

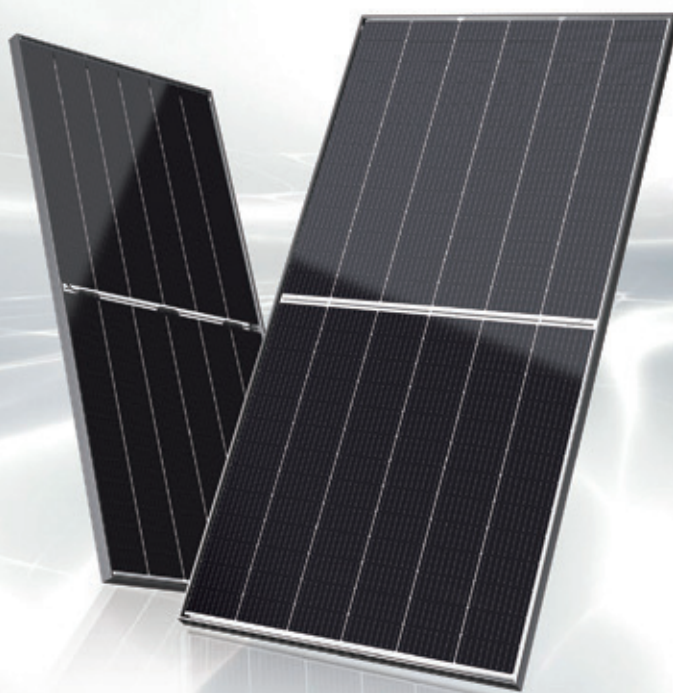
FuturENERGY

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

Solar
Jinko
Building Your Trust in Solar

TIGER Pro • 585W

Rethink Power



latam@jinkosolar.com | www.jinkosolar.com

FOTOVOLTAICA | PV

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA | ENERGY STORAGE

DIGITALIZACIÓN. ENERGÍA 4.0 | DIGITALIZATION. ENERGY 4.0

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA | ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT



Fiabilidad. Made by Schaeffler.

Para que un aerogenerador sea rentable precisa componentes fiables. Nuestras soluciones comprenden desde rodamientos con mayor duración de vida a sistemas con sensores integrados y servicios digitales. Combinándolas, podemos ofrecerle la mejor solución para cada aplicación de rodamientos en aerogeneradores con el objetivo de obtener la máxima seguridad de funcionamiento y una significativa reducción de los TCO.

www.schaeffler.es/aerogeneradores



SCHAEFFLER



5 EDITORIAL

6 EN PORTADA | COVER STORY

La nueva gama de módulos Tiger PRO de JinkoSolar, ofrece la combinación perfecta para reducir costes
The new range of Tiger PRO modules from JinkoSolar: the perfect combination for cost reduction

8 EN CONTRAPORTADA | BACK COVER STORY

Un nuevo módulo de la clase 500 W, optimiza ahorros en el BOS para plantas fotovoltaicas ultragrandes
New 500 W range module series optimises BOS savings for ultra-large PV plants

13 NOTICIAS | NEWS

21 FOTOVOLTAICA | PV

Energía solar, de nuevo la fuente de generación de energía más atractiva en 2019 | Solar, the most attractive power generation source once again in 2019

2019 el mejor año de la historia para la fotovoltaica en España | 2019: an all-time record year for PV in Spain

La fotovoltaica como alternativa preferente para la descarbonización | PV as the alternative of choice for decarbonisation

Monitorización de consumos 24/7 para hacer más inteligente el autoconsumo | 24/7 load consumption monitoring solution to make self-consumption smarter

Demostramos con un caso práctico cómo lograr el autoconsumo fotovoltaico de verdad | A case study to show us how to achieve real PV self-consumption

Menos emisiones y más ahorro energético en una instalación de bombeo solar con convertidores de frecuencia | Lower emissions and more energy savings in a solar pump installation with drive inverters

Hubgrade Solar, un ejemplo en la gestión de instalaciones fotovoltaicas | Hubgrade Solar, an example in PV installation management

50 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA | ENERGY STORAGE

Baterías de aire líquido un nuevo jugador en el mercado del almacenamiento energético | Liquid air batteries: a new solution for the utility-scale energy storage market

Soluciones de aislamiento para la protección de baterías frente al embalamiento térmico | Insulation solutions to protect batteries from thermal runaway

Planta de almacenamiento de 50 MWh para dar respaldo al mayor parque eólico terrestre de Reino Unido | 50 MWh back-up battery storage system for the UK's biggest onshore wind farm

59 DIGITALIZACIÓN. ENERGÍA 4.0
DIGITISATION. ENERGY 4.0

El valor de la digitalización
The value of digitisation

La digitalización marcará la transformación del sector energético | Digitisation to shape the transformation of the energy sector

64 EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT

Para ser 100% renovable, la tecnología es solo el punto de partida | For going 100% renewable, technology is just the starting point

Incentivos fiscales y económicos de los ayuntamientos españoles para favorecer el autoconsumo | Financial and tax incentives from Spanish city halls to promote self-consumption

Cómo usan el análisis de datos los municipios españoles para ser más eficientes y renovables
How data analytics is being used by Spanish municipalities to become more efficient and renewable

Control por voz para ejecutar acciones y controlar instalaciones eficientes KNX | Voice control to activate and control KNX efficient installations

Optimización de la climatización en centros educativos
Optimising temperature control in schools

PRÓXIMO NÚMERO | NEXT ISSUE

NÚMERO 73 SEPTIEMBRE/OCTUBRE 2020 | ISSUE 73 SEPTEMBER/OCTOBER 2020

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Hoteles
ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Hotels

ENERGIAS RENOVABLES. Eólica | RENEWABLE ENERGIES. Wind power

ENERGIAS RENOVABLES. Fotovoltaica | RENEWABLE ENERGIES. PV

MOVILIDAD ELÉCTRICA. Vehículos, infraestructura y gestión de recarga
E-MOBILITY. Vehicles, charging infrastructure & management

CIUDADES INTELIGENTES Y SOSTENIBLES. Energía, climatización e iluminación eficientes. Redes urbanas de calor y frío | SMART & SUSTAINABLE CITIES. Energy, efficient heating & cooling, efficient lighting. DHC networks

DISTRIBUCIÓN ESPECIAL EN:
SPECIAL DISTRIBUTION AT:

European Mobility Week (Europe, 16-22/09)

GreenCities (Spain, 30/09-1/10)

S-Moving (Spain, 30/09-1/10)

V Congreso Eólico Español (Spain, 1-2/10)

Foro Solar Español (Spain, 21-22/10)

Offshore Energy 2020 (The Netherlands, 26-28/10)

IBER-REN (Spain, 27-28/10)

ENERGYEAR México (Mexico, 11-12/11)

Smart City Live (Virtual, 17-18/11)

SolarPower México (Mexico, 18-20/11)

EFFIE Mobility/Efficiency (Virtual, 27-30/10)

WindEnergy Hamburg (Germany, 1-4/12)



La
INNOVACIÓN
está en **nuestro**
ADN



Mucho más que aire acondicionado y bomba de calor,
líderes en ofrecer **soluciones** para **hacer la vida mejor**
a los nuestros y a los que están por llegar.

**Por tierra, mar, aire...
y a través del espacio!**

Es tecnología. Es futuro



www.lumelco.es

FOTOVOLTAICA, LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN LÍDER EN 2019

Con un récord de 118 GW de nueva construcción, la fotovoltaica superó a todas las demás tecnologías en términos de nueva capacidad añadida en 2019, representando casi la mitad de toda la nueva capacidad de generación de energía agregada en todo el mundo, según el informe *Power Transition Trends 2020* de BNEF. Los datos coinciden prácticamente con los del informe *Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024*, de SolarPower Europe, que indica que en 2019 la energía solar creció un 13% para alcanzar una potencia instalada de 116,9 GW, estableciendo un nuevo récord de instalación anual.

El informe de BNEF destaca los enormes avances de la energía solar en una década, creciendo desde 43,7 GW de capacidad total instalada en 2010 a 651 GW a finales de 2019. En 2019, la solar superó a la eólica para convertirse en la cuarta fuente de energía por detrás del carbón (2,089 GW), gas (1,812 GW) y la hidroeléctrica (1,160 GW).

Si nos centramos en generación, en vez de en la potencia instalada, la contribución de la fotovoltaica es considerablemente inferior, debido a su menor capacidad de producción en comparación con los combustibles fósiles. En 2019, la energía solar representó el 2,7% de la electricidad generada en todo el mundo, creciendo desde el 0,16% de hace una década; SolarPower Europe corrobora prácticamente este dato (2,6%). Y para ambos esto no es sino un fiel reflejo del enorme potencial de crecimiento de esta tecnología. Teniendo en cuenta el bajo coste de la tecnología y la limitada penetración en la generación, BNEF espera que el mercado continúe creciendo, con 140-178 GW de capacidad solar agregada en 2022.

Los principales analistas de mercado han corregido a la baja sus cifras para 2020 a causa de la crisis del COVID-19. IHS Markit redujo su pronóstico en abril en un 26%, o 32 GW, desde los 142 GW pronosticados en diciembre de 2019 a 109 GW. A finales de mayo, las estimaciones de los analistas en un Escenario Medio se situaron en: 106 GW (Wood Mackenzie), 111 GW (BloombergNEF) y 112 GW (SolarPower Europe), con la excepción conservadora de la AIE, que anticipa solo 90 GW. Si bien el mercado volverá a crecer después, de hecho SolarPower Europe espera superar la marca de 1 TW solar en 2022; solo cuatro años después de alcanzar el nivel de 0,5 TW.

PV, THE GENERATION TECHNOLOGY LEADER IN 2019

With a record 118 GW of new construction, PV overtook all the other technologies in terms of new added capacity in 2019. According to the BNEF report, *Power Transition Trends 2020*, this represents almost half of all new aggregate power generation capacity around the world. The data almost coincides with that of the *Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024*, a report released by SolarPower Europe, which indicates that in 2019, solar power grew by 13% to achieve an installed capacity of 116.9 GW, setting a new annual installation record.

The BNEF report highlights the enormous progress made by solar power in a decade, growing from 43.7 GW of total installed capacity in 2010 to 651 GW as of the end of 2019. Last year, solar overtook wind power to become the fourth energy source behind coal (2,089 GW), gas (1,812 GW) and hydro (1,160 GW).

Turning specifically to generation, as opposed to installed capacity, PV's contribution is significantly less, due to its lower production capacity compared to fossil fuels. In 2019, solar power accounted for 2.7% of all the electricity generated worldwide, up from the 0.16% produced a decade ago; SolarPower Europe's report almost matches this figure (2.6%). And for both reports, this clearly represents the huge growth potential of this technology. Taking into account the low cost of the technology and the limited penetration on a generation basis, BNEF expects the market to continue to grow, with 140-178 GW of aggregate solar capacity by 2022.

The main market analysts have adjusted their figures downwards for 2020 due to the COVID-19 crisis. IHS Markit cut its forecast in April by 26% (32 GW), from the 142 GW estimated for December 2019 to 109 GW. As at the end of May, analysts' estimates for a Medium Scenario stood at: 106 GW (Wood Mackenzie), 111 GW (BloombergNEF) and 112 GW (SolarPower Europe), with the conservative exception of the IEA that forecasts just 90 GW. However, the market will return to growth. In fact, SolarPower Europe expects solar to achieve the 1 TW mark in 2022, just four years after having reached 0.5 TW.



Esperanza Rico
DIRECTORA

FuturENERGY

EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA

Número 72 - Julio/Septiembre 2020 | Issue 72 - July/September 2020

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
Carlos Ballesteros
Director de ANESE
José Miguel Villarig
Presidente de APPA
Pablo Ayesa
Director General CENER
Carlos Alejandre Losilla
Director General de 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: Saguenay, S.L.
Zorral, 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:
Diseñar Publicidad S.L.U.

Impresión | Printing: Grafoprint

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

Otras publicaciones | Other publications
FuturENVIRO

© Prohibida 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.

LA NUEVA GAMA DE MÓDULOS TIGER PRO DE JINKOSOLAR, OFRECE LA COMBINACIÓN PERFECTA PARA REDUCIR COSTES

JINKOSOLAR HA LANZADO RECIENTEMENTE SU SERIE DE MÓDULOS INSIGNIA PARA 2020, LA SERIE TIGER PRO, QUE INCLUYE LAS VERSIONES 72-TR Y 78-TR, TAMBIÉN CON OPCIONES BIFACIALES, DISEÑADAS PARA EL MERCADO A GRAN ESCALA Y LA VERSIÓN 60-TR, ESPECÍFICA PARA EL MERCADO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

El mercado fotovoltaico global se está moviendo rápidamente hacia módulos de alto rendimiento para reducir los costes del sistema y la inversión inicial de capital, dada la necesidad de reducir al mínimo el LCOE en la era de la paridad de la red y post-subsidios. Después de un período en el que se han introducido diferentes estándares para aumentar la salida de potencia del módulo por encima de 500 Wp y acercarse a 600 Wp, con Tiger PRO de JinkoSolar ha definido un nuevo estándar. Esto implica tener en cuenta los desafíos relacionados con el desarrollo de un nuevo producto, como aumentar el tamaño de la oblea y los módulos, el peso correspondiente y la elección de las láminas posteriores de vidrio doble y vidrio/transparente para los módulos bifaciales; también es extremadamente importante prestar atención a la compatibilidad con los sistemas de montaje, fijos y seguidores, así como con inversores *string* y centrales.

Tiger PRO es la combinación perfecta para reducir el CAPEX del sistema fotovoltaico, minimizando el coste del BOS, como el del sistema de montaje (fijo o a un eje) y el cableado debido a la menor Voc (tensión en circuito abierto) de los módulos, lo que reduce el tiempo de instalación y aumenta el rendimiento energético gracias a la tecnología Tiling Ribbon, que reduce la cantidad de terreno necesaria debido a su mayor eficiencia. Además, en versión bifacial con lámina posterior transparente, Tiger PRO es un 10% más liviano en comparación con los módulos de doble vidrio y reduce el mantenimiento gracias a las características anti-manchas e hidrófobas del Tedlar®.

Una observación particular está relacionada con la logística, ya que el nuevo embalaje del Tiger Pro está diseñado no solo para soportar los más altos estándares en términos de seguridad y fiabilidad, sino que también presenta un nuevo embalaje sostenible. Todo está diseñado para maximizar la densidad de potencia por contenedor / camión, reduciendo el esfuerzo logístico y el impacto ambiental por unidad de potencia.

La serie de módulos Tiger PRO se compone de dos productos monofaciales y dos bifaciales en configuraciones de 72 células (2.230 mm x 1.134 mm) y 78 células (2.411 mm x 1.134 mm), más un producto monofacial en configuración de 60 células (1.868 mm x 1.134 mm). El módulo monofacial-PERC de medias

THE NEW RANGE OF TIGER PRO MODULES FROM JINKOSOLAR: THE PERFECT COMBINATION FOR COST REDUCTION

JINKOSOLAR HAS RECENTLY LAUNCHED ITS 2020 FLAGSHIP MODULE SERIES, THE TIGER PRO SERIES, WHICH INCLUDES THE 72-TR AND 78-TR VERSIONS, ALSO WITH BIFACIAL OPTIONS, DESIGNED FOR THE UTILITY-SCALE MARKET, AS WELL AS THE 60-TR VERSION, SPECIFIC TO THE DISTRIBUTED GENERATION MARKET.

JinkoSolar
Building Your Trust in Solar

latam@jinkosolar.com
www.jinkosolar.com

The global PV market is rapidly moving towards high-performance modules to reduce system costs and initial upfront capital investment, given the need to reduce the LCOE to the minimum in the era of

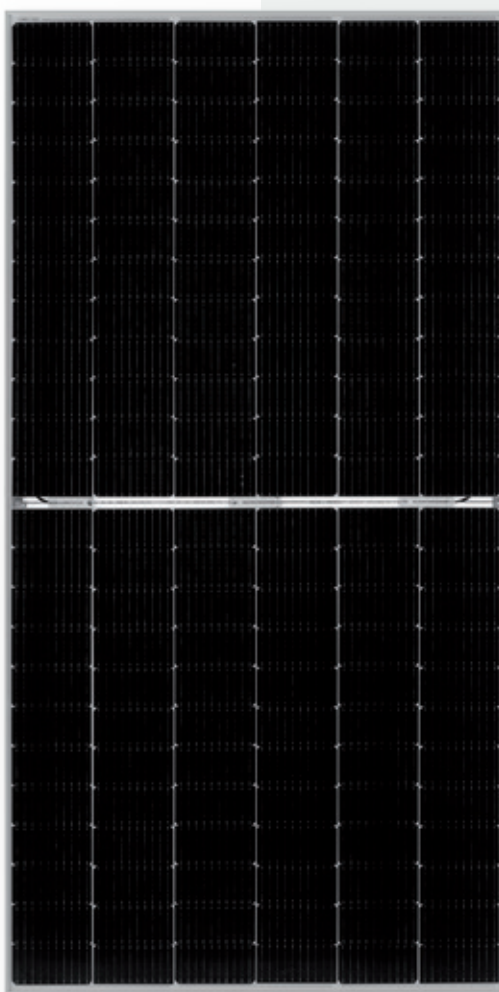
grid parity and post-subsidy support. After a period in which different standards have been introduced to increase module power outputs to above 500 Wp, and approaching 600 Wp, the Tiger PRO from Jinko solar has set a new standard. This implies taking into account the challenges related to the development of a new product, such as increased wafer and module sizes, the related weight and the choice of dual-glass and glass/transparent backsheets for the bifacial modules. It is also extremely important to pay attention to compatibility with fixed and tracker mounting systems, as well as to PV string and central inverters.

Tiger PRO is the perfect combination for lowering the CAPEX of the PV system, minimising the BOS cost, such as the mounting system (fixed or single-axis) and the cabling due to the lower

VOC (open-circuit voltage) of the modules, which reduces installation times. Energy yield is increased thanks to Tiling Ribbon (TR) technology, reducing the land needed due to the modules' higher efficiency. Moreover, in the case of the bifacial version with its transparent backsheet, Tiger PRO is 10% lighter than its dual-glass counterpart as well as requiring less maintenance thanks to the anti-stain and hydrophobic features of its Tedlar® protective film.

One specific observation relates to logistics, as the new Tiger Pro packaging is not only designed to comply with the highest standards in terms of safety and reliability, but also introduces a new sustainable packaging. Everything is designed to maximise the power density per container/truck, reducing the logistic effort and environmental impact per power unit.

The Tiger PRO module series comprises two monofacial and two bifacial products in 72-cell (2,230mm x 1,134mm) and 78-cell (2,411mm x 1,134mm) configurations, in addition to one monofacial product in a 60-cell configuration (1,868mm x 1,134mm). The 72-TR half-cut monofacial-PERC module reaches



células, TR de 72 células alcanza una potencia de 535 Wp, mientras que la versión más grande, 78-TR, llega a 580 Wp. El módulo bifacial Tiger PRO en versión 72-TR está disponible con hasta 530 Wp en configuración de doble cristal y cristal/lámina posterior transparente, con una vida útil de hasta 30 años también para la opción de lámina posterior transparente basada en el material Tedlar® de DuPont, mientras que el formato 78-TR alcanza 575 Wp en la configuración de hoja posterior transparente basada en Tedlar® de DuPont.

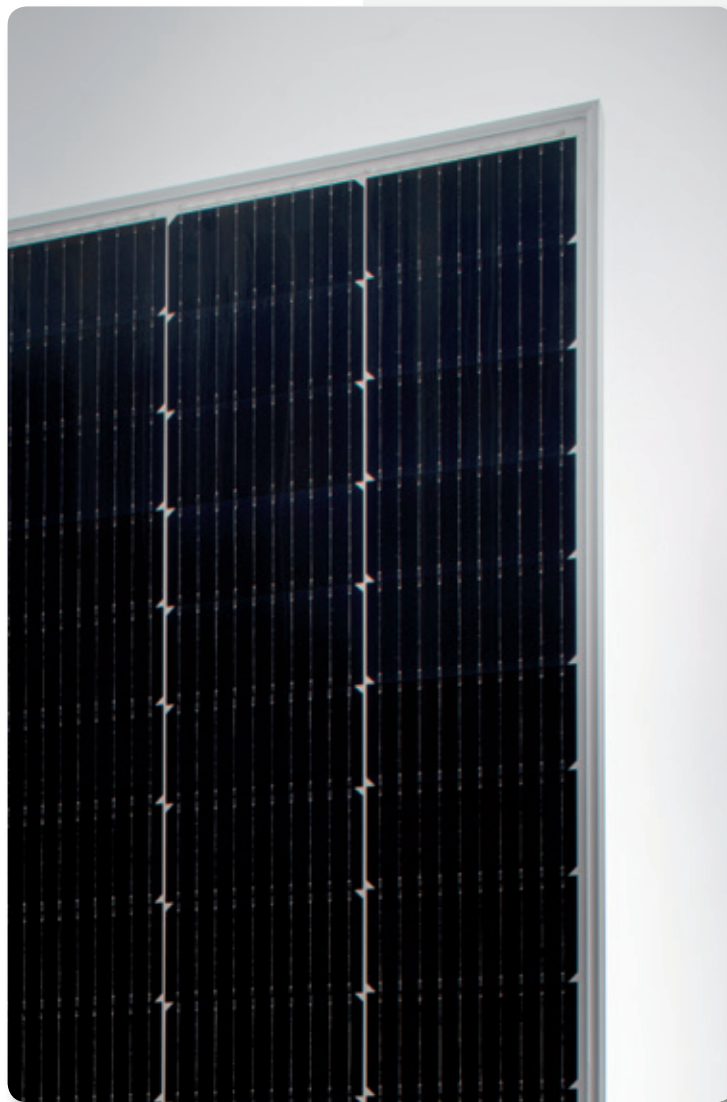
La nueva garantía ampliada para el módulo monofacial Tiger PRO incluye una degradación durante el primer año de no más del 2%, con una degradación anual de no más del 0,55% a partir del segundo año hasta el año 25. El módulo bifacial tiene una garantía lineal de 30 años con la misma degradación del primer año de no más del 2%, pero no más del 0,45% de degradación anual.

El nuevo módulo Tiger PRO se basa en un diseño de medias células para reducir el desajuste de corriente de la célula y las pérdidas de energía de la cinta. Además de eso, la tecnología Multibusbar (MBB) y Tiling Ribbon (TR) reduce la distancia entre el busbar principal y las líneas de la cuadrícula de contactos, lo que disminuye las pérdidas de resistencia y aumenta la potencia de salida y la eficiencia del módulo mientras mantiene una baja tensión de circuito abierto (Voc). Como resultado, las plantas gran escala pueden reducir la cantidad de cableado de continua, el montaje y las *combiner boxes* necesarias, lo que reduce los costes del BOS.

En el caso del módulo Tiger PRO de 72 células con tecnología TR y lámina posterior transparente, se dice que las dimensiones y el peso del módulo son menores que los módulos similares de gran tamaño que usan obleas de gran tamaño, lo que reduce el coste del eje principal del seguidor a un eje. Además, a medida que disminuye el área de carga, también lo hacen las cargas inducidas por el viento y la nieve, lo que indirectamente reduce el coste de los accesorios del sistema de montaje.

Como se mencionó anteriormente, el nuevo módulo Tiger PRO también estará disponible en una configuración monofacial de 60 células, específicamente diseñado para el mercado de la generación distribuida. Con una potencia máxima de 450 Wp y una eficiencia del 21,24%, Tiger PRO 60-TR marcará tendencia, conjugando una alta densidad de potencia y la última innovación en módulos.

JinkoSolar comenzará la producción en serie de los módulos Tiger PRO en el tercer trimestre de 2020 con una capacidad de fabricación planificada de más de 10 GW.



535 Wp performance, while the larger 78-TR version tops out at 580 Wp. The 72-TR Tiger PRO bifacial module is available up to 530 Wp in its dual glass and glass/transparent backsheet configuration. Both this configuration, as well as the DuPont Tedlar®-based transparent backsheet option, offer a 30-year service life. The 78-TR format in its DuPont Tedlar®-based transparent backsheet configuration achieves 575 Wp.

The new extended warranty for the Tiger PRO monofacial module includes a degradation over the first year of no more than 2%, with a maximum annual degradation of 0.55% from years 2 to 25. The warranty for the bifacial module has a 30-year linear warranty with the same year one degradation of no more than 2%, but a maximum annual degradation of 0.45%.

The new Tiger PRO module is based on a half-cut cell design to reduce cell current mismatch and ribbon power losses. In addition, Multi-busbar (MBB) and TR technology reduces the distance between the main busbar and finger grid lines, which decreases resistance loss and increases both power output and module efficiency while maintaining a low VOC. As a result, utility-scale plants can reduce the amount of DC cabling, mounting and combiner boxes required, thereby bringing BOS costs down.

In the case of the 72-TR Tiger PRO transparent backsheet module, the dimensions and weight of the module are said to be smaller than similar large-area modules that use large wafers, which reduces single-axis tracker main shaft costs. Moreover, as the load area decreases, so do the wind and snow loads, which indirectly reduces the cost of the fixtures for the mounting system.

As mentioned above, the new Tiger PRO module will be also available in a 60-cell monofacial configuration, specifically designed for the distributed generation market. With a maximum power of 450 Wp and an efficiency of 21.24%, Tiger PRO 60-TR is set to be the next mainstream product, combining high density power and the latest in module innovation.

JinkoSolar will start mass production of the Tiger PRO in the third quarter of 2020 with over 10 GW of planned module manufacturing capacity.

ENERGYEAR

mediterránea



VOLVEMOS

10% descuento en entradas
con el código futureenergyEY



MEDITERRÁNEA
9/10 SEPTIEMBRE
MADRID

HOTEL MARRIOTT AUDITORIUM
PROTOCOLO SEGURIDAD REFORZADO

www.energyear.com

UN NUEVO MÓDULO DE LA CLASE 500 W OPTIMIZA AHORROS EN EL BOS PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS ULTRAGRANDES

EL PASADO 29 DE JUNIO LONGI PRESENTÓ SU NUEVO MÓDULO HI-MO5 PARA PLANTAS ULTRAGRANDES. EL HI-MO5 ESTÁ BASADO EN LAS CÉLULAS MONOCRISTALINAS M10 DOPADAS CON GALIO Y EMPLEA TECNOLOGÍA DE SOLDADURA INTELIGENTE. EL MÓDULO 72 C ALCANZA UNA POTENCIA DE 540 W, CON UNA EFICIENCIA SUPERIOR AL 21%. ESTÁ DEMOSTRADO QUE EL HI-MO5 ES EL MÓDULO CON EL MENOR LCOE PARA PLANTAS ULTRAGRANDES. CUANDO SE EMPLEA UN SISTEMA DE SEGUIMIENTO, EL HI-MO5 GENERA AHORROS EN EL COSTE DEL SEGUIDOR. ADemás, CON INVERSORES *string*, EL HI-MO5 AUMENTA SIGNIFICATIVAMENTE EL RATIO DE CC A CA, DILUYENDO EL COSTE DE TODOS LOS EQUIPOS EN EL LADO DE CONTINUA Y OFRECIENDO MÁS VALOR A LOS INVERSORES. ESTE ARTÍCULO EXPLICA EL BUEN RENDIMIENTO DEL HI-MO5 DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL AHORRO DE COSTES DEL BOS Y LA LÓGICA SUBYACENTE.

Modelo de análisis científico del BOS

El cálculo se basa en la potencia de módulos bifaciales convencionales, comparando un módulo G1 de 410 W y un módulo G12 de 495 W con el HI-MO 5. La Tabla 1 muestra que el HI-MO 5 tiene ventajas obvias tanto en potencia como en eficiencia.

Tabla 1. | Table 1.

Tipo de módulo Module type	Potencia Power (W)	Eficiencia Efficiency (%)	Tamaño de célula Wafer size (mm)	Nº de células No. of wafers	Diseño del módulo Module design
Hi-MO 5	535	20.9	182	72	Medias células, 2 strings conectados en paralelo Half-cut cells, 2-string parallel connection
G1	410	20.0	158.75	72	Medias células, 2 strings conectados en paralelo Half-cut cells, 2-string parallel connection
G12	495	20.5	210	50	Células cortadas en tres, 2 strings conectados en paralelo Triple-cut cells, 2-string parallel connection

Las condiciones ambientales estándar se establecen como sigue: terreno plano, temperatura mínima -13 °C, temperatura máxima 40 °C, presión básica del viento 0,4 kN/m², presión básica de la nieve 0,5 kN/m², ángulo de inclinación de 20°.

En la selección del equipamiento se utiliza: un inversor central (1,500 V) de 3,125 MW, con un ratio CC a CA de 1,1 (la potencia de la matriz es de 3,44 MW), se elige una *combiner box* de 24 a 1, se utiliza un sistema de soporte fijo con montaje en vertical (no se utiliza el montaje de 4 filas en horizontal).

Profundizando en el factor clave: la potencia de cada cadena

En la etapa de desarrollo del HI-MO 4, LONGI descubrió que la potencia de una cadena es el factor clave para determinar el BOS del sistema. Por tanto, con la premisa de la viabilidad del producto, la prioridad fue aumentar la corriente del módulo sin cambiar su tensión, evitando la influencia en el número de cadenas de módulos.

Con un sistema de 1,500 V y una temperatura extremadamente baja,

NEW 500 W RANGE MODULE SERIES OPTIMISES BOS SAVINGS FOR ULTRA-LARGE PV PLANTS

LAST 29 JUNE, LONGI LAUNCHED ITS NEW HI-MO 5 MODULE FOR ULTRA-LARGE POWER PLANTS. HI-MO 5 IS BASED ON M10 GALLIUM-DOPED MONOCRYSTALLINE WAFERS AND USES SMART SOLDERING TECHNOLOGY. THE 72C MODULE POWER REACHES 540 W, WITH AN EFFICIENCY OF MORE THAN 21%. THE HI-MO 5 HAS BEEN PROVEN TO BE THE PRODUCT WITH THE LOWEST LCOE FOR ULTRA-LARGE POWER PLANTS. WHEN USING A TRACKER SYSTEM, THE HI-MO 5 WILL SAVE MORE IN TRACKER COSTS. ADDITIONALLY, WHEN USING A STRING INVERTER, THE HI-MO 5 CAN SIGNIFICANTLY INCREASE THE DC TO AC RATIO, THUS DILUTING THE COST OF ALL THE EQUIPMENT ON THE AC SIDE AND BRINGING MORE VALUE TO INVESTORS. THIS ARTICLE EXPLAINS HOW HI-MO 5 PERFORMS SO WELL ON THE BOS COST SAVING SIDE AND ITS UNDERLYING LOGIC.

Scientific BOS analysis model

The calculation is based on the mainstream power of bifacial modules, with a 410 W G1 module and a 495 W G12 module compared with the HI-MO 5. Table 1 shows that HI-MO 5 offers obvious advantages in both power and efficiency.

The standard ambient conditions are set as follows: flat terrain, extreme low temperature of -13°C, high temperature of 40°C, basic wind pressure of 0.4 kN/m², basic snow pressure of 0.5 kN/m² with a tilt angle of 20°.

For the equipment selection, a 3.125 MW centralised inverter (1,500 V) is used, with the DC to AC ratio of about 1.1 (the array capacity is 3.44 MW); a 24:1 combiner box; a fixed bracket with portrait mounting type (to ensure fair calculations, a 4-row mounting in a horizontal configuration is not used).

Identifying a key factor: single string power

During the development stage of HI-MO 4, LONGI realised that single string power is the key factor for determining system BOS. Thus, based on the premise of product feasibility, the priority was to increase the module current without changing its voltage, thereby avoiding any impact on the number of module strings. Based on a system voltage of 1,500 V and the extreme low temperature, the number of strings can be determined.



Tabla 2. | Table 2.

Tipo de módulo Module type	Hi-MO 5	G1	G12
Potencia del módulo Module power (W)	535	410	495
$V_{oc}(V)$	49.4	50.0	51.3
$I_{sc}(A)$	12.9	9.6	11.5
Número de strings No. of strings	28	28	27
Potencia por string Single string power (kW)	14.98	11.48	13.365
Mejora de potencia del Hi-MO 5 Power advantage of Hi-MO 5	Base Baseline	30.5%	12.1%

se puede determinar el número de cadenas. En comparación con el módulo G1, el Hi-MO 5 mantiene el mismo número de cadenas. Sin embargo, el número de cadenas individuales para un módulo G12 se reducirá en una unidad. Por lo tanto, la potencia por cadena del Hi-MO 5 será un 30,5% mayor que la del módulo G1 y un 12,1% mayor que para el módulo G12 (ver Tabla 2).

Ahorro de costes en soportes

Para soportes de dos filas en horizontal, uno puede soportar dos cadenas de módulos. Cuanto mayor es la potencia de la cadena, mayor es la potencia de los módulos en el soporte. El soporte puede soportar más módulos extendiendo el rail, en este caso el incremento en el consumo de acero es menor que el incremento de potencia de cada cadena, por tanto se puede reducir el coste por vatio del soporte.

De acuerdo con el peso del módulo y la presión de la nieve y el viento, se puede calcular el consumo de soportes. Para la misma matriz de 3,44 MW, el consumo total de acero para soportes del Hi-MO5 es un 9,9% inferior al del módulo G1 y un 2,5% inferior al del módulo G12, lo que conlleva un ahorro de costes similar en soportes: el coste de los soportes para el Hi-MO5 es 0,37 cent\$/W menor que para el módulo G1 y 0,08 cent\$/W menor respecto al G12 (ver Tabla 3).

Tabla 3. | Table 3.

Tipo de módulo Module type	Hi-MO 5	G1	G12
Disposición de módulos en soporte simple Arrangement of modules on a single bracket	2 x 28	2 x 28	2 x 27
Consumo de acero por soporte simple Single bracket steel consumption (t)	0.825	0.703	0.754
Número de soportes por matriz No. of brackets per array	115	150	129
Consumo total de acero Total steel consumption (t)	94,899	105,377	97,317
Porcentaje de ahorro en el consumo de acero Saving in steel consumption	Base Baseline	9.9%	2.5%
Coste del soporte Bracket cost (\$/W)	0.033	0.037	0.034
Ahorro de costes por soporte de Hi-MO 5 (cent\$/W) Hi-MO 5 bracket cost savings (US Cents/W)	Base Baseline	0.37	0.08

Tabla 4. | Table 4.

Tipo de módulo Module type	Hi-MO 5	G1	G12
Número de cimentaciones pilote No. of pile foundations	9	8	9
Espacio entre cimentaciones pilote (m) Space between pile foundations (m)	3.9	4.0	3.7
Número total de cimentaciones pilote de la matriz Total no. of array pile foundations	1,035	1,200	1,161
Coste de cimentaciones pilote Cost of pile foundations (\$/W)	0.022	0.026	0.025
Porcentaje de ahorro por cimentación pilote del Hi-MO 5 Hi-MO 5 cost saving ratio per pile foundation	Base Baseline	13.8%	10.8%
Ahorro de costes por cimentación pilote del Hi-MO 5 Hi-MO 5 cost saving per pile foundation (\$ cents/W)	Base Baseline	0.35	0.27

Compared with a G1 module, Hi-MO 5 maintains the same number of strings. However, the number of single strings for a G12 module reduces by one. This means that the string power of Hi-MO 5 will be 30.5% higher than a G1 module and 12.1% higher than a G12 module (Table 2).

Savings on bracket costs

For two rows of brackets in a horizontal configuration, one bracket can support two strings of modules. The higher the single string power, the higher the module power on the bracket. The bracket can support a higher module power by extending the rail. In this case, the increased steel consumption is less than the increase of the single string power, thus the bracket cost per watt is reduced.

Depending on the module weight and the ambient snow and wind pressure, the bracket consumption can be calculated. For the same 3.44 MW array, the total steel consumption of the brackets for Hi-MO 5 is 9.9% lower than for a G1 module and 2.5% less compared to a G12 module. This also results in the same level of cost saving for the brackets themselves: the bracket cost for the Hi-MO 5 is 0.37 US cents/W less compared to the G1 module and 0.08 US cents/W less than the G12 (Table 3).

Savings on pile foundation costs

Depending on the mechanical load and ambient conditions, the steel consumption of the brackets and number of pile foundations required can be determined. In this design scenario, the number of pile foundations for an Hi-MO 5 is one more than that for a G12 however, as there are fewer brackets overall, the total number of array pile foundation is also reduced. The cost of Hi-MO 5 is 0.35 US cents/W lower compared to the G1 and 0.27 US cents/W less than the G12 (Table 4).

Savings on land costs

The PV array can be formed by arranging the brackets according to the array space available, thus calculating the area of the array. Firstly, the efficiency improvement of the Hi-MO 5 reduces the total surface area of the module and array gap. Secondly, an increase in single string power will reduce the number of brackets and the bracket gap area. Table 5 shows that the land cost of the Hi-MO 5 is 4.6% less than that of a G1 module and 2.1% less than that of a G12. The detailed cost savings will depend on the fees for land occupation, rent and usage. In this case, an annual rent of US\$35/m² is used for the calculation.

Savings on cable and combiner box costs

The combiner box is used to join 24 string modules together. By increasing the single string power, fewer combiner boxes are required. The PV cable is used to connect each string to the combiner box, with a DC cable for connecting the combiner box and inverter. Due to the decrease in module strings, combiner boxes and array area,

Ahorro de costes en cimentaciones pilote

De acuerdo con la carga mecánica y las condiciones ambientales, se puede determinar el consumo de acero en soportes y el número de cimentaciones pilote. En este escenario de diseño, el número de cimentaciones pilote para el Hi-MO5 es una más que para el G12, pero si se reduce el número total de soportes también se reducirá el de cimentaciones pilote. El coste del Hi-MO5 es 0,35 cent\$/W menos que el del módulo G1 y 0,27 cent\$/W menos que el del G12 (ver Tabla 4).

Ahorro de costes en terreno

La matriz fotovoltaica se puede formar disponiendo los soportes de acuerdo con el espacio disponible para la matriz, calculando así el área disponible para la matriz. Por un lado, la mejora de eficiencia del Hi-MO 5 reduce el área de cobertura total del módulo y la brecha de la matriz. Por otro, el aumento de la potencia de la cadena reducirá el número de soportes y el área de separación entre ellos. Se puede ver en la Tabla 5 que el coste del terreno para el Hi-MO 5 es un 4,6% inferior que el del módulo G1 y un 2,1% menor que el del G12. Los ahorros de costes detallados dependerán de las tarifas por ocupación, alquiler y uso de la tierra. En este caso, para el cálculo se utiliza una tarifa de alquiler anual de 35 dólares por m².

Ahorro en costos de cableado y combiner boxes

La *combiner box* se usa para unir 24 módulos, el aumento de la potencia de cada cadena reduce el número de *combiner boxes*. El cable se usa para conectar cada cadena a la *combiner box*, utilizándose un cable de continua para conectar la *combiner box* y el inversor. Debido a la disminución de las cadenas de módulos, de *combiner boxes* y el área de la matriz, el consumo de cable y los costes de instalación del Hi-MO 5 se reducirán significativamente. En este caso, el coste de un Hi-MO 5 es 0,476 cent\$/W menor que el del módulo G1 y 0,115 cent\$/W menos que el del G12 (ver Tabla 6).

Ahorro en costes de instalación manual

Con la misma capacidad de matriz, la cantidad de módulos y el peso de los soportes se reducirán al elegir el módulo Hi-MO 5. Basado en un coste de instalación de 2,1 \$/módulo y de 211,3 \$/t para la instalación de los soportes, el coste total de instalación del Hi-MO 5 es 0,186 cent\$/W menor que para el módulo G1 y 0,046 cent\$/W inferior que el coste del G12 (ver Tabla 7). Teniendo en cuenta todos estos factores (soportes, cimentaciones pilote, cables, *combiner boxes*, instalación y coste del terreno), el BOS de un Hi-MO 5 es 1,44 cent\$/W más barato que el de un módulo G1 y 0,535 cent\$/W menor que el de un G12.

Tabla 5. | Table 5.

Tipo de módulo Module type	Hi-MO 5	G1	G12
Longitud de la matriz Array length (m)	8,34	7,54	8,09
Área de la matriz Array area (m ²)	47,03	49,32	48,04
Porcentaje de ahorro de costes de terreno del Hi-MO 5 Hi-MO 5 cost saving ratio for land	Base Baseline	4,6%	2,1%
Coste del terreno (cálculo basado en 25 años, cuota de arrendamiento anual de 35 \$/m ²) Land cost (\$/W) (calculation based on 25 years, annual rent of US\$35/m ²)	0,012	0,0126	0,0123
Ahorro de costes en terreno del Hi-MO 5 Hi-MO 5 cost saving for land (\$ Cents/W)	Base Baseline	0,06	0,025

Tabla 6. | Table 6.

Tipo de módulo Module type	Hi-MO 5	G1	G12
Número de <i>combiner boxes</i> No. of <i>combiner boxes</i>	10	13	11
Coste de las <i>combiner boxes</i> <i>Combiner box cost</i> (\$/W)	0,0021	0,0027	0,0024
Cableado fotovoltaico PV cabling (m)	23,226	27,599	24,893
Coste del cableado fotovoltaico (incluyendo instalación) PV cabling cost (including installation) (\$/W)	0,0059	0,007	0,0063
Cables de CC DC cables (m)	1,480	2,118	1,574
Coste de los cables de CC (incluyendo instalación) DC cable cost (including installation) (\$/W)	0,007	0,01	0,0074
Coste de las <i>combiner boxes</i> y los cables Cost of <i>combiner boxes</i> and cables (\$/W)	0,015	0,020	0,016
Ahorro de costes en <i>combiner boxes</i> y cables del Hi-MO 5 Hi-MO 5 cost saving in <i>combiner boxes</i> and cables (\$ Cents/W)	Base Baseline	0,476	0,116
Porcentaje de ahorro de costes en <i>combiner boxes</i> y cables del Hi-MO 5 Hi-MO 5 cost saving for <i>combiner boxes</i> and cables	Base Baseline	24,2%	7,2%

cable consumption and installation costs for the Hi-MO 5 are significantly reduced. In this example, the cost of a Hi-MO 5 is 0.476 US cents/W less than the G1 and 0.115 US cents/W less than the G12 (Table 6).

Saving on manual installation costs

With the same array capacity, by choosing Hi-MO 5, the number of modules and bracket weight is reduced. Based on 2.1 US\$/unit for the module installation and 211.3 US\$/ton for the bracket installation, the total installation cost for the Hi-MO 5 is 0.186 US cents/W less compared to the G1 and 0.046 US cents/W less than the G12 (Table 7).

Taking all these factors into account (brackets, pile foundations, cabling, *combiner boxes*, installation and land cost), the BOS of an Hi-MO 5 is 1.44 US cents/W lower than that of a G1 module and 0.535 US cents/W lower compared to a G12.

Tabla 7. | Table 7.

Tipo de módulo Module type	Hi-MO 5	G1	G12
Número de módulos No. of modules	6,440	8,400	6,966
Instalación de los módulos (2,1 \$/pieza para la instalación de módulos) Module installation (\$/W) (2,1 \$/unit for module installation)	0,004	0,005	0,0043
Consumo de acero para soportes Steel consumption for brackets (t)	94,899	105,377	97,317
Instalación de soportes (211,3 \$/pieza por instalación de soportes) Bracket installation (\$/W) (211,3 \$/unit for bracket installation)	0,0058	0,0065	0,006
Coste total de instalación de módulos y soportes Total module and bracket installation cost (\$/W)	0,0097	0,0116	0,0102
Ahorro de costes de instalación del Hi-MO 5 Hi-MO 5 installation cost saving (\$ cents/W)	Base Baseline	0,186	0,0465
Porcentaje de ahorro de costes de instalación del Hi-MO 5 Hi-MO 5 installation cost saving ratio	Base Baseline	16,0%	4,5%



jonsok.es

¿POR QUÉ JONSOK?

Claridad en nuestros proyectos y propuestas

PROFESIONAL, CLARA, HONESTA, SIN COSTE Y SIN COMPROMISO, ASÍ ES LA PROPUESTA DE AUTOCONSUMO QUE REALIZAMOS DESDE JONSOK A TODOS NUESTROS CLIENTES.

JONSOK es una empresa formada por profesionales con más de 20 años de experiencia en el desarrollo integral de instalaciones de energías renovables, especialmente fotovoltaicas.

Estamos convencidos, y queremos contribuir, profesional y vocacionalmente, a una transición ecológica basada en la generación distribuida y la emancipación energética en la medida de las posibilidades de cada consumidor.

Por primera vez en la historia tenemos a nuestro alcance la herramienta que, instalación a instalación, nos acerca:

Se llama **AUTOCONSUMO**.

TRATO PERSONALIZADO A CADA CLIENTE

Ingeniería integral para un diseño
óptimo y a medida en cada proyecto.



OFERTA PROFESIONAL Y HONESTA

Amortización a corto plazo,
y plan de negocio a 20/30 años.



SERVICIO INTEGRAL LLAVE EN MANO

Cronograma de ejecución,
puesta en marcha y legalización.



CALIDAD Y PRIMERAS MARCAS

Garantía de instalación y
funcionamiento a largo plazo.



Nuestras referencias en los medios:



**AUTOCONSUMO -
BOMBEO SOLAR EN
PARQUE PÚBLICO**



**AUTOCONSUMO
CON EXCEDENTES
EN INDUSTRIA
EDITORIAL**



**AUTOCONSUMO
EN VIVIENDAS
UNIFAMILIARES**



**AUTOCONSUMO
EN AYUNTAMIENTO
Y BIBLIOTECA
PÚBLICA**



2020: EL AÑO DE LOS RÉCORDS PARA LA FOTOVOLTAICA Y SOLO VAMOS POR LA MITAD

La fotovoltaica en España no para de batir récords. Basta con mirar la evolución de la producción y la capacidad instalada de los últimos meses para ver que ha ocurrido un claro cambio de paradigma: de una situación estancada durante una década a una auténtica revolución fotovoltaica. Así lo ha puesto de manifiesto recientemente Aleasoft.

Si bien 2020 no está siendo un año para tirar cohetes en general, las buenas noticias de la fotovoltaica en España siguen llegando en un año en el que esta tecnología no para de batir récords. Las primeras buenas noticias empezaron en junio de 2019, cuando en un solo mes se instalaron más MW de fotovoltaica que en los últimos siete años. Y a partir de ahí, la capacidad fotovoltaica no ha parado de crecer sin parar, con crecimientos que han superado los dos dígitos en algunos meses.

El impulso recibido por las subastas de renovables y por los ambiciosos objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) ha sido la clave de esta explosión de la fotovoltaica después de una década de total estancamiento. El PNIEC español ha designado la fotovoltaica como la tecnología que liderará la transición energética y la descarbonización del sector eléctrico en España. El objetivo del Plan es llegar a casi 40 GW de fotovoltaica en 2030 y situarse como la segunda tecnología en capacidad instalada, solo por detrás de la eólica.

Por lo que se refiere a la producción de electricidad, los récords de la fotovoltaica se han ido sucediendo desde inicios de año. En febrero, se empezaron a encadenar récords de producción instantánea, un récord que ahora mismo corresponde a finales de junio. También en febrero la solar, fotovoltaica y termo-solar, superó por primera vez la producción instantánea de la nuclear. Pero los récords no se acaban aquí; en este 2020, solo hasta julio, la fotovoltaica ya ha producido más electricidad que en todo 2019 y un 20% más que en todo 2018.

Si se pone el foco en la cobertura de la demanda de electricidad peninsular por parte de la fotovoltaica, de momento el récord diario se sitúa en el 13,2% del día 3 de mayo de 2020. Una cuota de cobertura de la demanda que, además del aumento de la producción fotovoltaica, también se vio favorecida por la poca demanda de un domingo con la población confinada y la actividad comercial e industrial en mínimos por la pandemia de la COVID-19. De todos modos, con el ritmo de crecimiento de la fotovoltaica, seguro que este dato no tardará en superarse nuevamente.

En cuanto a la termosolar aún no ha empezado su explosión como la fotovoltaica, pero se espera que juegue un papel muy importante en la transición energética, gracias a su capacidad de almacenamiento de energía y la posibilidad de continuar generando electricidad después del ocaso, para cubrir parte del pico de demanda de la tarde y de la noche. Actualmente la capacidad instalada se encuentra en 2,3 GW y el objetivo del PNIEC es llegar a los 7,3 GW para 2030.

2020: A RECORD YEAR TO DATE FOR PV

PV in Spain keeps on breaking records. A look at the evolution of production and installed capacity over recent months shows that a clear paradigm shift has taken place: from a stagnant situation that has lasted a decade to a true PV energy revolution, as recently reported by Aleasoft.

Although 2020 has not been a cause for much celebration in general, the good news for Spanish PV energy continues to come in a year where this technology keeps on breaking records. The first good news began in June 2019, when more megawatts of solar PV were installed in a single month than in the last seven years. And from there, PV capacity has kept on growing, with over double digit growth rates in some months.

The impetus received by the renewable energy auctions and by the ambitious objectives of the National Integrated Energy and Climate Plan (NECP) has been the key to this explosion of PV energy after a decade of total stagnation. The Spanish NECP earmarked PV as the technology to lead the energy transition and decarbonise Spain's electricity sector. The Plan aims to achieve almost 40 GW of PV capacity by 2030, to position itself as the second technology in terms of installed capacity behind wind power.

In terms of electricity production, PV records have been seen since the beginning of the year. Instant production records started to be achieved in February, a record that currently corresponds to the last days of June. Also in February, solar, PV and CSP overtook nuclear for the first time in terms of instant production. But records did not stop there: as of the end of July 2020, PV had already generated more electricity than during the whole of 2019 and 20% more than in 2018.

Turning to the coverage of peninsular electricity demand by PV, as of July, the daily record stood at 13.2%, achieved on 3 May, 2020. A share of demand coverage that, in addition to increased PV production, was also favoured by low Sunday demand with the population in lockdown and commercial and industrial activity at minimum levels due to the COVID-19 pandemic. Given the pace of growth of PV energy, this figure is sure to be overtaken sooner or later.

Unlike PV, CSP has not yet started to take off, however it is expected to play a very important role in the energy transition, thanks to its capacity for energy storage and the possibility of continuing to generate electricity after sunset, to cover part of the peak demand during the evening and at night. The current installed capacity stands at 2.3 GW and the NECP target is to achieve 7.3 GW by 2030.



LA COMISIÓN PRESENTA PLANES PARA EL SISTEMA ENERGÉTICO DEL FUTURO Y EL HIDRÓGENO LIMPIO

El pasado mes de julio la Comisión Europea presentó las estrategias para la integración del sistema energético y del hidrógeno, que permitirán a Europa transformar su sistema energético.

La integración del sistema energético significa que el sistema se planifica y gestiona en su conjunto, vinculando los diferentes vectores energéticos, infraestructuras y sectores de consumo. Este sistema conectado y flexible será más eficiente y reducirá los costes para la sociedad. Esta estrategia se basa en tres pilares principales:

- Un sistema energético más «circular», centrado en la eficiencia energética. La estrategia identificará acciones concretas para aplicar en la práctica el principio de «la eficiencia energética primero» y utilizar las fuentes de energía locales de manera más eficaz en edificios o comunidades.
- Una mayor electrificación directa de los sectores de uso final. Dado que el sector de la electricidad tiene el mayor porcentaje de energías renovables, deberíamos utilizar cada vez más la electricidad cuando sea posible: por ejemplo, para las bombas de calor en los edificios, así como los vehículos eléctricos en el transporte o los hornos eléctricos en determinadas industrias.
- Para aquellos sectores en los que la electrificación resulta difícil, la estrategia promueve combustibles limpios, incluidos el hidrógeno renovable y los biocarburantes y el biogás sostenibles.

La estrategia establece 38 acciones para crear un sistema energético más integrado, entre las que se incluyen la revisión de la legislación vigente, el apoyo financiero, la investigación y el despliegue de nuevas tecnologías y herramientas digitales, las orientaciones para los Estados miembros sobre medidas fiscales y la eliminación progresiva de las subvenciones a los combustibles fósiles, la reforma de la gobernanza del mercado y la planificación de las infraestructuras, así como una mejor información a los consumidores.

La estrategia del hidrógeno

En un sistema energético integrado, el hidrógeno puede apoyar la descarbonización de la industria, el transporte, la generación de electricidad y los edificios en Europa; y proporcionar almacenamiento para equilibrar las variaciones de las renovables, pero esto solo puede lograrse mediante una acción coordinada entre los sectores público y privado a escala de la UE. La prioridad consiste en desarrollar el hidrógeno renovable, producido utilizando principalmente energía eólica y solar. Sin embargo, a corto y medio plazo se necesitan otras formas de hidrógeno bajo en carbono para reducir rápidamente las emisiones y apoyar el desarrollo de un mercado viable.

Esta transición gradual requerirá un enfoque por fases:

- De 2020 a 2024 la UE apoyará la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable y la producción de hasta 1 Mt de hidrógeno renovable.
- De 2025 a 2030, es preciso que el hidrógeno se convierta en una parte intrínseca de nuestro sistema energético integrado, con al menos 40 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable y la producción de hasta 10 Mt de hidrógeno renovable en la UE.
- De 2030 a 2050, se espera que las tecnologías del hidrógeno renovable alcancen la madurez y se desplieguen a gran escala en todos los sectores de difícil descarbonización.

THE COMMISSION SETS OUT PLANS FOR THE ENERGY SYSTEM OF THE FUTURE AND CLEAN HYDROGEN

The European Commission adopted strategies last July for energy system integration and hydrogen that will allow Europe to transform its energy system.

Energy system integration means that the system is planned and operated as a whole, linking different energy carriers, infrastructures and consumption sectors. This connected and flexible system will be more efficient, and reduce costs for society. There are three main pillars to this strategy:

- A more “circular” energy system, with energy efficiency at its core. The strategy will identify concrete actions to apply the “energy efficiency first” principle in practice and to use local energy sources more effectively in buildings and communities.
- A greater direct electrification of end-use sectors. As the power sector has the highest share of renewables, we should increasingly use electricity where possible: for example for heat pumps in buildings, electric vehicles in transport or electric furnaces in certain industries.
- For those sectors where electrification is difficult, the strategy promotes clean fuels, including renewable hydrogen and sustainable biofuels and biogas.

The strategy sets out 38 actions to create a more integrated energy system. These include the revision of existing legislation, financial support, research and deployment of new technologies and digital tools, guidance for Member States on fiscal measures and the phasing out of fossil fuel subsidies, market governance reform and infrastructure planning, as well as improved information to consumers.

The hydrogen strategy

In an integrated energy system, hydrogen can support the decarbonisation of industry, transport, power generation and buildings across Europe. It can also provide storage to balance variable renewable energy flows, but this can only be achieved with coordinated action between the public and private sector, at EU level. The priority is to develop renewable hydrogen, mainly produced using wind and solar energy. However, in the short- and medium-term other forms of low-carbon hydrogen are needed to rapidly reduce emissions and support the development of a viable market.

This gradual transition will require a phased approach:

- From 2020 to 2024, the EU will support the installation of at least 6 GW of renewable hydrogen electrolyzers and the production of up to 1 Mt of renewable hydrogen.
- From 2025 to 2030, hydrogen needs to become an intrinsic part of our integrated energy system, with at least 40 GW of renewable hydrogen electrolyzers and the production of up to 10 Mt of renewable hydrogen across the EU.
- From 2030 to 2050, renewable hydrogen technologies should reach maturity and be deployed at large scale across all hard-to-decarbonise sectors.

LA RESILIENTE INDUSTRIA EÓLICA ENTREGA EL 17% DE LA ELECTRICIDAD EUROPEA

Debido a la pandemia del COVID-19 en curso, la cadena de suministro de la industria eólica experimentó importantes interrupciones en el primer semestre, particularmente en la producción y ensamblaje de componentes de aerogeneradores y las importaciones de subcomponentes, principalmente de Asia. En respuesta a las medidas de los Gobiernos nacionales, las fábricas europeas experimentaron cierres temporales, especialmente en los países más afectados Italia y España. Otras instalaciones tuvieron una reducción en el número de trabajadores debido a la implementación del distanciamiento social y cuarentenas. La reducción de la libre circulación de personas y mercancías afectó a los servicios de operación y mantenimiento y a la puesta en servicio de eólica terrestre y marina en Europa según muestra la nueva publicación de WindEurope "El impacto del COVID-19 en el sector eólico europeo".

Europa instaló 5,1 GW en los primeros seis meses de 2020, 3,9 GW en tierra y 1,2 GW en alta mar. Las instalaciones en tierra superaron ligeramente la media de los tres años anteriores (3,7 GW). Las instalaciones en alta mar fueron inferiores al promedio de tres años (1,5 GW). Alemania lideró las instalaciones en tierra (587 MW) aunque se mantuvo muy por debajo de los niveles históricos, seguida de Francia (494 MW). En el caso de la eólica marina, Reino Unido ha instalado la mayor parte de la nueva capacidad (483 MW), seguido de Bélgica (235 MW), Países Bajos (224 MW) y Alemania (213 MW). Europa necesita instalar 20 GW al año de manera crucial para mantenerse en el buen camino hacia el Acuerdo Verde Europeo. Aunque la segunda mitad del año suele venir con más instalaciones, ahora es poco probable que se alcance el pronóstico inicial de 17,7 GW de WindEurope para 2020.

El COVID-19 también afectó a la demanda y la generación de electricidad en el primer semestre. La demanda de electricidad en la mayoría de los países europeos cayó hasta un 25% durante el peor período (mediados de marzo a mediados de mayo). En este contexto desafiante, con una demanda de electricidad reducida y una menor oferta de energía nuclear y gas, la eólica produjo 241 TWh de electricidad, cubriendo el 17% de la demanda de electricidad de Europa. Europa se benefició de la fuerte generación eólica ya antes de que el COVID-19 redujera el consumo de energía, en particular en febrero, cuando la energía eólica cubrió el 24% de la demanda de electricidad.

Para la financiación de proyectos, las consecuencias económicas resultantes del COVID-19 aumentaron los costes de la deuda a corto plazo y vinieron con tensiones en la liquidez de la deuda en los estados con calificaciones más bajas en Europa del Este y Sur. A pesar del desafiante entorno económico, la primera mitad de 2020 registró una recaudación récord de 14.300 M€ para la financiación de nuevos parques eólicos. La eólica marina tuvo un semestre particularmente sólido con 11.000 M€ de financiación recaudada. Los proyectos importantes que llegaron a la decisión final de inversión fueron Hollandse Kust Zuid (Países Bajos) de 1,4 GW o Seagreen Alpha y Bravo (Escocia) de 1,1 GW, así como los parques eólicos marinos franceses Saint Briec y Fécamp. La financiación de eólica terrestre se redujo a 3.300 M€ desde 4.900 M€ en el primer semestre de 2019. El récord en la financiación de nuevos proyectos de energía eólica es una tendencia alentadora. Demuestra el apetito de los inversores por los proyectos de energía eólica que ofrecen ingresos fiables a largo plazo.

El Consejo Europeo acordó un plan de recuperación de 750 000 M€ en consonancia con los objetivos del Pacto Verde. El 30% de todo el gasto se destinará a inversiones ecológicas en electrificación, energías renovables, almacenamiento, producción de hidrógeno y otras actividades que impulsarán las cadenas de valor y posicionarán a Europa como líder en tecnologías ecológicas y protección del clima.

THE RESILIENT WIND INDUSTRY DELIVERS 17% OF EUROPEAN ELECTRICITY

Due to the ongoing COVID-19 pandemic, the wind industry supply chain experienced major disruptions during 1H, particularly in the production and assembly of wind turbine components and imports of sub-components, mainly from Asia. In response to national Government measures, European factories experienced temporary closures, especially in the most affected countries: Italy and Spain. Other facilities saw a reduction in the number of workers due to the implementation of social distancing and self-quarantine. Reduced free movement of people and goods impacted on O&M services and the commissioning of onshore and offshore wind in Europe, as illustrated by the new WindEurope publication "The impact of COVID-19 on Europe's wind sector".

Europe installed 5.1 GW in the first six months of 2020, 3.9 GW onshore and 1.2 GW offshore. Onshore installations were just over the average of the previous three years (3.7 GW). Offshore installations were lower than the three-year average (1.5 GW). Germany had the most onshore installations (587 MW), although remaining well below historic levels, followed by France (494 MW). For offshore wind, the leader board looks different with the UK having installed the most new offshore capacity (483 MW), followed by Belgium (235 MW), the Netherlands (224 MW) and Germany (213 MW). Crucially, Europe needs to install 20 GW per year to stay on track for the European Green Deal. Although the second half of the year usually comes with more installations, reaching WindEurope's initial 2020 forecast of 17.7 GW is now unlikely.

COVID-19 also affected electricity demand and generation in 1H. Electricity demand in most European countries dropped as much as 25% during the worst period (mid-March to mid-May). In this challenging context, with reduced electricity demand and lower supply from nuclear and gas, wind produced 241 TWh of electricity covering 17% of Europe's electricity demand. Europe has already benefited from strong wind generation before COVID-19 decreased energy consumption, in particular in February when wind delivered 24% of electricity demand.

For project financing, the economic fallout resulting from COVID-19 increased costs of debt in the short-term and came with strains on debt liquidity in the lower-rated states in Eastern and Southern Europe. Despite the challenging economic environment, the first half of 2020 saw a record €14.3bn raised for the financing of new wind farms. Offshore wind energy had a particularly strong half year with €11bn of the financing raised. Important projects to reach final investment decision were the 1.4 GW Hollandse Kust Zuid (the Netherlands) and the 1.1 GW Seagreen Alpha and Bravo (Scotland), as well as the French offshore wind farms in Saint Briec and Fécamp. Onshore wind financing fell to €3.3bn from €4.9bn in 1H 2019. The record in the financing of new wind energy projects is an encouraging trend, as it demonstrates investor's appetite in wind energy projects which offer reliable, long-term revenues.

The European Council agreed on a €750bn recovery plan in line with the objectives of the Green Deal. 30% of all spending will be earmarked for green investments in electrification, renewables, storage, hydrogen production and other activities that will boost value chains and position Europe as a leader on green technologies and climate protection.

8,9 GW DE ENERGÍA LIMPIA COMPRADOS A TRAVÉS DE PPAS HASTA JULIO

Hasta el pasado mes de julio se firmaron 8,9 GW de PPAs corporativos, 0,3 GW más que durante el mismo período de 2019, según el informe 2H 2020 Corporate Energy Market Outlook de BNEF. Mientras que EE.UU., el mercado de PPAs corporativos más grande del mundo, ha experimentado una caída significativa en la actividad, otros mercados como Brasil, España, Australia y Taiwán han experimentado aumentos. De hecho, Taiwan Semiconductor Manufacturing Company ha comprado este año 1,2 GW de energía limpia, más que cualquier otra empresa hasta julio. Aunque la actividad se está acelerando respecto a 2019, se requerirá una gran segunda mitad para que el mercado alcance volúmenes récord para fin de año, con el COVID-19 como el mayor adversario que podría detener el crecimiento.

Se prevé que el déficit de demanda de electricidad limpia RE100 alcance los 224 TWh en 2030, por encima de la estimación anterior de BNEF de 210 TWh. Unas 21 nuevas empresas se han unido al RE100 en lo que va de año, lo que eleva el total de signatarios a 242 y la demanda de electricidad a 247 TWh. La campaña está creciendo más rápido de lo que los desarrolladores pueden suministrar, con 18 TWh de demanda de electricidad incremental agregada este año, superando con creces (cuando se expresa en términos de capacidad) los 1,1 GW de energía limpia comprados por los miembros titulares durante el mismo período. Esto es un buen augurio para la salud a largo plazo del sector de compras corporativas. El impacto del COVID-19 en las compras corporativas varía significativamente en todo el mundo. Algunos mercados han visto solo un impacto modesto de la pandemia, limitado a un desarrollo más lento de algunos proyectos de energía limpia y una reorganización del presupuesto y las prioridades por parte de algunos compradores corporativos. Corea del Sur incluso podría proporcionar un impulso, con su paquete de estímulo que incluye una excepción específica para crear un mecanismo de PPAs. Para mercados como China, India, EE.UU. y particularmente México, por otro lado, la pandemia está teniendo un efecto negativo en la actividad de compra de energía.

La actividad de PPAs corporativos en EE.UU. se ha desplomado a solo 4,3 GW hasta julio. El principal mercado norteamericano para la compra corporativa, Texas (ERCOT), que registró 5,5 GW de PPAs en 2019, cayó a solo 940 MW de acuerdos hasta julio. La pandemia ha provocado que la demanda de energía en ERCOT caiga hasta un 9% en algunos días, deprimiendo los precios de la energía y debilitando los rendimientos de los PPAs existentes, al tiempo que daña las perspectivas para futuros acuerdos. Sin embargo, la pandemia puede impulsar los programas de subsidios para la energía solar comercial en algunos estados. Las empresas de Latinoamérica continúan su migración al mercado mayorista. La región está marcando un año récord en la actividad de compra corporativa, debido a que empresas de Argentina, Brasil y Chile optaron por comprar energía limpia a través del mercado mayorista de su país. Solo Brasil vio 860 MW de acuerdos anunciados a través de contratos a medida en su mercado libre. Este aumento en la actividad fue suficiente para compensar el desmantelamiento del mercado de la energía limpia de México por parte de la actual administración del país, en nombre de reforzar la fiabilidad de la red. Europa ya no es flor de un día, con un total de 1,4 GW de PPAs firmados en nueve mercados diferentes hasta julio. Los países nórdicos, que suelen dominar, vieron solo 400 MW de PPAs anunciados en los primeros siete meses. Un invierno cálido y húmedo llevó los precios de la energía en la región a su comienzo más débil en más de una década, frenando el apetito de los compradores. España se ha convertido en el mercado de adquisiciones más popular de Europa, con los PPAs solares más baratos y los precios de la energía eólica más competitivos después de los nórdicos. Las empresas están firmando PPAs paneuropeos en España, aprovechando los precios baratos para compensar su consumo en el resto de la región. Asia-Pacífico, Taiwán y Australia han experimentado una actividad significativa y Corea del Sur está preparada para ser el próximo gran mercado de compras corporativas.

8.9 GW OF CLEAN ENERGY BOUGHT THROUGH PPAs TO JULY

8.9 GW of corporate PPAs were signed to July 2020 - 0.3 GW up on the same period in 2019, according to BNEF's latest 2H 2020 Corporate Energy Market Outlook. While the world's largest corporate PPA market, the US, has seen activity drop significantly, other markets like Brazil, Spain, Australia and Taiwan have seen increases. In fact, Taiwan Semiconductor Manufacturing Company has purchased more clean energy - 1.2 GW - than any other corporation as of July this year. Although activity is currently accelerating compared to 2019, a big second half will be required in order for the market to achieve record volumes by year-end, with COVID-19 the biggest adversary to stalling growth.

The shortfall in RE100 clean electricity demand is now projected to reach 224 TWh in 2030, up from BNEF's previous estimate of 210 TWh. Some 21 new companies have joined the RE100 this year-to-date, bringing the total number of signatories to 242 and electricity demand to 247 TWh. The campaign is growing faster than developers' supply, with 18 TWh of incremental electricity demand added this year, far exceeding (in capacity terms) the 1.1 GW of clean energy purchased by incumbent members over the same period. This bodes well for the long-term health of the corporate procurement sector. COVID-19's impact on corporate procurement varies significantly around the world. Some markets have seen only modest impact from the pandemic, limited to a slower development of some clean energy projects, as well as budget and priority reshuffling on the part of some corporate buyers. South Korea could even provide a boost, with its stimulus package including a specific carve-out to create a mechanism of PPAs. However, for markets such as China, India, the US and particularly Mexico, the pandemic is having a negative effect on power procurement activity.

Corporate PPA activity in the US slumped to just 4.3 GW to July. The country's leading corporate market Texas (ERCOT), which saw 5.5 GW of PPAs in 2019, dropped to just 940 MW of deals to July. The pandemic has caused power demand in ERCOT to fall as much as 9% on some days, depressing power prices and weakening returns on existing PPAs, while damaging the outlook for future deals. However, the pandemic may actually boost subsidy programmes for commercial solar in some states. Companies in Latin America continue their migration to the wholesale market. The region is enjoying a record year in corporate procurement activity, due to firms in Argentina, Brazil and Chile choosing to purchase clean energy through their country's wholesale market. Brazil alone saw 860 MW of deals announced through bespoke contracts in its free market. This surge in activity was enough to offset the dismantling of Mexico's clean energy market by the country's current administration, in the name of bolstering grid reliability. Europe is no longer a flash in the pan, with PPAs totalling 1.4 GW signed in nine different markets to July. The typically dominant Nordic countries saw just 400 MW of PPAs announced in the first seven months of this year. A warm, wet winter led power prices in the region to their weakest start in over a decade, curbing appetite from buyers. Spain has emerged as the hottest procurement market in Europe, with the cheapest solar PPAs and the most competitive wind prices after Nordic countries. Companies are signing pan-European PPAs in Spain, capitalising on cheap prices to offset their consumption across the rest of the region. In Asia-Pacific, Taiwan and Australia have seen significant activity and South Korea is poised to be the next great corporate procurement market.

LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2019

REE HA PUBLICADO POR CUARTO AÑO CONSECUTIVO EL INFORME “LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL”, QUE MUESTRA EL DESEMPEÑO DE ESTAS ENERGÍAS EN 2019 Y SU EVOLUCIÓN EN LOS ÚLTIMOS AÑOS. A FINALES DE 2019 EL PARQUE RENOVABLE EN ESPAÑA ASCENDIÓ A 55.349 MW, GENERANDO UN TOTAL DE 97.888 GWH, CASI EL 38% DE LA GENERACIÓN TOTAL. ESTE DESCENSO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE FUE ORIGINADO POR LA MENOR PRODUCCIÓN HIDRÁULICA (-27,6%), COMO CONSECUENCIA DE UN AÑO CON MENOS PRECIPITACIONES. POR OTRA PARTE, EL DESCENSO DE LA PRODUCCIÓN EN CENTRALES DE CARBÓN (-66%), DESENCADENÓ UNA CONSIDERABLE REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂.

Durante 2019 se produjo el mayor incremento de potencia renovable instalada de los últimos diez años, casi un 14% más que a finales de 2018, lo que supone un aumento de 6.693 MW. Por primera vez desde que existen registros estadísticos, más de la mitad, 50,1%, del parque generador de energía eléctrica en España corresponde a instalaciones renovables. Este incremento se ha debido, principalmente, al aumento de la potencia solar fotovoltaica que aportó un 63% de la nueva potencia. La segunda fuente, aunque a mucha distancia, que más ha contribuido a la nueva potencia renovable, fue la eólica con 2.254 MW adicionales.

La contribución de las energías renovables a la generación eléctrica nacional durante 2019 se vio ligeramente reducida respecto a la participación del año anterior, con un 37,5% de cuota frente al 38,4 % del año 2018. A pesar de este descenso, el peso de la generación renovable ha registrado el quinto valor más alto de los últimos diez años.

El descenso de la generación renovable fue debido a la menor producción hidráulica, un 27,6% inferior a la del año anterior, como consecuencia de un año con menos precipitaciones. Sin embargo, sin tener en cuenta la producción hidráulica, el resto de las tecnologías renovables del sistema eléctrico aumentaron en 2019 un 10,5%, ya que todas ellas han registrado incrementos respecto al año anterior.

Cabe destacar, que, aunque la generación renovable ha resultado ligeramente inferior, el fuerte descenso de la producción de las centrales de carbón, en casi un 66% menos respecto a la producción del año anterior, desencadenó una reducción considerable de las emisiones de CO₂ equivalente, que en 2019 marcó un mínimo histórico: 50 millones de toneladas de CO₂ equivalente, un 23% menos que en 2018.

La eólica sigue siendo la tecnología renovable más importante en el mix de generación nacional, suponiendo el 20,8 % de la producción total. Este año se sitúa por detrás de la producción nuclear y de ciclo combinado. Sin embargo, continúa siendo la tecnología renovable más relevante a nivel nacional, ya que en el 2019, supuso el 55,4 % del conjunto de las renovables.

RENEWABLES IN THE SPANISH ELECTRICAL SYSTEM 2019

FOR THE FOURTH YEAR RUNNING, REE, THE SPANISH ELECTRICITY GRID, HAS PUBLISHED ITS REPORT “RENEWABLES IN THE SPANISH ELECTRICAL SYSTEM”, WHICH ILLUSTRATES HOW THESE ENERGIES OPERATED IN 2019 AND THEIR EVOLUTION OVER RECENT YEARS. AT THE END OF 2019, SPAIN'S RENEWABLE STOCK AMOUNTED TO 55,349 MW, GENERATING A TOTAL OF 97,888 GWH, ALMOST 38% OF THE COUNTRY'S TOTAL GENERATION. THIS FALL IN RENEWABLE GENERATION WAS CAUSED BY LOWER HYDROPOWER PRODUCTION (DOWN 27.6%), THE RESULT OF A YEAR WITH LESS RAINFALL. THE DECLINE IN PRODUCTION FROM COAL-FIRED POWER STATIONS (-66%) LED TO A CONSIDERABLE REDUCTION IN CO₂ EMISSIONS.

The largest increase in installed renewable capacity of the last ten years took place in 2019, up almost 14% compared to the end of 2018 and representing an increase of 6,693 MW. For the first time since statistical records began, over half of Spain's electrical power generation stock (50.1%) corresponds to renewables installations. This increase is mainly due to the increase in solar PV output, which accounted for 63% of the new capacity. The second source to have made the largest contribution to the new renewable capacity, although a long way behind, was wind power with an additional 2,254 MW.

The contribution of renewables to domestic electricity generation during 2019 was down slightly compared to the participation of the previous year, with a 37.5% share, compared to 38.4 % in 2018. Despite this decline, the weighting of renewable generation recorded the fifth highest figure of the last ten years.

The decline in renewable generation was caused by lower hydropower production, 27.6% down on 2018, the result of a year with less rainfall. However, excluding hydropower production, all other renewable technologies in the electrical system increased by 10.5% in 2019, as they all recorded increments on the previous year.

It is worth noting that, despite renewable generation being slightly lower, the sharp drop in production by coal-fired power plants, almost 66% less than the production in 2018, brought about a significant reduction in equivalent CO₂ emissions, which recorded an all-time low in 2019: 50 million tonnes of CO₂ equivalent, 23% down compared to 2018.

Wind power continues to be the most important renewable technology in the domestic generation mix, representing 20.8% of total production. This year, it is positioned behind nuclear power and combined-cycle production. However, it continues to be the most



La producción de origen eólico ha continuado creciendo por tercer año consecutivo, con una variación del 9,4% respecto a 2018. En total se han producido con esta tecnología 54.238 GWh, valor muy cercano a la máxima producción eólica registrada en 2013 con un 3,3% de potencia instalada inferior.

Durante 2019 las instalaciones solares fotovoltaicas casi han duplicado la potencia instalada y han incrementado su producción un 19%, alcanzando los 9.240 GWh, lo que supone un nuevo récord de generación anual y de participación en el *mix* nacional con un 3,5%.

Desde el punto de vista de las comunidades autónomas, la mayor parte de la potencia renovable instalada se ubica en cuatro regiones, Castilla y León, Galicia, Andalucía y Castilla-La Mancha, que acaparan casi del 60% de la potencia renovable nacional.

Del conjunto de las comunidades autónomas, son Castilla y León y Castilla-La Mancha las que sobresalen por encima del resto, ya que más del 74% de su potencia instalada es renovable.

La mayor variación de la potencia instalada renovable se ha producido en la solar fotovoltaica con un crecimiento del 89,2% respecto al año anterior. El mayor crecimiento se ha registrado en Aragón que ha multiplicado por más de cinco la potencia instalada de esta tecnología en un año. Otras variaciones de fotovoltaica significativas, aunque no de igual magnitud, se han producido en Murcia, que casi ha triplicado su potencia y Extremadura, que la ha duplicado, siendo destacable que estas dos comunidades ya se encuentran entre las cinco con mayor potencia fotovoltaica instalada.

La generación con fuentes de energía renovable por comunidades autónomas está muy condicionada por la distribución de la potencia instalada entre las mismas y por la situación hidrológica de cada año. En 2019, la producción de cinco de ellas representó el 70% de la producción total. Estas son: Castilla y León, Galicia, Andalucía, Castilla-La Mancha y Aragón. Tan solo en cuatro comunidades autónomas, más del 50% de su generación fue de origen renovable: Castilla y León, Galicia, Aragón y Castilla-La Mancha. Entre ellas, destaca la participación de la generación renovable sobre el total de generación de Castilla y León, en la que estas fuentes de energía representaron más de un 85% de la generación total.

La solar en el sistema eléctrico español

La potencia solar instalada se situó a finales de 2019 en 11.217 MW (8.913 MW correspondientes a solar fotovoltaica y 2.304 MW a termosolar), lo que representa alrededor del 10% del total de la potencia instalada en España.

Después de cinco años en los que el crecimiento de potencia solar fotovoltaica se había estabilizado, con incrementos que apenas superaban el 0,5%, en 2019, se alcanzó la cifra histórica de casi 9.000 MW instalados, lo que supone un incremento respecto a 2018 de casi un 90%. El incremento de 4.201 MW nuevos instalados es el más elevado de la historia, superando la cifra récord de los 2.733 MW de nueva potencia de 2008, que han permanecido apenas invariables desde 2013 hasta 2019.

En cuanto a la termosolar, después del fuerte incremento de 2012 con casi 1 GW de potencia instalada, desde 2014 se mantiene es-



important renewable technology at national level, given that in 2019 it represented 55.4% of all renewables.

Production from wind power continued to grow for the third year running, up 9.4% on 2018. In all, this technology has produced 54,238 GWh, a figure very close to the maximum wind production recorded in 2013, but with 3.3% less installed capacity.

During 2019, solar PV installations have almost doubled their installed capacity and their production has increased by 19%, achieving 9,240

GWh. This represents a new annual generation record and a 3.5% share of the domestic mix.

From the point of view of the Autonomous Communities, most of the installed renewable capacity is located in four regions: Castilla y León, Galicia, Andalusia and Castilla-La Mancha, which together are home to almost 60% of domestic renewable output.

Of all the Autonomous Communities, Castilla y León and Castilla-La Mancha stand out from all the rest, as more than 74% of their entire installed capacity is renewable.

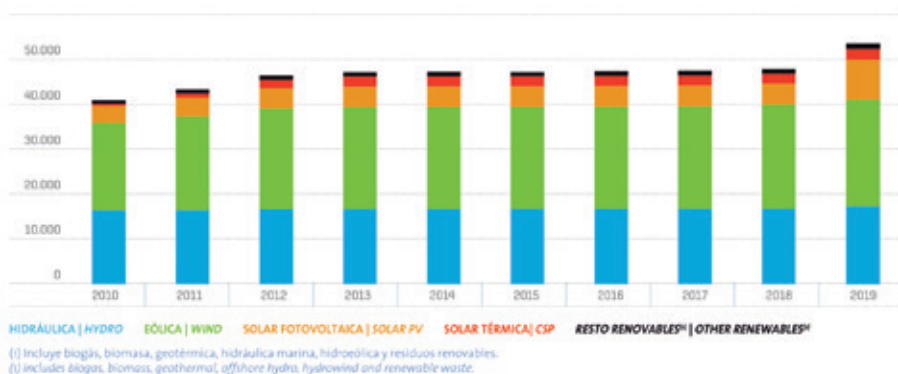
The greatest variation in renewable installed capacity has taken place in solar PV, which experienced a growth of 89.2% compared to 2018. The highest growth was recorded in Aragón, where the installed capacity of this technology has multiplied five-fold in one year. Other significant variations in PV, although not of a similar magnitude, have taken place in Murcia, where capacity has almost tripled; and in Extremadura, which has enjoyed two-fold growth. These two communities are among the five with the largest installed capacity of solar PV.

Renewably-sourced generation by Autonomous Community is very much conditioned by the distribution of the installed capacity in each, and by the hydrological situation of each year. In 2019, the production of five of them represented 70% of total production, namely: Castilla y León, Galicia, Andalusia, Castilla-La Mancha and Aragón. In just four Autonomous Communities, more than 50% of their generation was renewably-sourced: Castilla y León, Galicia, Aragón and Castilla-La Mancha. In particular, the share of renewables as a proportion of the entire generation of Castilla y León stands out, where these energy sources accounted for more than 85% of the region's total generation.

Solar in the Spanish electrical system

At the end of 2019, installed solar capacity stood at 11,217 MW (8,913 MW corresponding to solar PV and 2,304 MW to CSP),

Evolución de la potencia instalada renovable. Sistema eléctrico nacional (MW)
Evolution of installed renewable capacity. Spanish electrical system (MW)



table, registrando un total de 2.304 MW de potencia instalada a finales de 2019.

La generación solar en España, al igual que ocurre con la potencia, ha sufrido durante 2019 un acentuado incremento, después de que en 2018 se registrase un descenso de cerca del 11%, y donde el crecimiento promedio desde 2014 hasta 2017 fue de un ligero 1,9%. Así, por tanto, en 2019 se generaron 14.407 GWh anuales, un 18,2% por encima del año anterior y el valor anual más alto registrado hasta este momento. Esta producción representa el 5,5% del total de la generación para el año, 3,5% para la fotovoltaica y el restante 2% para la termosolar.

Tanto el mes de julio como el de agosto son meses con una mayor producción de generación fotovoltaica, 1.002 MWh y 1.013 MWh, respectivamente, siendo los dos valores los máximos históricos registrados, un 3% y 4% por encima del anterior máximo alcanzado en julio de 2013.

Durante 2019, se batió el máximo de producción solar fotovoltaica a nivel diario, el viernes 23 de agosto de 2019, con un valor de 34.786 MWh. Ese mismo día se alcanzó un nuevo máximo histórico de potencia instantánea de generación fotovoltaica en el sistema eléctrico peninsular, registrándose 4.698 MW a las 14:25 horas.

En el caso de la termosolar fue en el mes de junio, el mes de mayor generación, aunque a diferencia de la fotovoltaica el registro es casi un 10% inferior al de 2018. La estacionalidad de esta tecnología es similar a la de fotovoltaica, aunque su producción diaria se reparte de manera más homogénea a lo largo del día, debido a la capacidad de estas centrales de almacenar parte del calor que obtienen de los rayos solares y utilizarlo en horas posteriores a su captación.

A nivel de Comunidades Autónomas, el reparto de ambas tecnologías solares es bien distinto. Andalucía es la región con más potencia fotovoltaica instalada con más de un 20% de toda la potencia nacional, seguida muy de cerca por Castilla-La Mancha y algo más lejos por Extremadura y Murcia. Solo estas cuatro comunidades suman el 66% de la potencia fotovoltaica instalada en España. Por el lado contrario, destacan las comunidades de la cornisa cantábrica todas ellas por debajo del 0,6% respecto al conjunto nacional.

En el caso de la termosolar tan solo seis comunidades tienen este tipo de instalaciones, siendo Andalucía la región con más potencia instalada seguida por Extremadura, acaparando entre ambas el 80% de la potencia total instalada de esta tecnología.

around 10% of the total installed capacity in Spain.

After five years, during which growth in solar PV output has stabilised, with increments that barely exceeded 0.5%, 2019 achieved a historic figure of almost 9,000 MW installed, representing a growth of almost 90% on 2018. The increase of 4,201 new installed MWs is the highest in history, overtaking the record figure of 2,733 new installed MWs in 2008, a figure that remained almost unchanged over the period 2013-2019.

As regards CSP, after the strong increase in 2012 with almost 1 GW of installed capacity, it has remained stable since 2014, recording a total installed capacity of 2,304 MW by the end of 2019.

As with the growth in capacity, solar generation in Spain experienced a marked increase in 2019, following a fall of around 11% recorded in 2018 and where the average growth from 2014 to 2017 was just 1.9%. As such, 14,407 GWh were generated in 2019, 18.2% up on the previous year and the highest annual figure recorded to date. This production represents 5.5% of the total generation for the year, with 3.5% for PV and the remaining 2% for CSP.

July and August are the months with the highest PV generation production, 1,002 MWh and 1,013 MWh, respectively, with both these figures being all-time recorded highs - 3% and 4% higher than the previous achieved in July 2013.

During 2019, the highest daily solar PV production record was beaten on Friday, 23 August 2019, with 34,786 MWh. That same day, a new record high in terms of instantaneous PV generation was reached in the peninsular electrical system, recording 4,698 MW at 1425.

In the case of CSP, June was the month with the highest generation, although unlike PV, the figure recorded was almost 10% down on 2018. The seasonality of this technology is similar to that of PV, even though its daily production is more uniformly distributed throughout the day. This is due to the ability of these plants to store part of the heat obtained from the sun's rays and use it during the hours after its capture.

At Autonomous Community level, the distribution of both solar technologies varies widely. Andalusia enjoys the most installed PV capacity, with over 20% of all domestic output, very closely followed by Castilla-La Mancha and some way behind, by Extremadura and Murcia. These four autonomous regions alone account for 66% of Spain's installed solar PV capacity. By contrast, the regions on the north coast of Spain have less than 0.6% of the national quota.

In the case of CSP, installations of this type are only found in six Autonomous Communities, with Andalusia being the region with the most installed capacity, followed by Extremadura. These two regions account for 80% of the total installed capacity of this technology.

**Expertos en el diseño, fabricación, montaje y mantenimiento
de estructuras fijas y seguidores solares**



+ 15 años experiencia

**+ 5 GW desarrollados en todo
el mundo**

**La tecnología de seguimiento solar más
avanzada**

**Multiproducto: estructura fija monoposte y biposte
seguidor solar monofila, multifila y bifila**

+34 912 771 126

nclave@nclavegroup.com

Avd. Burgos 114, 2º, 28050, Madrid



www.nclavegroup.com

ENERGÍA SOLAR, DE NUEVO LA FUENTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA MÁS ATRACTIVA EN 2019

EN 2019, EL SECTOR SOLAR GLOBAL VOLVIÓ A UNA SENDA DE CRECIMIENTO DE DOS DÍGITOS, CRECIENDO UN 13% HASTA 116,9 GW PARA ESTABLECER UN NUEVO RÉCORD DE INSTALACIÓN ANUAL. ESTE CRECIMIENTO AYUDÓ A LA ENERGÍA SOLAR A EXPANDIR SU PARTICIPACIÓN ANUAL ENTRE TODAS LAS DEMÁS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA AL 48%. EN OTRAS PALABRAS, CASI LA MITAD DE LA CAPACIDAD GLOBAL NETA INSTALADA EN 2019 FUE DE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA. SI BIEN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR ALCANZÓ UN MERO 2,6%, ESTO DESTACA SU INMENSO POTENCIAL DE CRECIMIENTO, QUE ESTÁ CADA VEZ MÁS AL ALCANCE. ÉSTAS SON ALGUNAS DE LAS PRINCIPALES CONCLUSIONES DEL INFORME “GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR SOLAR POWER 2020-2024”, PUBLICADO EN JUNIO PASADO POR SOLARPOWER EUROPE (SPE). ESTE ARTÍCULO PRESENTA ÉSTOS Y OTROS HALLAZGOS INTERESANTES DEL INFORME.

El análisis de varias fuentes corrobora el hecho de que la energía solar a gran escala es normalmente la tecnología más barata de generación de energía, con costes que continúan cayendo. El último análisis del LCOE, versión 13.0, lanzado en noviembre de 2019 por el banco de inversión estadounidense Lazard, muestra que el coste de la energía solar a gran escala ha mejorado en un 7% con respecto a la versión anterior. La energía solar a gran escala es de nuevo más barata que las fuentes convencionales de generación de energía, nuclear y carbón, y que las turbinas de gas en ciclo combinado. Sin embargo, la energía solar ha comenzado a competir con otro segmento de los combustibles fósiles: las turbinas de gas utilizadas para satisfacer picos de demanda. Con la rápida disminución del precio de las baterías, el almacenamiento solar puede superar a las plantas de gas para recorte de picos, dependiendo de las condiciones regionales y marco. El año pasado en Arizona, por ejemplo, una empresa energética encargó un sistema de almacenamiento en baterías de 100 MW/4 horas para proporcionar capacidad de recorte de picos a su flota de generación solar.

Solo un año después de varias licitaciones donde las ofertas ganadoras de energía solar entraron en el nivel de 0,02 \$/kWh, la siguiente frontera se alcanzó en 2019, cuando se informaron tarifas solares en el rango de 0,01 \$/kWh en cuatro regiones diferentes: Latinoamérica, Norteamérica, Europa y Medio Oriente. El contrato de energía solar más barato del mundo se otorgó en la primera subasta de energía solar de Portugal, en agosto de 2019, a 0,0165 \$/kWh para un sistema de 150 MW, a la compañía fotovoltaica francesa Akuo, superando la oferta solar más baja de 0,0169 \$/kWh lograda en Brasil en la subasta A-4 solo un mes antes. En noviembre se registró un tercer acuerdo en este rango de precios, en concreto 0,017 \$/kWh para una parte de 900 MW del parque solar Rashid al Maktoum de Dubai, cuyo objetivo es alcanzar los 5 GW para 2030.

Nuevo récord de capacidad instalada en 2019

En 2019 se instalaron un total de 116,9 GW de fotovoltaica a nivel mundial, lo que representa un crecimiento del 13% con respecto a la instalación de 103,7 GW del año anterior y marca un nuevo récord solar. La potencia fotovoltaica instalada acumulada aumentó en un 23% hasta 633,7 GW a finales de 2019, en comparación con los 516,8 GW de 2018.

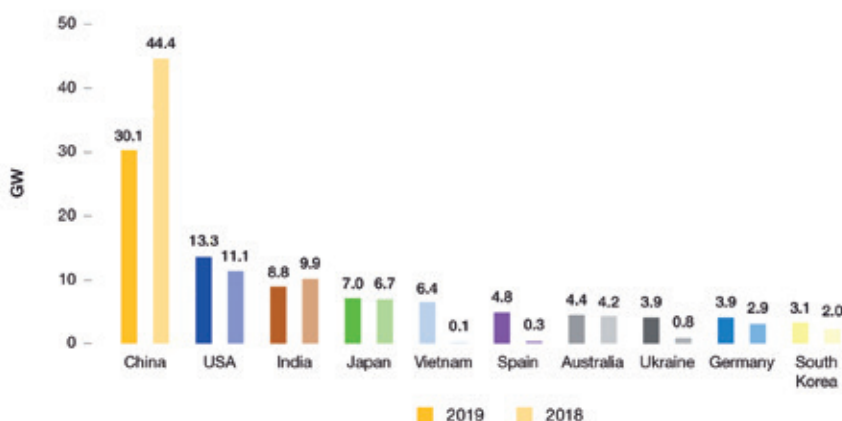
SOLAR, THE MOST ATTRACTIVE POWER GENERATION SOURCE ONCE AGAIN IN 2019

IN 2019, THE GLOBAL SOLAR POWER SECTOR RETURNED TO A TWO-DIGIT GROWTH PATH, INCREASING BY 13% TO 116.9 GW TO SET A NEW ANNUAL INSTALLATION RECORD. THIS GROWTH HELPED SOLAR EXPAND ITS ANNUAL SHARE AMONG ALL OTHER POWER GENERATION TECHNOLOGIES TO 48%. IN OTHER WORDS, ALMOST HALF OF THE GLOBAL NET POWER PLANT CAPACITY INSTALLED IN 2019 WAS BASED ON PV TECHNOLOGY. WHILE SOLAR'S COMBINED ELECTRICITY OUTPUT REACHED A MERE 2.6%, THIS HIGHLIGHTS THE IMMENSE GROWTH POTENTIAL, WHICH IS INCREASINGLY IN REACH. THESE ARE SOME OF THE MAIN CONCLUSIONS OF THE REPORT “GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR SOLAR POWER 2020-2024”, RELEASED LAST JUNE BY SOLARPOWER EUROPE (SPE). THIS ARTICLE SETS OUT THESE AND OTHER INTERESTING FINDINGS FROM THE REPORT.

Analysis from various sources substantiates the fact that utility-scale solar is often the lowest cost power generation technology, with costs continuing to fall. The latest LCOE analysis, version 13.0, released in November 2019 by US investment bank Lazard, shows utility-scale solar's cost improving over the previous version by 7%. Utility-scale solar is again cheaper than new conventional power generation sources nuclear and coal, as well as combined-cycle gas turbine. However, solar has started to compete with another fossil fuel segment: gas turbines used to meet peak demand. With the rapidly decreasing cost for batteries, solar plus storage can outcompete gas peakers, depending on regional and framework conditions. Last year in Arizona, for example, a utility ordered a 100 MW/4-hour battery storage system to provide peaking capacity for its solar power generation fleet.

Only one year after several tenders saw solar-winning bids enter the 2 US cent/kWh level, the next frontier was reached in 2019, when solar tariffs in the 1 US cent range were reported from four different regions: Latin America, North America, Europe and the Middle East. The world's lowest solar power contract was awarded in Portugal's first solar energy auction in August 2019 at 1.65 US cents/kWh for a 150 MW system, to French PV company Akuo, beating the lowest solar bid of 1.69 US cents/kWh achieved in Brazil's A-4 New Energy Auction only a month earlier. A third 1 cent range deal was claimed in November, at 1.7 US cents/kWh for a 900 MW part of Dubai's Rashid al Maktoum Solar Park, which is targeted to reach 5 GW by 2030.

10 PRINCIPALES MERCADOS FOTOVOLTAICOS EN 2018-2019
TOP 10 SOLAR PV MARKETS IN 2018-2019



En 2019 16 países agregaron más de 1 GW, en comparación con 11 en 2018 y 9 en 2017, lo que muestra que la diversificación del sector solar está comenzando a desarrollarse en mercados con volúmenes notables, que en conjunto pueden absorber la caída de los mercados líderes. SPE espera que 19 mercados alcancen el nivel GW en 2021, aumentando a al menos 21 mercados de tamaño GW en 2022.

Los cinco principales mercados mundiales

El declive del mercado chino por segundo año consecutivo condujo a "solo" 30,1 GW de nueva instalación en 2019. Esto representa una disminución del 32% desde los 44,4 GW instalados en 2018, y del 43% respecto a su récord histórico de 52,8 GW en 2017. La cifra fue incluso un 13% menor que los 34,5 GW que China agregó en 2016.

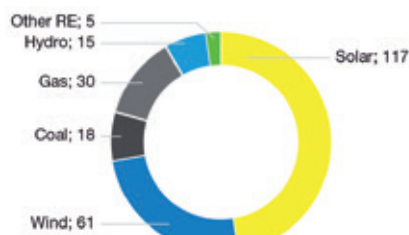
EE.UU. experimentó un repunte del mercado de casi el 20% llegando a 13,3 GW frente a los 11,1 GW del año anterior, proporcionando suficiente amortiguación para mantener cómodamente su posición como el segundo mercado solar más grande del mundo. La mayor parte de la nueva capacidad provino de proyectos solares a gran escala, que tradicionalmente es el segmento fotovoltaico más grande y que fue responsable del 63% de la nueva capacidad instalada. Mientras que el segmento residencial creció un 15% hasta 2,8 GW, otro desarrollo solar muy positivo tuvo lugar en el segmento de la compra corporativa. De los alrededor de 9,6 GW de PPAs solares firmados en 2019, 8,6 GW se firmaron en EE.UU. según BloombergNEF. Con más de 30 GW de nuevos proyectos a gran escala anunciados en 2019, y una cartera que asciende a un total de 48 GW, la energía solar tiene un futuro brillante en EE.UU.

India agregó 8,8 GW, un 11% menos que los 9,9 GW de 2018, que ya fue significativamente menor que el récord de 11,5 GW instalados en 2017. El mercado de los tejados solares, que representó solo alrededor del 15% de la capacidad instalada de 2019, también disminuyó, agregando solo 2,8 GW. Sin embargo, se anunciaron alrededor de 35 GW de licitaciones. Si bien esta es una disminución del 8% en comparación con el año anterior, según Mercom, la capacidad subastada aumentó en un 2%.

A diferencia de los tres años anteriores, Japón agregó un poco más de energía solar que el año anterior, instalando 7 GW en 2019, un 4% más que los 6,7 GW conectados en 2018. Este aumento proviene principalmente de la urgencia en los proyectos a gran escala con tarifas de inyección (FiT) aprobados, que necesitaban ser instalados antes de finalizar el año fiscal (final de marzo de 2020).

Una nueva entrada en el top 5 mundial es un país que probablemente no estaba en los radares de muchas personas: Vietnam agregó 6,5 GW en 2019, un 6.400% más que los 97 MW de 2018. El aumento se debe a un esquema FiT extremadamente atractivo y sin límites, que ofrece contratos FiT a 20 años por 0,0935 \$/kWh. Anunciado en abril de 2017 con fecha límite para finales de junio de 2019, la mayor parte de los sistemas se conectaron a la red en la primera mitad de 2019. Además, Vietnam creó un esquema de balance neto para apoyar la generación distribuida, con precios de compra-venta que se establecen anualmente en función del tipo de cambio VND/USD que dio como resultado 270 MW de instalaciones en tejados el año pasado. Aunque la expiración del primer esquema FiT en junio de 2019 abrió un vacío legislativo de 10 meses, que creó una gran incertidumbre sobre el futuro de la energía solar, el programa FiT continúa desde el pasado mes de abril con tarifas algo más bajas, aunque aún muy generosas.

CAPACIDAD DE GENERACIÓN NETA AÑADIDA EN 2019 TECNOLOGÍA / NET POWER GENERATING CAPACITY ADDED IN 2019 BY MAIN TECHNOLOGY



Source: Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2020).

New record installed capacity in 2019

In 2019, a total of 116.9 GW solar was installed globally, representing a 13% growth over the 103.7 GW additions the year before and marking a new solar record. Cumulative installed PV power capacity increased by 23% to 633.7 GW by the end of 2019, up from 516.8 GW in 2018.

In 2019, 16 countries added over 1 GW, in comparison to 11 in 2018, and 9 in 2017, showing how the diversification of the solar sector is beginning to unfold into markets with notable

volumes, which together are able to absorb the slumps of leading markets. SPE expects to see 19 GW-scale markets in 2021, and at least 21 in 2022.

The top 5 global markets

China's market decline for the second year in a row led to 'only' 30.1 GW of newly-installed capacity in 2019. This represents a 32% decrease from the 44.4 GW installed in 2018, and a 43% decrease from its all-time record of 52.8 GW in 2017. The figure was even 13% less than the 34.5 GW China added in 2016.

The US saw an almost 20% market uptick to 13.3 GW, from 11.1 GW the year before, providing enough cushion to comfortably maintain its rank as the world's second largest solar market. The bulk of new capacity came from utility-scale solar, which is traditionally the largest PV segment and was responsible for 63% of newly installed capacity. While residential solar grew by 15% to a new installation high of 2.8 GW, another very positive solar development took place in the corporate sourcing segment. From around 9.6 GW of solar PPAs signed in 2019, the US accounted for around 8.6 GW, according to BloombergNEF. With over 30 GW of new large-scale projects announced in 2019, a pipeline that amounts to a total of 48 GW, solar's future looks bright in the US.

India added 8.8 GW, down 11% from 9.9 GW in 2018, which was already significantly less than the record 11.5 GW installed in 2017. The rooftop market, which represented only around 15% of 2019 installed capacity, also decreased, adding only 2.8 GW. Nevertheless, around 35 GW of tenders were announced. While this is an 8% decline compared to the previous year, according to Mercom, the auctioned capacity increased by 2%.

Unlike the previous three years, Japan added a little more solar than the year before, installing 7.0 GW in 2019, up 4% from the 6.7 GW connected in 2018. This uptick comes mainly from time pressure on approved large-scale FiT projects that needed to be installed by the end of the fiscal year (end of March 2020).

A new entry in the global top 5 is a country that was probably not on many people's radars: Vietnam added 6.5 GW in 2019, up 6,400% from 97 MW in 2018. The surge is due to an extremely attractive and uncapped FiT scheme, offering 20-year FiT contracts for 9.35 US cents/kWh. Announced in April 2017 with a deadline for this incentive level set for end of June 2019, the bulk of the systems was grid-connected in the first half of 2019. In addition, Vietnam created a net-metering scheme to support distributed generation, with buying and selling prices established on an annual basis depending on the VND/USD exchange rate that resulted in 270 MW of rooftop installations last year. While the expiry of the first FiT scheme in June 2019 opened a 10-month

Los datos de Europa

La nueva fase de crecimiento que comenzó 2017 en Europa ganó un gran impulso en 2019, tanto para todo el continente como para la UE. Después de aumentar la demanda en el rango bajo de dos dígitos, 21% y 11,2 GW en 2018, las adiciones solares se duplicaron en Europa hasta 22,9 GW en 2019, lo que ha convertido a la región en el segundo mercado solar más grande del mundo el año pasado. Solo la EU28 agregó 16,7 GW, lo que se traduce en un crecimiento aún mayor del 106%. El auge solar de Europa se sustenta en varios puntos: cuatro países agregaron más de 1 GW (España, Alemania, Ucrania y Países Bajos), y otros varios se acercaron mucho a ese nivel (Turquía, Francia y Polonia).

Como se esperaba, España resultó ser el mercado solar más grande de Europa, instalando 4,8 GW, de los cuales la mayor parte provino de las subastas de 2017, con fecha límite de conexión a red a finales de 2019. Esto significa que el mercado creció 17 veces respecto a los 262 MW de 2018. Las cifras de instalación en España también incluyen 459 MWac, equivalentes a alrededor de 550 MWcc, de sistemas de autoconsumo, una modalidad que se ha vuelto rápidamente popular tras la eliminación del llamado "Impuesto al Sol", a finales de 2018. También se instalaron varias plantas en base a PPAs sin subsidio, pero las restricciones de la red impidieron que grandes volúmenes de una cartera de 100 GW se hicieran realidad.

Pronóstico para 2020 y más allá

Todos los analistas líderes del mercado solar han disminuido significativamente sus pronóstico para 2020 durante los cinco primeros meses de este año, algunos incluso dos veces, para tener en cuenta el impacto de la COVID-19 en sus modelos de mercado. Las mayores correcciones a corto plazo vinieron de IHS Markit, que redujo su pronóstico para 2020 en un 26%, o 32 GW, desde 142 GW pronosticados en diciembre de 2019 a 109 GW en abril. A finales de mayo, las estimaciones de los analistas en un Escenario Medio oscilaron entre 106 GW (Wood Mackenzie) y 111 GW (BloombergNEF), con una excepción conservadora de la AIE, que anticipa solo 90 GW de energía solar para este año, causada por las interrupciones en la cadena de suministro, las medidas de confinamiento y los desafíos financieros emergentes.

El análisis de mercado de SPE en la época del COVID-19 resultó en un Escenario Medio que anticipaba alrededor de 112 GW de nueva potencia fotovoltaica instalada en 2020, lo que lo convierte en el pronóstico solar global más optimista, aunque solo por un pequeño margen. En comparación con 2019, esto se traduciría en una contracción del mercado del 4% sobre los 116,9 GW agregados en 2019. El Escenario Bajo estima una caída de la demanda a 76,8 GW, mientras que el Escenario Alto pronostica hasta 138,8 GW de nueva instalación en 2020, lo que suena extremadamente optimista además de improbable. Nuevamente, el comodín más grande es China, que tiene una gran palanca para mover el equilibrio solar en cualquier dirección.

La previsión a 5 años del mercado global anticipa para el Escenario Medio más probable de SPE que la capacidad solar global llegará a 1.448 GW en 2024. Pero en condiciones óptimas, el mundo podría operar una flota de energía solar tan grande como 1.678 GW a finales de 2024. El escenario más probable para superar la marca de 1 TW solar es 2022; solo cuatro años después de alcanzar el nivel de 0,5 TW en 2018.

legislative vacuum that created high uncertainty around the future of solar, as of April 2020, the FIT programme continues at somewhat lower, although still very generous, tariffs.

Europe update

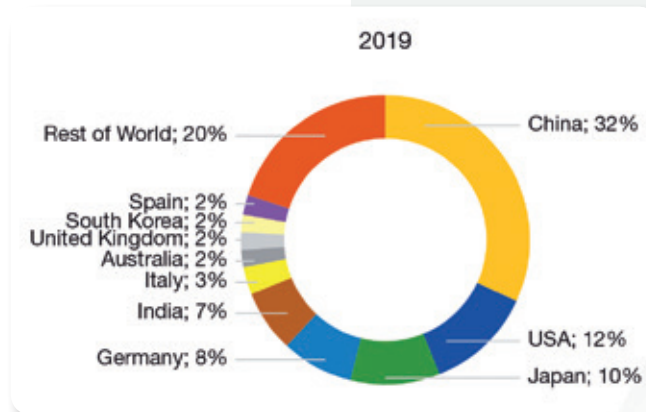
The new growth phase that started 2017 in Europe has gained huge momentum in 2019, both for the entire continent and the EU. After increasing demand in the low two-digit range, at 21% to 11.2 GW in 2018, solar additions in Europe more than doubled to 22.9 GW in 2019, which has made the region the second largest solar market in the world last year. The EU28 alone added 16.7 GW, translating into an even larger growth of 106%. Europe's solar boom is carried on many shoulders: four countries added over 1 GW (Spain, Germany, Ukraine, the Netherlands), with a few others getting very close to that level (Turkey, France, Poland).

As expected, Spain turned out to be Europe's largest solar market, installing 4.8 GW, of which the bulk stemmed from the 2017 auctions with a grid-connection deadline of the end of 2019. This means the market catapulted 17-fold from 262 MW in 2018. Spain's installation number also included 459 MWac, equal to around 550 MWDC, of self-consumption systems, a capacity that has become quickly popular after the so-called "Sun Tax", that basically prohibited that segment, was discarded at the end of 2018. Several subsidy-free PPA power plants were also installed, but grid constraints prevented larger volumes of the 100 GW system pipeline from becoming a reality.

Forecast to 2020 and beyond

All leading solar market analysts have significantly decreased their 2020 forecast during the first 5 months of this year, some even twice, to account for the impact of COVID-19 on their market models. The largest short-term corrections came from IHS Markit, which reduced its 2020 forecast by 26%, or 32 GW, to 109 GW in April, from 142 GW in December 2019. By the end of May, the estimates in the analysts' Medium Scenarios ranged between 106 GW (Wood Mackenzie) and 111 GW (BloombergNEF), with one conservative exception from the IEA, which anticipates just 90 GW of new solar this year, caused by supply chain disruptions, lockdown measures and emerging financing challenges.

SPE's market analysis in the time of COVID-19 resulted in a Medium Scenario anticipating about 112 GW of newly installed PV capacity in 2020, making it the most optimistic global solar forecast, even though only by a slim margin. Compared to 2019, this would translate into a 4% market shrinkage over the 116.9 GW added in 2019. The Low Scenario estimates a demand drop to 76.8 GW, while the High Scenario forecasts up to 138.8 GW of solar additions in 2020, which sounds extremely optimistic as well as being improbable. Again, the biggest wildcard is China, which has a big lever to move the solar balance in any direction.



The 5-year Global Market Outlook anticipates for SPE's most-likely Medium Scenario that global solar power generation plant capacities will reach 1,448 GW in 2024. But under optimal conditions, the world could operate a solar power fleet as large as 1,678 GW by the end of 2024. The most likely scenario for entering the solar terawatt age is 2022; only four years after the 0.5 TW level was reached in 2018.

FULL RANGE STORAGE SOLUTIONS

SPH 4000-10000TL3 BH

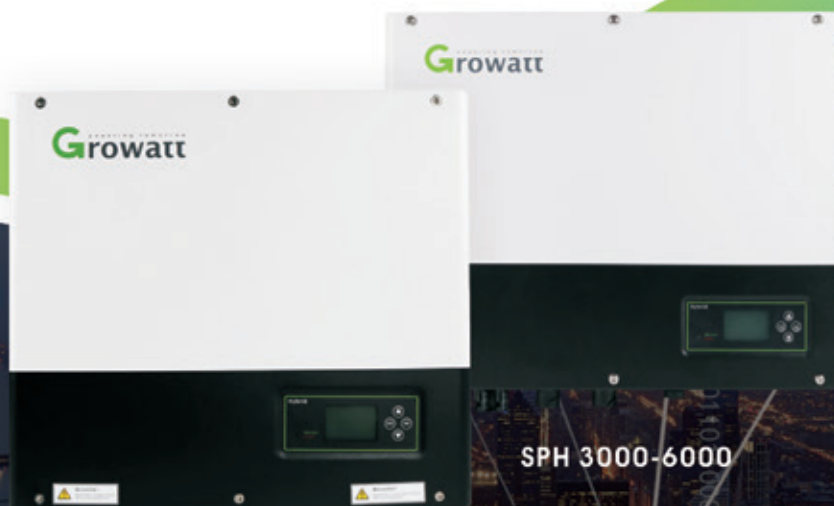
Three-Phase Hybrid Inverter

-  Flexible battery capacity
7.2-24kWh
-  Self-consumption
monitoring
-  Three-phase
meter included
-  Support export
limitation
-  Emergency power
backup
-  Service for
whole system

SPH 3000-6000

Single-Phase Hybrid Inverter

-  Dual MPP
Trackers
-  Flexible battery capacity
2.4-19.2kWh
-  Self-consumption
monitoring
-  Support export
limitation
-  Emergency power
backup
-  Service for
whole system



SPH 4000-10000TL3 BH

SPH 3000-6000



Growatt New Energy

Growatt New Energy Technology Co., Ltd.

www.ginverter.com | info@ginverter.com

Service  +86 755 2747 1942  service@ginverter.com

2019 EL MEJOR AÑO DE LA HISTORIA PARA LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

EN 2019 ESPAÑA SE SITUÓ COMO EL PRINCIPAL MERCADO FOTOVOLTAICO A NIVEL EUROPEO Y EL SEXTO A NIVEL MUNDIAL, AL INSTALAR UNA POTENCIA DE 4.201 MW EN PLANTAS EN SUELO Y DE 459 MW DE AUTOCONSUMO. EN 2019 EL SECTOR FOTOVOLTAICO TUVO UNA CONTRIBUCIÓN DIRECTA AL PIB ESPAÑOL DE UN 0,26% (3.220 M€) Y EL IMPACTO ECONÓMICO DE LAS EXPORTACIONES ALCANZÓ LOS 3.540 M€, UN 54% MÁS QUE EN 2018. ADEMÁS, EL SECTOR DIO TRABAJO A UN TOTAL DE 58.699 TRABAJADORES NACIONALES, ENTRE EMPLEO DIRECTO, INDIRECTO E INDUCIDO. EL ESPECTACULAR CRECIMIENTO CONSEGUIDO EN 2019 POSICIONA AL SECTOR FOTOVOLTAICO COMO UN MOTOR DE LA RECUPERACIÓN ECONÓMICA.

Todos estos datos están incluidos en el Informe Anual de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf) que recoge las principales cifras de evolución del sector fotovoltaico durante 2019, así como las perspectivas y desafíos para su desarrollo en 2020, además de hacer un repaso por el conjunto de medidas a tomar para que el sector se convierta en el motor de la recuperación económica.

La fotovoltaica, la fuente de energía más instalada a nivel mundial en 2019

Con 176 GW, las renovables supusieron en 2019 el 72% de la nueva capacidad instalada mundialmente. De esa potencia la fotovoltaica representó el 40%, siendo la fuente de energía más instalada, tanto entre las renovables, como entre las no renovables. La capacidad fotovoltaica instalada en 2019 fue de 115 GW, lo que supone un incremento del 12% frente a 2018, alcanzando un acumulado de 627 GW.

En la Unión Europea la fotovoltaica ha registrado un crecimiento muy significativo, con un incremento de 16,7 GW nuevos instalados en 2019, lo que supone un aumento del 104% respecto a 2018 y el crecimiento más fuerte desde 2010. Además de España, los principales mercados fueron Alemania (4 GW), Países Bajos (2,5 GW), Francia (1 GW) y Polonia (800 MW).

En el ámbito de la política energética, en 2019 la Comisión Europea presentó el Pacto Verde Europeo, que reconoce la transición energética como una oportunidad para expandir una actividad económica sostenible.

España, mercado líder a nivel europeo y sexto a nivel mundial

En España, 2019 fue el mejor año de la historia para la energía fotovoltaica, al establecerse un nuevo récord de capacidad instalada tanto en plantas en suelo, con 4.201 MW de nueva capacidad, como en autoconsumo, con 459 MW. El crecimiento de la potencia instalada en suelo 4.201 MW (+89%) se debió en gran medida a las subastas de 2017 y, en menor medida, por los proyectos con PPA. Por su parte, el aumento de la capacidad instalada de autoconsumo (+95%) fue debido principalmente a los cambios regulatorios de los últimos años (RD-Ley 15/2018 y RD 244/2019).

Como resultado, por primera vez desde 2008, España se situó como mercado líder a nivel europeo y el sexto a nivel mundial, acercándose al top 10 de potencia acumulada mundial.

Este crecimiento del sector fotovoltaico ha generado un impacto positivo también a nivel económico y social. En 2019 la contribución directa del sector fotovoltaico al PIB español fue de 3.220 M€ (0,26%), continuando la tendencia alcista

2019: AN ALL-TIME RECORD YEAR FOR PV IN SPAIN

2019 SAW SPAIN POSITIONED AS THE MAIN PV MARKET AT EUROPEAN LEVEL WITH THE SECTOR RANKED SIXTH IN THE WORLD, WITH THE INSTALLATION OF 4,201 MW IN GROUND-MOUNTED PLANT CAPACITY AND 459 MW IN SELF-CONSUMPTION. LAST YEAR, THE PV SECTOR MADE A DIRECT CONTRIBUTION TO SPANISH GDP OF 0.26% (€3.22BN) AND THE ECONOMIC IMPACT OF ITS EXPORTS AMOUNTED TO €3.54BN, 54% UP ON 2018. IN ADDITION, THE SECTOR GAVE WORK TO A TOTAL OF 58,699 NATIONAL WORKERS, INCLUDING DIRECT, INDIRECT AND INDUCED JOBS. THE SPECTACULAR GROWTH ACHIEVED IN 2019 POSITIONS THE PV SECTOR AS A DRIVER OF THE ECONOMIC RECOVERY.

These figures form part of the Annual Report of the Spanish PV Industry Association (UNEf), which brings together the main data on the evolution of the PV sector in 2019, as well as the prospects and challenges for its development in 2020, in addition to providing a review of the series of measures to be taken so that the sector becomes the driver of the economic recovery.

PV, the most installed energy source at global level in 2019

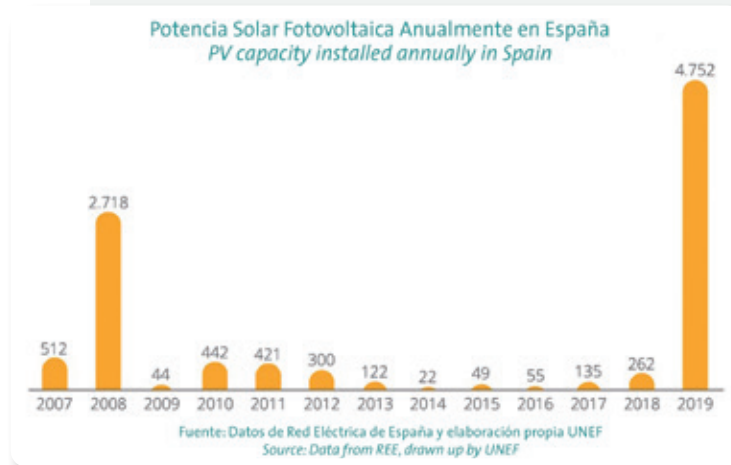
With 176 GW, renewables in 2019 represented 72% of new global installed capacity. PV accounted for 40% of this capacity, as the most installed energy source, from among both renewable and non-renewable sources. Installed PV capacity in 2019 amounted to 115 GW, representing an increase of 12% on 2018, to achieve a cumulative 627 GW.

PV recorded very significant growth across the European Union, with an increase of 16.7 GW of new installed capacity in 2019, which represents an increase of 104% over 2018 and the strongest growth since 2010. In addition to Spain, the leading markets were Germany (4 GW), the Netherlands (2.5 GW), France (1 GW) and Poland (800 MW).

In the field of energy policy, in 2019 the European Commission presented the European Green Deal that recognises the energy transition as an opportunity to expand a sustainable economic activity.

Spain, market leader at European level and sixth worldwide

2019 was the best year in Spain's history for PV energy, setting a new installed capacity record for both ground-mounted plants,



que se observó los años anteriores (0,22% en 2018 y 0,20% en 2017).

Además, el sector fotovoltaico se ha confirmado como un exportador neto y el impacto económico de las exportaciones fue de 3.540 M€ en 2019, un 54% más que en 2018. Desde el punto de vista del empleo, se produjo un incremento en la generación de puestos de trabajo, alcanzando la cifra de 58.699 empleos de los que 17.194 fueron directos, 21.292 indirectos y 20.213 inducidos, respectivamente.

Además, respecto a la I+D+i, la intensidad en innovación del sector fotovoltaico en su conjunto (2,15%) destaca sobre la media de empresas españolas (1,02%) y también se encuentra por encima de la media de la industria nacional (1,43%).

En el ámbito de la política energética, los hitos a destacar son la publicación del borrador del PNIIEC, que en su versión revisada en los primeros meses de 2020 aumenta hasta 39 GW la cifra de potencia fotovoltaica instalada objetivo en 2030 y la fijación de la tasa de rentabilidad razonable de las energías renovables para el periodo regulatorio 2020-25 a través del RD-Ley 17/2019. Y, por último, la aprobación del RD 244/2019 de Autoconsumo que abrió la puerta a un desarrollo similar al de los países de nuestro entorno, gracias a elementos como la remuneración de excedentes, las instalaciones colectivas y el autoconsumo a través de la red.

Un sector preparado para ser motor de la recuperación económica

España está en una situación ideal para aprovechar el desarrollo del sector fotovoltaico como palanca de recuperación económica y mitigar el efecto de destrucción de empleo y tejido productivo, consecuencia de la COVID-19.

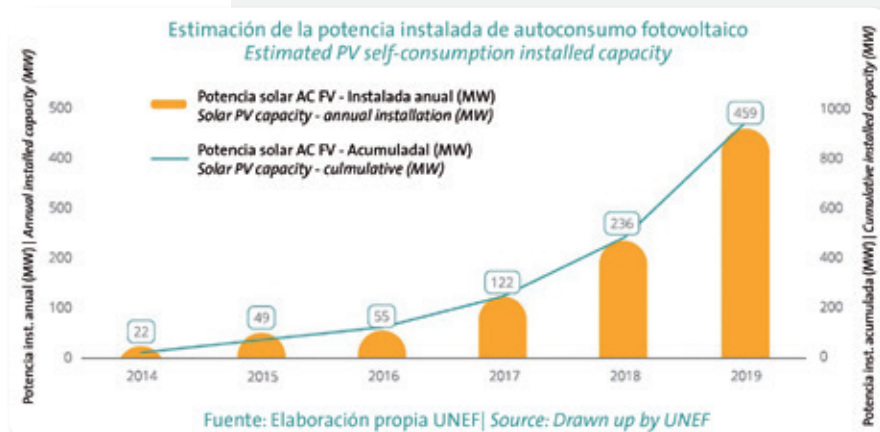
Nuestro país es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol, dispone de territorio disponible y un sector fotovoltaico nacional que cuenta con una base industrial sólida y competitiva, formada por empresas líderes mundiales, con tecnología propia en los elementos con mayor valor añadido de un proyecto, como es el caso de los segmentos de inversores y seguidores solares y estructuras.

De hecho, en España se fabrican componentes fotovoltaicos que cubren un 65% del coste final de un proyecto fotovoltaico, además cinco fabricantes españoles de seguidores y estructuras se colocaron en 2019 en el top 10 mundial de IHS Markit (PV Hardware, Soltec, STI Norland, NClave y Solar Steel by Gonvarri), mientras que dos fabricantes de inversores, Power Electronics e Ingeteam, lo hicieron en top 15 de inversores solares. En total UNEF ha identificado 32 fabricantes con producción nacional, 15 tecnólogos, 13 centros de investigación y 13 universidades e institutos.

La aportación del sector fotovoltaico no es solo la generación de empleo y crecimiento directo a través de sus inversiones, sino que, gracias al alto grado de competitividad en el precio de la energía obtenida, puede dotar a la industria española de una ventaja en el precio de la electricidad con respecto a sus competidores. Lo que contribuiría a frenar la deslocalización e incluso impulsar la reindustrialización.

El consenso político, necesario para aprobar con agilidad la Ley de Cambio Climático y Transición Energética

En el ámbito normativo, para impulsar el desarrollo del sector fotovoltaico es fundamental que, a corto plazo, se consiga alcanzar



with 4,201 MW of new capacity, and self-consumption, with 459 MW. The growth in the installed capacity of ground-mounted plants, up 89%, was largely due to the 2017 auctions and, to a lesser extent, to projects with Power Purchase Agreements (PPAs). Meanwhile, the increase in self-consumption installed capacity, up 95%, was mainly the result of the regulatory changes that have taken place over recent years (Royal Decree-Law 15/2018 and Royal Decree 244/2019).

As a result, for the first time since 2008, Spain was positioned as the market leader at European level and ranked sixth in the world, closing in on the Top 10 in terms of cumulative global capacity.

This growth in the PV sector has also generated a positive impact at economic and social level. The direct contribution of the PV sector to Spanish GDP in 2019 was €3.22bn (0.26%), continuing the upwards trend observed in previous years (0.22% in 2018 and 0.2% in 2017).

The PV sector has moreover been confirmed as a net exporter and the economic impact of its exports was €3.54bn in 2019, 54% more than in 2018. From the point of view of employment, there was an increase in job creation, achieving the figure of 58,699 jobs, of which 17,194 were direct, 21,292 indirect and 20,213 induced.

Moreover, as regards R&D+i, the intensity of innovation across the PV sector as a whole (2.15%) stands well above the Spanish company average (1.02%), as well as being above the domestic industry average (1.43%).

In the field of energy policy, prominent milestones include the publication of the draft NECP, whose amended version, dating from early 2020, increases the target installed PV capacity for 2030 to 39 GW and sets the reasonable profitability rate for the regulatory period 2020-25 by means of Royal Decree-Law 17/2019. And lastly, the approval of the Royal Decree 244/2019 on Self-consumption has opened the door to a development similar to that of Spain's neighbours, thanks to elements such as remuneration for the surplus power generated, collective installations and self-consumption via the grid.

A sector ready to drive the economic recovery

Spain is ideally positioned to take advantage of the development of the PV sector as a driver of economic recovery and to mitigate the destructive effect of COVID-19 on employment and the productive fabric.

Spain is one of the European countries with the highest number of hours of sunshine, with land available and a national PV sector that benefits from a robust and competitive

Huella de empleo del sector fotovoltaico por actividad. 2019p
PV sector employment footprint by activity

Huella de empleo Job type		Productores Producers	Fabricantes Manufacturers	Ingeniería e instaladores Engineering firms and installers	Mixta Mixed	Total Total
Directa Direct	España Spain	3.166	5.633	5.638	2.756	17.194
	Extranjero Overseas	10.471	15.886	8.015	9.372	43.744
Indirecta Indirect	España Spain	9.832	3.102	3.481	4.876	21.292
	Extranjero Overseas	6.309	3.568	5.764	4.572	20.213
Inducida Induced	España Spain	3.562	2.015	3.254	2.582	11.413
	Extranjero Overseas	19.307	12.304	14.884	12.205	58.699
Huella total doméstica Total domestic footprint		14.033	17.900	11.269	11.954	55.156
Huella total exterior Total overseas footprint		33%	21%	25%	21%	100%
Porcentaje huella doméstica actividad s/total % domestic footprint of total		25%	32%	20%	22%	100%
Porcentaje huella exterior actividad s/total % overseas footprint of total		Nota: Mixta incluye Distribuidores % overseas footprint of total				

Fuente: UCLM | Source: UCLM

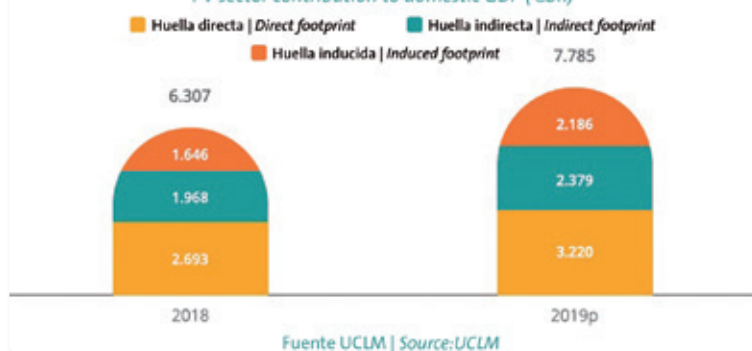
el necesario consenso entre todos los grupos parlamentarios para que se apruebe con agilidad el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Se trata de un elemento fundamental para dotar al sector de estabilidad y seguridad y para atraer las inversiones necesarias para instalar toda la capacidad fotovoltaica prevista para los próximos años, lo que puede impulsar la recuperación económica del país.

El sector fotovoltaico, que ha aplaudido el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, considera que éste debería permitir además la transposición de los aspectos pendientes de la Directiva Europea de Energías Renovables al ordenamiento jurídico español, especialmente en lo que se refiere a la seguridad jurídica y el autoconsumo.

Además, para acelerar el desarrollo de las plantas en suelo, es fundamental impulsar la digitalización del sector, dotando a las empresas de la mejor tecnología 5G disponible, lo que permitiría optimizar los procesos de fabricación y disponer de dispositivos inteligentes en las plantas solares. Asimismo, es importante acelerar la celebración de concursos en las zonas de Transición Justa para aprovechar los beneficios asociados al despliegue de las energías renovables.

Respecto al autoconsumo, es necesario reformar el diseño de la factura eléctrica reduciendo el peso del término fijo, para que los consumidores puedan ver reflejados en su factura los ahorros que supone el autoconsumo; simplificar, homogeneizar y digitalizar las tramitaciones administrativas a nivel autonómico, eliminando el requisito de la licencia de obras y sustituyéndolo por una comunicación previa, y reformar la Ley de propiedad horizontal para facilitar la realización de instalaciones de autoconsumo colectivo.

Contribución del sector fotovoltaico al PIB nacional. Millones de euros
PV sector contribution to domestic GDP (€bn)



industrial base. The country is home to world leaders offering proprietary technology in elements with the greatest added value for a project, such as the inverter, solar tracker and assembly segments. In fact, PV components are manufactured in Spain that cover 65% of the final cost, in addition to five Spanish manufacturers of trackers and assemblies being ranked in the IHS Markit global top 10 in 2019 (PV Hardware, Soltec, STI Norland, NClave and Solar Steel by Gonvarri), while two inverter manufacturers, Power Electronics and Ingeteam, stand among the top 15 in the solar inverter segment.

In all, UNEF has identified 32 manufacturers with domestic production, 15 technological firms, 13 research centres and 13 universities and institutions.

The contribution of the PV sector is not only job creation and direct growth through its investments, but also, thanks to the high level of competitiveness in the price of the energy obtained, a means of providing Spanish industry with an advantage over its competitors in the cost of electricity. This would help to halt offshoring and even stimulate reindustrialisation.

Political consensus: vital for rapid approval of the Law on Climate Change and Energy Transition

As regards the regulatory framework, to stimulate the development of the PV sector, in the short-term the necessary consensus between all parliamentary groups must be achieved so that draft Law on Climate Change and Energy Transition is quickly approved. This is a fundamental element that will bring stability and security to the sector and attract the investment needed to install all the PV capacity forecast for the coming years, which can drive the country's economic recovery.

The PV sector, which has welcomed the draft Law on Climate Change and Energy Transition, believes that this should also allow aspects pending from the European Renewable Energy Directive to be transposed into Spanish law, particularly as regards legal certainty and self-consumption.

Moreover, to accelerate the development of ground-mounted plants, the digitisation of the sector must be stimulated, providing companies with the best 5G technology available, in order to optimise manufacturing processes and equip solar plants with smart devices. Similarly, it is important to accelerate holding tenders in Fair Transition areas to take advantage of the benefits associated with the deployment of renewables.

As regards self-consumption, the design of the electricity bill must be reformulated to reduce the weight of the fixed power factor, so that consumers can see the saving represented by self-consumption on their bill; to simplify, standardise and digitise the administrative procedures at regional level, eliminating the requirement for a works licence and replacing it with a prior notification; and to overhaul the Horizontal Property Act to facilitate the installation of collective self-consumption projects.

Tracker & Fixed SOLAR STRUCTURES

#FOLLOWINGTHESUN

ESAsolar

Madrid Office:

Calle Santa Engracia, 90, 4º
28010 Madrid
Phone: +34 910 376 880

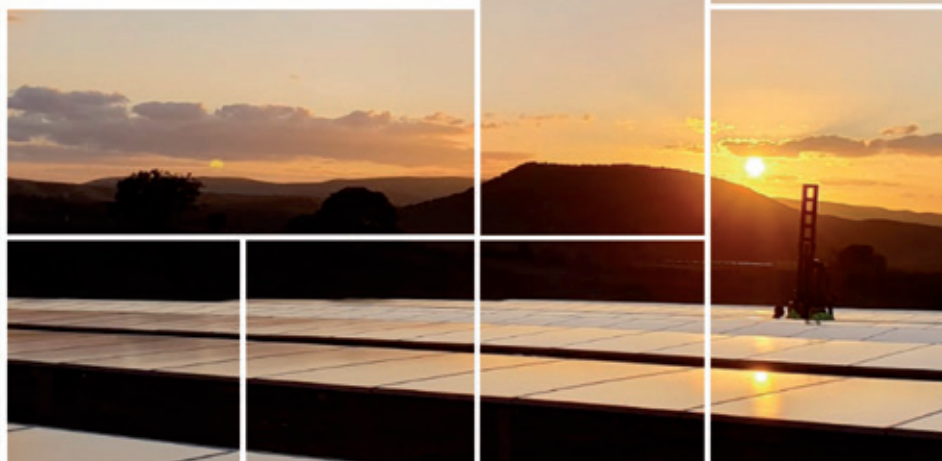
Sevilla Office:

Avda. de la Innovación, Edificio
Renta-Sevilla, 4º. 41020 Sevilla
Phone: +34 955 527 775

La Roda de Andalucía Office:

Avda. de los Costaleros, 7.
41590 – La Roda de Andalucía.
Phone: +34 954 016 832

www.esasolar.com info@esasolar.es



ENERCAPITAL
DEVELOPMENTS

**Desarrollamos proyectos fotovoltaicos y eólicos
para un futuro más sostenible**

Oficina Málaga
☎ +34 951 541 522
Oficina Logroño
☎ +34 941 485 214

✉ info@enercapital.es
🌐 www.enercapital.es
📺 Enercapital Developments

LA FOTOVOLTAICA COMO ALTERNATIVA PREFERENTE PARA LA DESCARBONIZACIÓN

EL APRENDIZAJE OBTENIDO EN LA CRISIS DE LA COVID-19 HA DEJADO MÁS PATENTE QUE NUNCA LA NECESIDAD DE INVERTIR EN UN FUTURO SOSTENIBLE PARA IMPULSAR Y ESTIMULAR LA ECONOMÍA A NIVEL GLOBAL, LO QUE PASA POR APOSTAR POR LA DESCARBONIZACIÓN Y EL EMPLEO EN ENERGÍAS RENOVABLES PARA FRENAR EL CAMBIO CLIMÁTICO. DENTRO DE LAS RENOVABLES, LA FOTOVOLTAICA ES LA ALTERNATIVA QUE ESTÁ LIDERANDO LA SOSTENIBILIDAD A NIVEL EUROPEO Y MUNDIAL PERO AÚN QUEDA UN LARGO CAMINO. ESASOLAR HA IDENTIFICADO TRES VERTIENTES SOBRE LAS QUE LA FOTOVOLTAICA DEBE DESARROLLARSE PARA MANTENERSE COMO LA OPCIÓN PREFERENTE DE FUTURO.

Primera vertiente: aumento de la energía producida y disminución de costes

Para que las energías renovables se conviertan en una alternativa real a las fósiles, es necesario que la cantidad de energía obtenida por esta vía sea suficiente y su coste competitivo. Este reto se está logrando gracias a diversos factores: inversiones gubernamentales, cambios en la legislación nacional y europea y, no menos importante, la decidida apuesta de las empresas privadas por impulsar la tecnología necesaria para generar más energía solar a un precio cada vez menor.

“La clave para conseguir un mundo más sostenible, seguro y menos contaminado es el desarrollo de instalaciones sostenibles y rentables, de este modo, podrá extenderse aún más el empleo de energía fotovoltaica y otras energías limpias para ir relegando a las no renovables”.

José Antonio Maldonado, director general de Esasolar

El reto se está consiguiendo; los datos de UNEF correspondientes a 2019 señalan que la fotovoltaica representó el 40% de la nueva capacidad energética mundial y fue la fuente de energía más instalada entre las renovables y no renovables, alcanzando la nueva capacidad fotovoltaica los 115 GW, un 12% más que el año anterior.

En la Unión Europea, la fotovoltaica ha registrado un crecimiento muy significativo, con un incremento de 16,7 GW (+104%), el más fuerte desde 2010. Además de España, los principales mercados fueron Alemania (4 GW), Países Bajos (2,5 GW), Francia (1 GW) y Polonia (800 MW). De acuerdo con los datos de REE, 2019 fue el año en el que se experimentó un mayor crecimiento de este tipo de energía en España, representando un 61,5% del total de las renovables que se conectaron a la red nacional.

Con respecto al coste, las cifras de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) muestran que desde 2010 el coste de la energía fotovoltaica ha disminuido un 82%, lo que la consolida como una de las energías más baratas y la opción preferente para afrontar la descarbonización.

Segunda vertiente: globalización

Otra enseñanza básica que ha aportado la pandemia es la necesidad de acometer decisiones globales para resolver los grandes problemas que afectan al mundo. El cambio climático es un excelente ejemplo de esta necesidad de globalización. Las energías renovables deben extender su uso a todo el mundo, ya que, si solo se circunscriben a determinados ámbitos geográficos, su efecto sobre el planeta será limitado e insuficiente.

PV AS THE ALTERNATIVE OF CHOICE FOR DECARBONISATION

THE LESSONS LEARNED DURING THE COVID-19 CRISIS HAVE MADE IT CLEARER THAN EVER THAT WE NEED TO INVEST IN A SUSTAINABLE FUTURE IN ORDER TO DRIVE AND STIMULATE THE WORLD'S ECONOMY, WHICH INCLUDES DECARBONISATION AND THE USE OF RENEWABLE ENERGIES TO HALT CLIMATE CHANGE. AND AS A RENEWABLE ENERGY, PV IS THE ALTERNATIVE THAT IS SPEARHEADING SUSTAINABILITY AT EUROPEAN AND GLOBAL LEVEL. ESASOLAR HAS IDENTIFIED THREE ASPECTS THAT PV SHOULD DEVELOP TO REMAIN AS THE OPTION OF CHOICE FOR THE FUTURE.

First aspect: increased energy produced and reduced costs

For renewable energies to become a real alternative to fossil fuels, the amount of energy obtained via these means must be sufficient and cost competitive. This goal is being achieved thanks to a range of factors: government investments, changes to domestic and European legislation and, but no less important, the firm commitment by private companies to drive the technology needed to generate more solar power at an increasingly lower price.

“The key to achieving a more sustainable, safer and less polluted world lies in the development of sustainable and cost-effective installations, so that the use of PV and other clean energies becomes more widespread, gradually taking over from non-renewable energies”.

José Antonio Maldonado, Managing Director of Esasolar

This target is being attained: 2019 data from UNEF, the Spanish PV Industry Association, indicates that PV accounted for 40% of new global capacity and was the most installed energy source of all renewables and non-renewables, achieving a new PV capacity of 115 GW, 12% more than the previous year.

In the EU, PV recorded considerable growth, with an increase of 16.7 GW (up 104%), the strongest since 2010. In addition to Spain, the leading markets were Germany (4 GW), the





Netherlands (2.5 GW), France (1 GW) and Poland (800 MW). According to figures from REE, the Spanish Electricity Grid, 2019 was the year in which this type of energy experienced the highest level of growth in Spain, representing 61.5% of all renewables connected to the national grid.

As regards the cost, figures from IRENA, the International Renewable Energy Agency, show that the cost of PV energy has fallen 82% since 2010, thereby consolidating as one of the cheapest energies and the preferred option for addressing decarbonisation.

Second aspect: globalisation

De acuerdo con los datos de 2018 de GlobalData, Asia-Pacífico es la región líder mundial en energía fotovoltaica acompañada de Australia y, cada vez más, de Latinoamérica. Este desarrollo no ha llegado aún a África, un continente con un extraordinario potencial, que previsiblemente explotará estas capacidades en los próximos años.

En este mercado global, empresas europeas y españolas están exportando su tecnología a diversas partes del mundo donde se están desarrollando plantas fotovoltaicas. Es el caso de Esasolar, que ha sido la encargada de suministrar la estructura fija que soporta los módulos fotovoltaicos para la nueva planta de Usya que Acciona ha desarrollado en Chile, y que cuenta con 64 MWp de potencia instalada. Con ella, se logrará una generación anual de energía libre de emisiones estimada en 146 GWh.

Otra de las acciones internacionales de Esasolar en el último año ha sido el suministro de seguidores solares bifaciales para la planta fotovoltaica que Socolco está construyendo en la localidad colombiana de San Benito Abad, ubicada en el departamento de Sucre. La planta, denominada La Sierpe, contará con una potencia instalada de 26 MWp.

Los seguidores y estructuras fijas de Esasolar están presentes no solo en España sino también en Reino Unido, Francia, Italia, Grecia,

Another elemental lesson that the pandemic has taught us is the need to take global decisions to resolve the major problems that are affecting the world. Climate change is a perfect example of this need for globalisation. The use of renewable energies must extend worldwide, because if only specific geographical regions sign up to them, their effect on the planet will be limited and insufficient.

According to 2018 data from GlobalData, Asia-Pacific is the world's leader in PV energy, alongside Australia and, increasingly, Latin America. This development has still not reached Africa, a continent with an extraordinary potential, that is expected to exploit these capacities in the coming years.

In this global market, European and Spanish companies are exporting their technology to different parts of the world where PV plants are being developed. This is the case of Esasolar, which has been contracted to supply the fixed structure on which the PV modules are mounted for the new Usya plant being developed by Acciona in Chile, with 64 MWp of installed capacity. This plant is expected to achieve an estimated 146 GWh of emissions-free annual power generation.





Chile, Colombia y México, a través de una estrategia de expansión internacional que se intensificará en el corto plazo.

Tercera vertiente: innovación, optimización y customización en el diseño

La fotovoltaica es una energía no contaminante, global e inagotable. El último aspecto que debe ser tenido en cuenta respecto a su papel en la sostenibilidad del planeta y la lucha contra el cambio climático es su optimización, a través de un diseño customizado y del desarrollo de tecnología que permita maximizar su rentabilidad.

De este modo, la I+D+i del sector fotovoltaico debe basarse, además de en la inversión económica, en el aprovechamiento de la experiencia acumulada y en el talento de los investigadores para hallar soluciones eficientes que den respuesta a las particularidades de los diferentes proyectos.

En lo que respecta a las estructuras, es mucho lo que se puede hacer para esta optimización. Así, tal como hace Esasolar, es fundamental estudiar cada proyecto de manera independiente y diseñarlo atendiendo a las diferentes variables: tipo y configuración de módulos, características del terreno y el suelo, ubicación...

Siendo la innovación una de sus señas de identidad, Esasolar cuenta con su centro de investigación en La Roda de Andalucía (Sevilla), donde se prueban y validan las soluciones e innovaciones desarrolladas.

El compromiso de Esasolar consiste en ofrecer soluciones optimizadas que tengan en cuenta no solo el suministro del material, sino también las implicaciones en las fases posteriores de construcción y montaje.

El capital humano desempeña una función primordial. Con una firme vocación por la conservación del medio ambiente y el desarrollo de las energías limpias, Esasolar investiga soluciones innovadoras desde su centro de I+D+i, exportando su talento al resto del mundo.

“Lo que más nos enorgullece es que toda nuestra capacidad investigadora e innovadora puede significar una decisiva contribución a la transición energética y la sostenibilidad, toda vez que la energía fotovoltaica es la alternativa más eficiente a la descarbonización”.

José Antonio Maldonado, director general de Esasolar

international expansion strategy that will be intensified in the short-term.

Third aspect: design innovation, optimisation and customisation

PV is a non-pollutant, global and inexhaustible energy source. This last aspect, which must be taken into account as regards its role in the sustainability of the planet and the fight against climate change, is its optimisation, through a customised design and technological development that will enable optimal cost effectiveness.

As such, in addition to financial investment, the R&D+i of the PV sector must be based on making the most of the accumulated experience and talent of the researchers to find efficient solutions that respond to the particular needs of different projects.

Much can be done to optimise the assemblies. Following the example of Esasolar, it is essential that each project is studied independently and designed taking into consideration the different variables including the module type and configuration, the features of the terrain and ground as well as location. With innovation as one of its hallmarks, Esasolar boasts a research centre in La Roda de Andalucía (Seville), where the solutions and innovations developed are tested and validated.

The commitment of Esasolar involves offering optimised solutions that not only consider the supply of the material, but also the implications during the subsequent construction and mounting phases.

The human capital performs a primordial function. With its firm commitment to conserving the environment and the development of clean energies, Esasolar researches innovative solutions at its R&D+i centre, exporting its talent to the rest of the world.

“We pride ourselves in our capacity for research and innovation that could represent a decisive contribution to the energy transition and sustainability, given that PV energy is the most efficient alternative for decarbonisation.”

José Antonio Maldonado, Managing Director of Esasolar

Soltec

SOLTEC ENERGÍAS RENOVABLES

El SF7 Tándem es el primer seguidor solar del mercado unido cada dos filas con configuración en 2V

El seguidor está unido por un cardan a 1,8 m para permitir el paso y la limpieza de la planta

La tecnología bifacial cada vez se utiliza en más plantas solares fotovoltaicas a gran escala, ya que ha demostrado ser un excelente factor para multiplicar el retorno de la inversión en cualquier proyecto, independientemente del tamaño del proyecto. Soltec lleva implementando su tecnología bifacial desde el año 2015. Ese año, la empresa líder en suministro de seguidores solares, fabricó el primer seguidor fotovoltaico específicamente diseñado para montar paneles bifaciales en una planta energética. Esta instalación tuvo lugar en el observatorio astronómico de 'La Silla', en Chile. Esta planta fotovoltaica de 1,72 MWp tenía un carácter experimental y sentó las bases de la tecnología de seguimiento bifacial. De esta manera, 'La Silla' se convirtió en un proyecto excepcional, a través del cual Soltec comenzó a estudiar el seguimiento bifacial.

Desde entonces, Soltec ha seguido desarrollando seguidores solares bifaciales, que permitan obtener un gran retorno de la inversión gracias a una tecnología cada vez más sofisticada. El seguidor SF7 Bifacial está configurado en 2-en-vertical (2V) y permite conseguir hasta un 2,1% más de ganancia bifacial que este mismo seguidor en 1V. Este dato se ha podido determinar gracias a los análisis realizados en el primer Centro de Evaluación de Seguimiento Bifacial del mundo, BiTEC, ubicado en Livermore, California (EE.UU.). Este centro, inaugurado en 2018 por Soltec, centra sus esfuerzos en determinar qué parámetros influyen más a la hora de maximizar el rendimiento de los seguidores bifaciales. Según BiTEC, este 2,1% más de energía puede traducirse en cerca de 1,4 M€ más de beneficio para una planta de 100 MW durante 25 años.

SF7 Tándem

Actualmente, Soltec continúa implementando sus seguidores y lanzando nuevos modelos al mercado, que permitan extraer el máximo rendimiento posible y una mayor rentabilidad para sus clientes. Siguiendo con la concepción del 2V por encima del 1V que siempre ha defendido Soltec, la compañía de origen español lanza el SF7 Tándem, el primer seguidor del mercado unido cada dos filas con configuración 2V. Las características del SF7 Tándem combinan lo mejor de los seguidores en 2V con lo mejor de los seguidores de dos filas, a la vez que permiten reducir los costes de instalación y operación.

El SF7 Tándem cuenta con un cardan que hace de eje para unir ambos seguidores y que está instalado a 1,8 m de altura, lo que permite el paso de vehículos entre los pasillos. De esta forma, el mantenimiento y la limpieza de la planta pueden realizarse de forma más rápida, sencilla y

The SF7 Tandem is the first tracker on the market with a 2P configuration joined every two rows

The tracker is linked by a Cardan shaft at 1.8 m to enable movement between rows and plant washing

Bifacial technology is increasingly being used in more utility-scale PV plants, as it has been proven to be an excellent factor for multiplying the return on investment in any project, regardless of its size. Soltec has been developing its bifacial technology since 2015, the year in which the leading company in the supply of solar trackers manufactured the first solar tracker specifically designed for bifacial panels in a power plant. This installation took place at the La Silla Astronomical Observatory in Chile. The 1.72 MWp PV plant was used for experimental purposes and provided the basis for bifacial tracking technology. As a result, La Silla became an exceptional project through which Soltec was able to start its study of bifacial tracking.

Since then, Soltec has continued to develop bifacial solar trackers, which lead to a major return on investment, thanks to an increasingly more sophisticated technology. The SF7 Bifacial tracker is configured in 2-in-Portrait (2P) and can achieve up to 2.1% more Bifacial Gain compared to the same tracker in 1P. This figure has been determined thanks to the analyses undertaken at the first Bifacial Tracker Evaluation Center in the world, BiTEC, located in Livermore, California (US). Inaugurated by Soltec in 2018, the centre focuses its efforts on establishing which parameters have the most influence when the time comes to maximise the yield of the bifacial trackers. According to BiTEC, this 2.1% in increased energy can translate into close to €1.4m of additional profit for a 100 MW plant over 25 years.

SP7 Tandem

Soltec is continuing to develop its trackers and launch new models onto the market, enabling its clients to extract the maximum possible yield and the highest level of profitability. Building on the 2P concept over the 1P which has always been advocated by Soltec, the Spanish company is now launching the SF7 Tandem, the first tracker on the market to link every 2 rows in a 2P configuration. The features of the SF7 Tandem combine the best of 2P tracker technology with the best of 2-row trackers, while achieving a reduction in both installation and operating costs.

The SF7 Tandem is equipped with a Cardan shaft, which forms the axis to link both trackers, installed at a height of 1.8 m to allow vehicles to pass between the rows. In this way, plant maintenance and washing are quicker, easier and more effective, irrespective of the weather and climate conditions.

Plant washing is a fundamental parameter for maximising the efficiency of bifacial solar trackers. Proper maintenance of the plant terrain contributes to greater energy extraction, thanks to the irradiation reflected on the ground. During its



Soltec Energías Renovables S.L.

C/ Gabriel Campillo s/n - Polígono Industrial "La Serreta"

30500 - Molina de Segura - Murcia, España

Tel: +34 968603153 • info@soltec.com • www.soltec.com

So

efectiva, independientemente de las condiciones meteorológicas y climatológicas.

La limpieza de la planta es un parámetro fundamental a la hora de maximizar el rendimiento de los seguidores solares bifaciales. Un adecuado mantenimiento del terreno en la planta contribuirá a una mayor extracción de energía, gracias a la irradiación reflejada en el suelo. Durante sus dos años de análisis, BiTEC ha sido capaz de determinar que el seguidor SF7 Bifacial puede obtener hasta un 15,7% más de ganancia bifacial en el caso de albedo alto (55,6%). En el caso de albedo medio (29,5%) la ganancia bifacial es del 9,6%, mientras que en el caso del albedo bajo o estacional (19,9%) la ganancia bifacial alcanza el 7,3%. Esto pone de relieve la importancia del tipo de suelo y su cuidado para un mayor rendimiento de la totalidad de la planta.

El SF7 Tandem cuenta también con el TeamTrack 2.0 para maximizar la generación de la planta solar. Este sistema incluye un *backtracking* asimétrico, que tiene en cuenta las pendientes y características del terreno, las horas del día y la estación. El TeamTrack de Soltec permite la reducción de costes en proyectos con pendientes o terrenos no uniformes. Este sistema no necesita mantenimiento.

Al contar con un 20% menos de piezas, un 45% menos de hincas y un 50% menos de motores en el *Tracker Controller* que un seguidor en 1V, el SF7 Tandem es más rápido de instalar. Esto repercute en una reducción de los costes y los tiempos de instalación.

Innovación de equipo

Este producto, al igual que todos los desarrollos de Soltec, cuenta con los máximos estándares de innovación y el esfuerzo de su equipo de profesionales. Soltec cuenta en la actualidad con más de 1.600 empleados en oficinas de todo el mundo. Este amplio equipo de profesionales trabaja no solo para garantizar la máxima calidad en todos sus productos y procesos, sino en atención al cliente y servicio postventa (Solmate).

Gracias a su tecnología puntera y a su cualificado equipo de expertos en cada una de las áreas de la ingeniería, Soltec sigue afianzando su posición en el mercado de la energía solar fotovoltaica, buscando los mejores diseños y rendimientos para sus productos. La adaptación del seguidor SF7 Bifacial a cada uno de sus proyectos es uno de los pilares para lograr la excelencia en todos sus procesos y la satisfacción de sus clientes.

Desde su fundación en 2004, la firma española ha ido incrementando considerablemente sus ventas año tras año hasta posicionarse como la tercera empresa fabricante de seguidores solares a nivel mundial y líder en Latinoamérica, con especial presencia en Brasil, Chile o México. La tendencia de los últimos años de Soltec ha sido la de incorporar la tecnología bifacial en cada vez más proyectos, en su esfuerzo por liderar el mercado del seguimiento solar fotovoltaico bifacial.



two years of analysis, BiTEC has been able to establish that the SF7 Bifacial tracker can obtain up to 15.7% more Bifacial Gain in the case of high albedo (55.6%). In the case of medium albedo (29.5%), the bifacial gain is 9.6%, while in the case of low or seasonal albedo (19.9%), the bifacial gain achieves 7.3%. This highlights the importance of the type of ground and its care to achieve a greater yield across the entire plant.

The SF7 Tandem also comes with the TeamTrack 2.0 to maximise solar plant generation. This system includes an asymmetrical backtracking that takes into account the slopes and characteristics of the terrain, the times of day and the season. The maintenance-free TeamTrack system from Soltec can reduce the costs of projects situated on slopes or uneven ground.

By having 20% fewer parts, 45% fewer piles and 50% less motors in the Tracker Controller compared to a 1P solar tracker, the SF7 Tandem is also quicker to install, leading to reduced costs and shorter installation times.

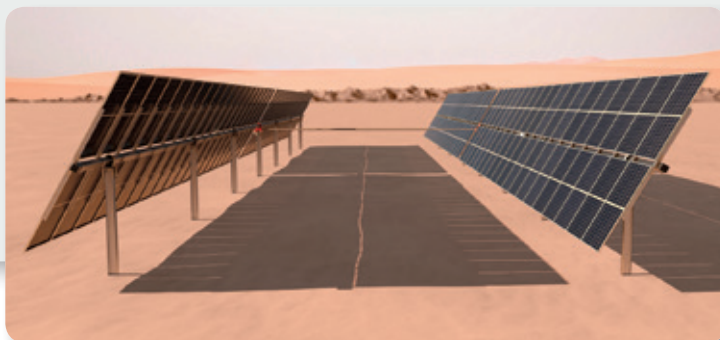
Team innovation

As with every development from Soltec, this product enjoys the highest standards in terms of innovation and the strength of its team of professionals. Soltec currently has more than 1,600 employees in offices worldwide. This extensive team of professionals not only works to guarantee the maximum quality in every product and process, but also customer service and after-sales (Solmate).

Thanks to its cutting-edge technology and qualified team of experts in every area of engineering, Soltec continues to consolidate its position in the solar PV market, searching for the best designs and efficiencies for its products. The adaptation of the SF7 Bifacial tracker to each one of its projects is one of the pillars to achieve excellence in every process, as well as customer satisfaction.

Since its foundation in 2004, the Spanish company has significantly increased its sales year-on-year to position itself as the third manufacturer of solar trackers at global level and the leader in Latin America, with a particular presence in

Brazil, Chile and Mexico. In its effort to lead the bifacial solar tracker market, Soltec's trend over the recent years has been to incorporate bifacial technology into an increasing number of projects.



Distribuidor y mayorista de soluciones fotovoltaicas para profesionales.



www.kdisolar.es

+34 935 52 5117
contact@kdisolar.com



KDISOLAR IBÉRICA ATERRIZA CON FUERZA EN ESPAÑA Y PORTUGAL STOCKIST, DISTRIBUIDOR Y MAYORISTA DE SOLUCIONES FOTOVOLTAICAS PARA PROFESIONALES

KDISOLAR IBÉRICA MAKES A STRONG START IN SPAIN AND PORTUGAL STOCKIST, DISTRIBUTOR AND WHOLESALE OF PV SOLUTIONS FOR PROFESSIONALS

Con más de 10 años de experiencia en Francia, Bélgica, Italia, Holanda y Martinica, KDISOLAR Ibérica aterriza en España y Portugal con más de 1.000 m² de almacén en Alcalá de Guadaira, (Sevilla) que se suman a los 5.500 m² de los que la compañía dispone actualmente en Francia, con ello KDISOLAR se garantiza disponer de un stock inmediato para sus clientes.

KDISOLAR está avalada por 130 MWp de módulos entregados así como más de 550 clientes satisfechos.

Dispone de oficina de ingeniería para ayudar a los instaladores en los proyectos y dar soporte en la puesta en marcha con un servicio técnico y comercial a disposición de sus clientes. Además ofrece formación permanente con fabricantes líderes en el sector fotovoltaico.

También, ha desarrollado un servicio logístico de alto nivel gracias a las asociaciones con los mayores operadores del mercado. Además de ser distribuidor, ofrece a sus clientes otros servicios como estudios técnicos y económicos (dimensionamiento, estudio de producción, análisis financiero), así como soporte administrativo, como la presentación de licitación y solicitudes de conexión.



Ubicado en Béziers, Francia. Empresa de reparación de camiones 100 kWp
100kWp installation for a truck repair company in Béziers, France



Construcción de edificio de 100 kWp. Productor de jamón. Ubicación en Córcega | Construction of 100kWp for a ham producer in Corsica

With over 10 years of experience in France, Belgium, Italy, the Netherlands and Martinique, KDISOLAR Ibérica has arrived in Spain and Portugal with more than 1,000 m² of warehousing in Alcalá de Guadaira (Seville), which add to the 5,500 m² the company currently has available in France, designed to ensure that KDISOLAR's clients have immediate access to stock.

KDISOLAR is endorsed by 130 of MWp delivered as well as over 550 satisfied customers.

The company has an engineering office to help installers with their projects and support commissioning with a technical and commercial service available to its clients. It also offers ongoing training with leading manufacturers in the PV sector.

KDISOLAR has also developed a top-level logistics service, thanks to partnerships with leading market operators. In addition to being a distributor, it offers its clients other services such as technical and economic studies (dimensioning, production and financial analysis), as well as administrative support, including tender submissions and connection applications.

MONITORIZACIÓN DE CONSUMOS 24/7 PARA HACER MÁS INTELIGENTE EL AUTOCONSUMO

SAJ ES UNO DE LOS PRINCIPALES ESPECIALISTAS MUNDIALES EN INVERSORES, FOCALIZADO EN SOLUCIONES DE CONVERSIÓN, TRANSMISIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE. SUMINISTRA INVERSORES DE CONEXIÓN A RED (0,7 kW – 60 kW), INVERSORES SOLARES HÍBRIDOS PARA ALMACENAMIENTO, SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS Y PLATAFORMAS DE MONITORIZACIÓN. EN 2017, ALCANZÓ UNA CUOTA DE MERCADO DEL 24% EN EL MERCADO FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL CHINO Y OCUPÓ EL TOP 10 EN EL RANKING DE IHS DE SUMINISTRADORES GLOBALES DE INVERSORES SOLARES RESIDENCIALES. EN 2019, SAJ OSTENTÓ MÁS DEL 25% DE LA CUOTA DE MERCADO DE INVERSORES PARA ALMACENAMIENTO EN EL MERCADO FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL DE AUSTRALIA. SU ÚLTIMO PRODUCTO, EL INVERSOR SOLAR SERIE R5, GANÓ EN 2019 EL PREMIO TÜV RHEINLAND “ALL QUALITY MATTERS” EN LA CATEGORÍA DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES. PARA GARANTIZAR UNA RESPUESTA DE SERVICIO RÁPIDA Y PRODUCTOS DE ALTA CALIDAD, SAJ HA ESTABLECIDO UN ALMACÉN EN BÉLGICA PARA APOYAR A LOS CLIENTES EUROPEOS.

España ha sido el principal mercado fotovoltaico europeo y ahora está acelerando su descarbonización, impulsando de forma decidida la reforma energética verde. Cada vez más usuarios en España optan por la instalación de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo. Un sistema de autoconsumo más inteligente y eficiente influye directamente en la recuperación de la inversión para el usuario del sistema fotovoltaico. SAJ ha incorporado en el inversor solar Serie R5 una solución de monitorización 24/7 del consumo de las cargas. Este artículo explica qué es esta solución y cómo hace que el autoconsumo sea más inteligente.

Inversor solar Serie R5: una opción óptima para los sistemas fotovoltaicos

El inversor Serie R5 es un inversor solar de conexión a red con una salida que varía de 0,7 a 20 kW. Está diseñado para sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales de pequeña y mediana

24/7 LOAD CONSUMPTION MONITORING SOLUTION TO MAKE SELF-CONSUMPTION SMARTER

SAJ IS ONE OF THE LEADING GLOBAL INVERTER SPECIALISTS, WITH A FOCUS ON RENEWABLE ENERGY CONVERSION, TRANSMISSION AND STORAGE SOLUTIONS. THE COMPANY SUPPLIES GRID CONNECTION INVERTERS (0.7 kW – 60 kW), HYBRID SOLAR INVERTERS FOR STORAGE, BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS AND MONITORING PLATFORMS. IN 2017, THE COMPANY ENJOYED A 24% MARKET SHARE IN CHINA'S RESIDENTIAL PV MARKET AND FEATURED IN THE IHS RANKING OF THE TOP 10 GLOBAL SUPPLIERS OF SOLAR INVERTERS FOR RESIDENTIAL USE. IN 2019, SAJ HELD OVER 25% OF THE SHARE OF STORAGE INVERTERS IN THE AUSTRALIAN RESIDENTIAL PV MARKET. ITS LATEST PRODUCT, THE R5 SERIES SOLAR INVERTER, WON THE TÜV RHEINLAND “ALL QUALITY MATTERS” AWARD IN THE PV INVERTER FOR HOME USE CATEGORY IN 2019. TO GUARANTEE A FAST SERVICE RESPONSE AND HIGH-QUALITY PRODUCTS, SAJ HAS SET UP A WAREHOUSE IN BELGIUM TO SUPPORT EUROPEAN CUSTOMERS.

Spain has been the leading PV market in Europe and the country is now accelerating its decarbonisation through a firm stimulus of the green energy reform. An increasing number of users in Spain are opting for the installation of PV systems for self-consumption. A smarter and more efficient self-consumption system directly impacts the rate at which the user recoups their initial investment. SAJ has now built a 24/7 load consumption monitoring solution into its R5 Series solar inverter. This article explains the solution and how it makes self-consumption smarter.

The R5 Series solar inverter: an optimal choice for PV systems

The R5 Series is a grid-connected solar inverter with an output ranging from 0.7 kW to 20 kW. This series is designed for residential as well as small- and medium-scale commercial PV



Figura 1. Referencia de aplicación del inversor solar Serie R5
Figure 1. Application reference of the R5 Series solar inverter

escala. Comprende modelos monofásicos y trifásicos, estando disponibles los primeros hasta 8 kW.

Con años de experiencia en el sector fotovoltaico y basándose en la demanda del mercado, SAJ ha incorporado diseños innovadores en el inversor solar Serie R5 para proporcionar una mejor experiencia de usuario, convirtiéndolo en una opción óptima para el cliente.

Como es de aplicación en el sector de la fotovoltaica sobre tejados, el inversor solar Serie R5 cuenta con una serie de medidas de protección para garantizar un funcionamiento seguro, como protección estándar contra rayos y sobretensiones de alterna y continua, detección y protección frente a fugas de alta precisión y un algoritmo armónico avanzado, que garantiza menos de un 2% de tasa de distorsión armónica total. La seguridad es la máxima prioridad en todo el diseño.

El inversor Serie R5 es un inversor de alto rendimiento, con un mejor rendimiento de disipación de calor. Según el informe de pruebas de TÜV, no hay reducción de potencia hasta 60 °C. Aunque en comparación con otras gamas de producto es más compacto y ligero, su eficiencia máxima puede alcanzar el 98,8%.

Con un diseño sin ventilador externo, tiene un funcionamiento con un nivel de ruido muy bajo. Con una corriente continua máxima que alcanza los 12,5 A, el inversor Serie R5 es perfectamente compatible con módulos de doble vidrio y con módulos convencionales de alta potencia.

Además, adopta un diseño de 1.100 VCC de tensión, que en comparación con la tensión de 1.000 VCC, permite al inversor Serie R5 conectar más módulos y, por tanto, aumentar la generación de energía del sistema fotovoltaico.

Para la gestión inteligente de la energía, el inversor Serie R5 funciona con el portal eSolar, una plataforma basada en la nube desarrollada por SAJ y ahora accesible tanto a través de la web como mediante teléfono inteligente (portal web y aplicación eSolar).

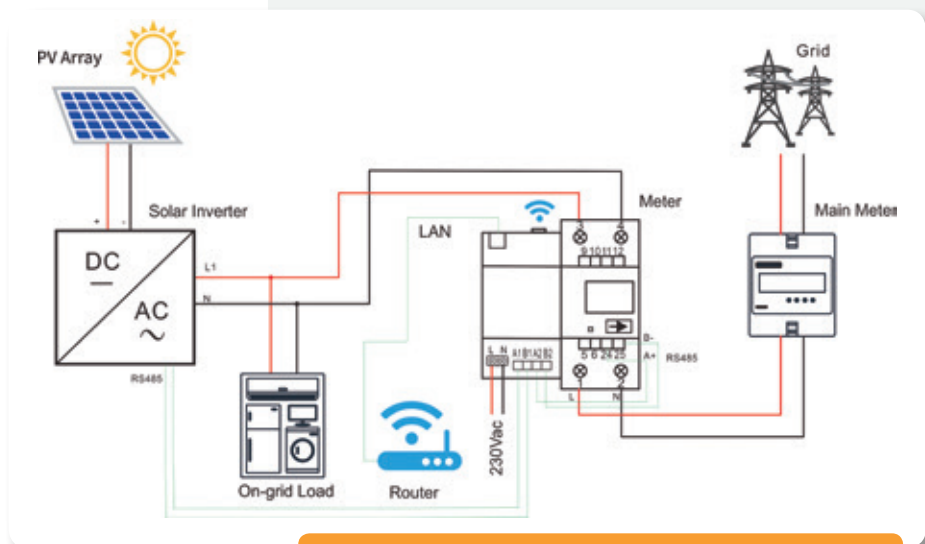


Figura 2. Diagrama de conexión monofásica | Figure 2. Single-phase connection diagram

systems. The series comprises single-phase and three-phase models, with the former available up to 8 kW.

With years of experience in the PV sector and based on market demand, SAJ has incorporated innovative designs into the R5 Series solar inverter to provide a better user experience, thereby turning it into an optimal choice for the customer. As it is destined for the rooftop PV sector, the R5 Series solar inverter contains a range of protection measures to guarantee safe operation, including standard lightning and AC/DC surge protection; highly accurate leak detection and protection; and an advanced harmonic algorithm to guarantee a less than 2% total harmonic distortion rate. Safety is the overriding priority of its entire design.

The R5 Series is a high-performance inverter, offering improved heat dissipation. According to the TÜV test report, there is no power reduction up to 60°C. Although more compact and comparatively lighter than other product ranges, this inverter can still achieve a maximum efficiency of 98.8%. Designed with no external fan, the R5 series operates at an extremely low noise level. With a maximum DC current reaching 12.5 A, the R5 Series inverter is fully compatible with double-glass modules and mainstream high output modules. Furthermore, the R5 Series also adopts a 1,100 VDC voltage design which, compared to 1,000 VDC voltage, enables it to connect more modules and

hence increase the power generation of the PV system.

For smart energy management, the R5 Series works with the eSolar portal, a cloud-based platform developed by SAJ and that is now accessible via both the web and smartphone (web portal and eSolar app). Thanks to its compatibility with the eSolar WiFi-D module, an easy-to-install communication module with built-in OLED technology that displays information on inverter operation, the R5 Series inverter communicates much faster with the monitoring system.

Safe, highly efficient, silent and smart, the R5 Series solar inverter offers a better user experience and makes

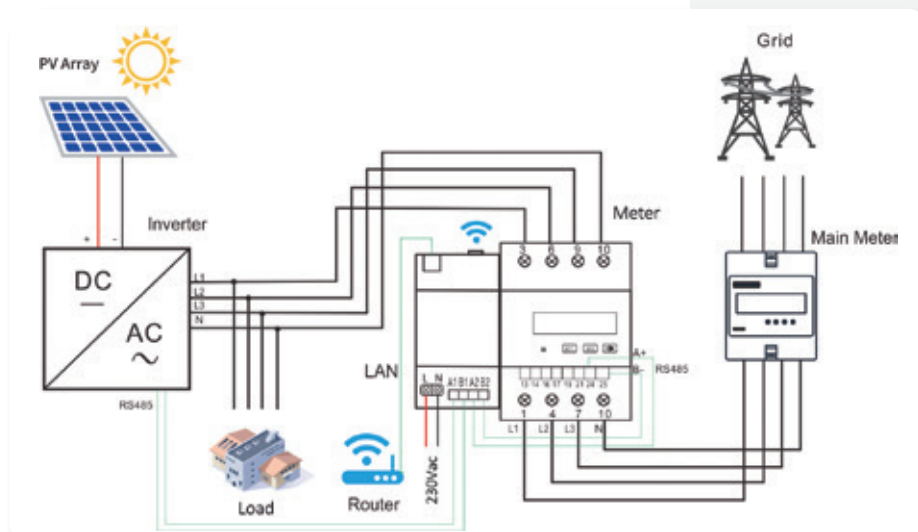


Figura 3. Diagrama de conexión trifásica | Figure 3. Three-phase connection diagram

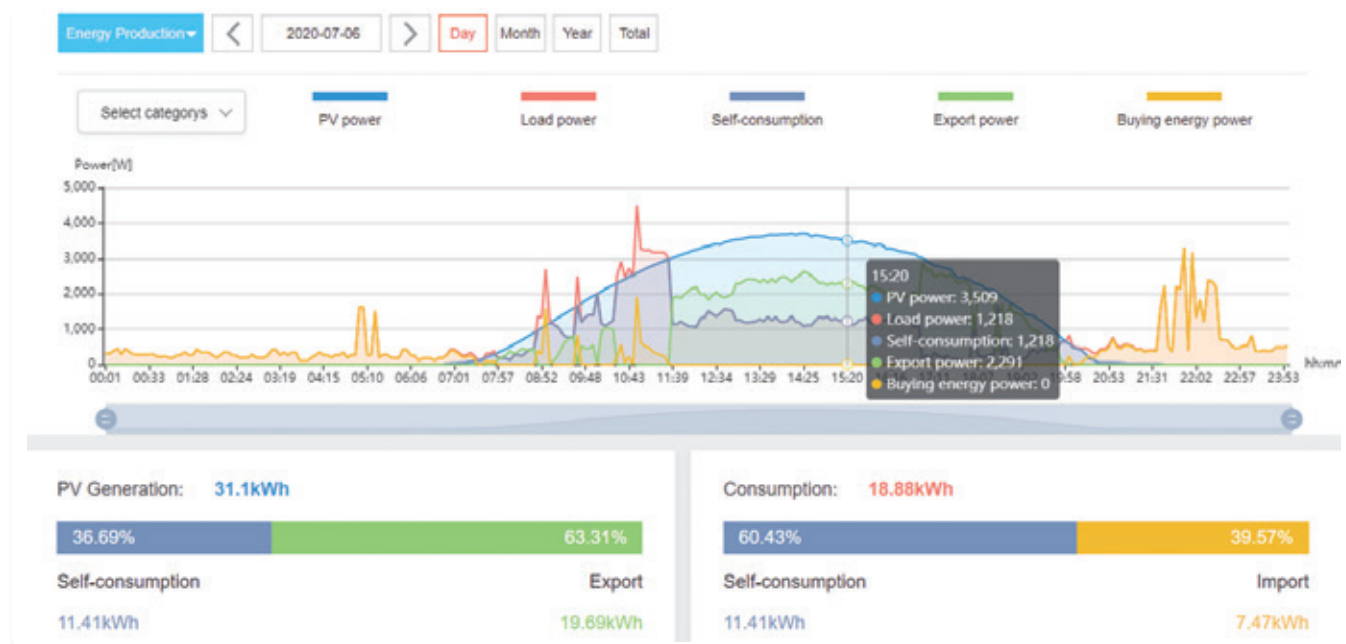


Figura 4. Monitorización 24/7 del consumo de las cargas en el portal web | Figure 4. 24/7 load consumption monitoring via the web portal

Al ser compatible con el módulo eSolar WiFi-D, un módulo de comunicación integrado de fácil instalación con tecnología OLED, que muestra información de funcionamiento del inversor, el inversor Serie R5 se comunica más rápidamente con el sistema de monitorización.

Seguro, muy eficiente, silencioso e inteligente, el inversor solar Serie R5 ofrece una mejor experiencia para el usuario y hace de la energía solar la energía inteligente para la vida diaria. Ahora, cumpliendo con la tendencia creciente de la industria fotovoltaica hacia el autoconsumo, el inversor solar Serie R5 admite una solución de monitorización 24/7 del consumo de las cargas, para hacer que el autoconsumo sea más inteligente.

Serie R5: solución de monitorización 24/7 del consumo de las cargas

La solución de monitorización 24/7 del consumo de las cargas funciona con el módulo eSolar SEC, el contador inteligente y el portal eSolar. Esta solución registra y monitoriza con precisión, en tiempo real y de forma ininterrumpida 24/7, el consumo de las cargas conectadas al sistema fotovoltaico residencial o comercial. Las Figuras 2 y 3 muestran la solución de monitorización 24/7 para sistemas fotovoltaicos monofásicos y trifásicos.

En esta solución, el contador inteligente se encarga de registrar los datos de la energía que se importa o exporta a la red, mientras que el módulo eSolar SEC recopila y transmite los datos del contador y del inversor al portal eSolar. A través del cálculo y el análisis, el portal eSolar muestra en tiempo real el consumo de las cargas conectadas al sistema fotovoltaico.

Monitorización 24/7 del consumo de las cargas en el portal eSolar

Los usuarios pueden verificar en tiempo real los datos de consumo de las cargas a través del portal web y de la aplicación eSolar. En el portal web, se muestran juntos en un gráfico los datos en tiempo real de: energía fotovoltaica generada, energía consumida por las cargas, autoconsumo, energía exportada y energía comprada, para que los usuarios puedan verificar y comparar directamente los datos y tomar decisiones para una gestión energética inteligente.

solar power the smart energy for daily life. Now, meeting the growing trend of self-consumption in the PV industry, the R5 Series solar inverter supports a 24/7 load consumption monitoring solution to make self-consumption smarter.

R5 Series: 24/7 load consumption monitoring solution

The 24/7 load consumption monitoring solution works with the eSolar SEC module, smart meter and eSolar portal. This solution accurately records and monitors the real time load consumption of the residential or commercial PV system, non-stop, 24/7. Figures 2 and 3 illustrate the 24/7 load consumption monitoring solution in single-phase and three-phase systems.

In this solution, the smart meter is responsible for recording data on the power which is either imported from or exported to the grid; while the eSolar SEC module collects and transmits the data from the meter and the inverter to the eSolar portal.

Through calculation and analysis, the eSolar portal displays the real time consumption of the loads connected to the PV system.

Monitoring load consumption 24/7 via the eSolar portal

Users can view the load consumption data in real time via the web portal and the eSolar app. The web portal displays the real time data on a chart together with the PV power generated; the power consumed by the loads; the amount of self-consumption, energy exported and that purchased. This allows users to directly compare and contrast the data, as well as take decisions for smart energy management.

All the data can be summarised on a daily, monthly or yearly basis to provide a clearer comparison. Users will therefore have an overall view of how their PV system is working and the load consumption status.

The interface is different on the eSolar app. Here, the data on the solar inverter, meter and eSolar SEC module is displayed separately. The design of the eSolar app aims to help users and installers set up and configure the parameters of the inverter, meter and eSolar SEC module, depending on their requirements.

R5 INVERSOR SOLAR AUTOCONSUMO

Ya disponible la monitorización de consumos **24H**



SAJ Almacén en Holanda

📍 Venneveld 44, Roosendaal, Netherlands

🌐 www.saj-electric.com

SAJ



Kit Monitorización SAJ 24H

Monofásico 0,7~8kW; Trifásico 4~20kW



Solar Congress
2019



TÜVRheinland®
Precisely Right.



Todos los datos se pueden resumir diaria, mensual o anualmente para una comparación más clara. Por tanto, los usuarios tendrán una visión general de cómo funciona el sistema fotovoltaico y la situación de consumo de las cargas.

En la aplicación eSolar, la interfaz es diferente. Los datos del inversor solar, el contador y el módulo eSolar SEC se muestran por separado. Este diseño de la aplicación eSolar tiene como objetivo ayudar a los usuarios e instaladores a configurar los parámetros del inversor, del contador y del módulo eSolar SEC basándose en sus necesidades.

¿Cómo funciona la solución de monitorización para hacer más inteligente el autoconsumo?

La solución de monitorización 24/7 del consumo de las cargas registra y monitoriza con precisión, y de manera ininterrumpida, el consumo de las cargas en tiempo real. A través del cálculo y el análisis, la solución proporciona una base de datos para que los usuarios realicen una gestión inteligente de la energía.

Tomando el caso que se muestra en la Figura 4 como ejemplo. Muestra que el sistema fotovoltaico comenzó a generar energía a las 7 de la mañana; su generación de energía alcanzó su punto máximo alrededor de las 14:40 pm y terminó alrededor de las 21:00 pm de la noche. Sin embargo, mientras tanto, la hora pico de consumo fue de 8:50 a.m. a 12:00 a.m. y de 21:30 p.m. a 23:00 p.m. El portal web muestra que ese día el sistema fotovoltaico generó 31,1 kWh, y sin embargo, solo se autoconsumieron 11,41 kWh, mientras que se exportaron 19,69 kWh. Para autoconsumo, este usuario tuvo que comprar 7,47 kWh de energía de la red ese día. La solución de monitorización 24/7 del consumo de las cargas refleja de manera efectiva y clara el sistema energético de los usuarios.

Basándose en los datos proporcionados, los usuarios pueden ajustar su consumo o su sistema fotovoltaico para mejorar la coordinación. Para el ajuste del consumo de las cargas, la solución de monitorización atiende primero al hogar inteligente o la automatización del hogar. Los usuarios pueden controlar las aplicaciones domésticas en función de la generación de energía del sistema fotovoltaico.

En el caso anterior, el usuario puede controlar el uso de electrodomésticos que consumen mucha energía, como la lavadora o la bomba de calor, etc., de 13:00 p.m. a 15:00 p.m., la hora pico de generación de energía solar. Con respecto al ajuste del sistema fotovoltaico, los usuarios pueden actualizar el sistema fotovoltaico en red con el sistema de almacenamiento de energía en baterías de SAJ. El sistema de almacenamiento de energía en baterías integra un acoplamiento de alterna de 3 kW y una batería de 5,1 kWh.

Y con la batería ampliada, este sistema de baterías puede aumentar su capacidad de almacenamiento a 25,5 kWh. Con la ayuda del sistema de almacenamiento de energía, los usuarios pueden cargar la batería con la energía excedente generada por el sistema fotovoltaico y liberarla durante las horas pico de consumo o en un tiempo establecido en función de las necesidades de los usuarios.

Mediante estos ajustes, los usuarios pueden beneficiarse efectivamente del sistema fotovoltaico y hacer que el autoconsumo sea más inteligente.

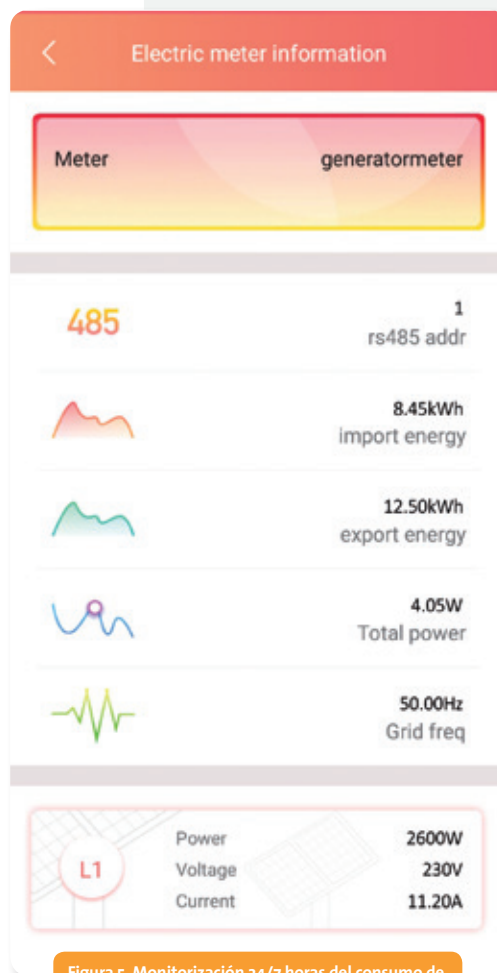


Figura 5. Monitorización 24/7 horas del consumo de las cargas en la aplicación eSolar | Figure 5. 24/7 load consumption monitoring via the eSolar app

How does the 24/7 load consumption monitoring solution make self-consumption smarter?

The 24/7 load consumption monitoring solution accurately records and monitors the load consumption of the PV system in real time, non-stop, 24/7.

Through calculation and analysis, the solution represents a database so that users can smartly manage their energy.

Taking the case shown in Figure 4 as an example: the PV system started generating power at 0700; power generation peaked at around 1440 and ended at around 2100. However, the peak load consumption times were from 0850 to 1200 and from 2130 to 2300. The web portal shows that, on that day,

the PV system generated 31.1 kWh, however only 11.41 kW of energy was used for self-consumption; while 19.69 kWh was exported.

For self-consumption, this user had to buy 7.47 kWh of energy from the grid that day. The 24/7 load consumption monitoring solution effectively and clearly reflects how energy is used.

Based on the data provided, users can adjust either their load consumption or their PV system to improve coordination. When adjusting the load consumption, the monitoring solution first covers the smart home or home automation devices. Users can control household applications depending on the energy generated by the PV system.

In the above example, the user can control the use of energy intensive household applications, such as washing machines, heat pumps, etc., from 1300 to 1500 - the peak power generation hour of the PV system. As regards adjusting the PV system itself, users can upgrade their grid connection PV system with the addition of a battery energy storage system (BESS) from SAJ. The BESS integrates a 3 kW AC coupling and a 5.1 kWh battery.

The larger battery enables an increased storage capacity of 25.5 kWh. With the help of the BESS, users can charge the battery with the surplus power generated by the PV system and use it during the load consumption peak or at a set time depending on users' needs.

Thanks to these adjustments, users can effectively benefit from their solar PV system and make self-consumption smarter.

DEMOSTRAMOS CON UN CASO PRÁCTICO CÓMO LOGRAR EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO DE VERDAD

EN MUCHAS OCASIONES EL USUARIO REDUCE LA PUESTA EN MARCHA DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN SU VIVIENDA A LA IMPLEMENTACIÓN DE PANELES SOLARES. SIN EMBARGO, ES MUY PROBABLE QUE DESCONOZCA LAS GRANDÍSIMAS POSIBILIDADES, REALES Y CONTRASTADAS, QUE TIENE A SU ALCANCE PARA SER AÚN MÁS AUTOSUFICIENTE ENERGÉTICAMENTE GRACIAS A LAS BATERÍAS INTELIGENTES DE ACUMULACIÓN ENERGÉTICA. TAMBIÉN SUCEDE MUY A MENUDO QUE ESE MISMO USUARIO CONFÍA CIEGAMENTE EN QUE LA COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES POR PARTE DE LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA LE APORTARÁ UN BENEFICIO ECONÓMICO SIGNIFICATIVO. LA REALIDAD ES OTRA. Y MUY DISTINTA.

Ya se están dando casos en los que los usuarios están siendo compensados con 0,03 €/kW por el excedente energético vertido a la red convencional. Y es que, en el fondo, estamos ante una casuística nada extraña. El precio mayorista de la energía en horas de sol ha caído significativamente y lo seguirá haciendo según todas las previsiones ante el tan necesario, como inevitable, plan de migración hacia las renovables que ya está en marcha en España.

Además, en la práctica, el usuario puede enfrentarse a una larga carrera burocrática para lograr que cristalice esa compensación de excedentes energéticos en su factura mensual. En este contexto, nuestro protagonista tiene una alternativa: apostar por el autoconsumo de verdad. ¿Cómo? Añadiendo una batería inteligente.

Autoconsumo de verdad

Efectivamente, a partir de una instalación solar fotovoltaica podemos practicar el autoconsumo de verdad y disfrutar de sus beneficios desde el minuto uno. Autoconsumo de verdad significa:

- Acumular la energía excedente de la instalación fotovoltaica mediante una batería inteligente. El resultado es la adquisición de una absoluta disponibilidad eléctrica las 24 horas del día sin interrupciones en el suministro y la independencia energética de la red eléctrica.
- Consumir energía de km 0 no contaminante
- Desvincular el consumo eléctrico de la casa de los vaivenes del mercado energético y su cambiante regulación.
- Desacoplarse de futuras subidas de la factura eléctrica (100% en los últimos 15 años).

A CASE STUDY TO SHOW US HOW TO ACHIEVE REAL PV SELF-CONSUMPTION

USERS FREQUENTLY LIMIT THE INSTALLATION OF A PV FACILITY IN THEIR HOME TO THE DEPLOYMENT OF SOLAR PANELS. HOWEVER, IS HIGHLY LIKELY THAT THEY ARE UNAWARE OF THE ENORMOUS POSSIBILITIES, BOTH REAL AND PROVEN, THAT ARE WITHIN THEIR GRASP TO BECOME EVEN MORE SELF-SUFFICIENT IN ENERGY TERMS, THANKS TO SMART ENERGY STORAGE BATTERIES. AND VERY OFTEN THIS SAME USER BLINDLY TRUSTS THAT THE COMPENSATION OFFERED THEM BY THE UTILITY COMPANY WILL GENERATE A SIGNIFICANT ECONOMIC BENEFIT. THE REALITY IS ANOTHER, QUITE DIFFERENT MATTER.

Cases are already arising in which users continue to be compensated for the surplus energy injected into the conventional mains grid at a rate of 0.03 €/kW. The fact is that, ultimately, this is a very common fallacy. The wholesale price of energy during the hours of sunshine has dropped significantly and will continue to do so according to all the forecasts, given the so necessary and inevitable plan to migrate to renewables that is already underway in Spain.

Moreover, in practice, the user can face a long bureaucratic process before they finally see this surplus energy compensated for on their monthly bill. Given this scenario, our user does however have an alternative: to commit to real self-consumption. And this is done by adding a smart battery.

Real self-consumption

With a solar photovoltaic installation, it is indeed possible to put real self-consumption into practice and take advantage of all its benefits from the outset. Real self-consumption means:

- Storing the surplus energy generated by the PV installation in a smart battery. The result is the acquisition of full electricity availability 24/7, with no supply interruptions and energy independence from the power grid.
- Consuming, clean energy produced *in situ*.
- Separating the electricity consumption of the home from the vagaries of the energy market and its changing regulation.
- Disassociating from future electricity bill increases (100% over the last 15 years).





Más autosuficiencia para tus instalaciones fotovoltaicas

Añádeles el sistema de acumulación inteligente más probado, durable y robusto del mundo



Ventajas de **sonnenBatterie 10**

- **Modularidad total:** 5/50kWh (residencial) 50/250kWh (comercial/industrial).
- **Durabilidad 10.000 ciclos.**
- **Más seguridad:** tecnología LiFePo4.
- **Control total:** gestor de energía integrado.
- **Integrado totalmente de serie:** garantía única.
- **Totalmente probado:** más de 50.000 unidades vendidas.
- **Stock permanente** y soporte técnico local.
- **Calidad alemana.**

sonnenBatterie
network
partner



sonnenBatterie
certified
partner



Contacta con nosotros y podrás
certificarte como partner oficial
de **sonnenBatterie** en España.

info@webatt.energy
T. 972 27 60 40

webatt
Store the sun



Webatt Energía SL es SBC partner de sonnen GmbH | Im Innovationspark Allgäu | Am Riedbach 1 | 87499 Wildpoldsried | Germany

El camino a seguir si necesita **servicios de publicidad**



DISEÑO

Damos forma a su idea

Logotipos, Entidad corporativa, Anuncios,
Catálogos, Revistas, Trípticos, Dípticos, Carteles



MAQUETACIÓN

forma de ocupar el espacio del plano medible, la página

Trabajamos con usted en la realización de todo tipo de
publicaciones, poniendo a su disposición nuestra experiencia
y ajustando los tiempos según sus necesidades



CARTELERÍA

Pequeño y gran formato

Sistemas de impresión de cartelera tanto para interior como para
exterior, además disponemos de sistemas de acabados y montajes



IMPRESIÓN

Offset y Digital

soporte adecuado para llevar a cabo todos sus proyectos gráficos
en el menor tiempo y con la mejor calidad

parpubli@parpubli.com
www.parpubli.com



- Ser altamente independiente de la red eléctrica. Es posible superar el 95%.
- Evitar trámites para intentar compensar a través de la compañía eléctrica los excedentes energéticos en la factura, que en muchos casos resulta en importes insignificantes.
- Dimensionar correctamente la instalación de paneles fotovoltaicos evitando invertir más de lo necesario.
- Instalar única y exclusivamente el número de paneles necesarios para generar la energía consumida realmente por la vivienda.
- Disponer de una instalación diseñada y preparada para dar servicio por más de 25 años.
- Modificar los hábitos de consumo y adaptarlos para aumentar el rendimiento y la eficiencia de la instalación
- Posibilidad de formar parte de futuras comunidades locales de energía mediante las cuales poder compartir electricidad de km 0 entre usuarios.

Es conveniente también subrayar las ventajas relativas al ahorro económico logrado por el usuario que añade un sistema de acumulación inteligente a su instalación fotovoltaica:

- El ahorro en el consumo de energía de la red es inmediato y muy significativo. Al cabo del año, el consumo medio de electricidad de la red en una vivienda de 200 m² es de 7.000 kWh, lo que se traduce en un coste total anual aproximado de 1.750 €. El ahorro económico sumando una batería inteligente sonnen es de 1.250 €/año. De este modo, el usuario abonará a la compañía eléctrica únicamente 500 € al año, dado que sitúa el consumo de red en aproximadamente unos 1.500 kWh, reduciéndolo así alrededor 5.500 kWh.
- La energía fotovoltaica sin acumulación reduce los costes energéticos de una casa en un 20-25%. Si añadimos el almacenamiento energético por medio de baterías de litio estos disminuyen hasta el 80%.

Finalmente, el concepto de autoconsumo de verdad incluye una conclusión determinante: todo kWh que este usuario genere, almacene y autoconsume tendrá mucho más valor más que un kWh compensado por la compañía eléctrica en la factura mensual.

Ejemplo práctico de una instalación residencial

Veamos ahora un ejemplo práctico de cómo contribuye una batería inteligente a la gestión de la demanda energética de un hogar y la puesta en marcha del autoconsumo de verdad.

- Being highly independent from the power grid, possibly over 95%.
- Avoiding procedures to obtain compensation from the utility for energy surpluses on the electricity bill, which in many cases are paltry amounts.
- Correctly sizing the PV panel installation, thereby avoiding investing more than necessary.
- Solely and exclusively installing the number of panels necessary to generate the energy actually consumed by the home.
- Having access to an installation, designed and supplied with a service life of over 25 years.
- Modifying consumption habits and adapting them to increase the performance and efficiency of the installation.
- The possibility of becoming part of future local energy communities who can share the electricity produced *in situ* between users.

It is also useful to emphasise the advantages relating to the economic saving achieved by the user who incorporates a smart storage system into their PV installation:

- The saving in the consumption of energy from the grid is both immediate and considerable. The average annual grid electricity consumption of a 200 m² house is 7,000 kWh, which translates into a total cost of around €1,750 per annum. The economic saving achieved by adding a sonnen smart battery is €1,250 per year. As a result, the user will pay the utility just €500 per year, given that their grid consumption will be approximately 1,500 kWh, a reduction of some 5,500 kWh.
- PV energy without battery storage reduces the cost of domestic electricity by 20-25%. By adding lithium battery energy storage, these costs diminish by up to 80%.

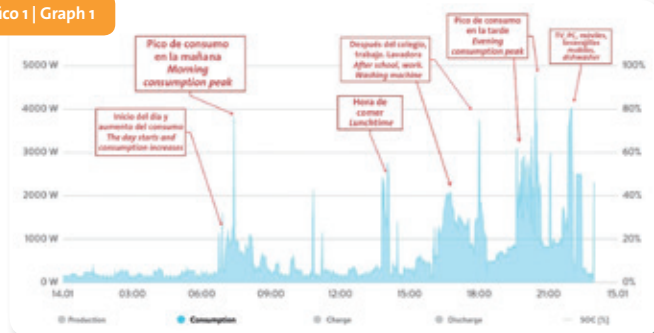
Finally, the concept of real self-consumption comes with a key conclusion: every kWh generated, stored and self-consumed by this user is worth much, much more compared to a kWh compensated for by the utility on the monthly electricity bill.

Practical example of a residential installation

The following graphs illustrate a practical example of how a smart battery helps manage the energy demand of a home and how real self-consumption works.

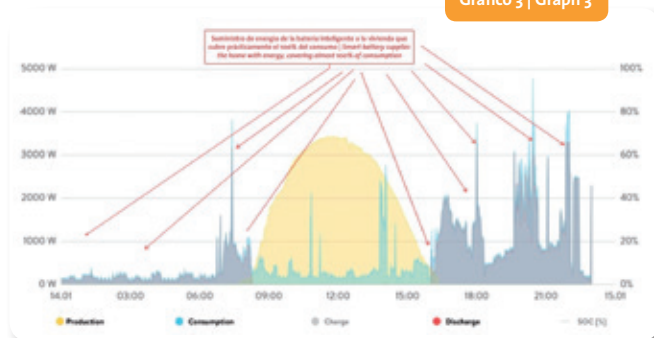
1. El primer gráfico muestra el consumo eléctrico en la vivienda a lo largo del día.

Gráfico 1 | Graph 1



2. El segundo representa la curva de producción energética de los paneles fotovoltaicos.
3. En el tercer gráfico se ve cómo el suministro energético de la batería cubre los consumos que se producen fuera del horario de producción de los paneles solares, adaptándose a las necesidades de la familia.

Gráfico 3 | Graph 3



4. Esta imagen nos enseña en color verde la energía que ha aprovechado al acumular la batería inteligente.
5. La última gráfica dibuja la evolución del estado de carga de la batería inteligente. Empezando el análisis de izquierda a derecha, vemos cómo sobre las 2/3 h de la madrugada la batería se está descargando porque suministra energía para los consumos nocturnos fijos como, por ejemplo, la nevera, los enchufes, etc. pero no recibe energía.

A partir de las 7 h aumenta el ritmo de descarga porque suben los consumos de la familia a medida que se levanta e inicia la jornada, se encienden las luces, el calentador de la ducha, la cafetera, etc.

El suministro de energía de los paneles a la vivienda se inicia sobre las 8 h y la batería aún no recibe energía y se descarga del todo. Sobre las 8:30 h la batería inicia su proceso de carga, que logra el 100% de su capacidad sobre las 14h.

De este modo está en disposición plena de suministrar energía a la vivienda sin ningún inconveniente hasta la próxima noche y madrugada para iniciar otro ciclo.

En definitiva, el autoconsumo de verdad sólo es posible implementando baterías inteligentes. Estos sistemas de acumulación energética permiten un aprovechamiento total de las posibilidades que aporta la energía solar a una vivienda.



Diego Astrada
Director Comercial Webatt Energy
Commercial Director, Webatt Energy
Albert López
Periodista tecnológico | Technological journalist

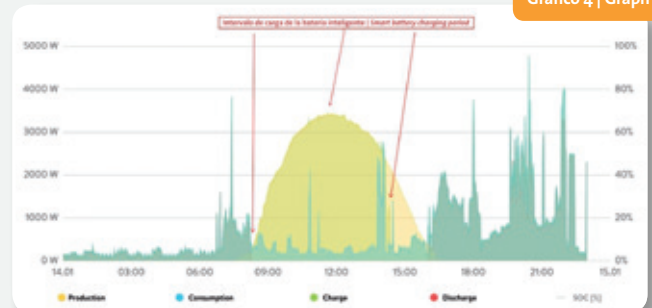
1. The first graph depicts the different uses and peaks in electricity consumption in the home throughout the day in line with the family's daily lives.
2. The second graph represents the energy production curve of the PV panels.

Gráfico 2 | Graph 2



3. The third graph shows how the energy supply from the battery covers the consumption that takes place outside the solar panel production hours, adapting to the needs of the family.
4. The green area represents how the energy stored by the smart battery has been used.

Gráfico 4 | Graph 4



5. The last graph traces the evolution of the smart battery's state of charge (SOC). Starting the analysis from left to right, the graphs show how at around 0200 or 0300, the battery is discharging because it is supplying energy to fixed night-time consumption units such as fridges, plugs, etc., but is receiving no energy.

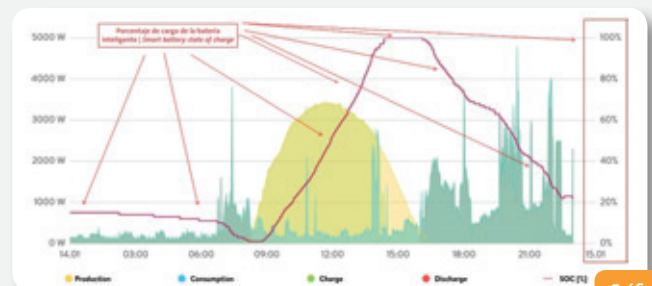


Gráfico 5 | Graph 5

As from 0700, the pace of discharge increases: the family consumes more as their day starts by turning on lights, heating water for a shower, preparing breakfast, charging mobile phones, etc. The energy supply from the panels to the home starts at about 0800. The battery no receives energy and discharges completely. At about 0830, the battery starts its recharging process, achieving 100% capacity by 1400.

As a result, the battery is fully ready to supply energy to the home without any problems and the cycle begins again the following night and early morning.

In short, real self-consumption is only possible by implementing smart batteries. These energy storage systems allow all the possibilities that solar power offers a home to be enjoyed to their fullest extent.

MENOS EMISIONES Y MÁS AHORRO ENERGÉTICO EN UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO SOLAR CON CONVERTIDORES DE FRECUENCIA

SUMSOL, EMPRESA PROVEEDORA DE SOLUCIONES FOTOVOLTAICAS, HA INSTALADO CON ÉXITO EL PRIMER SISTEMA DE BOMBEO SOLAR CON RESPALDO AUTOMÁTICO DE RED DE ESPAÑA. EN SU DISEÑO, Sumsol HA CONTADO COMO PIEZA CLAVE CON VARIADORES VACON® 100 DE DANFOSS, QUE GRACIAS A LA APLICACIÓN BOMBEO SOLAR CON ALGORITMO MPPT4 CONSIGUEN EXTRAER LA MÁXIMA POTENCIA SOLAR EN CADA MOMENTO DEL DÍA. ¿EL RESULTADO? UNA REDUCCIÓN ANUAL SIGNIFICATIVA DE LAS EMISIONES CONTAMINANTES Y UN NOTABLE AHORRO ECONÓMICO ANUAL, CON UN CORTO PERIODO DE AMORTIZACIÓN.

Maíz y remolacha son, entre otros, los cultivos intensivos que la empresa de riegos clienta de Sumsol quería irrigar, cubriendo 150 hectáreas de terreno. Para abastecer una superficie de terreno tan amplia, y teniendo en cuenta las necesidades de riego propias de los cultivos intensivos, el gasto mensual en electricidad necesario para alimentar todos los equipos involucrados en el proceso es elevado. En concreto, el sistema cuenta con cuatro bombas sumergibles que alimentan de agua una balsa de 49.000 m³, y dos bombas de eje vertical que suministran agua al sistema de riego desde la balsa.

Con objeto de reducir el consumo de electricidad desde red, Sumsol diseñó para esta empresa un sistema de bombeo solar de 300 kWp con respaldo automático de red. El conjunto está formado por 944 módulos fotovoltaicos de 320 Wp, montados sobre una estructura con seguimiento de eje horizontal y un sistema de bombeo Sumsol integrado en el mismo armario y totalmente automático. El primer sistema de estas características instalado en España de acuerdo con Sumsol.

Para el sistema de bombeo, Sumsol decidió contar con cinco variadores Vacon® 100 Industrial de Danfoss de entre 110 kW y 30 kW alimentados bien desde la instalación fotovoltaica, bien desde el grupo electrógeno de emergencia; y un variador Vacon® 100 Flow de 37 kW alimentado a través de la red eléctrica, cuya función es servir de respaldo por la noche o en momentos de baja producción solar. Los variadores conectados a los módulos fotovoltaicos cuentan con la aplicación Bombeo Solar con algoritmo MPPT4, que optimiza la producción de energía evitando el sobredimensionamiento del campo solar.

¿Por qué MPPT4?

La ventaja de emplear variadores Vacon® 100 con la aplicación Bombeo Solar radica en la optimización de los flujos de energía: por



LOWER EMISSIONS AND MORE ENERGY SAVINGS IN A SOLAR PUMP INSTALLATION WITH DRIVE INVERTERS

PV SOLUTION SUPPLIER SUMSOL HAS SUCCESSFULLY INSTALLED SPAIN'S FIRST SOLAR PUMP SYSTEM WITH AUTOMATIC POWER GRID BACKUP. WHEN DESIGNING THE SYSTEM, SUMSOL SAW THE VACON® 100 DRIVES FROM DANFOSS AS A KEY ELEMENT WHICH, THANKS TO THE SOLAR PUMP APPLICATION WITH THE MPPT4 ALGORITHM, MANAGE TO EXTRACT THE MAXIMUM SOLAR POWER AT ANY TIME OF DAY. THE RESULT? A SIGNIFICANT ANNUAL REDUCTION IN POLLUTANT EMISSIONS AND A CONSIDERABLE ANNUAL FINANCIAL SAVING WITH A SHORT PAYBACK PERIOD.



Among others, corn and sugar beet are the intensive crops covering 150 hectares of land that one of Sumsol's customers wanted to irrigate. In order to supply such a large area and taking the irrigation requirements inherent to intensive crops into account, the monthly expenditure on electricity needed to power all the equipment involved in the process is high. Specifically, the system uses four submersible pumps, which are supplied from a 49,000 m³ reservoir; and two vertical shaft pumps, which take water from the reservoir to the irrigation system.

To reduce mains electricity consumption, Sumsol designed a 300 kWp solar pump system with automatic power grid backup for this company. The arrangement consists of 944 modules of 320 Wp each, mounted on a structure with horizontal axis tracking and a fully automated Sumsol pumping system integrated into the same cabinet. According to Sumsol, this is the first system with such characteristics to be installed in Spain.

For the pumping system, Sumsol decided to install 5 VACON® 100 Industrial drives from Danfoss, of between 30 and 110 kW, which are either powered by the solar PV installation or by an emergency generator; and a 37 kW VACON® 100 Flow drive, which is connected to the power grid. This drive serves as a backup unit at night or during periods of low solar production. The drives connected to the PV modules use the Solar Pump application with the MPPT4 algorithm, which optimises the production of energy, thereby avoiding an oversized solar field.

Why MPPT4?

The advantage of using VACON® 100 drives with the Solar Pump application stems from energy flow optimisation: first,

Energía limpia en sistemas de riego

Menos emisiones y más ahorro energético gracias a la aplicación de bombeo solar del convertidor de frecuencia Vacon 100®, con algoritmo MPPT4



Cuatro algoritmos de funcionamiento en paralelo controlando la consigna, asegura mayor tiempo de funcionamiento extrayendo agua



Mayor ahorro de energía de la red, reduciendo el gasto económico y un dimensionamiento del campo solar adecuado con un retorno de la inversión menor.

Sumsol, empresa proveedora de soluciones fotovoltaicas, ha instalado con éxito el sistema de bombeo solar con respaldo automático de red. En su diseño, Sumsol ha contado como pieza clave con los convertidores de frecuencia Vacon 100®.



35%

de incremento del
rendimiento



un lado, se maximiza la generación solar y por otro, se minimiza la demanda de potencia. La optimización de la producción solar se debe al control MPPT4. Gracias a sus cuatro algoritmos de funcionamiento en paralelo, monitoriza y controla la consigna que asegura la extracción de la máxima potencia disponible para las condiciones ambientales en cada momento. De esta manera, se consigue un incremento del rendimiento del 35%, lo que se traduce en más agua bombeada y más tiempo de funcionamiento.

Por otro lado, el propio variador ajusta el consumo de las bombas que alimenta, ya sea a través de los paneles o de la red, a las necesidades reales del cliente, reduciendo la demanda de energía por parte del sistema. En consecuencia, se reduce la energía consumida de la red, lo que equivale a un mayor ahorro económico y una reducción de las emisiones contaminantes.

Menos emisiones

En la actualidad, el sistema de distribución de energía es centralizado y la energía se obtiene de grandes centrales eléctricas. Estas centrales son en muchas ocasiones tradicionales y producen elevadas emisiones contaminantes en sus procesos de generación. Un ejemplo serían las centrales térmicas o de ciclo combinado. Por tanto, sustituir consumo de energía de red por energía autogenerada a través de fuentes de energía libres de emisiones es equivalente a reducir la contaminación generada.

Para esta explotación, y teniendo en cuenta que durante los meses de invierno no se riegan los cultivos, se calcula que la producción solar anual aproximada es de 478.100 kWh.

Usando datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y considerando que toda la energía consumida fuera generada por centrales térmicas, se ahorraría anualmente la emisión de 285 t de CO₂, 635 kg de SO₂ y 798 kg de NO_x.

Más ahorro

Al consumir menos energía de la red, se reduce el gasto económico. Para esta explotación, se puede evaluar el ahorro energético de manera aproximada en 52.000 € anuales. Teniendo en cuenta el coste de los materiales e instalación de la parte energética del sistema, Sumsol estima el retorno de la inversión en alrededor de 8 años.

Además, al optimizar la producción de energía con el algoritmo MPPT4, se evita el sobredimensionamiento del campo solar, reduciéndose de esta manera la inversión inicial.



by maximising solar generation and, second, by minimising demand for power. Solar production is optimised by means of the MPPT4 control. Thanks to its four parallel operating algorithms, the set value, which guarantees that the maximum power available for the environmental conditions is extracted, is always monitored and controlled. In this way, a 35% increase in yield is achieved, which translates into more water pumped and a longer operating time.

Furthermore, the drive itself adjusts the consumption of the pumps it supplies to the real needs of the customer, whether the supply comes from the panels or the grid, thus reducing the system's energy demand. As a result, the energy consumed from the grid is reduced, which equates to greater financial savings and reduced pollutant emissions.

Lower emissions

The power distribution system of today is centralised and energy is obtained from large power plants. These plants are often of the traditional type and produce high levels of pollutant emissions during their generation processes, such as thermal or combined-cycle plants. Replacing grid-based energy consumption with self-generated power using emissions-free energy sources leads to a reduction in the pollution generated

Bearing in mind that the crops do not require irrigation during the winter, estimates indicate that this farm will produce approximately 478,100 kWh of solar power per annum.

Using data from the Institute for Energy Diversification and Saving (IDAE) and assuming that all the energy consumed was generated by thermal power plants, annual emissions reductions would be achieved of 285 t of CO₂, 635 kg of SO₂ and 798 kg of NO_x.

More savings

By consuming less energy from the grid, financial expenditure is reduced. For this farm, the energy savings can be estimated at approximately €52,000 per annum. Considering the cost of materials and the installation of the energy part of the system, Sumsol estimates a return on investment of about 8 years.

In addition, by optimising energy production with the MPPT4 algorithm, solar field oversizing is avoided, thereby reducing the initial investment.

EL PROYECTO EN DATOS | THE PROJECT IN FIGURES Ahorro emisiones contaminantes | Saving in pollutant emissions (per year)

CO ₂	285 t/año 285 t/year
SO ₂	635 kg/año 635 kg/year
NO _x	798 kg/año 798 kg/year
Producción energética Energy production (kWh)	478.100 kWh/año 478.100 kWh/year
Ahorro económico Financial saving	52.000 €/año 52.000 €/year
Retorno básico de la inversión Basic ROI	8 años years

*Por larga que sea la tormenta,
el sol siempre vuelve a brillar....*

*No matter how long the storm lasts,
the sun always shines behind the clouds*

*Juntos lo conseguiremos
Together we'll get through*

FuturENERGY

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

FuturENVIRO

PROYECTOS, TECNOLOGÍA Y ACTUALIDAD MEDIOAMBIENTAL
ENVIRONMENTAL PROJECTS, TECHNOLOGY AND NEWS

www.futureenergyweb.es
www.futureenviro.es

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



HUBGRADE SOLAR, UN EJEMPLO EN LA GESTIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

SEGÚN EL INFORME ANUAL ELABORADO POR LA UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA (UNEF), ESPAÑA FUE, EN 2019, EL MERCADO LÍDER DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EUROPA, UNA POSICIÓN QUE NO ALCANZABA DESDE HACE 11 AÑOS. A NIVEL MUNDIAL, NUESTRO PAÍS FUE EL SEXTO MERCADO FOTOVOLTAICO Y EL SECTOR GENERÓ CERCA DE 60.000 PUESTOS DE TRABAJO, UN 30% MÁS QUE EL AÑO ANTERIOR. ESTAS CIFRAS PONEN DE MANIFIESTO EL GRAN POTENCIAL DE DESARROLLO QUE TIENE ESTE TIPO DE ENERGÍA LIMPIA, SOSTENIBLE Y ECONÓMICA.

Veolia es consciente de sus ventajas y, por esa razón, ofrece soluciones a medida de generación de energía fotovoltaica en autoconsumo, tanto para industrias como para el sector terciario, así como bombas solares para comunidades de regantes y grandes agricultores.

La compañía, desde su creación en el año 2006 ha colaborado en la construcción de más de 400 MW, lo que le ha permitido adquirir un *know-how* que hace que tanto grandes fondos de inversión como pequeños inversores confíen en ella. Esta apuesta por la innovación y la búsqueda constante de soluciones medioambientalmente sostenibles basadas en las energías renovables queda reflejada en el Hubgrade Solar de la compañía.

El Hubgrade es el centro de gestión energética de Veolia que permite controlar, analizar y resolver incidencias en las instalaciones de los distintos clientes de forma remota y en tiempo real. Desde su sede en Ontinyent (Valencia), el Hubgrade Solar de Veolia controla más de 90 instalaciones fotovoltaicas repartidas por toda España, con un volumen total de 200 MWp, además de todos los consumos integrados en las mismas (agua, luz, gas, etc.). Como unidad de negocio especializada en el grupo Veolia, Veolia España colabora con el resto del grupo en la ejecución de proyectos en otros países como Marruecos, Argentina o Francia, ya esta tipología de Hubgrade, especializado en energía solar fotovoltaica, es único en Veolia.

Este sistema permite a la compañía optimizar el rendimiento de las plantas solares que gestiona, de modo que puedan optimizar la producción de energía y los costes de operación y mantenimiento, a la vez que se reducen las emisiones de CO₂ que se emiten al medio ambiente. El Hubgrade Solar da servicio de monitorización, asistencia, telegestión y asesoramiento los 365 días del año, por lo que permite tomar decisiones y resolver las posibles incidencias de forma rápida y sencilla gracias a la visión global de las instalaciones en tiempo real.



HUBGRADE SOLAR, AN EXAMPLE IN PV INSTALLATION MANAGEMENT

ACCORDING TO THE ANNUAL REPORT DRAWN UP BY THE SPANISH PV INDUSTRY ASSOCIATION (UNEF), SPAIN WAS THE PV ENERGY MARKET LEADER IN EUROPE IN 2019, A POSITION THAT IT HAS NOT HELD FOR 11 YEARS. AT GLOBAL LEVEL, SPAIN RANKED AS THE SIXTH PV MARKET AND THE SECTOR GENERATED CLOSE TO 60,000 JOBS, 30% MORE THAN THE PREVIOUS YEAR. THESE FIGURES ILLUSTRATE THE HUGE DEVELOPMENT POTENTIAL OF THIS CLEAN, SUSTAINABLE AND COST-EFFECTIVE ENERGY SOURCE.

Aware of its advantages, Veolia is offering customised PV power generation self-consumption solutions for both industries and the tertiary sector, as well as solar pumps for irrigation communities and large-scale farmers.

Since its creation in 2006, the company has collaborated on the construction of over 400 MW, which has enabled it to acquire a level of expertise that makes both major investment funds and small investors trust in its services. This commitment to innovation and the constant search for environmentally sustainable solutions based on renewable energies is reflected in the company's Hubgrade Solar.

Hubgrade is the energy management centre from Veolia that can remotely control, analyse and solve incidents at the installations of different clients in real time. From its head office in Ontinyent (Valencia), the Hubgrade Solar from Veolia controls over 90 PV installations distributed across Spain, with a total volume of 200 MWp, in addition to all their integrated consumptions (water, electricity, gas, etc.). As a specialised business unit of the Veolia Group, Veolia España collaborates with the rest of the group to undertake projects in other countries such as Morocco, Argentina and France, given that the specialist solar PV features of this Hubgrade is unique in Veolia.

This system allows the company to maximise the efficiency of the solar plants it manages, so that energy production and O&M costs can be optimised, at the same time as reducing the emission of CO₂ into the environment. Hubgrade Solar provides a monitoring service, assistance, remote management and assessment 365 days a year, helping the decision-making process and resolving possible incidents quickly and easily, thanks to real time visualisation of the installations.



En Veolia Solar ofrecemos todo tipo de soluciones fotovoltaicas adaptadas a las necesidades de nuestros clientes. Porque sabemos que emplear energías limpias en el presente nos garantiza poder tener un futuro.

Descubre más en www.veolia.es

Resourcing the world



BATERÍAS DE AIRE LÍQUIDO UNA NUEVA SOLUCIÓN EN EL MERCADO DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO A GRAN ESCALA

EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA, EL CAMBIO EN LOS PATRONES DE CONSUMO Y EL AUMENTO DE LA INTERMITENCIA POR LA MAYOR PENETRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, ENTRE OTROS, ESTÁN SOMETIENDO AL MERCADO ENERGÉTICO A UNA GRAN PRESIÓN. Y A ESTAS ALTURAS YA NADIE DUDA DE QUE ALIVIAR ESA PRESIÓN PASA POR ENCONTRAR UNA SOLUCIÓN PARA ALMACENAR ENERGÍA ECONÓMICA, ESCALABLE Y QUE PUEDA HACERLO DURANTE HORAS, INCLUSO DÍAS. HIGHVIEW POWER, MULTINACIONAL PRESIDIDA POR EL INGENIERO ESPAÑOL JAVIER CAVADA, PROPONE CON SU CRYOBATTERY™ UNA FORMA LIMPIA, FIABLE, EFICIENTE EN COSTE Y DE LARGA DURACIÓN PARA ALMACENAR ENERGÍA Y HACER REALIDAD UN FUTURO ENERGÉTICO 100% RENOVABLE. ESTA ES CONOCIDA COMO TECNOLOGÍA DE AIRE LÍQUIDO.

Esta tecnología se basa en un principio sencillo: el aire en fase gas se convierte en líquido cuando se enfría a -196°C , almacenándose de manera muy eficiente en tanques aislados térmicamente a baja presión. Posteriormente su calentamiento hasta la temperatura ambiente causa una regasificación rápida y una expansión de volumen de 700 veces, que se utiliza para impulsar una turbina de vapor asociada a un generador y crear electricidad sin combustión. Todo ello empleando equipos estándar y altamente reconocidos en las industrias energética y de transporte de gases.

A diferencia de las tecnologías de almacenamiento químico, este sistema funciona utilizando un ciclo termodinámico que se puede integrar con otros procesos o aprovechamientos térmicos, tales como plantas de regasificación de GNL, plantas de recorte de picos o aplicaciones industriales. Esto significa que se pueden utilizar corrientes residuales de calor y frío, mejorando la eficiencia de dichos procesos al convertir su energía térmica residual en un recurso útil para el sistema de almacenamiento térmico.

Otra diferencia de gran relevancia es la vida útil de estas instalaciones de almacenamiento, que supera los 30 años, frente a la limitada duración de las soluciones electroquímicas que han de ser retiradas tras su primera década de uso.

Asimismo, al tratarse de un almacenamiento de energía en forma de gas licuado (aire líquido) no existe reducción de la capacidad almacenada, como la degradación que sufren las baterías electroquímicas.

Almacenamiento de energía criogénica, la propuesta de Highview Power

La tecnología CRYOBattery™ de Highview Power utiliza un recurso gratuito y limpio, el aire, que se enfría y almacena en estado líquido, para posteriormente convertirse de nuevo en un gas presurizado capaz de mover una turbina para producir electricidad.

Junto con las centrales hidroeléctricas, esta es la única solución de almacenamiento de energía a gran escala de red y con descargas de larga duración disponible en la actualidad, en el rango de GWh, que supera muchas de las limitaciones planteadas por otras tecnologías de almacenamiento. Sin problemas de localización, medioambientales ni de reciclaje de sus componentes. De alguna manera es como una central hidroeléctrica de bombeo modular y de escala industrial, pero sin necesidad de agua, embalses o diferencia de altura.

Es escalable, sin limitaciones de tamaño o restricciones geográficas, y produce cero emisiones; además las plantas Highview Power se pueden construir empleando componentes probados y demostra-

LIQUID AIR BATTERIES: A NEW SOLUTION FOR THE UTILITY-SCALE ENERGY STORAGE MARKET

GROWING DEMAND, CHANGING CONSUMPTION HABITS AND INCREASING INTERMITTENCY THANKS TO THE GREATER PENETRATION OF RENEWABLES, AMONG OTHER FACETS, ARE PUTTING THE ENERGY MARKET UNDER HUGE PRESSURE. AND AT THIS POINT IN TIME NO-ONE IS IN ANY DOUBT THAT TO ALLEVIATE THIS PRESSURE, AN AFFORDABLE AND SCALABLE SOLUTION MUST BE FOUND THAT CAN STORE ENERGY FOR HOURS, AND EVEN DAYS. CRYOBATTERY™ FROM MULTINATIONAL, HIGHVIEW POWER, WHOSE CEO IS SPANISH ENGINEER JAVIER CAVADA, DELIVERS CLEAN, RELIABLE AND COST-EFFICIENT LONG-DURATION ENERGY STORAGE TO ENABLE A 100% RENEWABLE ENERGY FUTURE. THIS IS KNOWN AS LIQUID AIR ENERGY STORAGE TECHNOLOGY.

This technology is based on a simple principle: air in its gas phase turns to liquid when cooled down to -196°C . It can then be stored very efficiently in heat insulated, low pressure vessels. It is subsequently heated back up to the ambient temperature, which causes rapid regasification and a 700-fold expansion in volume, at which point it can be used to drive a steam turbine linked to a generator and create electricity without combustion. All this is possible using standard and highly recognised equipment in the energy and gas transmission industries.

Unlike chemical storage technologies, this system operates by using a thermodynamic cycle that can be incorporated into other processes or thermal uses, such as LNG regasification plants, peak shaving or other industrial applications. This means that residual streams of heat and cold can be used, improving the efficiency of these processes by converting their residual thermal energy into a useful resource for the energy storage system.

Another highly significant difference is the service life of these storage installations, which exceeds 30 years, compared to the limited duration of electrochemical solutions that must be retired after their first decade of use.

Similarly, as this involves storing energy in the form of liquefied gas (liquid air), there is no reduction in the stored capacity, unlike the degradation experienced by electrochemical batteries.

Cryogenic energy storage, the Highview Power solution

The CRYOBattery™ technology from Highview Power uses a free and clean resource, the air, which is cooled down and stored in a liquid state, for its subsequent conversion back into a





dos durante décadas, con una cadena de suministro bien establecida y con una vida útil individual superior a 30 años.

La CRYOBattery™ es una instalación industrial que ocupa una superficie muy reducida, por la naturaleza de sus procesos de compresión y licuefacción del aire, no utiliza materiales peligrosos, no tiene riesgo de incendio asociado y cumple sin problemas con los estrictos códigos de construcción urbana.

La tecnología de almacenamiento propuesta por Highview Power puede proporcionar servicios a todos los niveles del sistema eléctrico: apoyar la generación de energía, proporcionar servicios de estabilización a las redes de transporte y distribución y actuar como fuente de energía de reserva para los usuarios finales.

La CRYOBattery™ puede entregar en cualquier lugar desde 20 MW/100 MWh a más de 200 MW/2 GWh de energía, con aproximadamente la mitad de costes que las baterías de Li-ion y con emisiones nulas, teniendo en cuenta su eficiencia del ciclo de 60%, que puede elevarse por encima del 70% reutilizando la energía térmica (calor/frío) residual de otras fuentes industriales.

Una tecnología con un gran potencial

De acuerdo con las previsiones de algunas de las firmas de análisis de mercados más importantes como Bloomberg New Energy Finance y GlobalData, en 2040 el almacenamiento energético será un mercado de unos 662.000 M\$ a nivel mundial, y se prevé que el 60% de dicho mercado sea almacenamiento de larga duración y conectado a la red. Un 45% de ese mercado es accesible para el almacenamiento criogénico, lo que supondría una potencia acumulada de 208 GW de almacenamiento criogénico hasta 2040 y un valor de mercado de entre 167.000 y 297.000 M\$.

Cómo funciona

La tecnología criogénica patentada de Highview Power se basa en procesos establecidos de turbomáquinas de los sectores de generación de energía y gas industrial.

Etapa 1. Carga del sistema

Un sistema de licuefacción utiliza energía eléctrica para capturar, comprimir y enfriar el aire del ambiente circundante. Este aire se limpia y se enfría a temperaturas bajo cero hasta que se licua. Como resultado 700 litros de aire ambiente se convierten en 1 litro de aire líquido.

pressurised gas able to drive a turbine to produce electricity.

Together with hydroelectric plants, this is the only utility-scale energy storage solution with long duration discharges currently available in the GWh range, which overcomes many of the constraints posed by other storage technologies. There are no issues as regards to location, the environment or recycling components. In a way, it is similar to a modular hydro pumping plant, but on an industrial scale, with no need for water, reservoirs or height difference.

It is scalable, with no limitations as regards to size or any geographical constraints, and produces zero emissions. Moreover, Highview Power plants can be constructed using components that have been tried and tested over decades, with a well-established supply chain and an individual service life in excess of 30 years.

The CRYOBattery™ is an industrial installation with a very small footprint, due to the nature of its compression processes and air liquefaction. Containing no hazardous materials or any associated fire risk, the solution is fully compliant with strict urban construction codes.

The storage technology proposed by Highview Power can provide services at every level of the electrical system: supporting power generation, providing grid stabilisation services to the transmission and distribution networks or acting as a back-up energy source for end users.

The CRYOBattery™ can be delivered anywhere with outputs ranging from 20 MW/100 MWh to over 200 MW/2 GWh, at approximately half the cost of Li-ion batteries and is emissions free. It offers a cycle efficiency of 60%, which can increase to over 70% by reutilising the residual thermal energy (heat/cold) from other industrial sources.

A technology with a huge potential

According to forecasts from some of the leading market analysis firms, such as Bloomberg New Energy Finance and GlobalData, by 2040, energy storage will be a US\$662 billion market on a global level. 60% of that market is expected to be grid-connected, long-duration storage. 45% of that market can be accessed by cryogenic energy storage, representing a cumulative capacity of 208 GW of cryogenic energy storage by 2040 and a market value of between US\$167bn and US\$297bn.

How does it work?

The patented Highview Power cryogenic technology is based on established turbine processes from the industrial gas and power generation sectors.

Stage 1. Charging the system

A liquefaction system uses electrical power to capture, compress and cool the air from the surrounding environment. This air is cleaned and cooled to sub-zero temperatures until it liquefies. As a result, 700 litres of ambient air is converted into 1 litre of liquid air.

Stage 2. Energy storage

The liquid air is stored in an insulated, low pressure tank, which acts as an energy store. Each tank can contain hundreds of MWh of stored energy.

Etapa 2. Almacenamiento de energía

El aire líquido se almacena en un tanque aislado a baja presión, que funciona como depósito de energía. Cada tanque de almacenamiento puede contener cientos de MWh de energía almacenada.

Etapa 3. Recuperación de energía

Cuando se requiere energía, el calor almacenado del sistema de carga se aplica al aire líquido a través intercambiadores de calor y un fluido intermedio de transferencia de calor. Esto produce un gas a alta presión que impulsa una turbina que asociada a un generador produce electricidad de forma instantánea.

Las plantas Highview Power

Highview Power ha anunciado recientemente el comienzo de construcción de su primer proyecto comercial en Manchester, pero la historia se remonta casi una década atrás con una planta piloto de 350 kW/2,5 MWh, que fue desarrollada para probar la tecnología y que utilizaba el calor de una planta de biomasa para mejorar la eficiencia del sistema. Entre 2011 y 2014, la instalación piloto se sometió con éxito a un régimen de pruebas completo en la planta de biomasa Slough Heat and Power de SSE en Greater London, y funcionó durante las horas equivalentes a tres años de servicio de reserva operativa a corto plazo de Reino Unido y gestión estacional de TRIAD en los meses de invierno. Posteriormente la planta fue reubicada en el Centro de Almacenamiento de Energía Criogénica de la Universidad de Birmingham, para respaldar más pruebas e investigaciones académicas.

La planta de demostración a escala de red de Pilsworth fue la siguiente etapa, 5 MW/15 MWh. Además de proporcionar almacenamiento de energía, la planta de Pilsworth convierte en energía el calor residual de bajo poder calorífico de los motores de gas de vertedero de GE Jenbacher.

La operación comenzó en abril de 2018 en el vertedero de Pilsworth en Bury, Greater Manchester. La planta demuestra cómo el almacenamiento de energía criogénica puede proporcionar una serie de servicios de equilibrio, incluida la reserva de operación a corto plazo (STOR) y el soporte de la red durante los picos invernales. Desarrollada en asociación con la empresa de reciclaje y energía renovable, Viridor, el proyecto está respaldado con 8 millones de libras procedentes fondos del gobierno de Reino Unido.

Ahora, Highview Power ha comenzado la construcción de la batería de aire líquido más grande del mundo en Trafford Energy Park (Manchester, Reino Unido). Esta batería utilizará energía renovable para comprimir aire, convertirlo en líquido y después almacenarlo. Cuando aumenta la demanda de energía, el aire líquido se convierte de nuevo en gas que impulsa una turbina que vierte energía verde a la red.

La capacidad de almacenamiento de la planta de Manchester excede los 250 MWh y su construcción se ha iniciado en 2020. Una vez en funcionamiento podrá abastecer de energía a 200.000 hogares durante al menos 5 horas. Con un coste de unos 95 M€, el proyecto ha recibido financiación de la firma japonesa Sumitomo Heavy Industries, que ha invertido 39 M€ y del gobierno de Reino Unido, con 11 M€.

Highview Power está desarrollando proyectos en otras zonas del Reino Unido, Europa continental y Estados Unidos, donde ya se ha hecho público un proyecto de 50 MW/400 MWh en Vermont, que está previsto completar en 2022. La compañía también ha realizado movimientos en España donde el año pasado firmó un acuerdo con la ingeniería TSK para el desarrollo de diversos proyectos de almacenamiento.



Stage 3. Energy recovery

When energy is required, the heat stored from the charge system is applied to the liquid air via heat exchangers and an intermediate heat transfer fluid. This produces gas at high pressure which drives a turbine linked to a generator to produce instant electricity.

The Highview Power plants

Highview Power has recently announced the start of construction of its first commercial project in Manchester. However, the story dates back almost a decade, to a 350 kW/2.5 MWh pilot plant that was developed to test the technology and which used the heat from a biomass plant to improve

system efficiency. From 2011 to 2014, the pilot installation was successfully subjected to a full testing regime at the Slough Heat and Power biomass plant owned by SSE in Greater London. The pilot operated for hours equivalent to three years of UK Short Term Operating Reserve (STOR) service and seasonal TRIAD management during the winter months. The pilot has now been relocated to the University of Birmingham Centre for Cryogenic Energy Storage, to support further testing and academic research.

The next stage was the 5 MW/15 MWh Pilsworth grid-scale demo plant. In addition to providing energy storage, the Pilsworth plant produces energy by converting the low calorific residual heat from the gas engines of the GE Jenbacher landfill site.

Operation started in April 2018 at the Pilsworth landfill in Bury, Greater Manchester. The plant shows how cryogenic energy storage can provide a series of balancing services, including STOR and support for the grid during winter peaks. Developed in association with recycling and renewable energy company, Viridor, the project benefits from £8m of UK Government funding.

Highview Power has now started construction of the largest liquid air battery in the world, at the Trafford Energy Park (Manchester, UK). This battery will use renewable energy to compress air, converting it into liquid and then storing it. As energy demand increases, the liquid air is turned back into gas which drives a turbine and feeds green energy into the grid.

The storage capacity of the Manchester plant is over 250 MWh and construction started in 2020. Once commissioned, it could supply power to 200,000 homes for at least 5 hours. With a cost of around €95m, the project has received funding from Japan's Sumitomo Heavy Industries, which has invested €39m in Highview Power, with a further €11m from the UK Government.

Highview Power is developing projects in other parts of the UK, Continental Europe and the US, where it has announced a 50 MW/400 MWh project in Vermont with completion expected in 2022. The company has also been active in Spain where last year it signed an agreement with engineering firm TSK to develop different storage projects.

SOLUCIONES DE AISLAMIENTO PARA LA PROTECCIÓN DE BATERÍAS FRENTE AL EMBALAMIENTO TÉRMICO

LA NORMA UNE-EN 62619 "ACUMULADORES CON ELECTROLITOS ALCALINOS U OTROS ELECTROLITOS NO ÁCIDOS. REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA ACUMULADORES DE LITIO DE GRAN FORMATO Y BATERÍAS PARA USO EN APLICACIONES INDUSTRIALES", ESTABLECE EN UNO DE SUS APARTADOS LOS REQUISITOS QUE HA DE CUMPLIR UN SISTEMA DE BATERÍA PARA SOPORTAR UN EVENTO DE EMBALAMIENTO TÉRMICO DE UNA DE SUS CELDAS SIN QUE LLEGUE A PRODUCIRSE EL INCENDIO DEL SISTEMA DE BATERÍA. PROMAT, ESPECIALISTA EN EL DESARROLLO DE PRODUCTOS DE AISLAMIENTO Y DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS, TRABAJA PARA DESARROLLAR APLICACIONES BASADAS EN SUS PRODUCTOS INTUMESCENTES, PARA AYUDAR A LOS FABRICANTES DE SISTEMA DE BATERÍA A CUMPLIR CON ESTA NORMA.

Ya nadie pone en duda que el almacenamiento de energía es uno de los pilares sobre los que asentar las bases de un futuro energético limpio y sostenible. De entre todas las tecnologías de almacenamiento las baterías se erigen como la tecnología predominante, especialmente las de Li-ion. Pero las baterías no están exentas de peligros que conviene conocer, y mucho más aún, contra los que conviene prevenirse.

Diferentes estudios indican que las baterías más propensas a sufrir problemas de seguridad son las baterías de Li-ion, concretamente uno de los riesgos de estas baterías es lo que se conoce como embalamiento térmico, *thermal runaway* en su acepción inglesa, que consiste en un fallo interno a nivel de celda, que desencadena un proceso de degradación autoacelerado a causa del calor generado, con el resultado final de explosión y/o incendio.

Promat ya ha llevado a cabo diferentes proyectos con especialistas en distintas disciplinas como la tracción ferroviaria o el reciclaje de baterías; proyectos que ya han dado resultados en aplicaciones reales y que incluso se han adelantado a la normativa, y en los que Promat ha puesto a disposición de sus clientes todo su *know-how* para minimizar los efectos del embalamiento térmico.

El objetivo en la norma UNE-EN 62619 es evaluar la capacidad de un sistema de batería para soportar un evento de embalamiento térmico de una de sus celdas, de tal modo que dicho embalamiento térmico no resulte en el incendio del sistema de batería.

Para ello, la norma establece que debe realizarse un test con las siguientes condiciones. La batería se carga por completo y después



INSULATION SOLUTIONS TO PROTECT BATTERIES FROM THERMAL RUNAWAY

ONE SECTION OF THE UNE-EN 62619 STANDARD "SECONDARY CELLS AND BATTERIES CONTAINING ALKALINE OR OTHER NON-ACID ELECTROLYTES. SAFETY REQUIREMENTS FOR SECONDARY LITHIUM CELLS AND BATTERIES, FOR USE IN INDUSTRIAL APPLICATIONS", ESTABLISHES THE REQUIREMENTS WITH WHICH A BATTERY SYSTEM MUST COMPLY TO WITHSTAND A THERMAL RUNAWAY EVENT IN ONE OF ITS CELLS WITHOUT CAUSING A FIRE IN THE BATTERY SYSTEM. PROMAT, A SPECIALIST IN THE DEVELOPMENT OF INSULATION PRODUCTS AND FIRE PROTECTION EQUIPMENT, IS WORKING TO DEVELOP APPLICATIONS BASED ON ITS INTUMESCENT PRODUCTS, TO HELP BATTERY SYSTEM MANUFACTURERS COMPLY WITH THIS STANDARD.

No-one is in any doubt that energy storage is one of the pillars on which to lay the bases for a green and sustainable energy future. Out of all the storage technologies, batteries emerge as the predominant technology, in particular, li-ion batteries. However, batteries are not exempt from the dangers that we should understand and, even more so, against which it is useful take preventive measures.

Different studies indicate that the batteries most likely to experience safety problems are li-on batteries. Specifically, one of the risks of these batteries is what is known as thermal runaway, which comprises an internal failure at cell level, resulting in a self-accelerated degradation process due to the heat generated, with the net outcome of explosion and/or fire.

Promat has already undertaken several projects with specialists in different disciplines, such as rail traction and battery recycling. These projects have already borne fruit in real life applications that are even ahead of the standard, and in which Promat has made available all its expertise to its clients to minimise the effects of thermal runaway.

The aim of the UNE-EN 62619 standard is to evaluate the capacity of a battery system to withstand a thermal runaway event in one of its cells, so that the said thermal runaway does not result in a battery system fire.

For this, the standard establishes that a test must be performed under the following conditions: the battery is completely discharged after which it is necessary to wait until the cells stabilise at an ambient temperature of $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$. Next, one of the battery cells is heated up until it enters into thermal runaway. Once this phenomenon starts, heat is no longer applied and the battery is observed for one hour. For the battery system to pass the test, there must be no fire on the outside of the battery system, or any breakage caused to the battery housing. If the battery does not have an external cover, the manufacturer must specify the area with fire protection.

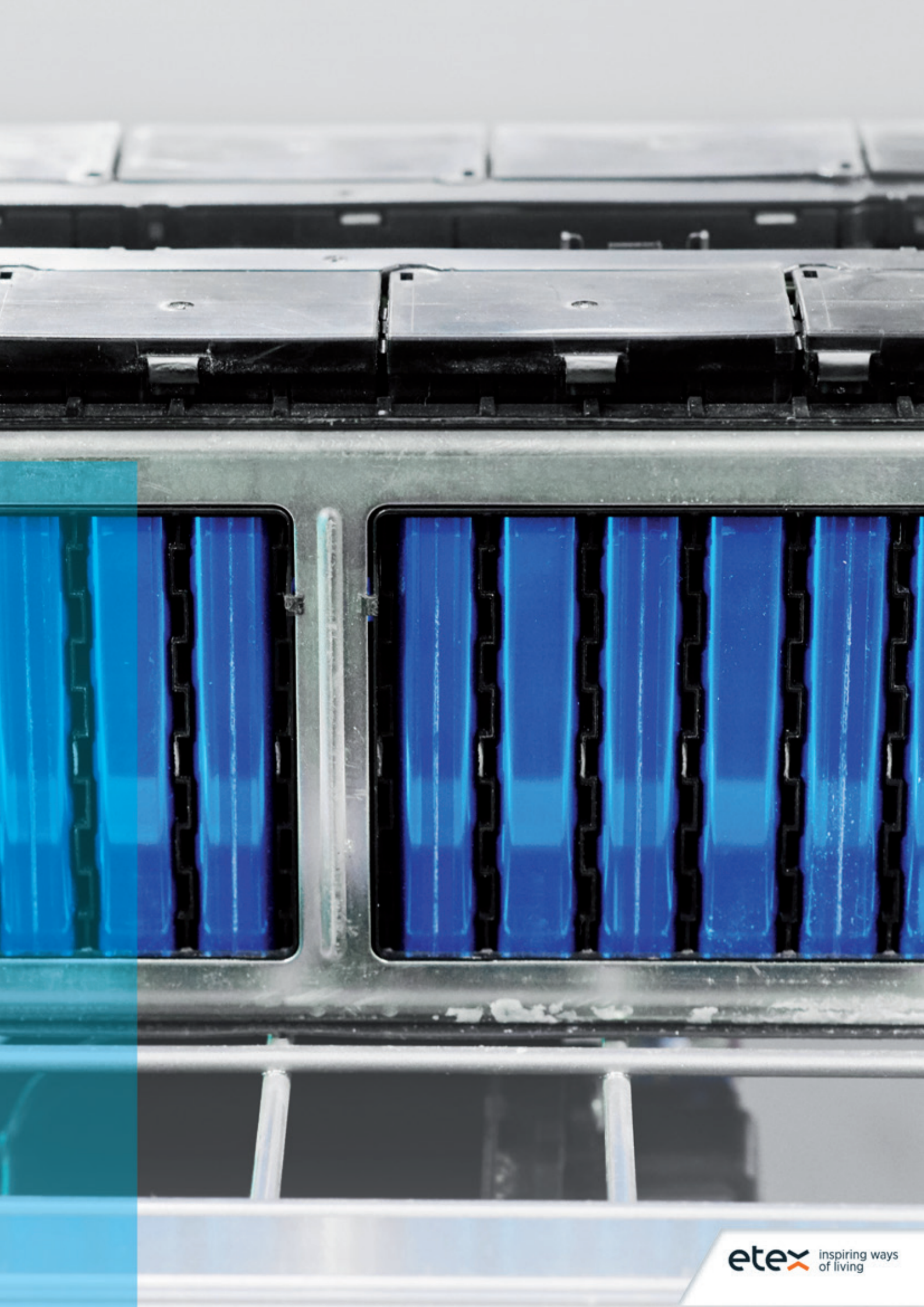
Promat is already working with different materials from its product range to offer the market a solution that complies with this standard. The line of work is based on different

Passive fire protection solutions to increase battery safety

Save lives, assets
and equipment

Contact us for your requirements.
We're looking forward to advising
you on your projects.

industry@promat.com
www.promat.com/industry



se espera a que las celdas estén estabilizadas a una temperatura ambiente de $25\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Entonces se calienta una de las celdas de la batería hasta que entre en embalamiento térmico, una vez que se inicia este fenómeno se deja de aplicar calor y se observa la batería durante 1 hora. Para que el sistema de batería pase la prueba es necesario que no se produzca fuego en el exterior del sistema de batería, ni ruptura de la carcasa de la batería. En el caso de que la batería no tenga cubierta exterior, el fabricante deberá especificar el área de protección contra incendios.

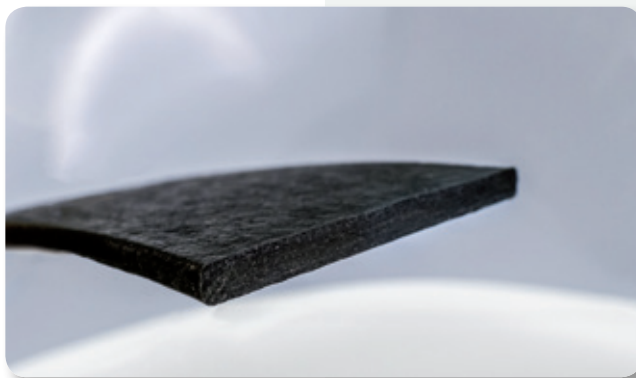
Promat ya trabaja con diferentes materiales de su gama de producto para ofrecer al mercado una solución para cumplir con esta norma. La línea de trabajo se basa en diferentes productos intumescentes, como es el caso de los productos de la gama Promaseal® y de las pinturas Promapaint®. La principal característica de los productos intumescentes, y que los hace aptos para esta aplicación, es que se deforman a cierta temperatura, dilatándose, y creando una espuma aislante que se adapta a cualquier forma, por complicada que sea.

Los productos SC3 y SC4 de la gama Promapaint®, son dos pinturas intumescentes de altas prestaciones, diseñadas para proporcionar resistencias al fuego de hasta 180 y 90 minutos respectivamente en estructuras metálicas y que Promat está evaluando de cara a su aplicación en la protección de sistemas de batería.

Por su parte, Promaseal®, es un producto basado en grafito, que se puede presentar en diferentes formatos, granulado, cintas, etc, que puede fabricarse también en planchas, y que expande a unos $190\text{ }^{\circ}\text{C}$, multiplicando por 20 su espesor. Este producto aporta otras ventajas como una alta resistencia a las condiciones ambientales como luz, calor, escarcha, radiación UV y humedad; y es libre de solventes orgánicos.

Los avances realizados en este campo con Promaseal® indican que es un producto que podría funcionar muy bien en la protección de sistemas de batería para que éstos cumplan con la norma en cuestión. De hecho, Promat valora que es apto tanto para fabricantes de baterías como para fabricantes de carcasas, pues en el caso de la presentación en cinta o en plancha el producto se deforma al aplicar temperatura ($40\text{--}50\text{ }^{\circ}\text{C}$) y se le puede dar la forma deseada. En el caso de la presentación en granulado, es decir, del producto Promaseal®-IG/IG4-B, se puede utilizar en máquinas comerciales de moldeo por inyección, con la condición de que en toda el área de procesamiento (unidad de inyección, boquilla, cierre, canal caliente, herramienta) se requiere protección contra el desgaste.

Promat dedica importantes recursos tanto para el conocimiento de los riesgos asociados a las baterías, para, y en colaboración con la industria, encontrar soluciones para apoyar el creciente mercado de las baterías. Estas soluciones dan seguridad a las baterías a lo largo de todo su ciclo de vida, generando resultados rentables y protegiendo los activos de las empresa



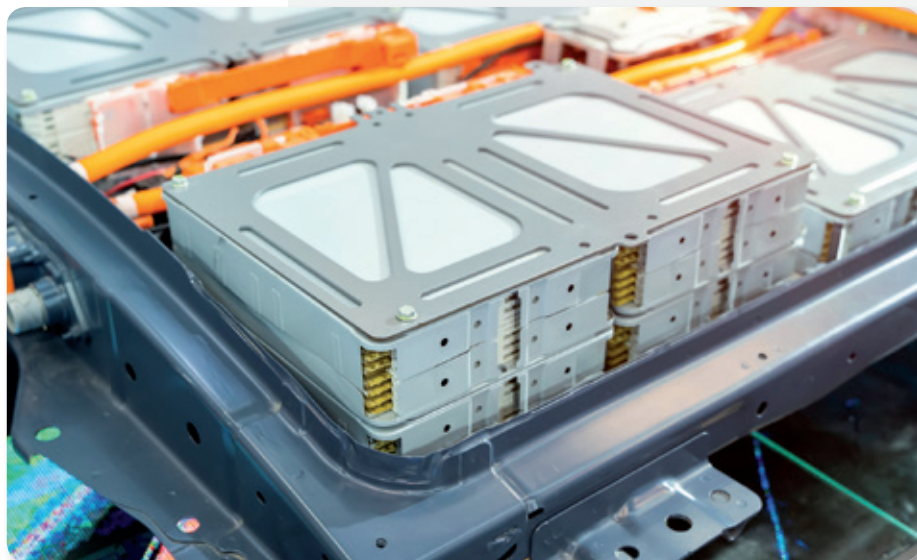
intumescent products, such as those from the Promaseal® range and the Promapaint® coatings. The main feature of intumescent products, and which makes them suitable for this application, is that they deform at a certain temperature, expanding and creating an insulating foam that adapts to any shape, no matter how complex.

The SC3 and SC4 products from the Promapaint® range are two high performance, intumescent products, designed to provide fire resistances of up to 180 and 90 minutes respectively in metal structures. These are being evaluated by Promat with a view to applying them to the protection of battery systems.

Meanwhile, Promaseal® is a graphite-based product that comes in different formats - granulate, tape, etc. - which can also be manufactured in slabs. It expands at around $190\text{ }^{\circ}\text{C}$, multiplying its thickness 20-fold. This product offers other advantages, for example, high resistance to ambient conditions such as light, heat, frost, UV radiation and humidity; as well as being free from organic solvents.

The progress made in this field with Promaseal® indicates that this is a product that could work very well to protect battery systems so that they can comply with the standard in question. In fact, Promat estimates that it could be suitable for both battery and housing manufacturers, as in the case of the tape or slab format, the product deforms when temperature is applied ($40\text{--}50\text{ }^{\circ}\text{C}$) and can be shaped to the desired form. In the case of the granular format, specifically the Promaseal®-IG/IG4-B product, this can be used in commercial injection moulding machines, on the basis that the entire processing area (injection unit, nozzle, closure, hot channel, tool) requires protection from wear and tear.

Promat dedicates significant resources to understanding the risks associated with batteries, so that, in partnership with industry, it can find solutions to support this growing market. These solutions will make batteries safer throughout their life cycle, making them more profitable and protecting company assets.



PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE 50 MWH PARA DAR RESPALDO AL MAYOR PARQUE EÓLICO TERRESTRE DE REINO UNIDO

INGETEAM SUMINISTRARÁ A IBERDROLA SU MAYOR SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS DE ION LITIO EN EL MUNDO, QUE ACTUARÁ COMO RESPALDO DEL MAYOR PARQUE EÓLICO TERRESTRE DE REINO UNIDO, WHITELEE, PROMOVIDO POR SCOTTISH POWER RENEWABLES, CERCA DE GLASGOW, Y TENDRÁ UNA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE 50 MWH, LO QUE EQUIVALE AL CONSUMO MEDIO DE 150.000 HOGARES/HORA.

Ingeteam suministrará el sistema de control, los convertidores de potencia y las baterías de ion litio. La funcionalidad principal de la instalación es dotar al parque eólico de una mayor capacidad de gestión de la energía entregada al sistema eléctrico en cada momento. Con un sistema de almacenamiento como el que se va a instalar en el parque eólico de Whitelee, Iberdrola podrá participar en el mercado de regulación de frecuencia de la red nacional de Reino Unido. Al mismo tiempo, tiene otras funcionalidades adicionales como asegurar la capacidad de suministro, realizando un balance óptimo entre generación y consumo, así como permitir el arranque del parque eólico con la red desenergizada y aislada de la red principal.

Está previsto que la planta entre en operación a finales de este año y que en el primer trimestre de 2021 concluyan las pruebas de cumplimiento de código red del operador de red del Reino Unido (el equivalente a REE). Los sistemas de control y los convertidores de potencia de este contrato están basados en tecnología propia del Grupo Ingeteam y se fabricarán en la planta recientemente inaugurada de Ortuella (Bizkaia).

El sistema suministrado por Ingeteam es similar a una fuente de alimentación de un ordenador portátil, si bien es un millón de veces más grande y permite además que la energía fluya en los dos sentidos entre la red eléctrica y la batería.

El sistema de control y los convertidores de potencia permiten la correcta carga y descarga de la batería. En momentos de baja demanda de energía de los hogares o de la industria, el parque eólico podrá seguir generando a máxima capacidad, y el excedente de energía limpia generada se almacenará en la batería. Cuando la demanda de energía supere a la capacidad de generación limpia con el viento, la planta podrá cubrir el exceso de demanda, porque sumará la energía extraída de las baterías y la generada en los aerogeneradores.

La energía se genera en corriente alterna y debe ser convertida y adecuada a corriente continua para permitir la correcta carga de la batería de ion litio, que es donde se almacena realmente la energía, en forma de energía química. Cuando se incrementa la demanda de energía eléctrica por los consumidores, el sistema de control envía una orden al convertidor de potencia para que extraiga el exceso de demanda de energía de la batería y la entregue a la red. Este proceso, que se ejecuta en fracciones de segundo, “enciende la pila”, realizando primero una extracción de energía de la batería en corriente continua, y posteriormente una conversión y adecuación a corriente alterna, para ser introducida en la red eléctrica de alta tensión y sumada a la que generan los aerogeneradores.

50 MWH BACK-UP BATTERY STORAGE SYSTEM FOR THE UK'S BIGGEST ONSHORE WIND FARM

INGETEAM WILL SUPPLY IBERDROLA ITS LARGEST LITHIUM-ION BATTERY STORAGE SYSTEM IN THE WORLD, WHICH WILL PROVIDE BACK-UP POWER TO THE UK'S BIGGEST ONSHORE WIND FARM AT WHITELEE NEAR GLASGOW. DEVELOPED BY SCOTTISH POWER RENEWABLES, THE SYSTEM WILL HAVE A STORAGE CAPACITY OF 50 MWH, EQUIVALENT TO THE AVERAGE HOURLY POWER CONSUMPTION OF 150,000 HOMES.

Ingeteam is to supply the control system, the power converters and the lithium-ion batteries. The main purpose of the facility is always to provide the wind farm with greater management over the energy it delivers to the grid. With the type of storage system to be installed at the Whitelee wind farm, Iberdrola will be able to take part in the frequency regulation market of the UK national grid. It will also offer other functionalities, such as guaranteeing the supply capacity, by performing an optimal balance between generation and consumption, in addition to enabling the wind farm to be commissioned with its grid powered down and isolated from the main grid.

The plant is expected to come online at the end of this year, with testing concluded in Q1 2021, to ensure compliance with the TSO grid code (UK's electric system operator). The control systems and power converters covered by this contract will be based on the Ingeteam Group's in-house technology and manufactured at its newly opened plant in Ortuella (Bizkaia).

The system supplied by Ingeteam is similar to a laptop battery, albeit a million times bigger. It allows energy to flow both ways between the grid and the battery.

The control system and power converters ensure that the battery charges and discharges properly. During troughs in demand for power from households and industry, the wind farm can continue producing electricity at peak capacity with the surplus clean energy generated stored in the battery. When energy demand exceeds clean generation capacity in existing wind conditions, the plant can make up the shortfall by feeding in energy from its batteries to supplement that produced by the turbines.

Electricity is generated as AC and must be converted to DC to correctly charge the lithium-ion battery, where the power is

actually stored in the form of chemical energy. When demand from consumers for electricity increases, the control system sends a command to the power converter to draw energy to meet excess demand from the battery and deliver it to the grid. This process, which takes just a fraction of a second to “connect the battery”, first draws energy from the DC battery, then converts it to AC for input into the high-voltage grid, where it is added to the energy generated by the wind turbines.



**¿QUÉ GRADO DE PERSONALIZACIÓN
Y FIABILIDAD DESEA QUE TENGA
SU SOLUCIÓN DE PROCESOS?**



Aerzen Ibérica S.A.U.

Calle Adaptación 15-17, 28906 Getafe (Madrid), Spain

T: +34916424450

F: +34916422903

iberica@aerzen.com

www.aerzen.com



AERZEN
EXPECT PERFORMANCE

EL VALOR DE LA DIGITALIZACIÓN

EL FUTURO ES DIGITAL EN CASI TODOS LOS SECTORES, TAMBIÉN EN EL CAMPO DE LA TECNOLOGÍA DE COMPRESORES Y SOPLANTES. LOS SERVICIOS BASADOS EN DATOS ABREN NUEVAS OPORTUNIDADES PARA QUE LOS OPERADORES DE PROCESOS Y PAQUETES DE AIRE COMPRIMIDO EN TODAS LAS INDUSTRIAS, DISEÑEN PROCESOS DE MANERA EFICIENTE PARA EL AHORRO DE RECURSOS Y ENERGÍA. AERZEN ESTÁ COMPROMETIDO CON LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL Y CON AERPROGRESS OFRECE A SUS CLIENTES SERVICIOS DIGITALES PERSONALIZADOS PARA LOS EQUIPOS DE LA SERIE DELTA.

Desde el punto de vista del operador, el cambio hacia paquetes de compresores y soplantes en red, es atractivo en varios aspectos. Por un lado, la evaluación y el registro exhaustivos de los datos de procesos relacionados con la energía, permiten un control eficiente de los conjuntos en combinación, lo que puede reducir notablemente los costes de energía y las emisiones de CO₂. Por otro lado, los operadores se benefician de una mayor seguridad del proceso, transparencia y fiabilidad. El registro de todos los datos operativos relevantes proporciona información sobre los procesos involucrados en el proceso de compresión. Esta información se puede usar para implementar conceptos de servicio y mantenimiento modernos y compatibles con datos. Ventaja: el servicio y el mantenimiento de los sistemas basados en la condición, reduce la cantidad de incidentes y minimiza los tiempos de inactividad.

Servicios digitales Aerzen: del fabricante de la máquina al integrador del sistema

La nueva unidad de la compañía Aerzen Digital Systems, subraya la transformación de Aerzener Maschinenfabrik de un reconocido fabricante de ensamblajes a un integrador de sistemas digitales. Como desarrollador líder de tecnología, Aerzen se centra en la consideración basada en datos del ciclo de vida completo de sus máquinas. En consecuencia, la oferta de servicios de la nueva unidad digital se centra en la optimización general de toda la cadena de procesos.

El enfoque de la nueva oferta de AERprogress es el cliente como operador de los paquetes de compresores y soplantes: los diversos componentes del paquete de servicio modular tienen como objetivo optimizar la estructura de costes en la gestión de costes del ciclo de vida de la máquina de una manera sostenible y específica para el cliente.

THE VALUE OF DIGITISATION

THE FUTURE IS DIGITAL IN ALMOST EVERY SECTOR, AS WELL AS IN THE FIELD OF COMPRESSOR AND BLOWER TECHNOLOGY. DATA-BASED SERVICES OPEN UP NEW OPPORTUNITIES FOR OPERATORS OF PROCESS AND COMPRESSED AIR PACKAGES ACROSS ALL INDUSTRIES, TO EFFICIENTLY DESIGN PROCESSES IN ORDER TO SAVE RESOURCES AND ENERGY. AERZEN IS COMMITTED TO THE DIGITAL TRANSFORMATION AND WITH AERPROGRESS CAN NOW OFFER ITS CLIENTS CUSTOMISED DIGITAL SERVICES FOR ITS DELTA SERIES EQUIPMENT.

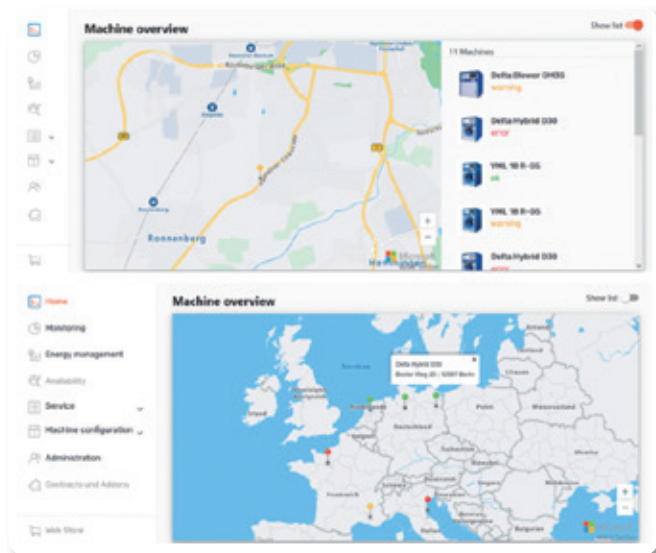
From the operator's standpoint, the change to networked compressor and blower packages is attractive in several respects. First, the extensive recording and evaluation energy-related process data enables the efficient control of a combination of assemblies, which can significantly reduce both energy costs and CO₂ emissions. Second, operators benefit from greater process security, transparency and reliability. By recording all the relevant operational data, information is provided on the processes involved in the compression process. This information can be used to implement modern and data-supported service and maintenance concepts. The advantage: condition-based service and maintenance of the systems reduces the number of incidents and minimises downtime.

Digital services from Aerzen: from machine manufacturer to system integrator

The new company division, Aerzen Digital Systems, highlights the transformation of Aerzener Maschinenfabrik from a renowned manufacturer of assemblies into a digital systems integrator. As a leading technology developer, Aerzen focuses on the data-based consideration of the entire life cycle of its machines. Consequently, the service offer of the new digital unit is focused on the overall optimisation of the entire process chain.

The focus of the new AERprogress offer is the customer as the operator of compressor and blower packages: the different components of the modular service package aim to optimise the costs structure when managing the life cycle costs of a machine in a sustainable and customer-specific manner.





Transparencia máxima en la gestión del parque de máquinas

Como paquete básico, Aerzen ofrece la gestión de parques de máquinas fácil de usar. Los usuarios pueden ver todas las plantas activas en un mapa mundial interactivo y pueden seleccionarlas específicamente. Esto le permite ver de un vistazo qué máquinas están en funcionamiento, cuándo se debe realizar el mantenimiento o dónde puede presentarse un fallo.

En el menú de monitorización, el usuario puede ver los parámetros de proceso relevantes en detalle: los diagramas y las pantallas de tendencias proporcionan información sobre el rendimiento, la disponibilidad y la utilización de las máquinas. Los datos de proceso sensibles y específicos del cliente siempre están protegidos durante la transmisión en vivo, la propiedad de los datos permanece con el cliente en todo momento. Para el operador, la gestión central de la planta reduce el tiempo y las citas *in situ* de alto coste.

Adiciones personalizadas para proyectos individuales

Con el fin de cumplir con los requisitos individuales y dependientes de la industria para el funcionamiento de los paquetes de soplantes y compresores, Aerzen ofrece varios complementos.

Los complementos en la sección Monitorización de la condición están destinados a optimizar la disponibilidad de la planta a través de conceptos de mantenimiento basados en el tiempo o el uso. Al registrar las horas de funcionamiento o las condiciones del sistema, es posible explotar completamente la vida útil de los componentes.

En la categoría Gestión de energía, Aerzen ofrece con el sistema de mejora un complemento para la reducción sostenible del consumo de energía y las emisiones de CO₂. Mediante la evaluación basada en datos de los parámetros relacionados con la energía, se identifican los puntos débiles y se hacen visibles los potenciales de optimización. Dependiendo de la configuración del sistema, esto permite reducir los costes de la energía en más del 20%.

El complemento de certificación de consumo completa la gama de servicios de AERprogress y permite a los clientes crear informes que cumplen con los estándares con solo un clic. Los informes cumplen con los requisitos de la norma de gestión de energía ISO 50001:2018 y facilitan la obligación de proporcionar pruebas a los accionistas y partes interesadas.

Maximum transparency for machine park management

The basic package offered by Aerzen provides user-friendly machine park management. Users can see every active plant on an interactive world map and can select each one individually. This gives an overview of which machines are operating, when maintenance is due and where a fault may be present.

On the monitoring menu, the user can view the relevant process parameters in detail: diagrams and trend diagrams provide information on machine performance, availability and utilisation. The client's specific and sensitive process data is always protected during live transmission and data ownership always remains with the customer. For the operator, the centralised plant management saves time and reduce costly *in situ* appointments.

Customised add-ons for individual projects

To comply with individual and industry-specific requirements for the operation of compressor and blower packages, Aerzen offers a range of add-ons.

The add-ons for the Condition Monitoring section are designed to optimise plant availability by means of time- or usage-based maintenance concepts. By recording the operating hours or system conditions, it is possible to make the very most of the components' service life.

Under the Energy Management category, the Improvement System from Aerzen offers an add-on to sustainably reduce energy consumption and CO₂ emissions. By means of a data-based evaluation of the energy-related parameters, weak points are identified and optimisation potentials are revealed. Depending on the system configuration, this is able to reduce energy costs by more than 20%.

The Consumption Certification add-on completes the range of services from AERprogress and allows customers to create regulation-compliant reports with just one click. The reports meet the requirements of the energy management standard ISO 50001:2018 and facilitate the obligation to provide proof to shareholders and stakeholders.



LA DIGITALIZACIÓN MARCARÁ LA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

EL INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LA ENERGÍA (ITE) HA PRESENTADO GAMMA, UN PROYECTO PIONERO EN ESPAÑA, QUE CONSISTE EN UN DEMOSTRADOR DE GESTIÓN DIGITALIZADA DE LA ENERGÍA. ESTA PLATAFORMA DIGITAL PERMITE A LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS, EMPRESAS Y USUARIOS UN MAYOR APROVECHAMIENTO DE SUS PROPIOS RECURSOS ENERGÉTICOS (AUTOCONSUMO, MOVILIDAD ELÉCTRICA, ALMACENAMIENTO), ASÍ COMO ANALIZAR EN TIEMPO REAL LA EFICIENCIA DEL SISTEMA ENERGÉTICO.

Desde 2014, las inversiones orientadas a la digitalización del sector energético -básicamente el desarrollo de software específico y el diseño de infraestructuras eléctricas digitales- han crecido un 20% en todo el mundo. Este dato, recogido en el Informe de Digitalización del Sector Energético Español presentado el pasado mes de junio, pone en evidencia el importante camino que queda por recorrer en este ámbito, revelando un importante panorama de retos y oportunidades en los que la transformación tecnológica de las redes será determinante para la descarbonización de la economía.

Lo digital ocupa ya un papel incuestionable y omnipresente en nuestras vidas y se configura como una herramienta clave dentro de los planes de reactivación que, desde los más diversos ámbitos, se están poniendo en marcha para atajar las consecuencias negativas de la crisis del coronavirus en la economía.

En el sector energético las tecnologías digitales son absolutamente fundamentales para esa ansiada transición hacia el modelo energético que demandan las líneas recogidas por la agenda 2030, marcadas por un aumento en el uso de las renovables y la reducción de la huella de carbono. La tecnología se ha convertido ya en la mejor aliada de la eficiencia motivo por el cual, en el campo de la energía, no se puede concebir ese cambio si no es a través de procesos digitales.

Recientemente, Raúl Suárez presidente de FuturRed, manifestó durante la presentación del estudio "Visión FuturRed hacia 2050" que las redes eléctricas se configuran como la columna vertebral del nuevo ecosistema eléctrico, "invertir en ellas", señaló, "debe ser uno de pilares de la recuperación económica en la era post COVID19". A su juicio, uno de los grandes retos a los que se enfrenta el sector de las energías es el de la tecnificación de las redes y la digitalización de su explotación como "condición imprescindible para una transición energética real".

El know how del ITE: un demostrador de gestión digitalizada de energía

Conscientes de esta realidad, el Instituto Tecnológico de la Energía (ITE) tiene en pleno funcionamiento un proyecto absolutamente pionero en España consistente en un demostrador de gestión digitalizada de energía, bautizado como GAMMA. Esta plataforma de digitalización energética desarrollada junto a las empresas del sector y con el

DIGITISATION TO SHAPE THE TRANSFORMATION OF THE ENERGY SECTOR

THE ENERGY TECHNOLOGICAL INSTITUTE (ITE) HAS PRESENTED GAMMA, A PIONEERING PROJECT IN SPAIN, WHICH CONSISTS OF A DIGITALISED ENERGY MANAGEMENT PILOT. THIS DIGITAL PLATFORM ALLOWS ENERGY COMMUNITIES, COMPANIES AND USERS TO MAKE THE BEST USE OF THEIR OWN ENERGY RESOURCES (SELF-CONSUMPTION, E-MOBILITY, STORAGE), AS WELL AS PROVIDING REAL TIME ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THEIR ENERGY SYSTEM.

Since 2014, investments geared towards the digitisation of the energy sector - essentially the development of specific software and the design of digital electrical infrastructures - have grown by 20% around the world. This figure, as contained in Digitisation Report of the Spanish Energy Sector, published last June, highlights the considerable distance still to go in this field, as well as revealing a significant panorama of challenges and opportunities in which the technological transformation of the networks will be determining factor for decarbonising the economy.

Digitisation already plays an unquestionable and ubiquitous role in our lives and is set to be a key tool within the reactivation plans that are being put into place in every conceivable field of activity to mitigate the negative consequences of the coronavirus crisis on the economy.

In the energy sector, digital technologies are absolutely essential for this long-awaited transition towards the energy model, as required by the content of the 2030 agenda, that envisages an increase in the use of renewables and the reduction in the carbon footprint. Technology has already become the best partner for efficiency and the reason why, in the field of energy, this change cannot take place without digital processes.

As Raúl Suárez, chair of FuturRed, recently declared while presenting the study "the FuturRed 2050 outlook", electrical grids represent the backbone of the new electric ecosystem and that "investing in them must be one of the pillars of the economic recovery in the post-COVID-19 age". In his opinion, one of the major challenges facing the energy sector is that of





the technological transformation of the networks and the digitisation of their operation as a "precondition for a real energy transition".

The expertise of the ITE: a digitised energy management demo

Aware of this reality, the Valencia-based ITE has a pioneering project now fully operational in Spain, which consists of a digitised energy management demo, known as GAMMA. This energy digitisation platform, developed in conjunction with sector companies

apoyo del IVACE tiene como objetivo permitir a las comunidades energéticas, empresas y usuarios un mayor aprovechamiento de sus propios recursos energéticos (autoconsumo, movilidad eléctrica, almacenamiento), así como analizar en tiempo real la eficiencia del sistema energético.

En líneas generales, la digitalización de los sistemas energéticos tiene, además de un importante componente social en la medida que hace al ciudadano participe de nuevos paradigmas en los que prima su empoderamiento, la capacidad de contribuir a los Objetivos de Desarrollo Sostenible desde varios frentes como son: la mejora de la eficiencia energética, la integración de energías renovables y generación distribuida, el fomento de la economía circular, la mejora de la transparencia, trazabilidad y seguridad y el desarrollo de transporte sostenible.

Este proyecto del ITE trabaja en todas esas áreas y funciona como un entorno demostrativo y de validación en el que poder comprobar todas las herramientas innovadoras en el marco de una comunidad energética. A través de este proyecto demostrativo de digitalización energética se aprovechan al máximo los recursos energéticos propios, se reduce el coste de la energía que se consume de la red general, los costes por ineficiencias energéticas (reduciendo el tiempo de detección y de actuación), teniendo un mejor control de coste energético que se repercute cada una de las unidades de venta así como de su huella de carbono. Por este motivo, se convierte en el entorno tecnológico perfecto para que las empresas desarrollen sus propias soluciones y colaboren de este modo al impulso de un futuro sostenible.

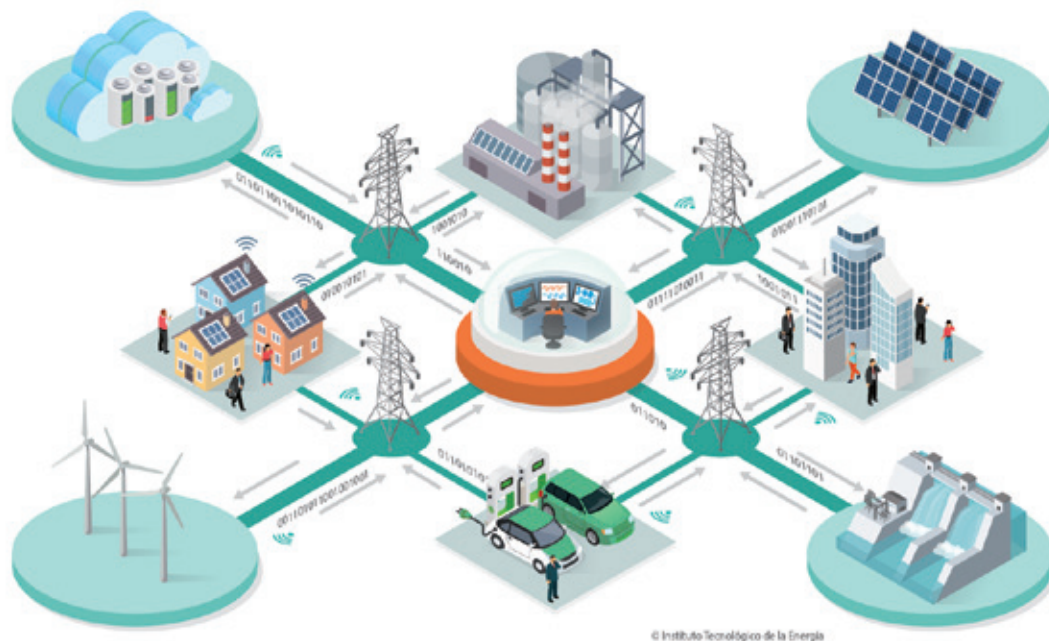
Las empresas, a través de GAMMA podrán integrar todas las herramientas y tecnologías de la industria 4.0 centralizadas en una única instalación, combinando la gestión energética inteligente con tecnologías facilitadoras (data analytics, tecnologías IoT, *Big Data*). Además, GAMMA incorpora un gemelo digital energético capaz de replicar virtualmente los elementos más significativos que forman parte de la instalación, permitiendo predecir el efecto que pudiera derivarse de cambios en la política energética de la empresa o en la estructura de aprovisionamiento energético.

and benefitting from the support of the IVACE (the Valencian Institute for Business Competitiveness), aims to allow energy communities, companies and users make the best use of their own energy resources (self-consumption, e-mobility, storage), as well as providing real time analysis of the efficiency of their energy system.

In general terms, in addition to a significant social component as citizens take part in new paradigms that place value on their empowerment, the digitisation of the energy systems has the ability to contribute to the Sustainable Development Goals from different standpoints, including: improved energy efficiency; the integration of renewable energies and distributed generation; fostering the circular economy; improved transparency, traceability and security; and the development of sustainable transport.

This ITE project works on all these areas and serves as a demo and validation environment in which to verify every innovative tool within the framework of an energy community. The energy digitisation demo project maximises own energy resources, reducing the cost of the energy that is consumed by the grid, the costs arising from energy inefficiencies (by reducing detection and action times), and offers an enhanced control over the energy cost which impacts on each sales unit as well as their carbon footprint. It thus becomes the perfect technological environment in which companies can develop their own solutions and thereby collaborate to driving a sustainable future.

In GAMMA, companies can centralise every tool and technology of industry 4.0 into one single installation that combines smart energy management with facilitating technologies (data analytics, IoT technologies, *Big Data*). Moreover, GAMMA incorporates an energy digital twin capable of virtually replicating the most important elements comprising the installation, thus predicting the effect that may arise from changes to the company's energy policy or the energy supply structure.



© Instituto Tecnológico de la Energía

A los consumidores les permitirá conocer información sobre la huella de carbono del producto que compran, generará nuevos puestos de trabajo dedicados a la rama del desarrollo sostenible e impulsará el uso del almacenamiento energético ofreciendo una solución para la segunda vida de las baterías.

¿Cómo funciona GAMMA?

GAMMA es una plataforma de gestión energética con niveles físico y digital, que consta de dos capas:

- Capa de monitorización y gestión en tiempo real de las variables energéticas, para mejorar la planificación de los recursos energéticos y eliminar ineficiencias. Dispone de las siguientes herramientas:
 - Equipos de captación de datos.
 - Plataforma *Big Data*.
 - Herramienta IIoT para la gestión energética a través de KPIs y en tiempo real.
- Capa de gemelo digital de las infraestructuras. Cómo se usa la energía, cómo mejorar su uso y predecir el efecto de cambios en la política energética. Cuenta con las siguientes herramientas:
 - *Hardware-in-the-loop*.
 - MATLAB Simulink.

Identificados los cinco retos de la digitalización energética

Aunque las compañías energéticas llevan años trabajando para desarrollar sus proyectos de digitalización con éxito, para que la digitalización sea exitosa, los expertos han identificado los siguientes puntos clave en los que hay que seguir trabajando:

- Establecer métricas para conocer los avances e impacto real de la digitalización.
- Identificar y evaluar los diversos retos que conlleva la digitalización (sobre todo aquellos que hacen referencia a la seguridad y privacidad de los sistemas).
- Responder a las expectativas de ofrecer a los clientes una información sencilla y transparente de sus consumos.
- Situar a la cultura digital en el centro de los recursos humanos.
- Desarrollar un marco político y regulatorio estable que permita a las empresas energéticas llevar a cabo las inversiones en capacidades digitales necesarias para el cambio de modelo energético.

Consumers will have access to information on the carbon footprint of the product they are purchasing. GAMMA will also create new jobs dedicated to the area of sustainable development and will foster the use of energy storage by offering a solution for second life batteries.

How does GAMMA work?

GAMMA is an energy management platform with physical and digital levels, comprising two layers:

- A layer that monitors and manages the energy variables in real time, to improve energy resource planning and eliminate inefficiencies. It incorporates the following tools:
 - Data collection equipment.
 - Big Data platform.
 - IIoT tool for real time energy management via KPIs.
- A digital twin layer for infrastructures: how energy is used, how to improve its use and predict the effect of changes in energy policy. This layer offers the following tools:
 - Hardware-in-the-loop.
 - MATLAB Simulink.

Five challenges identified to digitise energy

Although energy companies have spent years working to successfully develop their digitisation projects, in order for it to be a success, experts have identified the following key points on which work must continue:

- Establishing metrics to understand the advances in and real impact of digitisation.
- Identifying and evaluating the different challenges involved in digitisation (above all those that refer to system security and privacy).
- Responding to the expectations of offering clients straightforward and transparent information regarding their consumption.
- Positioning the digital culture at the centre of human resources.
- Developing a stable regulatory and political framework that allows energy companies to invest in the digital capabilities necessary for the change in energy model.

PARA SER 100% RENOVABLE, LA TECNOLOGÍA ES SOLO EL PUNTO DE PARTIDA

EN 2008, CUANDO PARTE DEL BARRIO DE ÅLIDHEM EN UMEÅ FUE DESTRUÍDA REPENTINAMENTE POR UNO DE LOS MAYORES INCENDIOS DE SU HISTORIA, MUCHOS RESIDENTES SENTIERON QUE SUS PESADILLAS SE HABÍAN HECHO REALIDAD. LO QUE PARECÍA UN PASO ATRÁS, SIN EMBARGO, SE CONVIRTIÓ EN DOS PASOS HACIA ADELANTE, YA QUE ESTA CIUDAD DEL NORTE DE SUECIA ENCONTRÓ UNA MANERA DE CONVERTIR EL DESASTRE EN UNA OPORTUNIDAD.

Los violentos incendios impulsaron iniciativas de reconstrucción con el objetivo de reducir en más del 50% el consumo energético en la zona. Se instalaron módulos fotovoltaicos en los tejados para aprovechar la energía solar, y se instaló una gran planta solar para dotar a Ålidhem con una capacidad de generación de 405 kWp. Los edificios en el vecindario fueron dotados de un mejor aislamiento para limitar su consumo de energía a un máximo de 65 kWh/m²/año, mientras que la calefacción urbana se volvió casi completamente renovable.

Pero el objetivo no era solo equipar casas y balcones con módulos fotovoltaicos o mejorar la eficiencia energética en las 137 casas nuevas y 405 apartamentos renovados en Ålidhem. Un elemento central del proyecto Ålidhem Sostenible, dirigido por el municipio de Umeå, Umeå Energi y Bostaden de 2010 a 2014, fue la participación de los residentes, muchos de ellos estudiantes, inmigrantes y miembros de grupos con escasa representación. Las negociaciones con la asociación de inquilinos aseguraron que los alquileres se mantuvieran asequibles, con un aumento de precios limitado al 5-10%. Al mismo tiempo, la participación pública, una campaña de comunicación y actividades interactivas contribuyeron a mantener a la mayoría de los residentes originales de la región, lo que fue visto como un gran éxito.

La historia de transformación de Umeå es uno de los casos de éxito inspiradores presentados en el nuevo conjunto de herramientas “¿Cómo puede su ciudad convertirse en 100% renovable?”, publicado en junio por la Red Europea de Capitales Verdes. Una de las principales conclusiones de este conjunto de herramientas es que las ciudades deben tener en cuenta los aspectos sociales y tecnológicos para lograr la aceptación de la transición energética y fomentar estilos de vida más sostenibles, aprovechando las ideas y el potencial de los residentes y comunicándose eficazmente con la población.

Formada por los ganadores y finalistas del prestigioso Premio Europeo Capital Verde y presidida por la Comisión Europea, la Red Europea de Capitales Verdes ha estado compartiendo las mejores prácticas, discutiendo desafíos y creando soluciones para un desarrollo urbano sostenible e impactante en Europa desde 2014.

Su nuevo kit de herramientas “100% renovable” contiene pautas, consejos e historias inspiradoras de expertos en energía renovable y planificadores urbanísticos de las principales ciudades de Europa, con el objetivo de alentar a otras ciudades a dar los próximos pasos hacia una Europa neutra en carbono.

“Las ciudades y las áreas urbanas son los puntos críticos más consumidores de energía de Europa, donde vive la mayor parte de

FOR GOING 100% RENEWABLE, TECHNOLOGY IS JUST THE STARTING POINT

WHEN PARTS OF UMEÅ'S ÅLIDHEM NEIGHBOURHOOD WERE SUDDENLY DESTROYED IN 2008 BY ONE OF THE BIGGEST FIRES IN ITS HISTORY, MANY RESIDENTS FELT AS IF A NIGHTMARE HAD COME TRUE. WHAT APPEARED TO BE A STEP BACK, HOWEVER, BECAME TWO STEPS FORWARD, AS THE CITY IN NORTHERN SWEDEN FOUND A WAY TO TURN DISASTER INTO OPPORTUNITY.

The violent fires prompted rebuilding efforts with the goal of reducing energy consumption in the area by more than 50%. PV modules were installed on the rooftops to harness solar energy and a large solar plant was installed to provide Ålidhem with a generation capacity of 405 kWp. Buildings in the neighbourhood received better insulation to limit energy consumption to a maximum of 65 kWh/m²/year, while district heating became almost entirely renewable.

But the goal was not only to equip houses and balconies with PV modules or improve energy efficiency in the 137 new homes and 405 refurbished apartments in Ålidhem. A central element of the Sustainable Ålidhem project, run by the Umeå municipality, Umeå Energi and Bostaden from 2010 to 2014, was the participation of residents, many of whom were students, migrants and members of under-represented groups. Discussions with the tenants' association ensured that rents stayed affordable, with the price increase limited to 5-10%. At the same time, public engagement, a communications campaign and interactive activities helped keep most of the original residents in the region, which was seen as a huge success.

Umeå's transformation story is one of the inspiring case studies featured in the new toolkit “How can your city become 100% renewable?”, launched in June by the European Green Capital Network. One of the main conclusions of the toolkit is that both social and technological aspects must be considered by cities in order to gain acceptance to the energy transition and encourage more sustainable lifestyles, harnessing the ideas and potential of residents and communicating effectively with the population.

Formed by the winners and finalists of the prestigious European Green Capital Award and chaired by the European



Los nuevos edificios de Ålidhem tienen un bajo consumo de energía a la vez que precios de alquiler razonables. | The new buildings in Ålidhem, combining low energy consumption and affordable rental prices. Imagen | Image: ICLEI

la población. Pero también tienen la mayor capacidad de innovación y cambio y, por lo tanto, necesitan liderar el camino”, afirmó el Director General de Medio Ambiente de la Comisión Europea, Daniel Calleja, en su intervención en la presentación del conjunto de herramientas. “En tiempos de crisis, las energías renovables no deben verse como una carga, sino como un elemento importante de una recuperación económica exitosa y sostenible”, agregó.

Además de contar la historia de los vecindarios sostenibles de Umeå, el conjunto de herramientas explora la estrategia solar de Lisboa (Portugal), la modernización de los edificios públicos de Ljubljana (Eslovenia) y la cooperación regional para la energía renovable en Nüremberg (Alemania). Destaca los éxitos, pero lo que es más importante, muestra cómo las ciudades han logrado sus objetivos y los obstáculos a los que se enfrentaron, como la oposición al desarrollo de parques eólicos o la resistencia a cambiar los patrones de consumo.

En Nüremberg, donde los residentes de áreas rurales y urbanas lideraron un movimiento de oposición a los aerogeneradores y una regulación estatal impuso obstáculos a su construcción, diferentes iniciativas están tratando de cambiar el rumbo. La estrategia es cambiar la “regla 10 h” de Bavaria, que establece que la distancia mínima a las casas debe ser diez veces mayor que la altura del aerogenerador, y establecer procedimientos viables para la implementación de nuevos aerogeneradores.

Aunque existe la oposición de algunos ciudadanos, el sector privado no está solo en el impulso al desarrollo de instalaciones renovables en Nüremberg. Los llamados “Parques Eólicos Ciudadanos” y “Parques Solares Ciudadanos”, a través de los cuales los habitantes de la zona invierten en proyectos de generación energética, están ayudando a aumentar su aceptación. De las 50.000 unidades solares de la región, más de la mitad proviene de inversiones de particulares.

Un mensaje claro de la Red Europea de Capitales Verdes en el conjunto de herramientas “100% renovable” es que las transiciones energéticas pueden tener cualquier forma y tamaño, pero hay una cosa común: que el proceso es inclusivo y no deja a nadie atrás. Esto

Estudiantes en la ciudad de Umeå | Students in the city of Umeå.
Imagen | Image: Fredrik Larsson



Commission, the European Green Capital Network has been sharing best practices, discussing challenges and creating solutions for impactful sustainable urban development in Europe since 2014.

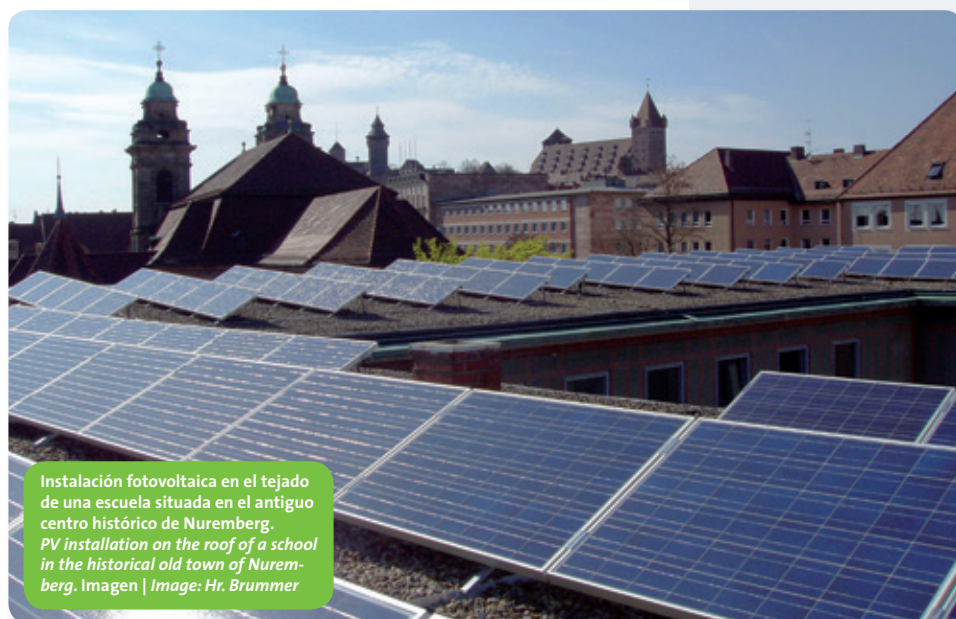
Its new “100% renewable” toolkit contains guidelines, tips and inspiring stories from renewable energy experts and urban planners from Europe’s leading cities, with the aim of encouraging other cities to take the next steps towards a carbon-neutral Europe.

“Cities and urban areas are Europe’s most energy-consuming hotspots, where the bulk of the population lives. But they also have the greatest capacity for innovation and change, and therefore need to lead the way”, affirms the Director-General for Environment of the European Commission, Daniel Calleja, in his opening statement to the toolkit, adding “In times of crisis, renewable energy should not be seen as a burden, but an important element of a successful and sustainable economic recovery”.

Apart from telling the story of Umeå’s sustainable neighbourhoods, the toolkit explores the solar energy strategy in Lisbon (Portugal), the retrofitted energy-efficient public buildings of Ljubljana (Slovenia) and regional cooperation

for renewable energy in Nuremberg (Germany). It highlights successes, but more importantly, it shows how the cities have achieved their goals and overcome the obstacles they faced, such as opposition to wind park developments or resistance to changing consumption patterns.

In Nuremberg, where residents from rural and urban areas led a movement opposing wind turbines, along with state regulation imposing obstacles to their construction, different initiatives are trying to turn the tide. The strategy is to change Bavaria’s “10-h-rule”, which states that the minimum distance to houses must be ten



Instalación fotovoltaica en el tejado de una escuela situada en el antiguo centro histórico de Nuremberg.
PV installation on the roof of a school in the historical old town of Nuremberg. Imagen | Image: Hr. Brummer

Una de las plantas fotovoltaicas más grandes de Lisboa está situada en los tejados de la facultad de Ciencias. | One of the largest solar PV plants in Lisbon is located on the rooftops of the Faculty of Science. Imagen | Image: Flickr, Pedro Ré



también significa que las ciudades deben considerar los impactos de la gentrificación al planificar desarrollos urbanísticos, o cuestiones de género cuando trabajan en la movilidad. En Umeå, por ejemplo, las mujeres tienen entre un 15 y un 20% más de probabilidades que los hombres de elegir un transporte sostenible para el mismo viaje.

Durante 2018-2020, la Red Europea de Capitales Verdes ha realizado talleres de expertos sobre diferentes visiones de desarrollo urbano temático para compartir e inspirar a otras ciudades. El conjunto de herramientas “100% renovable” es el segundo de una serie de cinco conjuntos de herramientas sobre diferentes temas, que resumen las conclusiones de los talleres de expertos y abordan los desafíos que enfrentan las ciudades para ser más sostenibles. Anteriormente, la Red lanzó el kit de herramientas a prueba de futuro. Los próximos kits de herramientas se basarán en los siguientes temas: el año de la Capital Verde Europea, las ciudades Zero Waste y Human Scale.

Siguiente en la línea, el conjunto de herramientas “¿Cómo puede su ciudad convertirse en la próxima Capital Verde Europea?” Presentará una guía concreta y consejos de los ganadores y finalistas anteriores del Premio Capital Verde Europea sobre cómo presentar una solicitud de alta calidad y hacer la mayor parte del proceso para generar beneficios sostenibles a largo plazo. Junto con un premio monetario, que asciende a 600.000 € para la ciudad ganadora en 2023, y una mayor cobertura de los medios internacionales, ganar el premio también brinda a las ciudades una gama de beneficios de larga data. Los ganadores anteriores informaron un aumento en el orgullo local, en la inversión extranjera y un mayor enfoque en proyectos ambientales. Los ganadores y finalistas también obtienen acceso exclusivo a la Red Europea de Capitales Verdes.

Los miembros de la red incluyen: Estocolmo, Hamburgo, Vitoria-Gasteiz, Nantes, Copenhagen, Bristol, Ljubljana, Essen, Nijmegen, Oslo, Lisboa, Lahti, Amsterdam, Friburgo, Münster, Barcelona, Malmö, Nuremberg, Reykjavik, Frankfurt, Bruselas, Glasgow, Umeå, 's-Hertogenbosch, Gante, Tallin, Lille, Estrasburgo, Dijon, Grenoble y Turín.

Priscila Jordão & Lucy Russell
ICLEI

times greater than the height of a wind turbine, to establish feasible procedures for the implementation of new turbines.

Although opposition from some citizens exists, the private sector is not alone in driving the development of renewable energy installations in Nuremberg. So-called ‘Citizen Wind Parks’ and ‘Citizen Solar Parks’, through which locals invest in power generation projects, are helping to increase their acceptance. Of

the 50,000 solar energy units in the region, more than half comes from investments by individuals.

A clear message from the European Green Capital Network in the 100% renewable toolkit is that, although energy transitions come in all shapes and sizes, there is one thing they have in common: the process must be inclusive and leave no-one behind. This also means that cities need to consider the impacts of gentrification when planning housing developments, or the role of gender when working on mobility. In Umeå, for instance, women are 15-20% more likely than men to choose sustainable transport for the same journey.

During 2018-2020, the European Green Capital Network has been holding expert workshops on different urban thematic development visions to share with and inspire other cities. The 100% renewable toolkit is the second in a series of five toolkits on different themes, which summarise conclusions from the expert workshops and address the challenges that cities face in becoming more sustainable. Previously, the Network launched the future-proof toolkit. Upcoming toolkits will be based on the topics: the European Green Capital year, Zero Waste and Human Scale cities.

The next toolkit, “How can your city become the next European Green Capital”, will feature specific guidance and insider tips from previous winners and finalists of the European Green Capital Award on how to submit a high-quality application and make the most of the process to generate long-term sustainability benefits. Along with a financial prize, amounting to €600,000 for the 2023 winning city, and increased international media coverage, the award also brings cities a range of long-standing benefits. Previous winners have reported a boost in local pride, in foreign investment and a greater focus on environmental projects. Winners and finalists also gain exclusive access to the European Green Capital Network.

Network members include: Stockholm, Hamburg, Vitoria-Gasteiz, Nantes, Copenhagen, Bristol, Ljubljana, Essen, Nijmegen, Oslo, Lisbon, Lahti, Amsterdam, Freiburg, Münster, Barcelona, Malmö, Nuremberg, Reykjavik, Frankfurt, Brussels, Glasgow, Umeå, 's-Hertogenbosch, Ghent, Tallinn, Lille, Strasbourg, Dijon, Grenoble and Turin.

INCENTIVOS FISCALES Y ECONÓMICOS DE LOS AYUNTAMIENTOS ESPAÑOLES PARA FAVORECER EL AUTOCONSUMO

UN 41% DE LOS MUNICIPIOS ESPAÑOLES DE MÁS DE 10.000 HABITANTES OFRECE BONIFICACIONES DEL IBI A LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO, ESTO ES, 312 MUNICIPIOS QUE REPRESENTAN UN 60% DE LA POBLACIÓN RESIDENTE EN LOS 753 MUNICIPIOS ESTUDIADOS (22.437.952 HABITANTES). ASÍ SE DESPRENDE DE UN ESTUDIO REALIZADO POR LA FUNDACIÓN RENOVABLES Y LA COMPAÑÍA NORUEGA OTOVO, QUE HAN LLEVADO A CABO UNA AMPLIACIÓN Y MEJORA DE LOS INFORMES REALIZADOS EN 2018 Y 2019, QUE EVALUABAN Y ANALIZABAN LA SITUACIÓN DE LOS DIFERENTES INCENTIVOS FISCALES Y ECONÓMICOS QUE LOS AYUNTAMIENTOS ESPAÑOLES CONTIENEN EN SUS NORMATIVAS MUNICIPALES, CON EL FIN DE FAVORECER Y APOYAR LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.

Asimismo, se han analizado el IBI y el ICIO conjuntamente, obteniendo que solamente 231 municipios, el 28% de los analizados, lo que representa un 47% de la población estudiada (17.767.360); ofrecen ambas bonificaciones. Además, 87 ayuntamientos ofrecen bonificación únicamente con el IBI, el 12% del total; 170 solamente sobre el ICIO, el 23%; y 263 municipios no ofrecen ningún tipo de bonificación, el 35%.

De esta forma, el informe señala que algunos de los ayuntamientos que ofrecen esta bonificación presentan unas condiciones administrativas o técnicas tan restrictivas y poco coherentes para la obtención de la bonificación, sobre todo en el caso del IBI; que en algunos casos hacen que sea casi imposible tener acceso a ellas.

De manera complementaria, el análisis económico realizado muestra el impacto positivo y la gran relevancia que tiene la bonificación del IBI en la disminución del periodo simple de retorno de la instalación. En la hipótesis planteada con tres ubicaciones y escenarios distintos (Lugo, Madrid y Almería), se ha analizado el periodo simple de retorno obtenido sin bonificaciones y con una bonificación del 25% y del 50% del IBI durante los primeros 5 años. Esta última es la más común entre ayuntamientos, la más adecuada y la que genera un mayor impacto, puesto que el periodo simple de retorno de la inversión de la instalación puede reducirse hasta 5 años y 8 meses en el caso de una

FINANCIAL AND TAX INCENTIVES FROM SPANISH CITY HALLS TO PROMOTE SELF-CONSUMPTION

41% OF SPANISH MUNICIPALITIES WITH OVER 10,000 INHABITANTS ARE OFFERING REBATES ON THE PROPERTY TAX FOR SELF-CONSUMPTION INSTALLATIONS. IN OTHER WORDS, 312 MUNICIPALITIES, WHICH REPRESENT 60% OF THE POPULATION LIVING IN THE 753 MUNICIPALITIES STUDIED (22,437,952 INHABITANTS). THIS IS THE FINDING OF A STUDY UNDERTAKEN BY SPAIN'S RENEWABLES FOUNDATION AND NORWAY'S OTOVO, EXPANDING ON AND IMPROVING THE REPORTS CARRIED OUT IN 2018 AND 2019, WHICH ASSESSED AND ANALYSED THE SITUATION OF THE DIFFERENT FINANCIAL AND TAX INCENTIVES CONTAINED IN THE MUNICIPAL REGULATIONS OF SPAIN'S CITY HALLS, WITH THE AIM OF PROMOTING AND SUPPORTING THE INSTALLATION OF SELF-CONSUMPTION PV SYSTEMS.

The Property Tax (known as the IBI in Spain) and the ICIO (Tax on Construction, Installations and Works) have also been analysed. It was found that only 231 municipalities, 28% of those analysed, representing 47% of the population studied (17,767,360) offer both rebates. Moreover, 87 city halls only offer a rebate on the IBI, representing 12% of the total; 170 or 23% only on the ICIO; and 263 municipalities (35%) offer no type of rebate at all.

The report highlights that some city halls which offer this rebate have such restrictive and incoherent administrative and technical conditions in order to obtain the rebate, above all in the case of the IBI, that access to it is almost impossible in some cases.

Moreover, the financial analysis undertaken illustrates the positive impact and the huge importance that the IBI rebate has on reducing the simple return on investment (ROI) period of the installation. In the proposed hypothesis, with three different locations and scenarios (Lugo, Madrid and Almería), the simple ROI period has been analysed without rebates and with a rebate of 25% and 50% on the IBI over the first 5 years. The latter is the most common situation among city halls, the most appropriate measure and one that offers the greatest impact. This is because the simple ROI period of the installation can be reduced

to 5 years and 8 months in the case of an installation located in the north of Spain (Lugo); and 3 years 1 month in the case of a location in the south (Almería), for the same installation and IBI rebate.

According to the analysis, a house with a rateable value of €190,000 in the Autonomous Community of Madrid, that has a taxable rate of 0.483%, will pay €917.70 per annum, in the event that this home installs solar utilisation systems costing €5,000. With a rebate on the IBI of 50% over 5 years, once that period has elapsed, this would represent 46% of the cost total of the installation and an annual saving of €459. As regards the



ubicación de la instalación en el norte de España (Lugo), y 3 años y un mes en el caso de ubicación en el sur (Almería) para la misma instalación y bonificación sobre el IBI.

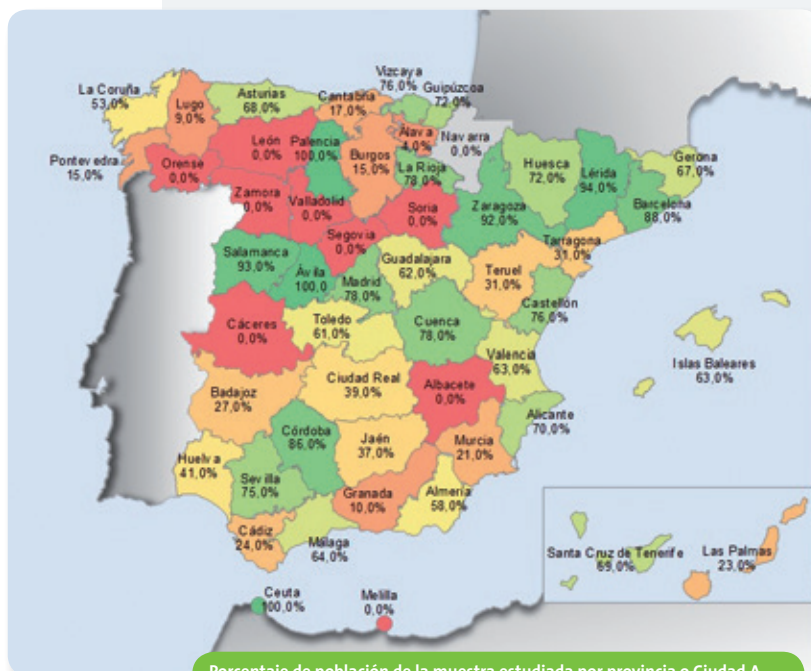
Según el análisis, una vivienda de valor catastral de 190.000 € en la Comunidad de Madrid, que tiene un tipo impositivo del 0,483% pagará 917,7 € anualmente, si suponemos que dicha vivienda instala sistemas de aprovechamiento solar con valor de 5.000 €, una bonificación sobre el IBI del 50% durante 5 años supondrá, pasados los 5 años, un 46% del coste total de la instalación y un ahorro anual de 459 €. En lo referido al ICIO, si suponemos que dicha instalación de energía fotovoltaica en Madrid de 5.000 € tiene un coste de instalación material de 1.500 €, y un tipo impositivo del 4%, entonces al finalizar la instalación se tendrá que abonar al ayuntamiento una cuantía de 60 €. Una bonificación sobre el ICIO del 95% reduciría dicho impuesto a un total de 3 €. Lo que supone un ahorro total de 57 € que representa un 0,95% del total de la instalación. Este análisis es un breve supuesto demostrativo, teniendo en cuenta tanto todas las variables económicas como las posibles variaciones de precio de la electricidad a lo largo de los años, pero muestra con claridad la gran influencia que tiene la bonificación del IBI en el tiempo de recuperación de la inversión en una instalación de autoconsumo.

Este informe supone una demostración y análisis práctico de la necesidad de que los ayuntamientos lideren y sean el motor, a través de una fiscalidad activa y mejorando la participación ciudadana, del cambio y la descentralización del modelo energético, colocando al consumidor en el centro del sistema y brindando a las ciudades mayores posibilidades de autonomía, desarrollo y autosuficiencia.

Nueva metodología, alcanzando los 753 municipios

En este nuevo informe se actualizan las bonificaciones fiscales existentes en el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI) y el Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras (ICIO) en el ejercicio 2020. Contiene además un breve análisis económico del impacto de la bonificación en el IBI sobre el periodo simple de Retorno de la inversión (PRI). Sin embargo, para el caso del ICIO no es así, ya que esta bonificación es muy pequeña en comparación con la del IBI.

El documento recoge las ordenanzas municipales, aplicables en dicho año, de todas las capitales de provincia y aquellos municipios con una población mayor a los 10.000 habitantes, según el censo del año 2020. Esto asciende a una muestra total de análisis de 753 municipios, el 79% del total de la población que reside en España.



Porcentaje de población de la muestra estudiada por provincia o Ciudad A. con bonificación sobre el IBI | Percentage of the sample population studied by province and Autonomous Community offering a rebate on the IBI

ICIO, if we consider that this €5,000 PV power installation in Madrid has a materials installation cost of €1,500, and a taxable rate of 4%, on completion of the installation it will be necessary to pay the town hall €60. A 95% rebate on the ICIO would reduce this tax by a total of €3, representing a total saving of €57 or 0.95% of the entire installation. This analysis is a simple illustrative scenario, taking into account all the economic variables, such as the possible variations in the electricity price over the years, however it clearly demonstrates the huge influence that the IBI rebate has on the ROI period of a self-consumption installation.

This report represents a practical demonstration and analysis of the need for city halls to both lead and be the driver of the change and decentralisation of the energy model, via active tax rules and an improved participation on the part of citizens, positioning the consumer at the centre of the system and providing cities with every possibility as regards autonomy, development and self-sufficiency.

New methodology: reaching 753 municipalities

This new report updates the existing tax rebates on the IBI and the ICIO for the 2020 financial year. It also contains a short economic analysis of the impact of the IBI rebate on the simple ROI period. However, in the case of the ICIO, this is not the case, as the rebate is very small compared to that of the IBI.

The document contains the municipal decrees applicable to that year for every provincial capital and those municipal districts with populations of more than 10,000 inhabitants, according to the 2020 census. This amounts to a total analysis sample of 753 municipalities, 79% of the total population of Spain.



CÓMO USAN EL ANÁLISIS DE DATOS LOS MUNICIPIOS ESPAÑOLES PARA SER MÁS EFICIENTES Y RENOVABLES

LA FACTURA DE LA LUZ REPRESENTA UN GASTO SIGNIFICATIVO EN LOS AYUNTAMIENTOS, Y EN LA MAYORÍA DE LOS CASOS HAY CLARAS OPORTUNIDADES DE AHORRO. PERO LO QUE NO SE MIDE, DIFÍCILMENTE SE GESTIONA, ASÍ QUE LOS AYUNTAMIENTOS PUNTEROS EN AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA SE HAN APOYADO EN TECNOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE DATOS PARA SER MÁS EFICIENTES Y RENOVABLES, Y ASÍ PODER HACER FRENTE A LA CRISIS CLIMÁTICA Y A LA POBREZA ENERGÉTICA. ATA INSIGHTS Y PYLONDATA HAN RECOGIDO ESTAS EXPERIENCIAS EN EL INFORME “ANÁLISIS DE DATOS PARA MUNICIPIOS EFICIENTES Y RENOVABLES”, EN EL QUE SE RECOGE CÓMO EL USO DE TECNOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE DATOS PUEDE POTENCIAR INICIATIVAS MUNICIPALES ORIENTADAS A MAXIMIZAR EL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA; Y ASÍ COMO LUCHAR CONTRA LA POBREZA ENERGÉTICA Y FOMENTAR EL AUTOCONSUMO.

El gasto energético de los edificios y dependencias municipales dista mucho de ser trivial. Por ejemplo, en 2016, el Ayuntamiento de Madrid desembolsó 33 M€ en las facturas energéticas de sus 1.600 edificios. El gasto energético no es solo alto en términos absolutos, también representa una parte importante del presupuesto municipal; alrededor del 30% del gasto de un ayuntamiento son suministros.

Aplicar medidas de eficiencia energética es el primer paso para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y es esencial para ahorrar dinero que luego se puede invertir en iniciativas orientadas a luchar contra la pobreza energética y a fomentar el autoconsumo renovable.

La recopilación y análisis de datos son claves para potenciar el ahorro y reducir las emisiones. Los beneficios que pueden obtener los municipios están ilustrados en el caso del municipio de Rubí que, gracias a la iniciativa Rubí Brilla, en un año consiguió ahorrar 500.000 € en sus costes asociados al consumo energético. Este ahorro fue posible gracias una serie de medidas que fomentaban la medición e identificación de áreas con el mayor potencial para el ahorro y la eficiencia energética.

Un caso más reciente es el del ayuntamiento de El Prat de Llobregat, que en abril de 2020 logró un ahorro diario de 600 € en la factura eléctrica, al reducir la potencia contratada en 29 dependencias municipales que estuvieron cerradas debido a la crisis del coronavirus (La Vanguardia, 2020). En este caso, el uso de la plataforma



HOW DATA ANALYTICS IS BEING USED BY SPANISH MUNICIPALITIES TO BECOME MORE EFFICIENT AND RENEWABLE

THE ELECTRICITY BILL REPRESENTS A SIGNIFICANT EXPENSE FOR CITY HALLS AND IN MOST CASES THERE ARE CLEAR OPPORTUNITIES FOR SAVING. BUT THIS IS DIFFICULT TO MANAGE IF MEASUREMENTS ARE NOT TAKEN, SO CITY HALLS THAT ARE LEADING THE WAY IN ENERGY EFFICIENCY AND SAVING HAVE SUPPORTED DATA ANALYSIS TECHNOLOGIES IN ORDER TO BECOME MORE EFFICIENT AND RENEWABLE AND THEREBY ADDRESS THE CLIMATE CRISIS AND ENERGY POVERTY. ATA INSIGHTS AND PYLONDATA HAVE BROUGHT THESE EXPERIENCES TOGETHER IN THE REPORT “DATA ANALYSIS FOR EFFICIENT AND RENEWABLE MUNICIPALITIES”, WHICH INCLUDES INFORMATION ON HOW TO USE DATA ANALYTICAL TECHNOLOGIES TO PROMOTE MUNICIPAL INITIATIVES DESIGNED TO MAXIMISE SAVING AND ENERGY EFFICIENCY; AS WELL AS COMBATING ENERGY POVERTY AND FOSTERING SELF-CONSUMPTION.

The energy expenditure of municipal buildings and departments is far from being a trivial matter. For example, in 2016, the Madrid City Hall spent €33m on the energy bills of its 1,600 buildings. The energy expenditure is not only high in absolute terms, but also represents an important part of the municipal budget; around 30% of municipal costs is in supplies.

The application of energy efficiency measures is the first step to reducing greenhouse gas emissions and is essential for saving money that can then be invested into initiatives geared towards combating energy poverty and promoting renewable self-consumption.

The gathering and analysis of data is key to enhancing saving and reducing emissions. The benefits that municipalities can obtain are illustrated by the case of the municipal district of Rubí which, thanks to the “Rubí Brilla” initiative, has managed to save €500,000 in costs associated with energy consumption. This saving was possible thanks to a series of measures that fostered metering and the identification of areas with the greatest potential for saving and energy efficiency.

A more recent case is the town hall of El Prat de Llobregat that, in April 2020, achieved a daily saving on the electricity bill of €600, by reducing the capacity contracted for 29 municipal departments that were closed due to the coronavirus (source: *La Vanguardia*, 2020). In this case, the use of the PylonData energy consumption analysis platform allowed the town hall to take quick action to adapt to the circumstances.

The measures that contribute to energy efficiency not only facilitate saving and reduce emissions, but also help mitigate energy poverty that in Spain alone affects 8 million people, a problem that following the health crisis caused by COVID-19 threatens to become exacerbated with an increase in unemployment and the consequent fall in income. Within this context, the fact that Spain is the fifth country in Europe in which homes pay the most for electricity, at 0.23 €/kWh (source: Eurostat, 2019), also has a negative impact on energy poverty.

According to PylonData, 85% of consumers have contracted a tariff which is too expensive and the small consumer could save on average between 150 and 200 €/year by just changing their tariff. The work that the municipalities can undertake in this field is vital. In this regard, El Prat de Llobregat has implemented an online service to optimise electricity contracting, supported

de análisis de consumo energético de PylonData permitió al ayuntamiento actuar con rapidez para adecuarse a las circunstancias.

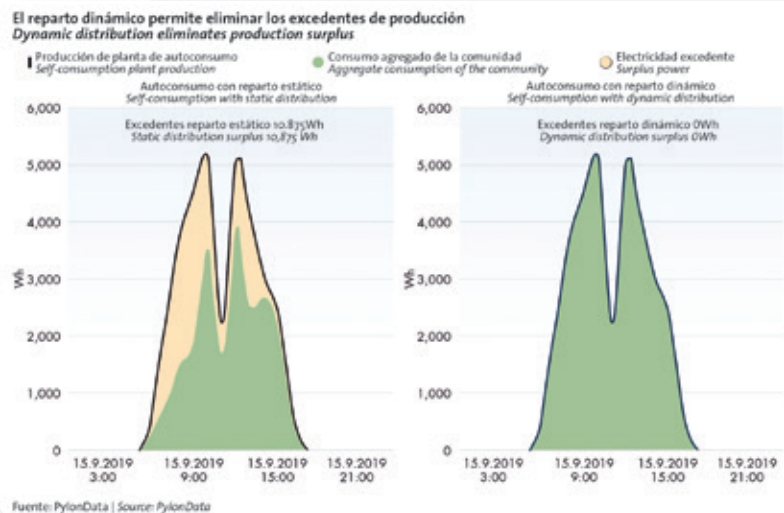
Las medidas que contribuyen a la eficiencia energética no solo facilitan el ahorro y reducen las emisiones, sino que además favorecen la mitigación de la pobreza energética que solo en España afecta a 8 millones de personas, problema que tras la crisis sanitaria causada por el Covid-19 amenaza con agudizarse con el aumento del desempleo y la disminución de ingresos que ello conlleva. En este contexto, el hecho de que España sea el quinto país de Europa en el que los hogares pagan más por la electricidad, a 0,23 € el kWh (Eurostat, 2019), también incide negativamente sobre la pobreza energética.

Según PylonData, el 85% de los consumidores están contratando una tarifa demasiado cara y el consumidor pequeño, en promedio, podría ahorrar entre 150 y 200 €/año con tan solo cambiar de tarifa. La labor que pueden desempeñar los municipios en este ámbito es crucial. En este sentido, El Prat de Llobregat ha implementado un servicio *online* de optimización de la contratación de electricidad, que se apoya en la plataforma creada por PylonData. Esta plataforma permite al usuario obtener datos sobre su consumo eléctrico y si está contratando la tarifa más adecuada en minutos, usando los datos que puede encontrar en su factura. Una solución parecida está en proceso de implementación en el ayuntamiento valenciano de Canet d'en Berenguer. En esta localidad, el ayuntamiento utilizó la herramienta de diagnóstico de PylonData para reducir su propio consumo energético en 50.000 euros, un 12% del total, ajustando la contratación de potencia. Las autoridades esperan que los ciudadanos también puedan lograr un ahorro parecido usando esta herramienta *online*.

Una vez que se han realizado medidas de ahorro y eficiencia energética, el autoconsumo renovable es el siguiente paso para reducir aún más las emisiones de gases de efecto invernadero de los municipios. El informe de PylonData y ATA Insights ilustra este aspecto con el proyecto piloto de Paterna (Valencia), en el que una comunidad de vecinos comparte una instalación de 6 kWp, ahorrando un 40% en la factura de la luz y evitando la emisión de dos toneladas de CO₂ al año.

El análisis de los datos de consumo y producción del proyecto de autoconsumo colectivo de Paterna ha revelado un hecho que debería ser evidente: que no todos los vecinos consumen la misma cantidad de energía, ni la consumen al mismo tiempo. Esto implica que tener un sistema de reparto de la energía que se adapte al consumo de cada vivienda, sería lo ideal para aprovechar la energía generada de la manera más eficiente posible. Las simulaciones llevadas a cabo por PylonData usando los datos obtenidos en el proyecto de Paterna mostraron que los excedentes de energía podían reducirse a cero con el reparto dinámico. Sin embargo, la legislación actual solo permite el reparto estático a partes iguales de la energía producida. Modificar la legislación para que permita el reparto dinámico sería un acicate al autoconsumo colectivo, ya que su mayor eficiencia permitiría recuperar los costes de inversión en la planta de autoconsumo con mayor rapidez.

Gracias a estas medidas los municipios fomentan la inversión y el empleo local mientras disminuyen el impacto de la comunidad sobre el medio ambiente, al tiempo que los hacen menos dependientes de energías fósiles que provienen del exterior.



by the platform created by PylonData. This platform allows users to obtain data on their electricity consumption and find out in a matter of minutes if they are using the most appropriate tariff, by inputting the information found on their energy bill. A similar solution is currently being implemented at the town hall of Canet d'en Berenguer in Valencia. In this locality, the town hall used the PylonData diagnostic tool to reduce its own energy consumption by €50,000, 12% of the total, by adjusting the contracted capacity. The authorities hope that residents can also achieve a similar saving by using this online tool.

Having implemented saving and energy efficiency measures, renewable self-consumption is the next step to reduce greenhouse gas emissions in municipalities yet further. The report from PylonData and ATA Insights illustrates this aspect with the Paterna pilot project (Valencia), in which a property owners' association share a 6 kWp installation, saving 40% on their electricity bill and avoiding the emission of two tonnes of CO₂ per year.

The analysis of the consumption data and the production of the collective self-consumption project in Paterna has revealed a somewhat obvious fact: that not every neighbour consumes the same amount of energy, or consumes it at the same time. This implies that having an energy distribution system that adapts to the consumption of each house, would be perfect to make use of the energy generated in the most efficient way possible. Using the data obtained from the Paterna project, the simulations undertaken by PylonData showed that the surplus energy could be reduced to zero by means of dynamic distribution. However, current legislation only enables the static distribution of equal shares of the energy produced. Modifying the legislation to enable dynamic distribution would be an

incentive for collective self-consumption, as its increased efficiency would result in a shorter payback period on the investment in the self-consumption plant.

These measures help municipalities promote investment and local employment while diminishing the impact of the community on the environment, at the same time as making them less dependent on imported fossil fuel-sourced energy.



CONTROL POR VOZ PARA EJECUTAR ACCIONES Y CONTROLAR INSTALACIONES EFICIENTES KNX

LA COMUNICACIÓN TOTAL CON LA VIVIENDA O EDIFICIO AUTOMATIZADO ES AHORA POSIBLE GRACIAS AL CONTROL POR VOZ DE JUNG, UNO DE LOS LÍDERES EUROPEOS EN MECANISMOS ELÉCTRICOS Y SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN QUE, APROVECHANDO LOS BENEFICIOS QUE BRINDA EL IoT (INTERNET DE LAS COSAS) Y SU USO EN EDIFICACIONES, OFRECE AHORA MAYOR EFICIENCIA, COMODIDAD, SEGURIDAD Y ACCESIBILIDAD PARA CUALQUIER TIPO DE INSTALACIÓN.



Si tiempo atrás la revolución tecnológica llegaba a los hogares o establecimientos comerciales siendo posible interactuar con ellos a través del teléfono móvil, hoy en día es una realidad. Cada vez más usuarios usan sus smartphones para que estos ejecuten acciones que antes solo podían realizarse mediante interruptores o pulsadores. En esta revolución, Jung da un paso adelante con su Control por Voz, que permite ejecutar acciones y controlar instalaciones KNX mediante la voz. Por ejemplo, a la orden "Alexa, enciende la luz" el sistema activará cualquier encendido.

El Control por Voz de Jung incluye entre sus aplicaciones la gestión del clima o la iluminación, así como el control de accesos y alarmas, ofreciendo un valor añadido tanto para la seguridad como para la accesibilidad de personas con movilidad reducida. El usuario únicamente deberá enunciar las órdenes en voz alta para poder disponer de prácticamente todos los elementos de su vivienda o establecimiento de forma sencilla y cómoda, hecho que le aportará facilidad en su día a día y una mayor calidad de vida o de control de su negocio. Además, gracias a la infinidad de dispositivos compatibles con las soluciones eficientes KNX de Jung, como la iluminación inteligente Philips Hue o los dispositivos multimedia de Sonos, la personalización del espacio no tendrá límite.

Una de las muchas ventajas que ofrece este sistema radica en su instalación, pues esta resulta muy sencilla: no requiere de obras o cambios en la infraestructura y el usuario podrá beneficiarse de él de forma prácticamente inmediata. Además, para sacarle el máximo partido al Control por Voz de Jung, es posible personalizar a placer los comandos verbales previamente programados por el instalador, para que sean más fáciles de recordar o pronunciar.

Realizar una instalación con las soluciones eficientes KNX de Jung ya constituía una manera inteligente de realizar una inversión rentable en hogares y edificios de todo tipo, como hoteles, comercios u oficinas. No obstante, gracias al nuevo Control por Voz, se suma un nuevo atractivo al incrementar la accesibilidad y la comodidad de todos los usuarios y gestores. Todo esto, además, ofreciendo una gestión eficiente de la energía, lo que termina traducándose en un aumento del ahorro y la sostenibilidad.

VOICE CONTROL TO ACTIVATE AND CONTROL KNX EFFICIENT INSTALLATIONS

TOTAL COMMUNICATION WITH AN AUTOMATED HOUSE OR BUILDING IS NOW POSSIBLE THANKS TO VOICE CONTROL FROM JUNG, ONE OF EUROPE'S LEADERS IN ELECTRICAL MECHANISMS AND AUTOMATION SYSTEMS WHO, BY TAKING ADVANTAGE OF THE BENEFITS OFFERED BY THE IoT (INTERNET OF THINGS) AND ITS USE IN BUILDINGS, IS NOW OFFERING INCREASED EFFICIENCY, COMFORT, SECURITY AND ACCESSIBILITY FOR ANY TYPE OF INSTALLATION.

In days prior to the technological revolution, it was only possible to interact with homes and commercial establishments via a mobile phone. The reality today is quite different. An increasing number of people use their smartphones to perform actions that used to only be possible via switches or push buttons. Jung has taken a step forward as part of this revolution with its Voice Control solution, which is able to activate and control KNX installations using the voice. For example, with the command "Alexa, turn on the light", the system can activate any switch.

The applications of Jung's Voice Control include temperature control and lighting management, as well as control over accesses and alarms, thereby offering added value in terms of security as well as accessibility for people with reduced mobility. All the user has to do is say the command out loud to simply have almost every element of their home or establishment at their service, a fact that makes day-to-day living easier, improving quality of life and providing a control over business activities. Moreover, thanks to the infinite number of devices compatible with the KNX efficient solutions from Jung, such as Philips Hue smart lighting and Sonos multimedia devices, the options for customising your space are endless.

One of the many advantages this system offers stems from its installation, because it is extremely easy to do: no works or infrastructure changes are required and the user can benefit from it almost immediately. In addition, to make the most of the Voice Control from Jung, the commands pre-programmed by the installer can be personalised to suit the user, so that they are easier to record or pronounce.

Undertaking an installation involving the KNX efficient solutions from Jung already represents a smart way of making a cost-effective investment in homes and buildings of every type, such as hotels, shops and offices. However, thanks to the new Voice Control, a new selling point is added which increases the accessibility and comfort of every user and manager. Moreover, all this results in an efficient energy management, which translates into increased savings and enhanced sustainability.



Alrededor del mundo

ARI ARMATUREN

Sinónimo de fiabilidad
en proyectos

Válvulas de Globo con Fuelle - Válvulas de Mariposa Triple Excéntricas
Válvulas de Control - Válvulas de Seguridad - Válvulas Auto Operadas
Purgadores y Especialidades de Vapor



www.comeval.es

Comeval Valve Systems

...desde 1975

OPTIMIZACIÓN DE LA CLIMATIZACIÓN EN CENTROS EDUCATIVOS

HOY EN DÍA EXISTE UNA IMPORTANTE RED DE CENTROS EDUCATIVOS, QUE SE ENGBAN, POR SU FINALIDAD Y CARACTERÍSTICAS, DENTRO DEL GRUPO DE EDIFICIOS INTENSIVOS EN CONSUMO DE ENERGÍA, LO QUE OFRECE UN ENORME POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO EN SU FUNCIONAMIENTO. ADEMÁS, AHORA MÁS QUE NUNCA, NOS DAMOS CUENTA DE QUE LAS CONDICIONES PARA LA LABOR DOCENTE Y EL APRENDIZAJE DE NUESTROS JÓVENES DEPENDEN MUCHO DE LA MOTIVACIÓN Y DE LAS CONDICIONES QUE DEBE REUNIR EL AULA O RECINTO DONDE TIENE LUGAR ESTA FORMACIÓN PRESENCIAL. EL ÁREA COMERCIAL E INDUSTRIAL DE BOSCH TERMOTECNIA AFIANZA SU APUESTA POR LA IMPLEMENTACIÓN EN ESTE TIPO DE EDIFICIOS DE PROYECTOS QUE PROMUEVEN LA SOSTENIBILIDAD.

Conscientes de que la demanda de climatización constituye uno de los mayores consumos energéticos en este tipo de edificios, el área Comercial e Industrial de Bosch Termotecnía, división perteneciente al Grupo Bosch, ha llevado a cabo la renovación y optimización de estos sistemas en innumerables centros educativos, con el fin de reducir el gasto energético y aumentar el confort dentro de las estancias.

Tradicionalmente se han equipado las instalaciones de centros docentes con equipos de calefacción, sin tener en cuenta la necesidad de refrigeración de los locales, por el simple hecho de que los centros docentes cierran en verano.

Así, para llevar a cabo la renovación y optimización de la climatización de estos centros educativos, Bosch ha tenido en cuenta las siguientes premisas sobre la demanda térmica, exigencias de confort y control del sistema de climatización, para el diseño de un nuevo centro educativo o rehabilitación de uno existente:

- Las instalaciones de los centros docentes deben ser rentabilizadas al máximo. Por este motivo, existe una alta demanda por parte de la sociedad de prolongar las actividades educativas durante los veranos en formato de campamentos, clases de refuerzo o seminarios.
- Debido al cambio climático necesitamos hacer frente a elevaciones de temperaturas inusuales en meses lectivos como son mayo, junio o septiembre.
- El alumnado y personal docente actuales exigen un nivel de confort más elevado que en el pasado, porque en sus domicilios tienen mayor nivel de confort térmico y porque en los edificios públicos y comerciales también lo tienen.
- Se vuelve fundamental apostar por equipos generadores de calor de menores emisiones de gases a la atmósfera, tecnologías basadas en energías renovables y equipos de alta eficiencia energética.
- Necesidad de gestión de temperaturas y/o horarios del servicio de climatización de forma rápida e intuitiva, incluso por medio de telegestión, con más información de temperaturas de los locales y distintas temperaturas de consigna, dependientes del nivel de ocupación o en función del aula o estancia.

Además de estas consideraciones, Bosch ha tenido en cuenta también las características especiales de las instalaciones de cada centro docente:

- La demanda térmica de los centros docentes es mayoritariamente la necesaria para abastecer las demandas de calefacción y frío, y en menor medida la producción de agua caliente sanitaria, que está muy localizada en la zona de comedores y gimnasio.
- La mayor parte de centros docentes susceptibles de ser renovados son antiguos, con unas terminaciones y cerramientos con un nivel de aislamiento reducido. En algunos casos sería necesario la mejora de este nivel de aislamientos o reemplazo de la superficie

OPTIMISING TEMPERATURE CONTROL IN SCHOOLS

A SIGNIFICANT NETWORK OF EDUCATIONAL CENTRES EXISTS TODAY WHICH, BECAUSE OF THEIR USE AND FEATURES, FORM PART OF THE GROUP OF INTENSIVE ENERGY CONSUMPTION BUILDINGS, AND THIS REPRESENTS A HUGE POTENTIAL FOR ENERGY AND ECONOMIC SAVING AS REGARDS THEIR OPERATION. AND NOW MORE THAN EVER, WE RECOGNISE THAT THE CONDITIONS FOR TEACHING WORK AND THE LEARNING OF OUR YOUNG PEOPLE GREATLY DEPENDS ON THE MOTIVATION AND ON THE CONDITIONS THAT THE CLASSROOM OR AREA IN WHICH FACE-TO-FACE EDUCATION TAKES PLACE MUST OFFER. THE COMMERCIAL & INDUSTRIAL DIVISION OF BOSCH TERMOTECNOLOGY CONSOLIDATES ITS COMMITMENT TO IMPLEMENTING PROJECTS THAT PROMOTE SUSTAINABILITY IN THIS TYPE OF BUILDING.

Aware that the demand for temperature control constitutes one of the biggest energy consumptions in this type of buildings, the Commercial & Industrial division of Bosch Thermotechnology, part of the Bosch Group, has renewed and optimised these systems in a vast number of schools with the aim of reducing the energy expenditure and improving comfort levels in the classroom.

School facilities have traditionally been equipped with heating systems without taking into account the need these premises have for cooling, due to the simple fact the centres are closed in summer.

So to undertake the renovation and optimisation of the temperature control systems in these educational establishments, Bosch has taken into account the following premises regarding thermal demand, the requirements for comfort and control over the system, whether for the design of a new school or when refurbishing an existing centre:

- The school installations must be made as cost-effective as possible. For this reason, there is a high level of demand on the part of society to extend educational activities during the summer months in the form of camps, extra tutoring and seminars.
- Due to climate change, unusually high temperatures during term-time months, such as in May, June and September, must be addressed.
- The students and teaching staff of today expect an increased level of comfort than in the past, because they enjoy more thermal comfort at home, as well as in public and commercial buildings.
- It is vital to opt for heat generation units that emit the least gases into the atmosphere, with technologies that are based on renewable energy and highly energy efficient equipment.



acristalada o de protecciones y persianas para disminuir las ganancias de calor por radiación solar, antes de plantearnos la sustitución del generador de calor-frío.

- Los centros con aulas de formación se diseñaron con amplias superficies acristaladas al exterior. En los meses de mayores temperaturas exteriores y radiación solar esto supone una carga adicional de calor en cada aula, en función de su orientación al sol y de sus protecciones solares. Por tanto, es necesario discriminar a la hora de climatizar según la orientación al sol, no todas las aulas tienen las mismas necesidades térmicas.
- Prácticamente la totalidad de los edificios docentes únicamente tienen servicio de calefacción, lo que lleva a realizar el proyecto de climatización de nueva planta, sin aprovechamiento de elementos de instalaciones térmicas anteriores.
- Un factor clave a tener en cuenta es que estos centros cuentan con muchas estancias diferentes: zonas docentes y aulas con tamaños y funciones distintas, servicios administrativos, servicios comunes, estancias especiales. Además, la ocupación cambia mucho a lo largo del año, pasando del 15% en agosto al 70% en los meses de septiembre a junio, y teniendo en cuenta que en diciembre y enero baja hasta el 50%.
- En general, son centros que deben contar con un sistema fiable de climatización y contar, con el menor tiempo de mantenimiento y revisión, además de un uso fácil y configuración de los tiempos de servicio y temperaturas de consigna.

Con todo ello, el área comercial e Industrial de Bosch Termotecnia apuesta por los equipos de caudal variable de refrigerante (VRF) como las mejores soluciones para climatizar estos edificios. Gracias a esta tecnología, los sistemas de aire acondicionado VRF de Bosch son prácticos, versátiles y económicos. Trabajan con una eficiencia excelente en carga parcial, ya que permiten adaptar su rendimiento a las exigencias del momento, consiguiendo así una importante reducción del consumo energético.

Estos sistemas están formados por unidades exteriores e interiores, y se pueden utilizar tanto para refrigeración como para calentamiento, lo que garantiza un clima agradable en todas las áreas de grandes edificios, independientemente de la estación del año.

Los sistemas de climatización VRF pueden ser de dos tubos, de tres tubos o con unidad de tratamiento de aire. Los primeros proporcionan frío o calor, pero no ambas a la vez, y los sistemas de tres tubos sí que pueden suministrar frío y calor simultáneamente. Por su parte, los sistemas con unidad de tratamiento de aire ofrecen un servicio de climatización y ventilación con un único generador de calor y frío y un control común.

De esta forma, Bosch continúa apostando por la implantación de proyectos que promuevan la sostenibilidad, y se consolida como una de las marcas de referencia para instalaciones eficientes en grandes edificios, aportando una tecnología innovadora con el objetivo de reducir tanto el consumo de energía, como el impacto medioambiental.



- The need to quickly and intuitively manage temperatures and/or the times the temperature control system is in operation, even remotely, with more information about the temperatures of the premises and the different set point temperatures that depend on the level of occupancy and the classroom or area.

In addition to these considerations, Bosch has also taken into account the special features of the installations in each school:

- The thermal demand in educational centres generally corresponds to the need to cover heating and cooling requirements, and to a lesser extent, the production of domestic hot water, which is concentrated in the dining areas and gymnasium.
- Most of the schools requiring renovation are old, with cladding and enclosures that have a low level of insulation. In some cases, before deciding to replace the heating/cooling unit, it will be necessary to improve this level of insulation or replace glassed areas or the protections and blinds to reduce heat gains from solar radiation.
- Classrooms were frequently designed with extensive glassed surfaces to the outdoors. During the months with the highest outdoor temperatures and solar radiation, this represents an additional heat load in each room, depending on its orientation towards the sun and the solar protections in place. It is thus necessary to discriminate when controlling the temperature depending on the angle to the sun, as not every classroom has the same thermal needs.
- Almost all teaching establishments have one heating system, meaning that the proposed temperature control project cannot make use of the former heating installation components.
- A key factor to take into account is that these centres have many different rooms: teaching areas and classrooms of different sizes and different functions, administrative services, common services, special areas. In addition, occupancy varies widely throughout the year, ranging from 15% in August to 70% for the period September to June, as well as remembering that in December and January it falls to 50%.
- In general, these are centres that need to have a reliable temperature control system that also involves the shortest maintenance and servicing time, in addition to being easy to use and configure operating times and temperature set points.

Given all the above, the Commercial & Industrial division of Bosch Thermotechnology sees its variable refrigerant flow (VRF) units as the best solutions for the temperature control of these buildings. Thanks to this technology, the VRF air conditioning systems from Bosch are practical, versatile and economic. They offer excellent efficiency at partial loads, as they can adjust their output to the demands of the moment, thereby achieving a significant reduction in energy consumption.

These systems are made up of indoor and outdoor units, and can be used for both heating and cooling, which guarantees every area of large buildings a comfortable climate, no matter the season.

The VRF temperature control systems can be 2-pipe, 3-pipe or air treatment units. The first provide cold or heat, although not at the same time, while the 3-pipe systems can supply heating and cooling simultaneously. Meanwhile, the air treatment units offer temperature control and ventilation with a centralised control and one single heat and cold generator.

As such, Bosch continues to commit to the deployment of projects that promote sustainability, consolidating as one of the brands of reference for efficient installations in large buildings by providing an innovative technology that aims to reduce both the energy consumption and the environmental impact.

El arte de la comunicación es el lenguaje del liderazgo
The art of communication is the language of leadership
James Humes

Como especialistas en comunicación y marketing, con una sólida y contrastada experiencia ponemos a vuestra disposición soluciones completas de:

As specialists in communication and marketing, with a sound and proven track record, we are able to bring you comprehensive solutions covering:

comunicación
y marketing
communication
and marketing

Redacción Editorial
Traducción Translation
Diseño Design
Maquetación Typesetting
Impresión Printing
Redes Sociales Social Networks

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

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

Confía en nosotros
You can depend on us

+34 91 472 32 30
erico@futureenergyweb.com
servicios@futuregroupmag.com

Delivering true value | Higher power, lower LCOE

**Shaping the future.
Once again.**

Hi-MO 5