

EL AÑO DEL DESPEGUE DE LA TERMOSOLAR Y DEL RECONOCIMIENTO DE SU VALOR

Luis Crespo
Presidente de Protermosolar y de ESTELA

Este 2018 ha sido un año particularmente relevante para el sector termosolar por varias importantes razones. En primer lugar, es el año en el que se va a poner en marcha la mayor nueva potencia anual en toda la historia del sector, 1.100 MW nuevos (ver gráfico) y la mejor noticia es que esa nueva capacidad no se ha instalado en uno o dos países, como había ocurrido en el pasado, sino en países de África, Región MENA y Asia con elevado potencial termosolar.

Por tanto, ya no debemos referirnos al sector termosolar como algo exclusivo de España o EE.UU, sino que podemos hablar de referencias comerciales en todos los continentes. Estas nuevas centrales están abriendo los ojos a los responsables energéticos de los países del cinturón solar sobre la utilidad del almacenamiento térmico para aportar flexibilidad al sistema y sobre el elevado contenido local de las inversiones realizadas, que proporciona impactos macroeconómicos muy positivos en términos de incremento de PIB y de empleo. Además, las centrales termosolares revitalizan industrias de otros sectores y crean un tejido industrial y tecnológico con sinergias muy positivas en su actividad económica.

Aunque las centrales que han entrado en operación en 2018 han sido construidas fuera de España, el papel de las empresas españolas ha sido muy relevante en la mayor parte de ellas. En China, además de los múltiples equipos y componentes suministrados por fabricantes españoles como Rioglass, Suaval, Refractaris, entre otros, ingenierías y empresas EPCistas como Abengoa, Aries o Empresarios Agrupados están jugando un importante papel en varias centrales operativas o en construcción. En Sudáfrica ha habido una participación muy relevante de Cobra, Abengoa, Acciona, Sener y TSK, que también ha construido la central de Kuwait.

Sener ha sido la encargada de la construcción de la parte solar de las nuevas centrales cilindro-parabólicas y de torre de Marruecos, que constituyen importantes hitos para el sector. En la central Noor 2, de 200 MW y 7 h de almacenamiento, Sener incorporó innovaciones de gran relevancia en el campo solar respecto a su diseño anterior de la central Noor 1, que permitieron rebajar significativamente los costes y aumentar su rendimiento. La central Noor 3, de 150 MW y 8 h de almacenamiento, es la central de torre más grande del mundo y será un elemento fundamental para el futuro del sector al demostrar la fiabilidad y características operacionales de la tipología de centrales de torre con receptor de sales fundidas.

Pero este año también ha sido muy importante para el sector por las referencias de costes alcanzadas en varios concursos internacionales. El más cer-

Gráfico de evolución de la potencia termosolar instalada anualmente, desglosada por países y la curva de potencia total acumulada. Elaborado por Protermosolar | Graph showing the evolution of annually installed CSP capacity, broken down by country and total cumulative power curve. Drawn up by Protermosolar



THE YEAR THAT MARKED AN UPTURN FOR CSP WITH RECOGNITION OF ITS VALUE

Luis Crespo
Chairman of Protermosolar and of ESTELA



2018 has been a particularly important year for the CSP sector for several significant reasons. Firstly, this is the year that will see the largest new annual capacity to be commissioned in the entire history of the sector, 1,100 MW (see graph) and the best news is that this new capacity has not been installed in one or two countries, as has occurred in the past, but in countries with a high CSP potential across Africa, the MENA region and Asia.

As such, we can no longer refer to the CSP sector as being exclusive to Spain or the US, as there are now commercial references on every continent. These new plants are opening the eyes of energy policymakers in Sunbelt countries as regards the use of thermal storage to provide the system with flexibility. And because of the high local content of the investments undertaken, very positive macroeconomic impacts are generated in terms of increased GDP and employment. Moreover, CSP plants revitalise industries in other sectors and create an industrial and technological fabric with very positive synergies for their economic activity.

Although the plants that were commissioned in 2018 were constructed outside Spain, Spanish companies have played a very important role in most of them. In China, apart from the multitude of equipment and components supplied by Spanish manufacturers including Rioglass, Suaval and Refractaris, engineering firms and EPC contractors such as Abengoa, Aries and Empresarios Agrupados are playing a key role in several plants, both those already operational and those under construction. Cobra, Abengoa, Acciona, Sener and TSK have all been major participants in projects in South Africa, with the latter having constructed the plant in Kuwait.

Sener was responsible for constructing the solar component of the new parabolic trough and tower plants in Morocco, which represent significant landmarks for the sector. At the 200 MW Noor plant with 7 hours of storage, Sener has incorporated highly relevant innovations into the solar field compared with the earlier design of the Noor 1 plant, enabling a significant reduction in costs and an increase to its efficiency. The 150 MW Noor 3 plant with 8 hours of storage is the largest tower plant in the world and will be an essential element for the future of the sector as it demonstrates the reliability and operational features



Central Ilanga -1 de 100 MW con 5 horas de almacenamiento en Upington, Sudáfrica. Cortesía de Emvelo y Cobra | 100 MW Ilanga I CSP plant with 5 hours of storage in Upington, South Africa. Courtesy of Emvelo and Cobra

cano, y que resulta más adecuado para una eventual traslación a nuestro país, ha sido el de los 700 MW termosolares de Dubái, ya que el nivel de radiación directa anual (DNI) en Dubái es muy similar a la del sur de nuestro país, donde la electricidad será vendida a un precio de unos 7 c€/kWh. Inicialmente se solicitaron 200 MW de potencia, que se ampliaron a 700 MW tras comparar estos precios con los de ciclos combinados. Las ofertas iniciales habían sido aportadas por varios consorcios internacionales de reconocida solvencia, liderados por ACWA, EDF y ENGIE respectivamente (desgraciadamente los recortes en nuestro país cercenaron las posibilidades de que nuestras empresas volvieran a actuar como promotores), con un perfil de despacho como el que recomienda Protermosolar en su informe de transición del sector eléctrico al que posteriormente nos referiremos.

La necesidad de satisfacer la demanda a partir de la puesta del sol, como ocurrirá más pronto que tarde en otros muchos países, entre ellos España, motivó la petición de ofertas para suministrar electricidad desde las últimas horas de sol en la tarde hasta el amanecer del día siguiente. No se recibió ninguna oferta de centrales fotovoltaicas de dicho tamaño con 12 h de almacenamiento, porque dicho producto ni existe ni, a juicio de los expertos, se le espera. Al comparar el coste ofertado por las centrales termosolares con el de nuevos ciclos combinados a gas se pudo comprobar que la termosolar ofrecía mejores precios y sin incertidumbres, por lo que la decisión fue obvia.

También en Australia y en Chile se han podido comparar ya los costes de centrales termosolares con gran volumen de almacenamiento con los ciclos combinados con resultados favorables. En el caso de Chile, los proyectos no fueron aprobados por otros motivos, pero en Australia se adjudicó un proyecto de 150 MW de central de torre con 8 h de almacenamiento.

La buena noticia en Chile es la reanudación de la construcción de la central de Cerro Dominador, en Atacama, suspendida hace algo más de un año por la situación económica de Abengoa, que ha sido adjudicada ahora a un consorcio formado por la propia Abengoa y Acciona. La central termosolar de torre tiene 110 MW de potencia con 17,5 h de almacenamiento y se complementa con una central fotovoltaica de 100 MW, suministrando 24 horas al día al sector minero de Atacama, cuyos consumos son prácticamente constantes día y noche.

La complementariedad entre la tecnología termosolar y la fotovoltaica se va revelando como una tendencia, bien sea en unidades de negocio integradas, como el citado proyecto en el desierto de Atacama, o los dos proyectos que se adjudicarán dentro de pocas semanas en

of this type of tower plants with a molten salt receiver.

But this year has also been very important sector due to the cost references achieved in different international tenders. The closest to home and the one that is the most appropriate for an eventual transfer to Spain has been the 700 MW CSP plant in Dubai, given that the direct normal irradiance (DNI) of Dubai is very similar to that of southern Spain, where electricity will be sold at a price of around 0.7 €/kWh. 200 MW of capacity was initially requested, later extended to 700 MW having compared these prices with those of combined cycles. Initial tenders had been submitted by several international consortia with recognised solvency,

headed up by ACMA, EDF and ENGIE respectively (unfortunately the cuts in Spain curtailed the prospect of Spanish companies returning to their role as developers), with a dispatch profile such as the one recommended by Protermosolar in its power sector transition report that will be mentioned below.

The need to cover demand after sunset, which takes place earlier rather than later in many other countries, including in Spain, lead to the request for tenders to supply electricity from the last hours of sunshine in the afternoon until dawn the following day. No tender was received from PV plants of such a size with 12 hours of storage, because this product neither exists nor, in the opinion of experts, was expected. By comparing the cost offered by the CSP plants with that of new gas combined cycles, it was shown that CSP would offer better prices, without uncertainties, leaving no doubt over the decision to take.

It has already been possible to compare the costs of CSP plants in Australia and Chile that have a high storage volume with those of combined cycles - achieving favourable results. Although in the case of Chile, projects were not approved due to other reasons, a 150 MW tower plant project with 8 hours of storage was awarded in Australia.

The good news in Chile is resumption of the construction of the Cerro Dominador plant in Atacama, suspended just over a year ago due to the financial situation of Abengoa. The work has now been awarded to a consortium made up of by Abengoa itself and Acciona. The tower CSP plant has a capacity of 110 MW with 17,5 hours of storage, complemented by a 100 MW PV plant, providing the Atacama mining sector, whose consumption is almost constant day and night, with a 24/7 supply.

The complementary nature of CSP and PV technology is shown to be a trend: whether in integrated business units, such as the above-mentioned project in the Atacama Desert and the two projects to be awarded in two weeks' time in Midelt, Morocco, and which will set new price references; and also in independent units, integrated into the electrical system of a country. This combination, in which PV would supply electricity during the day and CSP, helping PV during the last hours of daylight and also generating power during the night, would replace the need for backup from natural gas, reducing emissions and at an average price that cannot be beaten by any other conventional or renewable technology.

This complementary generation strategy lies behind the report from Protermosolar entitled "The Power Sector Transition. 2030

Central de torre Noor 3 en Ouarzazate, Marruecos. A su lado puede verse parte del campo de la central cilindro-parabólica Noor 2. Cortesía de Sener. | *Noor 3 tower plant in Ouarzazate, Morocco, next to which can be seen part of the Noor 2 parabolic trough plant solar field. Courtesy of Sener.*

Midelt, Marruecos, y que marcarán nuevas referencias de precios, o también en unidades independientes, integradas en el sistema eléctrico de un país. Dicha combinación, en la que la fotovoltaica suministraría electricidad durante el día y la termosolar, ayudando a la fotovoltaica en las últimas horas diurnas y generando también durante toda la noche, desplazaría la necesidad de respaldo con gas natural, reduciendo emisiones y a un precio medio imbatible por cualquier otra tecnología convencional o renovable.

Dicha estrategia complementaria de generación es la que ha inspirado el informe de Protermosolar "Transición del Sector Eléctrico. Horizonte 2030", que ha situado a la tecnología termosolar con una visibilidad que no tenía hasta ahora en relación con el papel que jugará durante la próxima década en nuestro país. Solo con su contribución se podrá llegar a alcanzar en 2030 una penetración de renovables en torno al 85%, así como una significativa reducción de emisiones en comparación con otras propuestas.

El informe de Protermosolar presentado en junio ha sido complementado con la senda propuesta para llegar a 2030 a un precio muy competitivo. Ambos documentos pueden descargarse desde la web de Protermosolar. Su metodología puede considerarse más realista que los resultados de los modelos deductivos de expansión al mínimo coste, cuya sensibilidad a los datos de inversión y costes operativos en el cálculo del coste teórico de la electricidad es enorme. La realidad está demostrando que ninguna de las tecnologías renovables proporciona coste teóricos coincidentes con los resultados de las subastas o concursos a los que están siendo adjudicados. Además, dichos modelos no imponen límites de descarbonización previos a la optimización económica y ofrecen resultados con elevados vertidos. Sin embargo, en el de Protermosolar se respetan los niveles mínimos de sincronismo y de rampas plausibles.

La metodología de Protermosolar, a diferencia del informe de la Comisión de Expertos del gobierno anterior, es de carácter inductivo y proyecta datos reales de funcionamiento horario de cada una de las tecnologías renovables a partir de una serie histórica de años pasados. A cada hora de 2030 se alcanza la demanda estimada en el informe de la CdE, poniendo a trabajar, de modo análogo al que realizaría el operador del sistema para llegar a su programa diario operacional básico (antes de restricciones técnicas) asignando las distintas unidades de generación. Protermosolar eligió una flota de renovables con exactamente la misma potencia que la del CdE, pero repartiendo entre fotovoltaica (25 GW) y termosolar (20 GW) la potencia solar aproximada correspondiente a la fotovoltaica (47 GW) en el caso base de dicho informe.

El informe de Protermosolar demuestra que, gracias a las centrales termosolares, otro *mix* de generación es posible y deseable, sin térmicas de carbón ni nucleares, alcanzando el 85% de generación renovable en 2030, con unas emisiones (excluidas cogeneración y residuos) de tan solo 5 millones de toneladas de CO₂. Las tecnologías solares, fotovoltaica y termosolar, combinadas inteligentemente, serán la principal fuente de electricidad del futuro, a un precio conjunto imbatible. España es el país de Europa con mejores condiciones para la implantación de centrales termosolares, lo que le proporciona una ventaja importante frente a las grandes dudas que tienen los países centroeuropeos respecto a la problemática de gestionabilidad de las renovables fluyentes.



Horizon" that provides CSP technology with a visibility that it has not enjoyed to date in relation to the role it will play over the coming decade in Spain. The contribution of CSP is the only way to achieve a renewables penetration of around 85% by 2030, as well as a significant emissions reduction compared to other proposals.

The Protermosolar report presented in June has been complemented by the route proposed to reach 2030 at a very competitive price. Both documents can be downloaded from the Protermosolar website. Its methodology can be considered to be more realistic than the results of the deductive models of expansion at minimum cost, whose sensitivity to investment data and operating costs in the calculation of the theoretical cost of electricity is huge. Reality shows that none of the renewable technologies provides theoretical costs that coincide with the results of the auctions and tenders that are already being awarded. Moreover, these models do not impose decarbonisation limits prior to economic optimisation and offer results with high amounts of waste. However, the Protermosolar reports respects minimum levels of synchronisation and plausible ramps.

Unlike the report from the previous Government's Committee of Experts, the Protermosolar methodology is of an inductive nature, projecting real hourly operating data for each one of the renewable technologies based on historic data from past years. For every hour of 2030, the demand estimated in the CdE report is achieved, in an analogous way to that which would be undertaken by the system operator to achieve their daily basic operating programme (given technical restrictions), assigning the different generation units. Protermosolar selected a fleet of renewables with exactly the same output as that of the CdE, however distributing the approximate solar capacity corresponding to PV (47 GW) between PV (25 GW) and CSP (20 GW), in the base scenario of this report.

The report from Protermosolar reveals that, thanks to CSP plants, a different generation mix is both possible and desirable, without coal or nuclear power plants, achieving 85% of renewable generation by 2030 with emissions (excluding CHP and waste) of just 5 million tonnes of CO₂. Solar, PV and CSP technologies, intelligently combined, will be the main source of electricity in the future, at an overall unbeatable price. Spain is the country in Europe with the best conditions for deploying CSP plants, which gives it a major advantage over the major doubts held by Central European countries as regards the problematic issue of the dispatchability of flowing renewables.