

# LA PRÓXIMA GENERACIÓN DE TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES Y SU POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE COSTES

EN 2011, EL DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE EE.UU. (DOE) LANZÓ LA INICIATIVA SUNSHOT, CON EL OBJETIVO DE CONSEGUIR QUE LA ELECTRICIDAD SOLAR FUESE COMPETITIVA CON OTRAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN CONVENCIONALES EN 2020. EN ESTA INICIATIVA SE CONTEMPLAN OBJETIVOS DE COSTES Y RENDIMIENTO PARA LA FOTOVOLTAICA Y LA TERMOSOLAR. A DIFERENCIA DE LA FOTOVOLTAICA, LA TERMOSOLAR CAPTURA Y ALMACENA ENERGÍA SOLAR EN FORMA DE CALOR, UTILIZANDO MATERIALES DE BAJO COSTE Y MATERIALMENTE ESTABLES DURANTE DÉCADAS. ESTO PERMITE A LA TERMOSOLAR CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO ENTREGAR ENERGÍA RENOVABLE, PROPORCIONANDO A LA VEZ IMPORTANTES ATRIBUTOS DE CAPACIDAD, FIABILIDAD Y ESTABILIDAD A LA RED, AUMENTANDO, EN CONSECUENCIA, LA PENETRACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ELECTRICIDAD RENOVABLE INTERMITENTE. EL INFORME TÉCNICO "HOJA DE RUTA DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR DE DEMOSTRACIÓN GEN3", LANZADO EN ENERO DE 2017 POR EL LABORATORIO NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (NREL), SERÁ UTILIZADO POR EL DOE PARA PRIORIZAR ACTIVIDADES DE I+D QUE CONDUCAN A UNA O MÁS VÍAS TECNOLÓGICAS PARA SER DEMOSTRADAS CON ÉXITO, A UNA ESCALA APROPIADA, PARA SU FUTURA COMERCIALIZACIÓN.

Los sistemas termosolares más avanzados en la actualidad son los sistemas de torre con dos tanques de almacenamiento térmico en sales fundidas, que entregan energía térmica a 565 °C para su integración en ciclos de potencia convencionales como el ciclo de vapor Rankine. Estas torres de energía se remontan a la demostración piloto Solar Two de 10 MWe en los noventa. Este diseño ha reducido el coste de la electricidad termosolar en aproximadamente un 50% con respecto a los sistemas de colectores parabólicos; sin embargo, la disminución de costes de las tecnologías termosolares no ha seguido el ritmo de reducción de costes de los sistemas fotovoltaicos.

Desde el lanzamiento en 2011 de la Iniciativa SunShot, el Subprograma de termosolar del DOE ha financiado investigación en campos de colectores solares, receptores, sistemas de almacenamiento térmico y sub-sistemas del ciclo de potencia, para mejorar el rendimiento y reducir el coste de los sistemas termosolares.

En agosto de 2016, el DOE organizó un taller de partes interesadas en termosolar, que definió tres vías potenciales para la próxima generación termosolar (Gen3 CSP) basadas en el portador térmico del receptor: sal fundida, partículas o gaseosa. Un análisis previo del DOE había seleccionado el ciclo Brayton de CO<sub>2</sub> supercrítico (sCO<sub>2</sub>), como el ciclo de potencia más apropiado para aumentar la eficiencia de la conversión termoeléctrica de los sistemas termosolares. La investigación está diseñada para hacer posible un sistema termosolar que ofrezca el potencial para alcanzar los objetivos globales de la iniciativa SunShot. Sin embargo, no existe aún ningún enfoque sin al menos un riesgo técnico, económico o de fiabilidad significativo (Figura 1).

**Sales fundidas.** De las tres vías presentadas en la hoja de ruta, los sistemas de sales fundidas representan el esquema más familiar. Conceptualmente, no hay cambios respecto al estado del arte actual del diseño de la torre de potencia, sin embargo, el aumento de la temperatura de las sales calientes, desde 565°C hasta aproximadamente 720°C, trae retos significativos para los materiales. Aunque los retos de ingeniería asociados con alcanzar la alta temperatura de salida del receptor requerida para impulsar una turbina de sCO<sub>2</sub> a más de 700°C son relativamente bien comprendidos, se necesitan conocimientos acerca de la selección de una sal fundida a alta temperatura, especialmente con respecto a su impacto en los

## NEXT GENERATION CSP TECHNOLOGIES AND THEIR COSTS REDUCTION POTENTIAL

THE US DEPARTMENT OF ENERGY (DOE) LAUNCHED THE SUNSHOT INITIATIVE IN 2011 WITH THE GOAL OF MAKING SOLAR ELECTRICITY COST-COMPETITIVE WITH POWER FROM CONVENTIONAL GENERATION TECHNOLOGIES BY 2020. THE INITIATIVE INCLUDES COST AND PERFORMANCE TARGETS FOR SOLAR PV AND CSP. UNLIKE PV, CSP TECHNOLOGY CAPTURES AND STORES THE SUN'S ENERGY IN THE FORM OF HEAT, USING MATERIALS THAT ARE LOW COST AND MATERIALLY STABLE FOR DECADES. THIS ALLOWS CSP WITH THERMAL ENERGY STORAGE (TES) TO DELIVER RENEWABLE ENERGY WHILE PROVIDING IMPORTANT CAPACITY, RELIABILITY AND STABILITY ATTRIBUTES TO THE GRID, THEREBY ENABLING INCREASED PENETRATION OF VARIABLE RENEWABLE ELECTRICITY TECHNOLOGIES. THE TECHNICAL REPORT "CONCENTRATING SOLAR POWER GEN3 DEMONSTRATION ROADMAP" RELEASED IN JANUARY 2017 BY NREL, WILL BE USED BY THE DOE TO PRIORITISE R&D ACTIVITIES LEADING TO ONE OR MORE TECHNOLOGY PATHWAYS TO BE SUCCESSFULLY DEMONSTRATED AT A SCALE APPROPRIATE FOR THE FUTURE COMMERCIALISATION OF THE TECHNOLOGY.

Today's most advanced CSP systems are towers integrated with 2-tank, molten-salt TES, delivering thermal energy at 565°C for integration with conventional steam-Rankine power cycles. These power towers trace their lineage to the 10 MWe pilot demonstration of Solar Two in the 1990s. This design has lowered the cost of CSP electricity by approximately 50% compared to parabolic trough systems; however, the decrease in cost of CSP technologies has not kept pace with the falling cost of PV systems.

Since the 2011 introduction of SunShot, the DOE's CSP Subprogram has funded research in solar collector field, receiver, TES and power cycle sub-systems to improve the performance and lower the cost of CSP systems. In August 2016, the DOE hosted a workshop of CSP stakeholders that defined three potential pathways for next generation CSP (CSP Gen3) based on the form of the thermal carrier in the receiver: molten salt, particle or gaseous. Prior analysis by the DOE had selected the supercritical carbon dioxide (sCO<sub>2</sub>) Brayton cycle as the best-fit power cycle for increasing CSP system thermo-electric conversion efficiency. The research is designed to enable a CSP system that offers the potential to achieve the overall CSP SunShot goals. However, no one approach exists without at least one significant technical, economic or reliability risk (Figure 1).

**Molten salts.** Of the three pathways presented in this roadmap, molten salt systems represent the most familiar approach. Conceptually there is no change from current state-of-the-art power tower design. However, the increase in hot salt system temperature from 565°C to approximately 720°C brings significant material challenges. Although the engineering challenges associated with achieving the high receiver outlet temperature required to drive a sCO<sub>2</sub> turbine at >700°C are relatively well understood, knowledge around the selection of a high-temperature molten salt is needed, especially with regard to its impact on containment materials that can achieve acceptable strength, durability and cost targets at these high temperatures. Chloride and carbonate salt blends have been proposed and tested, but each brings new challenges. The corrosion mechanism differs among candidate salts and information is needed for component designers.

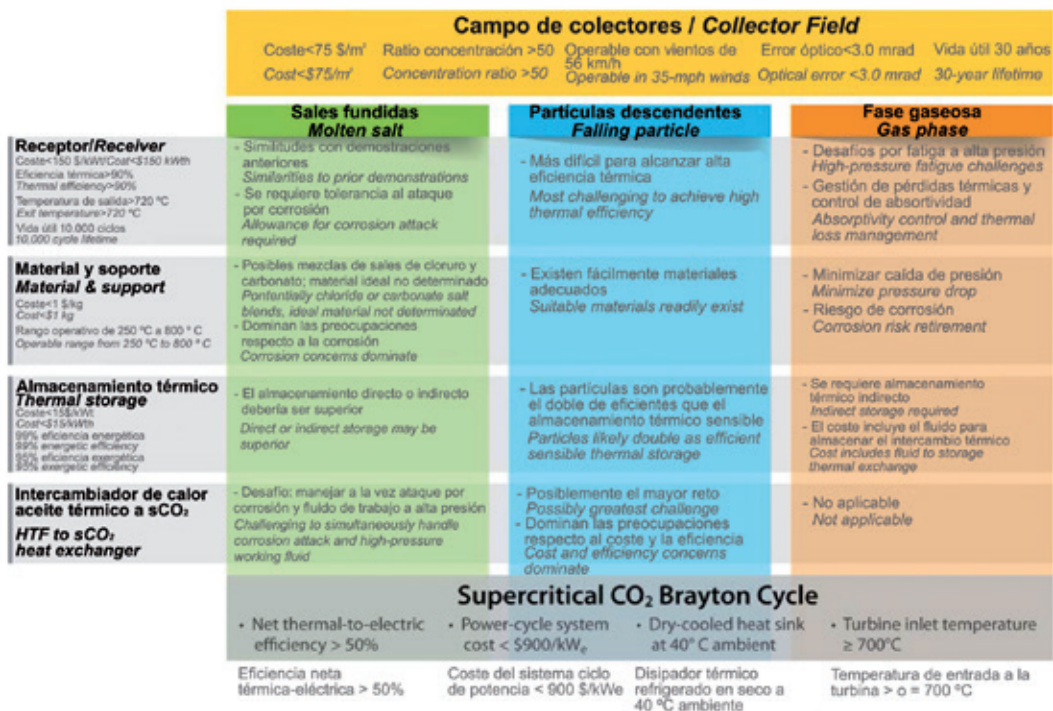
materiales de contención que pueden alcanzar valores aceptables de resistencia, durabilidad y coste a estas altas temperaturas. Se han propuesto y probado mezclas de sales de cloruro y carbonato, pero cada una trae nuevos desafíos. El mecanismo de corrosión difiere entre las sales candidatas y es necesaria información para los diseñadores de componentes.

**Partículas descendentes.** En esta vía, aunque muchos de los componentes son maduros y ya han sido desarrollados por la industria, por ejemplo, intercambiadores de calor de partículas, recipientes de almacenamiento de partículas, alimentadores de partículas, tolvas y elevadores de partículas; la singular aplicación para sistemas solarizados de sCO<sub>2</sub> a altas temperaturas y presiones, ofrece desafíos únicos que deben ser abordados. Además, calentar partículas con luz solar concentrada plantea retos adicionales respecto al calentamiento eficiente de las mismas, el control y contención del flujo, la erosión y el desgaste y el transporte.

**Fase gaseosa.** La vía de la tecnología en fase gaseosa se basa en un fluido inerte y estable de transferencia de calor en fase gaseosa, tal como dióxido de carbono o helio, que trabaja dentro de un receptor de alta presión. Esta vía también describe un concepto de tubo de calor por el cual el fluido de transferencia de calor se evapora en el receptor, se transporta como un gas saturado al sistema de almacenamiento térmico y se condensa de nuevo en forma líquida. A diferencia de las otras dos vías, esta vía se basa en opciones de almacenamiento térmico indirecto, tales como un material de cambio de fase o almacenamiento de partículas. Se han hecho progresos significativos en los diseños de receptores para operaciones a alta presión bajo el programa SunShot, y varias instituciones han presentado diseños que demuestran la viabilidad mediante actividades de modelado, escala de laboratorio y pruebas de sol.

Los tres enfoques presentan desafíos que deben resolverse, pero conservan el potencial para alcanzar la meta de 6 cent\$/kWh de SunShot. Se requieren más desarrollo, modelado y pruebas, para llevar las tecnologías a una etapa en la que sean factibles pruebas de sistemas integrados y demostraciones piloto.

Las investigaciones recomendadas también se centrarían en confirmar la capacidad de cada tecnología para abordar los requisitos del mercado definidos por el Comité de Revisión Técnica, tales como las tasas de rampa, fiabilidad, disponibilidad y otros criterios impulsados por el mercado. Para que cualquiera de estas tecnologías pueda competir con éxito en el mercado futuro, deben revisarse a menudo las necesidades del mercado en evolución e incorporarse cambios en el proceso de desarrollo tecnológico.



**Figura 1. Varias vías para la tecnología Gen3 CSP**  
**Figure 1. Various pathways for CSP Gen3 technology**

**Falling-particle.** Although many of the components are mature and have been developed by industry, such as particle heat exchangers, particle storage bins, particle feeders and hoppers, and particle lifts, the unique application for solarised sCO<sub>2</sub> systems at high temperatures and high sCO<sub>2</sub> pressures offers specific challenges that need to be addressed. In addition, heating the particles with concentrated sunlight poses additional challenges with efficient particle heating, flow control and containment, erosion and attrition, and conveyance.

**Gas-phase.** This technology relies on an inert, stable gas-phase heat transfer fluid (HTF), such as carbon dioxide or helium, operating within a high-pressure receiver. This pathway also describes a heat-pipe concept whereby liquid HTF is evaporated in the receiver, transported as a saturated gas to the TES and condensed back into liquid form. Unlike the other two, this pathway relies on indirect TES options such as a phase-change material or particle storage. Significant progress has been made on receiver designs for high-pressure operation under the SunShot programme, and multiple institutions have put forward designs that demonstrate its viability by way of modelling, lab-scale and in-sun testing activities.

Existing challenges for all three approaches have to be solved, but retain the potential to achieve the SunShot goal of 6 c/kWh. Further development, modelling and testing are now required to bring the technologies to a stage where integrated system tests and pilot demonstrations are feasible.

Recommended research would also focus on confirming the ability of each technology to address the market requirements defined by the Technical Review Committee, such as ramp rates, reliability, availability and other market-driven criteria. So that any of these technologies can successfully compete in a future marketplace, the needs of the evolving market must be understood, and changes must be incorporated into the technology development process.