

# LAS CENTRALES TERMOSOLARES REFUERZAN SU CONTRIBUCIÓN Y SE PERFILAN COMO PIEZA ESENCIAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

Luis Crespo  
Presidente de Protermosolar

Un año más las centrales termosolares en España han continuado demostrando su fiabilidad y alcanzado contribuciones puntuales de cerca del 10%. Durante los meses de verano es habitual que suministren más del 7% durante buena parte del día, con generación sincrónica y aporte de inercia mecánica para reforzar la estabilidad del sistema.

La apreciación de esta tecnología empieza a ser más valiosa para planificadores y responsables energéticos de los países a medida que se incrementa la contribución de renovables no gestionables, cuya penetración tiene claros límites técnicos y económicos, junto con la percepción, cada día más cercana, del paulatino cierre de centrales convencionales. Avanzar hacia la descarbonización del sector eléctrico sólo puede hacerse, en países soleados como España, con la participación de las centrales termosolares reemplazando a las centrales fotovoltaicas a partir de las últimas horas de la tarde.

Esa valoración de la tecnología ha tenido en 2019 claros elementos de confianza. En primer lugar, y no por repetido menos importante, la generación termosolar en nuestro país estará de nuevo por encima de los 5 TWh y significativamente por encima de la media de la serie histórica. Esto demuestra la fiabilidad de las instalaciones que, habiendo cumplido algunas de ellas más de diez años de operación, siguen operando sin dar señales de degradación e incorporando experiencias de funcionamiento que las hacen progresivamente más eficientes.

A nivel mundial en 2019 comenzaron las obras del complejo de 700 MW en Dubái, consistentes en tres centrales cilindro parabólicas de 200 MW cada una y una de torre de 100 MW, que totalizarán 700 MW y cuyo PPA se contrató a 7,3 c\$/kWh, cifra que estuvo por debajo de la oferta de nuevos ciclos combinados. Gran parte de la tecnología y de los contratos de EPC corresponden a empresas españolas.

En Marruecos, el complejo de las tres centrales en Ouarzazate es en estos momentos el más grande del mundo y en ciertos aspectos una referencia de buenas prácticas tanto en aspectos de gestión de los proyectos como en la incorporación de mejoras tecnológicas y de reducción de costes, como se demostró en el paso de Noor 1 a Noor 2. Por su parte, la central de torre de 150 MW con receptor de sales fundidas, Noor 3, alcanzó la potencia nominal de funcionamiento en un tiempo récord y se encuentra en estos momentos incorporando algunas mejoras en elementos convencionales. El concurso del nuevo proyecto híbrido termosolar/fotovoltaico de Midelt fue adjudicado a un consorcio liderado por la compañía eléctrica francesa EDF, en el que participa también MASDAR, ha-

# CSP PLANTS BOOST THEIR CONTRIBUTION TO BECOME THE LYNCH PIN OF SPAIN'S ENERGY TRANSITION

Luis Crespo  
Chair of Protermosolar



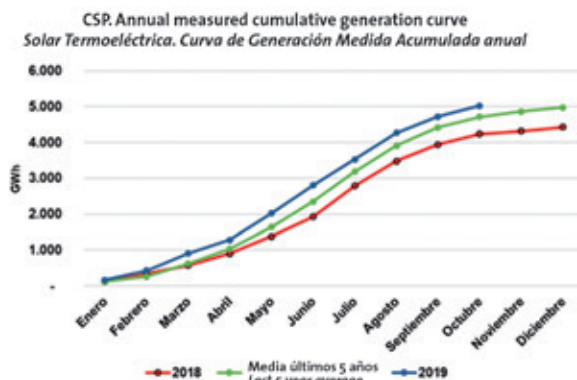
Another year on, CSP plants in Spain have continued to demonstrate their reliability, achieving peak contributions of around 10%. During the summer months they usually supply more than 7% during a large part of the day, with synchronous generation and the provision of mechanical inertia to strengthen the system's stability.

The value of this technology is starting to become more appreciated by energy planners and policymakers in countries as the contribution of non-dispatchable renewables increases, whose penetration has clear technical and economic limits, along with the increasingly more noticeable closure of conventional power plants. Making progress towards decarbonising the power sector, in sunny countries like Spain, can only be achieved with the participation of CSP plants that replace PV plant production as the hours of dusk approach.

This value of this technology has clearly generated a certain level of confidence in 2019. Firstly and by no means the least important aspect, CSP generation in Spain has once again exceeded 5 TWh, significantly higher than the historic average. This demonstrates the reliability of the installations that, despite some having completed over ten years in operation, continue working without showing signs of degradation and incorporating operating experiences which make them progressively more efficient.

At global level, 2019 saw the start of works on the 700 MW complex in Dubai, comprising three parabolic trough plants of 200 MW each and one 100 MW tower plant, whose PPA was signed at 7,3 c\$/kWh, a figure lower than the offer of new combined-cycle plants. Spanish companies are responsible for a large proportion of the technology and the EPC contracts.

In Morocco, the three-plant complex in Ouarzazate is currently the largest in the world and in some aspects, a reference for good practices both as regards the management aspects of the projects and in the incorporation of technological improvements and costs reduction, as demonstrated in the step from Noor 1 to Noor 2. Meanwhile, the 150 MW Noor 3 tower plant, with its molten salts receiver, achieved its nominal rated output in record time and is currently incorporating some improvements to conventional elements. The tender for a new CSP/



Fuente: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, esios  
Elaboración: PROTERMO SOLAR

biendo sido adjudicado a una empresa española el contrato de EPC.

Es significativo que tanto EDF como ENGIE tengan presencia en el sector y activos termosolares de su propiedad. ENGIE puso en funcionamiento a principios de este año su central Kathu, cilindro-parabólica de 100 MW en Sudáfrica, con excelentes prestaciones y que también fue construida por otra empresa española. Esto podría llegar a ser un elemento de reflexión para nuestras empresas eléctricas que podrían empezar a ver proyectos termosolares de eléctricas europeas en nuestro país para tener esa producción solar a partir del almacenamiento térmico que compensase la caída diaria de la producción fotovoltaica al atardecer y que es impensable en su propio territorio.

De Chile llegaron las buenas noticias de la continuación de las obras de la central combinada termosolar, de 110 MW de torre y fotovoltaica de 100 MW, paradas durante algún tiempo por problemas societarios, que dará suministro continuo, día y noche, a la minería del norte del país. Se espera que entre en operación en la primavera de 2020 convirtiéndose en la primera central termosolar de América del Sur.

Ha resultado asimismo significativo la entrada en operación en China, entre finales de 2018 y este año 2019, de las primeras centrales de su programa termosolar. Seis centrales se encuentran en operación, una cilindro-parabólica de 50 MW y otra innovadora tipo Fresnel de 50 MW, pero con sales fundidas como fluido de trabajo. Además, se construyeron cuatro centrales de torre con una potencia que suma 250 MW. En buena parte de esas centrales ha habido una significativa participación de empresas españolas.

Pero si todos estos hechos pueden considerarse relevantes, poniendo de manifiesto la consolidación y la confianza en las prestaciones de esta tecnología, cuyas características de gestionabilidad y de refuerzo de las redes son tan apreciadas y tan diferentes en comparación con las otras tecnologías renovables fluyentes, lo más significativo que podemos reseñar en este 2019 es la inclusión de 5 nuevos GW termosolares en el PNIEC que España envió a la UE.

Esos 5 GW, con almacenamientos de entre 10 y 12 horas, despacharían su producción de forma complementaria a la fotovoltaica, a partir de las últimas horas de la tarde. De esta forma se evitaría la necesidad de tener dispuesta una gran flota de ciclos combinados para responder a la caída de producción fotovoltaica todas las tardes, además de evitar la necesidad de respaldo fósil durante toda la noche y a unos costes que ya están cerca de los de los ciclos combinados.

Mirando a futuro, los costes de la generación termosolar se irán reduciendo a medida que se vaya incrementando el volumen de mercado a nivel internacional. El último informe de evolución de precios de IRENA sitúa a la termosolar como la tecnología renovable que está experimentando una mayor reducción en los últimos dos años. Los costes de la generación con gas tienen la gran incertidumbre de la evolución del combustible en los próximos años –el combustible termosolar es gratis durante los más de 30 años de vida útil– y la certidumbre de la subida progresiva del coste de las emisiones e incluso posibles situaciones de restricciones a la operación.

Pero, además, el almacenamiento térmico de las centrales termosolares puede ser utilizado como reserva estratégica durante la mayor parte del año ya que el volumen completo de sus tanques solo es



Centrales Noor 1, 2 y 3 en Ouarzazate, Marruecos (Cortesía de SENER)  
Noor 1, 2 and 3 plants in Ouarzazate, Morocco (Courtesy of SENER)

PV hybrid project for Midelt was awarded to a consortium headed up by French utility EDF, in which MASDAR is also taking part, with the EPC contract having been awarded to a Spanish company.

It is significant that both EDF and ENGIE are present in the sector, with CSP assets under their ownership. ENGIE commissioned its 100 MW

Kathu parabolic trough plant in South Africa at the start of this year, a plant that has excellent levels of performance and that was also constructed by another Spanish company. This could be a turning point for Spain's utilities that could start to see CSP projects from European utilities being developed in Spain, taking advantage of solar production from thermal storage to offset the daily drop in PV production at sundown - something unthinkable in their own countries.

There is good news in Chile, with the continuation of the works on a plant which combines a 100 MW CSP tower plant with 100 MW of PV. This project had been stopped for a period due to social issues and it will provide a continuous supply, day and night, to the mining industry in the north of the country. It is expected to come on line in spring 2020, becoming the first CSP plant in South America.

Of similar importance is the entry into operation in China, between the end of 2018 and 2019, of the first plants under its CSP programme. Six are already operational: a 50 MW parabolic trough and an innovative 50 MW Fresnel-type plant that uses molten salts as the working fluid. Four tower plants have also been constructed with a total output of 250 MW. In most of these plants there has been a significant participation of Spanish companies.

But if all these events can be considered as being important, demonstrating the consolidation and confidence of the performance of this technology, whose features of dispatchability and ability to back-up the power systems offer so much value compared to other flowing renewable technologies, the most important element to be highlighted in 2019 is the inclusion of 5 new GW of CSP in Spain's NECP submitted to the EU.

These 5 GW, with between 10 and 12 hours of storage, would dispatch their production in complement to PV, as the sun starts to go down. This would avoid the need to have a huge fleet of combined-cycle plants available to respond to the fall in PV production every evening, in addition to avoiding the need for fossil fuel back-up during the night and at costs that are already close to those of the combined-cycles.

Looking ahead, the costs of CSP generation will continue to fall as the international market grows in volume. The latest report from IRENA on price evolution, positions CSP as the renewable technology that is experiencing the greatest reduction in the last two years. The costs of generation with gas are accompanied by huge uncertainty regarding the evolution of this fuel over the coming years - the CSP fuel is free throughout the more than 30 years of the plant's service life - and certainty as to the progressive increase in the cost of the emissions and even possible situations where operation is restricted.

Furthermore, the thermal storage of CSP plants can be utilised as a strategic reserve during most of the year, as the full volume

necesario para la operación diaria durante los meses del verano. Por ello, las centrales termosolares podrían ofrecer absoluta disponibilidad de toda la nueva potencia instalada desde noviembre hasta febrero, que son los meses en donde se producen los mayores picos de demanda, habitualmente en días fríos y sin sol. Los tanques de sales podrían conservar la mitad de su capacidad durante días o incluso semanas con largas series de días nublados para responder durante tres o cuatro días consecutivos a la demanda pico, garantizando la absoluta disponibilidad de la tecnología sin necesidad de inversiones adicionales sino simplemente con esa gestión del almacenamiento a favor del sistema. La capacidad de firmeza se recuperaría de forma prioritaria a la producción durante el siguiente día soleado o, eventualmente, con el uso de calentadores eléctricos aprovechando horas valle.

En ese mismo sentido y ante el posible escenario de que los vertidos de los parques eólicos o las centrales fotovoltaicas fuesen significativos, las centrales termosolares podrían instalar unos calentadores eléctricos para almacenar térmicamente dichos vertidos con unos costes de inversión 50 veces inferiores a los que tendrían grandes sistemas de almacenamiento en baterías o centrales de bombeo. No obstante es dudoso que se produjera el elevado volumen de vertidos que justificaría costosísimas inversiones en baterías. Lógicamente el mercado se iría autorregulando y se limitarían las inversiones en energía eólica o fotovoltaica cuando se percibiera que gran parte de su producción se fuera a vender a precios prácticamente cero. En cualquier caso, si tanto por volumen de vertidos como por arbitraje de precios (diferencias pico valle) se dieran las condiciones para instalar almacenamiento, los tanques de las centrales termosolares podrían ofrecerlo con inversiones mucho más reducidas que los otros sistemas.

La transición energética en el sector eléctrico, con cuotas del 85 % a finales de 2030, sería técnicamente posible y sin elevar los costes actuales de generación –como ya demostró el informe de Protermosolar aplicando el método inductivo– gracias a la natural complementariedad estacional y horaria de las tecnologías renovables. Las grandes producciones de eólica y fotovoltaica previstas en el PNIEC, junto a la inestimable y continuada contribución de las centrales hidroeléctricas y a un cierto incremento de la biomasa, contribuirán decisivamente a ello. Pero esa ambiciosa meta no se podrá alcanzar sin una participación relevante de las centrales termosolares, con su modo de despacho complementario a la fotovoltaica y su potente y flexible sistema de almacenamiento térmico. Esa eficiente combinación de las tecnologías renovables junto con la gestión proactiva de la demanda podrá limitar extraordinariamente el respaldo de centrales fósiles y correspondientemente sus emisiones, en el horizonte 2030.

España, a diferencia de otros países europeos, reúne condiciones de radiación y de desarrollo de emplazamientos de gran superficie que permiten contemplar la incorporación de nueva potencia termosolar. En Centroeuropa, sin embargo, tendrán que sobredimensionar sus flotas de renovables con tecnologías no gestionables y costosos sistemas de almacenamiento. Por su parte, los países vecinos del sur de Europa tienen muy complicado el desarrollo de grandes proyectos termosolares, que son los que pueden llegar a ofrecer precios competitivos.

Por eso consideramos muy apropiada la inclusión de esos 5 GW de termosolar en la planificación con la intuición de que a medida que nos acerquemos a 2030 su papel se irá considerando más y más necesario.



Central de 50 MW de SUPCON en Delingha (China) junto a otras instalaciones experimentales | 50 MW SUPCON plant in Delingha (China) alongside other experimental installations

of its tanks is only required for daily operation during the summer months. As such, CSP plants can offer full availability of all the new installed capacity from November up to February, which are the months in which the most demand peaks occur, generally on cold and sunless days. The salts tanks could store half of their capacity for days or even weeks over long spells of cloudy days to respond to the demand peak over three or four consecutive days, guaranteeing the complete availability of the technology with no need for additional investments: the storage management alone favours this system. The firm capacity would be recovered as a priority from the production of the next sunny day or, occasionally, by using electric heaters during off-peak times.

Along these lines and given the possible scenario of significant levels of energy being injected into the grid by wind farms and PV plants, CSP plants could install electric heaters to thermally store this power at an investment cost 50 times lower than the cost of large storage systems that use batteries or pumping plants. However it is doubtful that the high volumes of energy injections would take place to justify the extremely costly investments in batteries. Naturally, the market self-regulates and this would limit the investments in PV or wind power when it emerges that a large part of the production is going to be sold at almost zero prices. In any event, whether due to the volume of energy injected into grid or price arbitration (differences between peak and off-peak prices), conditions to install storage arise, and CSP plant tanks could respond with a far lower investment compared to other systems.

The energy transition in the electricity sector, with 85% quotas by the end of 2030, would be technically possible and without increasing the current generation costs - as already demonstrated by the Protermosolar report, applying the inductive method - thanks to the natural seasonal and hourly complementarity of renewable technologies. The high production levels of wind and PV power forecast in the NECP, together with the invaluable and continued contribution of pumped hydro plants and a certain increase in biomass, will definitively contribute to this. However that ambitious goal cannot be achieved without a significant participation by CSP plants, with the form of dispatch that complements PV and their powerful and flexible thermal storage system. This efficient combination of renewable technologies along with proactive demand management can considerably reduce the need for back up from fossil fuel plants and thus, their emissions, by the 2030 horizon.

Spain, unlike her European neighbours, brings together irradiance conditions and the development of large-sized sites that can be considered for the introduction of new CSP capacity. Central Europe, however, will have to upscale their renewables fleets with non-dispatchable technologies and costly storage systems. Meanwhile, in neighbouring countries in southern Europe, which could eventually compete with Spain on price, the deployment of large CSP projects is very complex.

This is why we believe the inclusion of these 5 GW of CSP in the planning is very appropriate, in the sense that as we approach 2030, its role will be seen to be more and more necessary.