS DE CALOR Y FRÍO • CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE Y REHABILITACIÓN ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Hotels • RENEWABLE ENERGIES. Biomass • RENEWABLE ENERGIES. CSP • EFFICIENT HVAC • DHC NETWORKS • SUSTAINABLE CONSTRUCTION & ENERGY REFURBISHMENT

Distribución Especial | Special Distribution

- CSP Focus China (China, 21-22/03) ● Hannover Messe 2018 (Germany, 1-5/04)
- EE&RE Exhibition Smart Cities (Bulgaria, 16-18/04) ● Construmat (Spain, 14-17/05)
- EUBCE 2019 (Portugal, 27-30/05) ● 39th Euroheat & Power Congress (France, 05)

59 Abril April

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 11/04
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 16/04

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Ayuntamientos/Residencial • ILUMINACIÓN EFICIENTE • ENERGÍAS RENOVABLES. Eólica • ENERGÍAS RENOVABLES. Fotovoltaica • MOVILIDAD ELÉCTRICA. Vehículos, infraestructura y gestión de recarga • ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. Baterías y otras tecnologías • REDES INTELIGENTES. Transmisión y Distribución • CIUDADES INTELIGENTES
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. City Councils /Residential • EFFICIENT LIGHTING • RENEWABLE ENERGIES. Wind Power • RENEWABLE ENERGIES. PV • E-MOBILITY. Vehicles, charging infrastructure & management • ENERGY STORAGE. Batteries & other technologies • SMART GRIDS. Transmission & Distribution • SMART CITIES

Distribución Especial | Special Distribution

- All Energy (UK, 15-16/05) ● ees Europe (Germany, 15-17/05) ● Intersolar Europe (Germany, 15-17/05) ● MIREC Week (Mexico, 20-23/05) ● Latam Mobility Tour 2019 (Colombia, 4-5/06) ● VEM 2019 (Spain, 06) ● Latam Wind Power (Uruguay, 06)

60 Mayo May

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 10/05
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 15/05

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Sector Industrial • ENERGÍAS RENOVABLES. Biomasa • EL GAS NATURAL Y SUS APLICACIONES. Generación flexible a gas. CCC • COGENERACIÓN. Motores y Turbinas • GRUPOS ELECTRÓGENOS • ENERGÍA 4.0 - INDUSTRIA 4.0. Digitalización
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Industrial Sector • RENEWABLE ENERGIES. Biomass • NATURAL GAS & ITS APPLICATIONS. Flexible generation with natural gas. CCGT • CHP. Engines & Turbines • GENSETS • ENERGY 4.0 - INDUSTRY4.0. Digitalisation

Distribución Especial | Special Distribution

- PENREC (Peru, 06) ● IENER (Spain, 26-27/06)
- V Congreso COGENERA (México, 2-3/09) ● Gastech 2019

61 Junio June

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 11/06
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 14/06

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Hoteles • ENERGÍAS RENOVABLES. Eólica • ENERGÍAS RENOVABLES. Termosolar • CLIMATIZACIÓN EFICIENTE • REDES URBANAS DE CALOR Y FRÍO • CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE Y REHABILITACIÓN ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Hotels • RENEWABLE ENERGIES. Wind Power • RENEWABLE ENERGIES. CSP • EFFICIENT HVAC • DHC NETWORKS • SUSTAINABLE CONSTRUCTION & ENERGY REFURBISHMENT

Distribución Especial | Special Distribution

- V Congreso Eólico Español (Spain, 06) ● Brazil Windpower (Brazil, 08)
- Husum Wind 2019 (Germany, 10-13/09) ● Argentina Wind Power (Argentina, 09)

62 Julio July

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 11/07
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 16/07

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Sector Terciario • ILUMINACIÓN EFICIENTE • ENERGÍAS RENOVABLES. Fotovoltaica • ENERGÍAS RENOVABLES. Biomasa • OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. Centrales eléctricas (renovables y convencionales). Drones y sus aplicaciones • ENERGÍA 4.0. Digitalización en el sector energético
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Tertiary Sector • EFFICIENT LIGHTING • RENEWABLE ENERGIES. PV • RENEWABLE ENERGIES. Biomass • O&M. Power plants (renewable & conventional). Drones and its applications • ENERGY 4.0. Digitalisation in the energy sector

Distribución Especial | Special Distribution

- Intersolar South America (Brazil, 08) ● The Green Expo (México, 3-5/09)
- Expobiomasa (Spain, 24-26/09) ● Solar Power International (USA, 09)
- EU PVSEC (Belgium, 09) ● ANDREC (Colombia, 10) ● AIREC (Argentina, 10)

63 Agosto-Septiembre August - September

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 12/09
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 17/09

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Hoteles • ENERGÍAS RENOVABLES. Eólica • MOVILIDAD ELÉCTRICA. Vehículos, infraestructura y gestión de recarga • ESPECIAL: Movilidad eléctrica y logística • ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. Baterías y otras tecnologías • REDES INTELIGENTES. Transmisión y Distribución • CIUDADES INTELIGENTES
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Hotels • RENEWABLE ENERGIES. Wind Power • E-MOBILITY. Vehicles, charging infrastructure & management • SPECIAL REPORT: E-mobility & logistics • ENERGY STORAGE. Batteries & other technologies • SMART GRIDS. Transmission & Distribution • SMART CITIES

Distribución Especial | Special Distribution

- Congreso Energías Renovables 2019 (Spain, 10) ● emove 360 (Germany, 10)
- China Wind Power (China, 10) ● Offshore Energy 19 (The Netherlands, 10)
- ANDREC (Colombia, 10) ● AIREC (Argentina, 10) ● Windaba (South Africa, 11)
- Expoelétric (Spain, 11) ● SCEWC (Spain, 11)

64 Octubre October

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 10/10
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 15/10

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Sector Industrial • ILUMINACIÓN EFICIENTE • ENERGÍAS RENOVABLES. Termosolar • ENERGÍAS RENOVABLES. Geotermia • EL GAS NATURAL Y SUS APLICACIONES. Generación flexible a gas. CCC • COGENERACIÓN. Motores y Turbinas • GRUPOS ELECTRÓGENOS • ENERGÍA 4.0 - INDUSTRIA 4.0. Digitalización
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Industrial Sector • EFFICIENT LIGHTING • RENEWABLE ENERGIES. CSP • RENEWABLE ENERGIES. Geothermal • NATURAL GAS & ITS APPLICATIONS. Flexible generation with natural gas. CCGT • CHP. Engines & Turbines • GENSETS • ENERGY 4.0 - INDUSTRY 4.0. Digitalisation

Distribución Especial | Special Distribution

- XV Congreso Anual de COGEN España (Spain, 10)
- POWERGEN Europe (France, 12-14/11)

65 Noviembre November

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 11/11
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 14/11

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Sector Terciario • ENERGÍAS RENOVABLES. Eólica • ENERGÍAS RENOVABLES. Fotovoltaica • CLIMATIZACIÓN EFICIENTE • REDES URBANAS DE CALOR Y FRÍO • CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE Y REHABILITACIÓN ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Tertiary Sector • RENEWABLE ENERGIES. Wind Power • RENEWABLE ENERGIES. PV • EFFICIENT HVAC • DHC NETWORKS • SUSTAINABLE CONSTRUCTION & ENERGY REFURBISHMENT

Distribución Especial | Special Distribution

- Foro Solar Español (Spain, 11) ● WindEurope Offshore (Denmark, 26-28/11)

66 Diciembre-Enero December-January

Cierre Editorial | Editorial Deadline: 11/12
Cierre Publicidad | Advertising Deadline: 17/12

SECCIÓN ESPECIAL "A FONDO". Análisis 2019 • EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Centros de datos • ENERGÍAS RENOVABLES. Energía Marina • MOVILIDAD ELÉCTRICA. Vehículos, infraestructura y gestión de recarga • ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. Baterías y otras tecnologías • REDES INTELIGENTES. Transmisión y Distribución • CIUDADES INTELIGENTES "IN DEPTH" SECTION. Analysis of 2019 • ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Data Centres • RENEWABLE ENERGIES. Marine Energy • E-MOBILITY. Vehicles, charging infrastructure & management • ENERGY STORAGE. Batteries & Other technologies • SMART GRIDS. Transmission & Distribution • CIUDADES INTELIGENTES

PAPEL / PRINT		1 ins/año 1 ins/yr
Portada Front Cover	170x190 mm	3500
Contraportada Exterior Outside Back Cover	210x297 mm	2495
Contraportada Interior 1ª Inside Front Cover	210x297 mm	1795
1 Página 1 Page	210x297 mm	1695
1/2 Página 1/2 Page	V: 90x260 mm H: 180x130 mm	895
1/4 Página 1/4 Page	90x130 mm	495
1/4 Faldón 1/4 Page Strip	180x65 mm	595
Publirreportaje Advertisement Feature	1 Página 1 Page 950	2 Páginas 2 Pages 1750

+10% emplazamiento especial | +10% for preferential placement
Anuncios 1 pag. a sangre 210x297 mm + 3 mm por cada lado para corte | Full page advert 210x297 mm + 3 mm bleed

¡ Aprovecha nuestros descuentos por campaña !
Take advantage of our special campaign discounts !

Papel Print	Online
2 ins./año year 10%	3 meses months 20%
3 ins./año year 15%	6 meses months 30%
4 ins./año year 20%	12 meses months 50%
5 ins./año year 25%	
6 ins./año year 30%	
7 ins./año year 35%	
8 ins./año year 40%	
9 ins./año year 45%	
10 ins./año year 50%	



ONLINE		WEB		NEWSLETTER
		semanal weekly	1 mes monthly	1 mes monthly
Banner Slide Slide Banner*	760x180 px.	600	2000	
Banner Pop-Up Pop-Up Banner	550x480 px.	350	1300	
Banner Superior Top Banner	728x90 px.		725	775
Banner Central Central Banner	728x90 px.		625	675
Banner Lateral Destacado* Prominent Side Banner	300x250 px.		325	375
Banner Lateral Side Banner	300x100 px.		175	225
Banner Inferior Bottom Banner*	980x90 px.		325	375
Patrocinio Newsletter Newsletter Sponsorship				1.200
Noticia Destacada Lead News Item				950

* Máximo dos empresas en modo rotativo | Maximum of two companies in rotation

REDES SOCIALES
SOCIAL NETWORKS

1 publicación | publication **Más de 17.000 seguidores y creciendo cada día**
Over 17,000 followers and growing by the day

Pack Promoción: Post + Difusión Redes Sociales **150**
Promotion Pack: Post + Dissemination via Social Networks

Te ayudamos a difundir y ampliar tu comunidad
We'll help you publicise and grow your community

DIRECTORIO DE EMPRESAS ONLINE
ONLINE COMPANY DIRECTORY

Módulo | Module 260x200 px
12 meses | months **495**

Incluye descripción de la empresa (85-100 palabras)
Includes company description (85-100 words)

PACKS PUBLICITARIOS | ADVERTISING PACKS

<p>PACK GW PRECIO TARIFA STANDARD PRICE 22950 PRECIO OFERTA SPECIAL OFFER 10825</p> <p>1 Portada 1 Front Cover 2 Contraportadas Exteriores 2 Outside Back Covers 7 Páginas 7 Full Pages 1 Banner Lateral Web (Anual) 1 Web Side Banner (Yearly) 1 Módulo Directorio de Empresas Online (Anual) 1 Online Company Directory Module (Yearly)</p>	<p>PACK MW PRECIO TARIFA STANDARD PRICE 18060 PRECIO OFERTA SPECIAL OFFER 9790</p> <p>1 Portada 1 Front Cover 1 Contraportada Interior 1 Inside Cover 6 Páginas 6 Full Pages 1 Banner Lateral Web (Anual) 1 Web Side Banner (Yearly) 1 Módulo Directorio de Empresas Online (Anual) 1 Online Company Directory Module (Yearly)</p>
<p>PACK KW PRECIO TARIFA STANDARD PRICE 8325 PRECIO OFERTA SPECIAL OFFER 6040</p> <p>4 Páginas 4 Full Pages 1 Banner Lateral Web (Semestral) 1 Web Side Banner (Biannual) 1 Módulo Directorio de Empresas Online (Anual) 1 Online Company Directory Module (Yearly)</p>	<p>PACK W PRECIO TARIFA STANDARD PRICE 5125 PRECIO OFERTA SPECIAL OFFER 3735</p> <p>4 x 1/2 Páginas 4 x 1/2 Pages 1 Banner Lateral Web (Semestral) 1 Web Side Banner (Biannual) 1 Módulo Directorio de Empresas Online (Anual) 1 Online Company Directory Module (Yearly)</p>

Se emitirá una única factura por el importe total del pack, una vez aceptada la orden de publicidad | One invoice for the total pack price will be issued on receipt of the signed IO

Si estás interesado en recibir puntualmente los 10 números anuales de la revista FuturENERGY en papel, ponte en contacto con nosotros y...

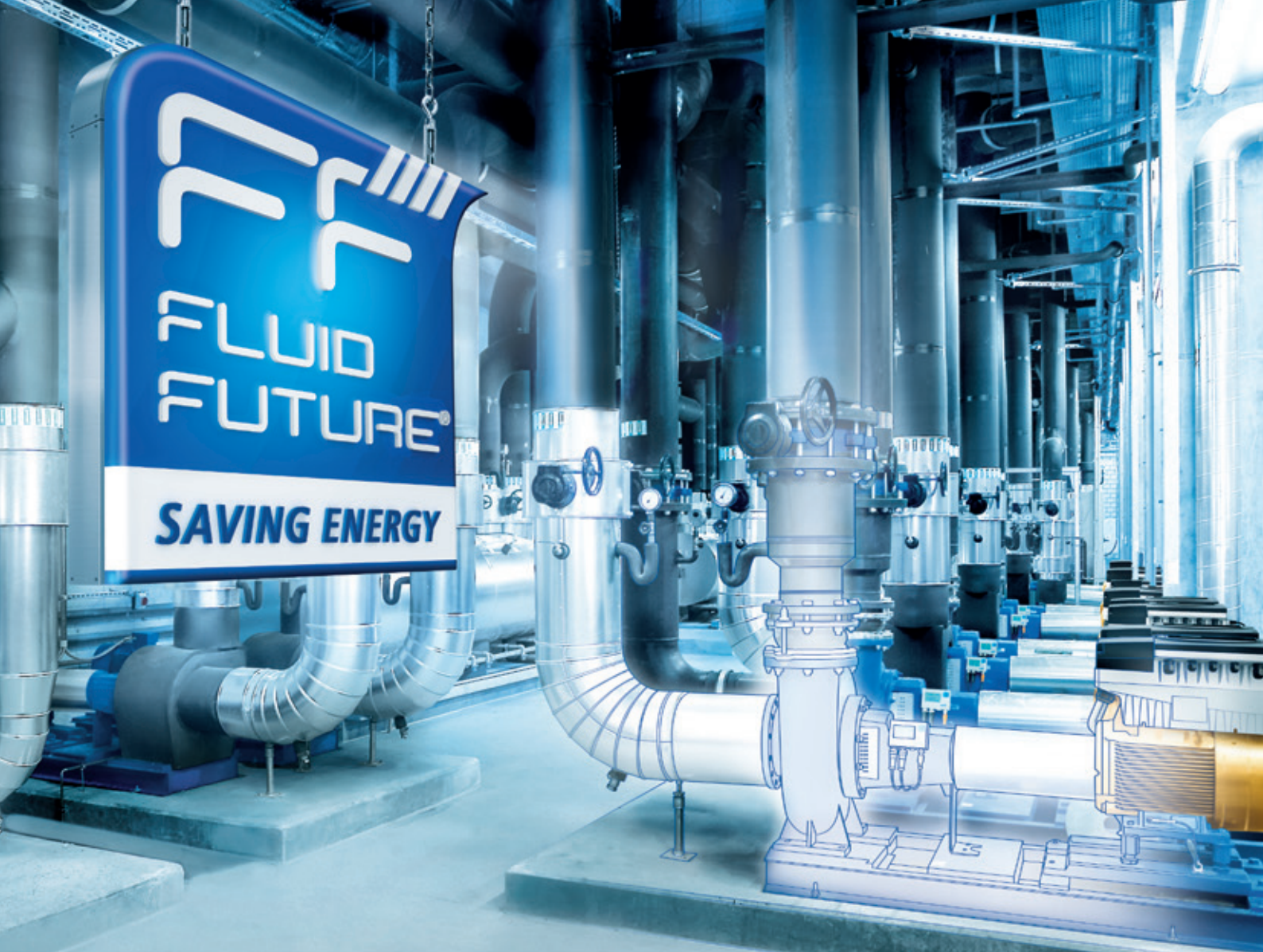
¡¡ Suscríbete a la mejor información !!

If you would like to receive all 10 print issues of FuturENERGY on a regular basis, please contact us and...

Sign up to the best information!!

Tarifas de suscripción en papel | Print subscription rates

España Spain	10 Núm. 10 Issues 90	20 Núm. 20 Issues 155
Resto de Europa Rest of Europe	10 Núm. 10 Issues 130	20 Núm. 20 Issues 220
Latinoamérica y Resto del Mundo Latin America & Rest of World	10 Núm. 10 Issues 170	20 Núm. 20 Issues 290



Fluid Future®: ahorro energético de hasta un 60 % en su instalación

Nuestro concepto de ahorro energético FluidFuture® le permitirá obtener la máxima eficiencia energética de su sistema hidráulico. Este proceso de optimización sistemática consta de cuatro pasos:

- Análisis del sistema
- Diseño y selección
- Puesta en marcha
- Funcionamiento de alta eficiencia

Ofrecemos ahorros máximos considerando siempre el sistema en su conjunto y el ciclo de vida completo. Para ello aunamos nuestros conocimientos especializados con productos y servicios inteligentes. Descubra FluidFuture® en:

www.ksb.es/fluidfuture

Visítenos también en www.ksb.es/noticias

► Nuestra tecnología. Su éxito.

Bombas • Válvulas • Servicio

KSB 