

05-026

WARRANTY MONITORING PROCESS IN CSP PLANT PROJECTS.

González González, Adrián ⁽¹⁾; Álvarez Cabal, José Valeriano ⁽²⁾; Morán Palacios, Henar ⁽²⁾;
Díaz Piloñeta, Marina ⁽²⁾

⁽¹⁾ TSK Ingeniería, ⁽²⁾ Universidad de Oviedo

Concentrated Solar Power (CSP) plant projects require a huge investment, have a very long payback period (25 years at least) and are highly dependent on weather conditions (irradiation, clouds, haze..). The design of the plant is usually based on the signing of a purchase price commitment for the energy produced for a specific period. Due of this, in the feasibility stage, the cost of the electricity produced (LCOE) is estimated. It is made based in their budget and a specific performance model (PM) that calculates the energy produced by the plant based on historical weather data. The model will be worked under the the actual weather conditions, checking if the real production is the guaranteed. Real production lower than expected according to the model produce serious penalties, so that the good adjustment and robustness of the PM has a great influence on the project profits. This paper describes, based on experience with operating plants, the most important milestones of the process, and the key factor to be considered in the contracts signed at the initial stages to avoid economic risks on CSP projects.

Keywords: CSP; contracts; performance model.

EL PROCESO DE SEGUIMIENTO DE LAS GARANTÍAS EN LOS PROYECTOS DE ENERGÍA TERMOSOLAR.

Los proyectos de plantas de energía solar concentrada (CSP) requieren una gran inversión, tienen un periodo de amortización muy largo (25 años) y dependen en gran medida de las condiciones meteorológicas (irradiación, nubes, niebla...). El diseño de la planta suele basarse en la firma de un compromiso de precio de compra de la energía producida durante un periodo de tiempo determinado. Por ello, en los estudios previos, se estima el coste de la electricidad producida (LCOE) en base al presupuesto aproximado y a un, denominado, modelo de garantía específico que calcula la energía producida por la planta en base a datos meteorológicos históricos. El modelo se ejecutará bajo las condiciones meteorológicas reales, comprobándose si la producción real es la garantizada. Una producción real inferior a los rendimientos previstos según el modelo produce graves penalizaciones, por lo que el buen ajuste y la robustez del modelo de garantía tiene una gran influencia en los beneficios obtenidos con el proyecto. Este trabajo describe, basándose en la experiencia con plantas en funcionamiento, los hitos más importantes del proceso, y los factores clave a tener en cuenta en los contratos firmados en las fases iniciales para evitar riesgos económicos en los proyectos de CSP.

Palabras claves: Termosolar; contratos; modelo de garantía.

Correspondencia: Marina Díaz Piloñeta diazmarina@uniovi.es



1. Introducción

La economía actual, sobre todo en cuanto a suministro de energía y soluciones de movilidad, descansa sobre un ingente consumo de combustibles fósiles. Al tratarse de recursos no renovables y al estar concentrada su producción en determinados territorios ha ocasionado diversas crisis de oferta, que no han afectado a la extensión de su consumo. Pero, desde los principios del siglo XXI se han advertido de forma cada vez más clara los efectos de un cambio climático que, conforme al consenso científico, se debe con una alta probabilidad al incremento de los gases de efectos invernadero antropogénicos. El uso de combustibles fósiles es uno de los principales orígenes de la emisión de gases de efecto invernadero. Su reducción es uno de los elementos fundamentales de las políticas de la Unión Europea dentro del “European Green Deal” con el que se pretende encaminarse hacia la neutralidad climática en las próximas décadas.

Como elemento para reducir la dependencia de las importaciones y potenciado por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la introducción de fuentes renovables ha sido creciente en los mercados eléctricos en toda Europa, y en general en el mundo. Hasta los países más refractarios a su introducción han apostado por incrementar el porcentaje de energías renovables en su mix energético. Esta creciente implantación se ha apoyado en una mejora tecnológica y de costes, reduciendo estos últimos hasta acercarlos a los de las energías convencionales.

Los principales recursos renovables objeto de nuevos desarrollos son el viento y el sol. El recurso hídrico está altamente explotado y en los países desarrollados hay un margen de crecimiento muy limitado. En el caso del recurso solar la tecnología utilizada de forma mayoritaria es la fotovoltaica, que tiene como principales inconvenientes la alta ocupación de espacio, la imposibilidad de ajustar la oferta a la demanda y el coste de la instalación, este último ha tenido espectaculares mejoras en los últimos años. Otra forma de aprovechamiento del recurso solar es la generación eléctrica a partir de energía termosolar. Las centrales de energía termosolar utilizan la misma tecnología de conversión de potencia térmica en electricidad que las plantas convencionales.

Las centrales termosolares son muy complejas desde el punto de vista técnico, ya que incorporan los elementos de una central térmica incluyendo un campo solar como fuente de aporte de calor. Este campo solar tiene un funcionamiento ligado a la radiación que es variable a lo largo del día, y con el transcurrir de las estaciones. Al depender de un recurso variable, el estimar cuál va a ser la generación es complejo. Esta variabilidad en la producción y que esté sujeta a una radiación que se puede estimar estadísticamente, es una debilidad que comparte con otras fuentes renovables como la eólica y la fotovoltaica. El aspecto que le diferencia es la posibilidad de almacenar energía utilizando sales binarias con un coste y unas pérdidas contenidas. Este calor acumulado puede ser utilizado para prolongar el funcionamiento de la planta cuando el recurso solar decae, momento que suele coincidir con demandas todavía elevadas. Esta posibilidad complica las estimaciones y el control a realizar sobre la planta, pero le ofrece una posibilidad de ajustar la curva de producción, que otras renovables no poseen.

Este tipo de centrales se han construido desde los años 90 del siglo pasado, sobre todo en EE. UU., España y otros países europeos, y actualmente la mayor parte de las instalaciones se realizan en Medio Oriente, África, y China.

Actualmente, hay plantas termosolares por todo el mundo, generando 5 GWe (Tobias et al. 2017) e incrementándose. Estos números son muy relevantes, pero la enorme cantidad de capacidad fotovoltaica instalada (más de 300GWe) muestra que su desarrollo es más lento

de lo esperado. La fotovoltaica se ha beneficiado de una gran reducción en los costes de instalación, mientras que la reducción de coste de la energía termosolar ha sido mucho menor.

En estas plantas la inversión es muy alta, y tienen unos costes de funcionamiento relativamente pequeños, por lo que las principales incertidumbres están ligadas a la generación y al régimen en que se producirán las ventas de energía. Estimar a partir de modelos las cifras de producción y el controlar el futuro funcionamiento de la planta es un elemento fundamental para el desarrollo de estos proyectos, y la clave para evaluar y asegurar su rentabilidad. (Lilliestam, 2018)

La drástica reducción en los costes de los equipos fue el motivo de la reducción de los costes LCOE (coste de la energía o Levelized Cost of Electricity por si siglas en inglés) de las plantas fotovoltaicas. La reducción en los costes de la energía en las centrales termosolares ha sido muy inferior a las de las fotovoltaica, debido fundamentalmente a la dificultad de construcción, la exigencia de tolerancias y de rendimientos. Uno de los principales motivos de la reducción del LCOE es el incremento del tamaño de las plantas, creciendo desde los 50MWe hasta los 200MWe. La reducción del coste ha venido de la mano, también, de un cambio en el modelo de negocio. El cliente ya no pide sólo un proyecto llave en mano, sino que también pide una solución en la que se tenga en cuenta la O&M (Operación y Mantenimiento). De esta manera la empresa encargada de construir la planta será la que la responsable de su operación y mantenimiento durante un tiempo estipulado.

Esta progresiva mejora del funcionamiento de los sistemas está repercutiendo en la rebaja de los costes (Siva Reddy et al. 2013). Debido a estrategias políticas, algunos países están reduciendo las primas a las energías renovables (Chaanaoui, Vaudreuil, y Bounahmidi 2016).

2. Los proyectos de centrales de energía termosolar

Los proyectos tienen varios instrumentos para articularse, el más habitual en esta tecnología es como generador de energía independiente. Este es un vehículo que permite canalizar financiación privada hacia la industria de generación de energía eléctrica. La rentabilidad de la inversión se asegura a través del compromiso de compra de energía eléctrica durante un periodo de tiempo determinado (típicamente a 25 años), en unas condiciones que dependen del recurso solar, la inversión de capital (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento (OPEX).

Los proyectos de energía termosolar tienen características muy particulares que son determinantes a la hora de definir su ciclo de vida y las relaciones entre los agentes participantes en los mismos, a saber:

- La inversión necesaria en los proyectos es muy alta, con un horizonte de los proyectos muy elevado, de más de 20 años.
- La producción energética depende de las características del recurso solar en la localización elegida, pero también, del diseño de la instalación y de la forma en que la instalación es operada.
- Las condiciones meteorológicas tienen una influencia decisiva sobre la futura producción de la instalación, condiciones que cambian pueden cambiar a lo largo de un año.
- Las características de la instalación hacen que intervengan suministradores muy especializados tanto del banco de potencia como del campo solar. Aparte de ello, el diseño de este tipo de instalaciones tiene una curva de aprendizaje lenta, por lo que hay un número limitado de empresas con capacidad para desarrollar con éxito este tipo de proyecto. Este aspecto se señala en muchas ocasiones como un elemento que

dificulta el abaratamiento de estas instalaciones (unido al factor fundamental, que es el alto coste inherente de los equipos)

Estos aspectos afectan a la forma en que se realizan la contratación de los proyectos de energía termosolar y a las herramientas que se desarrollan para su planificación y control. En particular, este trabajo se centra en como la forma en que se contrata el proyecto hace que la modelización (modelo de garantía) se convierta en una herramienta esencial, no solo en las fases de estudios previos y diseño, sino también en la operación y mantenimiento.

3. La estructura de los proyectos de plantas termosolares: IPP

Debido a los crecientes efectos del cambio climático, todos los países del mundo están dirigiendo sus sistemas de generación de energía eléctrica hacia fuentes renovables. Con dos objetivos fundamentalmente, reducir el impacto de esta industria en el medioambiente y la independencia energética. Si dependes del sol, viento o agua de tu región no es necesario importar combustibles fósiles de terceros países.

Las instalaciones de energía termosolar necesitan grandes inversiones de capital. De acuerdo con el informe de IRENA sobre los costes de la energía renovable, el coste de capital de plantas con tecnología cilindro-parabólica varía, en el año 2016, entre 6.000\$/Kwh y 13.000\$/Kwh para instalaciones con un almacenamiento de 4 horas (la opción más común) (IRENA 2018). Teniendo en cuenta que las plantas actuales están creciendo en tamaño, se hace visible la gran necesidad de capital, para un proyecto en que los plazos de retorno son elevados. Por ello se precisan mecanismos para la financiación privada de estos proyectos de interés público. En dicha estructura, empresas privadas se encargan de diseñar, construir y operar la planta. La energía producida por la planta es vendida a una empresa pública, a comercializadores privados o a los propios consumidores, en función del proyecto.

El IPP (Independent Power Producer) construye y mantiene una planta eléctrica con tecnología solar térmica recuperando la inversión por medio de la venta de la energía eléctrica producida, a un precio definido. Las razones por las que se usa este mecanismo son el desarrollo de infraestructura de generación sin incrementar la deuda propia, y disminuir el coste de la electricidad por la competencia entre los posibles desarrolladores del proyecto. En el caso de que en el que el país no posea los recursos necesarios para construir la planta, la modalidad IPP es la indicada

La explotación de la planta conlleva un beneficio que viene determinado por el PPA (por sus siglas en inglés Power Purchase Agreement).

Estos proyectos se pueden clasificar en función de quien es el propietario (si es único o no, y de su estructura de financiación), de la tecnología a utilizar, de la forma de realizar la contratación (convocatoria competitiva, subasta o procedimiento negociado) y, por último, de sus mecanismos de mitigación de riesgos. En cuanto a la propiedad de la planta, el IPP puede ser propietario de la instalación, recibiendo una concesión estatal para financiar, construir y operarla, o solo hacerlo durante un periodo de tiempo, estando obligada a traspasarla al Estado una vez finalizado el periodo de concesión, habitualmente 20 años, una vez cubiertas las deudas, gastos e incluyendo los beneficios acordados al vender la central; o, por último,

la planta puede ser construida en un proyecto “llave en mano”, encargándose posteriormente de la operación de la planta. (Mehos et al. 2020).

3. Petición de oferta

Existen varios tipos de estructura de proyecto a través de la cual se diseña, construye y opera la planta. Pero en cualquier caso siempre existe un proceso previo que define si la empresa ofertante es capaz de afrontar el proyecto de manera exitosa. Se podría definir esta fase como una auditoría técnico-económica, que consistiría fundamentalmente en la presentación de la documentación necesaria que acredite:

- Capacidad financiera suficiente para llevar todas las fases del proyecto a buen puerto.
- Referencias de proyectos similares.

En ocasiones se requiere haber trabajado anteriormente con la administración correspondiente.

Una vez que una tercera institución independiente valida que todo lo certificado es correcto y está completo. El ofertante queda calificado para entrar en el proceso.

El cliente elabora una documentación llamada RFP (Request For Proposal), a través de la cual establece los requisitos de la planta que desea construir.

El IPP no siempre es capaz de diseñar, construir y operar la planta. Por ello, las ofertas bajo esta modalidad pueden tener más fases, salvo que el IPP haya ido a la oferta de la mano de una empresa EPC (Engineering&Procurement&Construction) que se encargue de la ejecución del proyecto. Una vez que el IPP gana la oferta debe de seleccionar una empresa que ejecute el proyecto.

En el caso de que el país posea los recursos necesarios y no se utilice el mecanismo del IPP, se implementará una RFP en la que terminará siendo el propietario de la planta. Por ello, en este caso el proceso se simplifica, ya que se oferta directamente a empresas EPC.

Durante cualquiera de estas dos posibilidades participa, típicamente, una ingeniería independiente o una consultora. Cuya función es evaluar el conjunto de las ofertas técnico-económicas. La figura de mérito utilizada es el LCOE.

4. El modelo de garantía

Para el cálculo correcto del LCOE es necesario tener previamente calculado el CAPEX, OPEX y la cantidad de energía que la planta va a ser capaz de generar. Para resolver este último punto se desarrolló un modelo que estima la energía producida por la planta en cada momento, que es función de la meteorología, denominado modelo de garantía (Figura 1).

Es un elemento recurrente en todas las fases de los proyectos de energía termosolar para calcular y evaluar el desempeño de la planta. El modelo se desarrolla durante la fase de oferta y es revisado por la ingeniería del cliente, el cliente y/o las entidades financieras si fuera necesario. La mayor parte de estos modelos se presentan ante los revisores del mismo modo,

cajas negras, donde la mayor parte del código, las estrategias de operación y los modelos no son accesibles, para preservar el “know-how” de los ofertantes.

El modelo debe reflejar el diseño de la planta siendo su función primordial establecer las garantías anuales de la planta en base al TMY (las siglas en inglés de Typical Meteorological Year). Entre las que se encuentran:

- Energía exportada a red.
- Energía consumida de red.
- Consumo de agua.
- Consumo de combustibles fósiles.

El modelo de garantía queda congelado en el momento que la oferta se envía al cliente. Sólo sería posible realizar alguna variación de mutuo acuerdo entre las partes, EPC y cliente (o su ingeniería/consultora). En caso contrario, no se modificará. Esto supone un reto técnico importante, ya que la ingeniería que se desarrolle en fase de proyecto debe de ser mejor que la estimada en fase de oferta, ya que es la que se implementó en el modelo de garantía. Es decir, el modelo de garantía debe de ser capaz de predecir el comportamiento de una planta que se pondrá en operación 24 meses, aproximadamente, en el futuro.

Una vez que la planta se ha construido y se pone en marcha comienzan las pruebas de aceptación inicial, estas pruebas son diferentes en función del contrato y lo que se quiera testear. Desde una medición de potencia bruta hasta una comparación de varios días contra el modelo de garantía. Una vez pasadas todas las pruebas, la planta entra en operación comercial. Empezando la prueba anual, que consiste en comparar, como mínimo, con el modelo:

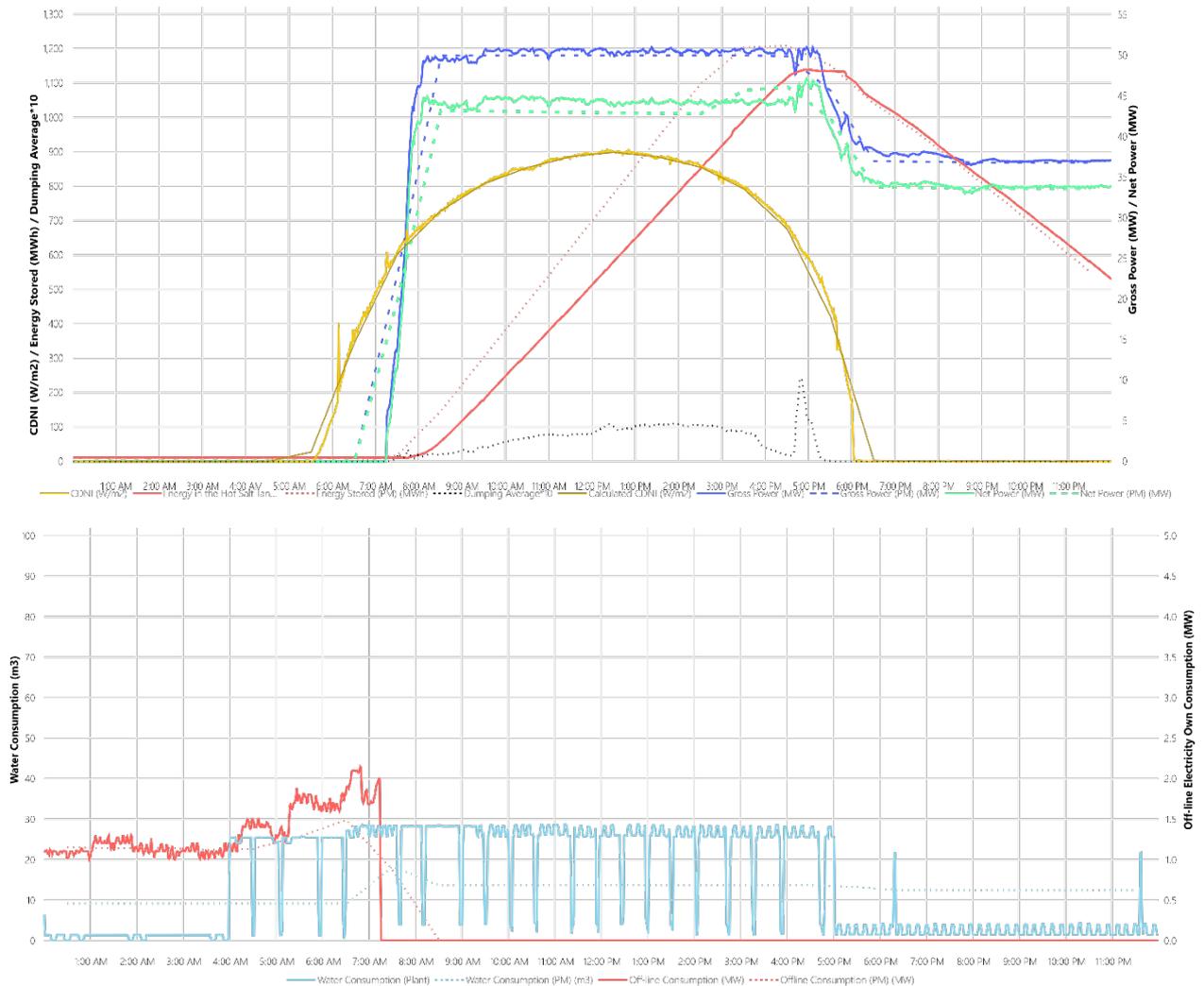
- La generación neta anual.
- El consumo de agua.
- El consumo de fuel.

En el caso de superar la prueba anual se entregará la FAC (por sus siglas en inglés Final Acceptance Certificate). A partir de este momento el modelo de garantía se utilizará para mejorar la producción y vigilar cualquier tipo de degradación o falta en la operación y el mantenimiento de la planta. Una vez que la planta esta en operación, el cumplimiento de las garantías se producción se vigilará mediante la aplicación del modelo de garantía, generando informes días, similares al mostrado en la figura 1.

Hay que tener en cuenta que los modelos de garantía están optimizados para dar la garantía anual, pese a eso debe tener un muy buen ajuste a nivel diario e incluso horario.

Figura 1: Ejemplo de informe diario del modelo de garantía

Parameter	Description	Units	Plant Results	PM Results	Compliance
NEG	Net Energy Generation	MWh	664,01	657,21	101,03 %
CNEG	Corrected Net Energy Generation	MWh	836,00	826,10	101,20 %
FOC	Fuel Oil Consumption	MWh	-	-	-
FOC / CNEG	FOC / CNEG	kWh / kWh	-	-	-
OEOC	Off-line Electricity Own Consumption	MWh	10,78	9,33	115,49 %
OEOC / CNEG	OEOC / CNEG	kWh / kWh	0,01	0,01	-
WC	Water Consumption	m ³	337,00	291,93	115,44 %
WC / CNEG	WC / CNEG	Liter / kWh	0,40	0,35 (*)	71,98 %
TES _F	TES at the end of day	MWh	528,56	550,15	NA
TES _O	TES at the beginning of day	MWh	11,44	0,00	NA
TES _{DNE}	TES Discharge Net Efficiency	-	33,26 %	30,70 %	NA



En resumen, es posible decir que el modelo de garantía está involucrado en las siguientes fases del proyecto:

- Fase de oferta: Cuando se entrega como modelo para garantizar la producción futura de la planta.
- Verificación del diseño de la planta: El modelo permite evaluar el impacto en las garantías anual ante cambios obligados en el diseño de la planta.
- Asistencia a la decisión: El modelo sirve para comparar diferentes fabricantes, mediante análisis de sensibilidad. Se introduce el nuevo parámetro del suministrador y se ve cómo afecta en la energía neta exportada a red, o en cualquier otra variable de salida. Con ello se consigue realizar un análisis técnico- económico.
- Seguimiento de O&M: La planta debe operar al menos tan bien como el PM y debe tener el mismo mantenimiento, con el objetivo de poder cumplir la garantía contractual.

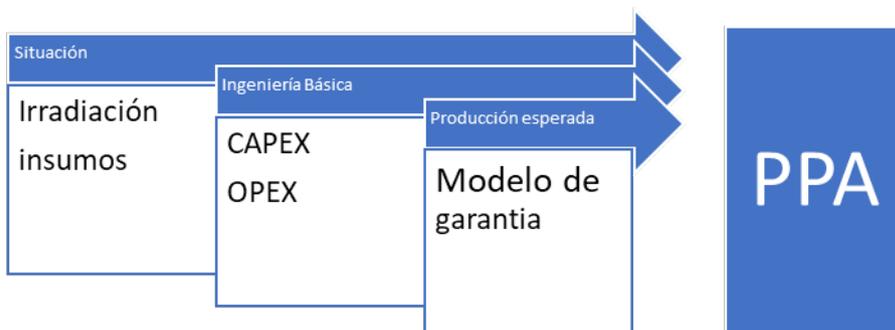
5. Contrato de compra de energía (PPA)

El contrato de compra de energía o PPA (Power Purchase Agreement) regula el compromiso de la adquisición de la energía producida por la planta de acuerdo con una tarifa determinada, durante el tiempo fijado. No sólo establece el precio, también tiene la potestad para definir el periodo horario en el que se inyecta, así como su duración. Normalmente los proyectos de energía solar térmica tienen un PPA de entre 20 y 25 años de duración (Figura 2). El PPA

define los retornos esperados del proyecto, que dependen del precio acordado y de la duración del compromiso. Por ello, cuanto más largo sea el plazo acordado en el PPA más barata será la tarifa. Como se puede ver en la figura 2, el PPA se va a establecer en función de los datos de irradiación y los costes de los insumos necesarios, que son datos externos al proyecto, por el diseño de la planta que marcan los costes de capital (CAPEX, Capital Expenditure) y los costes de operación (OPEX, operation Expenditure), y de la energía producida calculada utilizando el modelo de garantía. (Servet et al, 2015)

El PPA supone el final de la etapa de estudios de viabilidad (Front-End Engineering, FFE). En el punto de partida se dispone de una localización escogida por su recurso solar, disponibilidad de los terrenos y otros factores evaluados por el cliente (desarrollo de ciertas zonas, cercanía a lugares de consumo, conveniencia estratégica en cuanto a diversificación geográfica y tecnológica de las fuentes de suministro, etc.). Basándose en el DNI (direct normal irradiance) disponible se realiza un diseño de la planta, la ingeniería básica, posteriormente se estiman los costes de los equipos. Con estos datos debe ser posible estimar el presupuesto de construcción y los costes de O&M. El precio acordado debe asegurar la rentabilidad del proyecto, teniendo en cuenta el presupuesto aproximado de la construcción, los costes de funcionamiento y la producción eléctrica estimada. La estimación de la producción eléctrica, al estar sujeto a las variabilidades del recurso solar, debe ser modelizada con la mayor precisión posible. Uno de los mayores riesgos del proyecto (aparte de los relativos al coste de la financiación) es el cálculo incorrecto de la producción. El buen ajuste de los modelos de garantía "*Performance Model*" es fundamental para el éxito del proyecto. Pero no, únicamente, por el riesgo económico, ya que la intención del cliente que ofrece la concesión es disponer de una fuente de energía para su sistema eléctrico, y debe conocer cuál va a ser la producción esperada en cada situación. Por ello, es habitual que el modelo realizado sea una garantía de la producción esperada (en función de las condiciones de insolación, etc.), de ahí el nombre de modelo de garantía. Sobre el cumplimiento futuro de las producciones calculadas en el modelo se suelen establecer penalizaciones relevantes.

Figura 2: Determinación del precio de venta de electricidad



6. Contratos para la ejecución de la obra

El proyecto no tiene por qué ejecutarse únicamente por una sólo empresa, que sea la responsable última en caso de cualquier problema. En muchas ocasiones se han utilizado UTEs para reducir el riesgo al que se ve expuesto las empresas, también permite generar sinergias entre las empresas que la componen. La O&M de planta puede realizarse por la misma empresa EPC o por terceros.

En esta fase de la oferta podrían quedar flecos sueltos en la negociación del contrato del IPP con el estado y del PPA. Pero no se quiere retrasar el inicio de los trabajos. Por ello el IPP tiene la potestad de emitir una LNTP (Notificación Limitada para Proceder) o una NTP

(Notificación para Proceder) en función de las necesidades y de la situación. Son instrucciones de iniciar los trabajos de ingeniería dotadas con una cantidad de dinero.

Una vez acordado todo lo que podría estar pendiente, se firman los contratos de EPC y O&M. En el contrato Engineering, Procurement and Construction (EPC) se establecen las guías para el diseño, construcción y puesta en marcha de la central. La empresa o empresas firmantes del EPC deben construir una planta que funcione, por lo menos, como lo garantizado, en un plazo definido y a coste determinado (con el riesgo de incurrir en penalidades, por el incumplimiento de cualquiera de estos conceptos). Este contrato es muy extenso y complejo siendo una de sus partes principales la dedicada a la definición técnica del proyecto, en mayor o en menor medida, se suele llamar OTS (Owner Technical Specification, especificación técnica de la propiedad). En otras ocasiones se suele llamar MFS (Minimum Functional Specification, especificación funcional mínima).

El proyecto no tiene por qué ejecutarse únicamente por una sola empresa, que sea la responsable última en caso de cualquier problema. En muchas ocasiones se han utilizado UTEs para reducir el riesgo al que se ve expuesta la empresa, también permite generar sinergias entre las empresas que la componen. La O&M de planta puede realizarse por la misma empresa EPC o por terceros.

En esta fase de la oferta podrían quedar flecos sueltos en la negociación del contrato del IPP con el estado y del PPA. Pero no se quiere retrasar el inicio de los trabajos. Por ello el IPP tiene la potestad de emitir una LNTP (Notificación Limitada para Proceder) o una NTP (Notificación para Proceder) en función de las necesidades y de la situación. Son instrucciones de iniciar los trabajos de ingeniería dotadas con una cantidad de dinero.

Una vez acordado todo lo que podría estar pendiente, se firman los contratos de EPC y O&M. En el contrato Engineering, Procurement and Construction (EPC) se establecen las guías para el diseño, construcción y puesta en marcha de la central. La empresa o empresas firmantes del EPC deben construir una planta que funcione, por lo menos, como lo garantizado, en un plazo definido y a coste determinado (con el riesgo de incurrir en penalidades, por el incumplimiento de cualquiera de estos conceptos). Este contrato es muy extenso y complejo siendo una de sus partes principales la dedicada a la definición técnica del proyecto, en mayor o en menor medida, se suele llamar OTS (Owner Technical Specification), especificación

técnica de la propiedad). En otras ocasiones se suele llamar MFS (Minimum Functional Specification, especificación funcional mínima).

Durante el desarrollo del proyecto la empresa o empresas encargadas del EPC soportan y admiten el riesgo tecnológico de la construcción, coste, plazo y de las propias garantías del proyecto (materiales y de rendimiento).

En paralelo al desarrollo de la ingeniería de detalle y compra de todos los equipos de la planta, la dirección de proyecto debe de elaborar el marco en el que se va a mover el proyecto. Para ello es necesario establecer los siguientes contratos:

- Contrato de financiación: En el caso de necesitar financiación, se debe establecer el tipo y las condiciones a través de este contrato.
- Contrato de suministro de agua: Debe de regular el precio, cantidad máxima y calidad del agua que entra en la planta. Podría provenir desde un río, hasta una tubería general o de camiones cisterna.
- Contrato de suministro de combustible de respaldo: Las plantas, aunque no puedan usar combustibles fósiles para su operación, deben de tener grupos electrógenos de emergencia por seguridad.
- Seguros del proyecto y de la planta: Es necesario tener una serie de seguros en caso de siniestro. Bien sea de operación, accidente...
- Subcontrataciones: No todas las tareas se pueden llevar a cabo por parte de la empresa EPC y O&M. Se requiere subcontratar a otras empresas especializadas en unas tareas específicas.

7. Operación y mantenimiento

Una vez establecido el marco del proyecto, la ingeniería de detalle y la compra de equipos se procede a la construcción y puesta en marcha de la instalación. Tras el comisionado de la central se efectúan los llamados “test de aceptación inicial”, son los responsables de fiscalizar algunas de las garantías. La superación de estas pruebas viene acompañada de la PAC (Certificado de Aceptación Provisional), los que supone un hito de pago importante en el proyecto. Este es momento en el que comienza la operación comercial de la planta.

Una vez que el equipo de proyecto entrega la planta a O&M empieza su operación comercial. Para realizar esta labor se puede contratar a la empresa responsable del EPC o a otra. Los responsables de O&M pueden ser de:

- La empresa del EPC.
- La propiedad.
- Una empresa independiente participada por la propiedad y la empresa EPC.

Los contratos para la operación y mantenimiento suelen tener una duración de entre 5 y 10 años con posibilidad de extensión. El seguimiento de que la operación de la planta es la adecuada se realiza, entre otros medios, utilizando el modelo de garantía. La producción dependerá de las condiciones meteorológicas, pero deberá seguir lo reflejado por el modelo. El modelo establece la exigencia en cuanto a la operación y permite determinar responsabilidades en los erros de O&M, con las correspondientes penalidades.

Pese a que la planta ya ha superado las pruebas iniciales, es necesario superar la última y más importante, que es la comparación de un año de operación contra el modelo de garantía. Esta fase es extremadamente compleja ya que intervienen muchos y muy diversos factores: el aprendizaje de los operadores, la planta no tiene aún un ajuste fino, aún faltan repuestos...

Existen muchos intereses contrapuestos, los objetivos del equipo de O&M no tienen por qué ser los mismo a los de la empresa EPC.

En la operación de las plantas se definen factores que simulan la curva de aprendizaje de los operadores y afectan a las garantías anuales que se verifica contra el modelo, que suelen comenzar en el entorno del 90% el primer año, llegando al 100% en el tercer año.

8. Conclusiones

Un elemento recurrente en todas las fases de los proyectos de energía termosolar es el uso de un modelo de garantía (Performance Model, PM) para calcular y evaluar el desempeño de la planta. El modelo se desarrolla durante la fase de oferta y es revisado por la ingeniería del cliente, el cliente y/o las entidades financieras si fuera necesario. La mayor parte de estos modelos se presentan ante los revisores del mismo modo, cajas negras, donde la mayor parte del código, las estrategias de operación y los modelos no son accesibles, para preservar el know-how de los ofertantes.

El modelo de garantía queda congelado en el momento que la oferta se envía al cliente. Sólo sería posible realizar alguna variación de mutuo acuerdo entre las partes, EPC y cliente (o su ingeniería/consultora). En caso contrario, no se modificará. Esto supone un reto técnico importante, ya que la ingeniería que se desarrolle en fase de proyecto debe de ser mejor que la estimada en fase de oferta, ya que es la que se implementó en el modelo de garantía. Es decir, el modelo de garantía debe de ser capaz de predecir el comportamiento de una planta que se pondrá en operación 24 meses, aproximadamente, en el futuro.

El marco de desarrollo de estos modelos más conocido es SAM (por sus siglas en inglés System Advisor Model) (Freeman et al. 2018) que es un programa de simulación de energías renovables desarrollado por el NREL (por sus siglas en inglés National Renewable Laboratory). SAM combina los modelos de producción con los datos financieros para realizar una estimación del LCOE (Levelized Cost of Energy, coste de la energía incluyendo costes de capital y de operación) y otras figuras de mérito. Es gratuito y libre, su código está abierto. Tiene una precisión suficiente. Es un modelo focalizado en el estudio de viabilidad.

Pero para disponer de un modelo de garantía capaz de simular con precisión el comportamiento de la planta ante condiciones transitorias (por ejemplo, las producidas por fenómenos meteorológicos rápidos como los trenes de lunes) es necesario disponer de modelos más complejos capaces de simular el comportamiento del sistema de generación y las inercias térmicas.

Los proyectos de energía termosolar gestionados de la forma más eficiente posible son una acción encaminada al ODS 7 Energía asequible y no contaminante. Al tratarse de un fuente de energía renovable en la que es posible cierto almacenamiento, es fundamental para la descarbonización de la economía contribuyendo al ODS Acción por el clima.

Referencias

- Chaanaoui, Meriem, Sébastien Vaudreuil, y Tijani Bounahmidi. 2016. «Benchmark of Concentrating Solar Power Plants: Historical, Current and Future Technical and Economic Development». *Procedia Computer Science* 83: 782-89. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2016.04.167>.
- Freeman, Janine M., Nicholas A. DiOrío, Nathan J. Blair, Ty W. Neises, Michael J. Wagner, Paul Gilman, y Steven Janzou. 2018. «System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)». NREL/TP--6A20-70414, 1440404. <https://doi.org/10.2172/1440404>.

- IRENA. 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017, Abu Dhabi, United Arab Emirates: International Renewable Energy Agency.
- Lilliestam, J., Barradi, T., Caldés, N., Gomez, M., Hanger, S., Kern, J., Komendantova, N. Mehos, M., Hong, W., Wang, Z., Patt, A. (2018): Policies to keep and expand the option of concentrating solar power for dispatchable electricity, in: Energy Policy 116, pp. 193-197 <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.014>.
- Mehos, Mark, Hank Price, Robert Cable, David Kearney, Bruce Kelly, Gregory Kolb, y Frederick Morse. 2020. «Concentrating Solar Power Best Practices Study». Renewable Energy, 269.
- J.F. Servert, E. Cerrajero, E.L. Fuentealba, S. Greos, Feasibility of a CSP Power Plant in Chile under a PPA Model, the Role of Soft Financing and Upfront Grant, Energy Procedia, Volume 69, 2015, Pages 1704-1710, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.133>.
- Siva Reddy, V., S.C. Kaushik, K.R. Ranjan, y S.K. Tyagi. 2013. «State-of-the-Art of Solar Thermal Power Plants—A Review». Renewable and Sustainable Energy Reviews 27 (noviembre): 258-73. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.037>.
- Tobias Hirsch, Jürgen Dersch, Thomas Fluri, Javier García-Barberena, Stefano Giuliano, Fred Hustig-Diethelm, Richard Meyer, Norbert Schmidt, Markus Seitz, y Enver Yildiz, eds. 2017. «SolarPaces Guideline for Bankable STE Yield Assesment».

Comunicación alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

