



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MODELO DE PRODUCCIÓN ANUAL
PARA PLANTAS TERMOSOLARES DE
RECEPTOR CENTRAL**

Director: Alfonso Junquera Delgado

Autor: David Méndez Marcos

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. David Méndez Marcos DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **MODELO DE PRODUCCIÓN ANUAL PARA PLANTAS TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.

- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4°. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5°. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6°. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la

copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 21 de junio de 2016

ACEPTA

Fdo.....DAVID MÉNDEZ MARCOS.....



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**MODELO DE PRODUCCIÓN ANUAL PARA PLANTAS
TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL** en la ETS de Ingeniería - ICAI
de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2015/16. es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: 

Fecha: 21/ 06/ 16

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: 

Fecha: 21/ 06/ 16

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.:

Fecha: 21/ 06/ 16



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MODELO DE PRODUCCIÓN ANUAL
PARA PLANTAS TERMOSOLARES DE
RECEPTOR CENTRAL**

Director: Alfonso Junquera Delgado

Autor: David Méndez Marcos

MODELO DE PRODUCCIÓN ANUAL PARA PLANTAS TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL

Autor: Méndez Marcos, David.

Autor: Junquera Delgado, Alfonso.

Entidad Colaboradora: Empresarios Agrupados.

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto que se describe en este documento consiste en la elaboración de un modelo mediante el cual estimar la producción eléctrica anual de cualquier planta termosolar de receptor central, cuyas especificaciones serán introducidas en el programa por el usuario. Además, el modelo tendrá un carácter modular, correspondiendo cada módulo a los bloques principales de una planta de esta tecnología. Esto permitirá que el usuario pueda estudiar en detalle cada uno de estos bloques, realizando por ejemplo estudios de sensibilidad de determinados elementos fijando previamente unas condiciones de contorno.

En los primeros apartados de la memoria se realizará un encuadre del proyecto, planteando los motivos que han llevado a la realización de este trabajo y describiendo el estado de las tecnologías aplicadas para la obtención de energía termosolar. Las dos motivaciones principales hablan del concepto de sostenibilidad (intrageneracional e intergeneracional) y de la curva de aprendizaje de la tecnología. En cuanto al estado de la técnica, se habla de la energía termosolar en el pasado, en el presente y de las previsiones futuras, tanto a nivel nacional, como a nivel europeo y mundial.

La primera iniciativa en estas tecnologías la tiene EEUU en los años 80 y 90 mediante el proyecto conocido como SEGS, aunque el desarrollo del sector se detuvo hasta hace unos años. En el año 2010 la potencia total en operación en el mundo era de 1061 MW, de los que aproximadamente el 60 % estaban construidos en España. En la actualidad, hay una capacidad instalada en el mundo de unos 4.950 MW, estando instalados en España aproximadamente 2.400 MW y en EEUU unos 1.300 MW. Otros países destacados en este aspecto son Marruecos y Sudáfrica. Para describir las previsiones de este sector se acude a documentos como el *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, en España, los documentos *Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático* y *Secure, clean and efficient energy*, en Europa y el *World Energy Outlook*, a nivel internacional.

También se realiza una descripción de las cuatro tecnologías existentes en la actualidad para obtener energía termosolar: la tecnología de canales cilindroparabólicos (la más madura en la actualidad), las plantas de torre o receptor central (la que mejores perspectivas de futuro tiene), las de concentradores parabólicos (en fase inicial) y las de concentradores lineales de Fresnel.

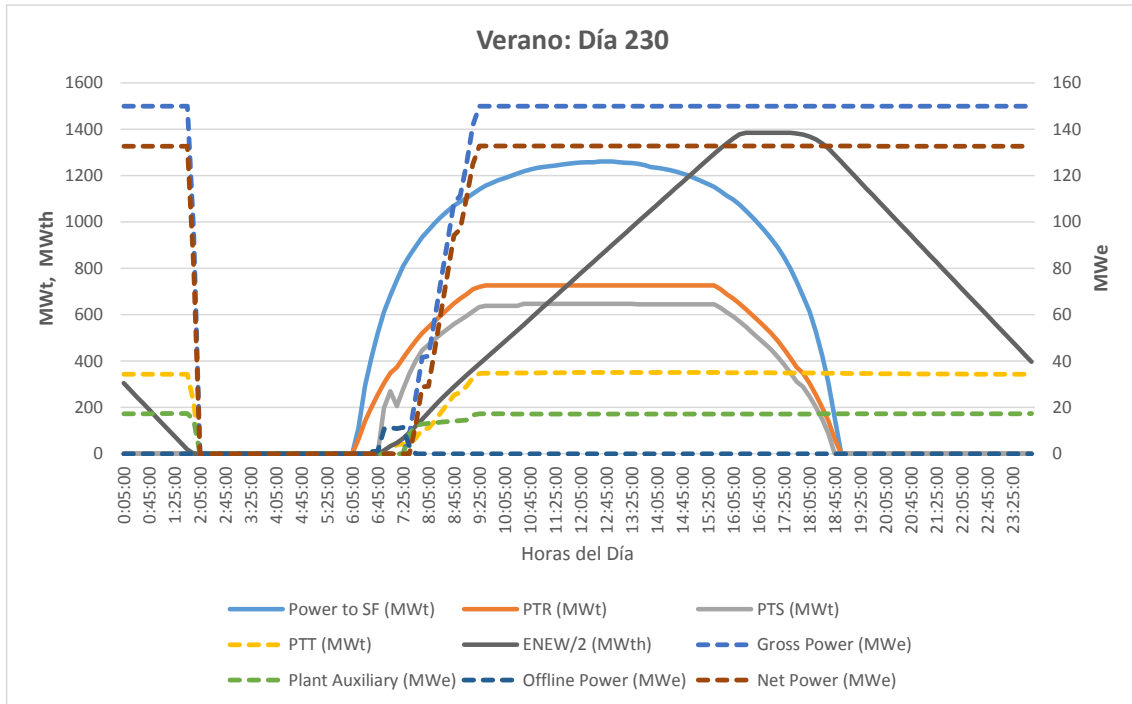
Estos primeros apartados concluyen con una mención a dos modelos existentes que tienen una función similar a la del modelo propuesto en esta memoria, pues ambos proporcionan la producción anual de una planta dada: el SOLERGY y el SAM. El manual del SOLERGY es el documento que ha servido de referencia para diseñar el modelo. El diagrama de flujo energético que sigue el modelo aquí planteado es el

mismo que el del programa SOLERGY. No obstante, el SOLERGY proporciona referencias de los detalles de cada uno de los bloques de este diagrama, mientras que en el modelo de esta memoria se han integrado las ecuaciones de cara a que el usuario pueda realizar los análisis mencionados en cada bloque. Por otro lado, los resultados que proporciona el SAM tienen una perspectiva más económica. Además, el modelo que aquí se describe de momento sirve como base para el modelo de garantía que se presenta junto con una oferta, siendo imposible que el SOLERGY o el SAM puedan ser utilizados como modelos de garantía.

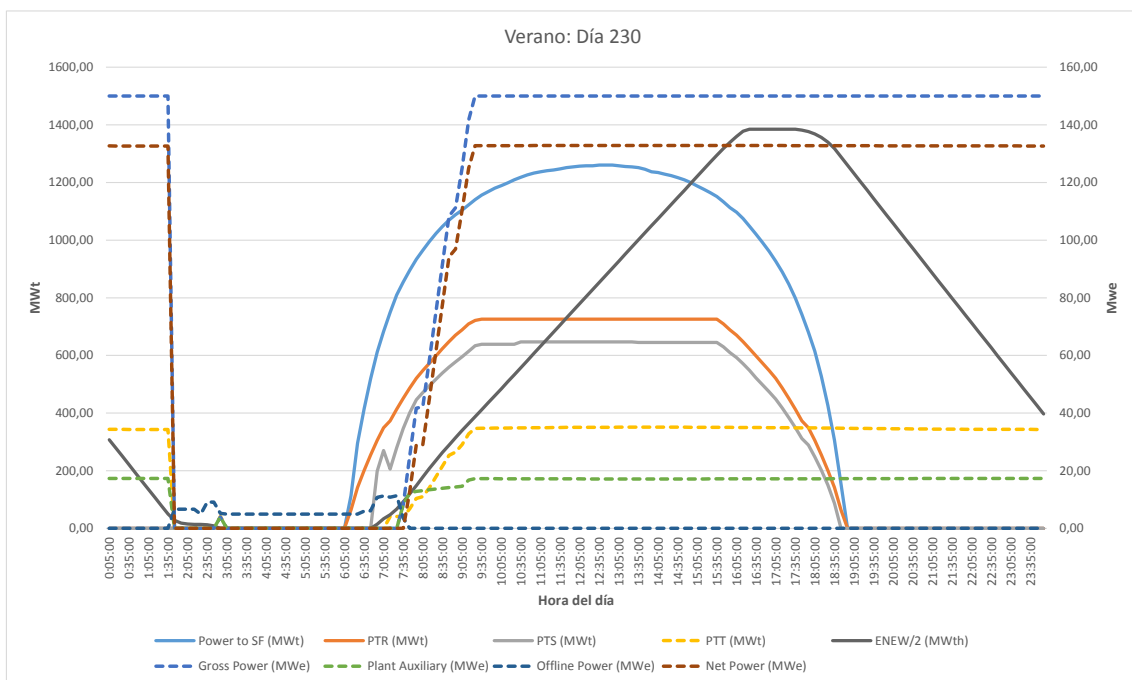
Posteriormente se describe el modelo diseñado: se citan los datos de entrada de cada módulo (a introducir por el usuario), se detalla la metodología que se ha seguido en su elaboración y se exponen resultados y conclusiones. Las rutinas o módulos del modelo son las siguientes: Eficiencia del Campo Solar, Eficiencia Térmica y Gasto Másico por el Receptor, Estado del Receptor, Pérdidas Térmicas en las Tuberías, Operación Siempre que Se Pueda (SQSP), Operación MAXOUT y Ciclo Térmico, Auxiliares y Consumos OFFLINE. Todas estas rutinas se han programado en VBA Excel, de forma que los resultados se muestren en las respectivas hojas de Excel. Las variables de salida de una rutina sirven como variables de entrada en la siguiente.

La rutina Eficiencia del Campo Solar se basa en la integración del código DELSOL3 en el modelo para calcular dichas eficiencias. En la rutina Eficiencia Térmica y Gasto Másico por el Receptor se implementan las ecuaciones de transmisión de calor en cada uno de los diferenciales de las tuberías simulados, fijándose bien la temperatura de salida de las sales (opción preferente), bien el caudal másico por el receptor. En la rutina Estado del Receptor se evalúa el estado del mismo (arranque, parada y operación) mediante una máquina de estados. En la rutina Operación SQSP se evalúan los estados del sistema generador de vapor y de la turbina, también mediante sendas máquinas de estados (arranque, parada y operación) y el nivel energético del almacenamiento en cada instante considerado, con la restricción de que se intentará operar la turbina siempre que haya energía térmica disponible. En la rutina Operación MAXOUT se hace lo mismo que en la anterior, con otra restricción: maximizar el valor de la electricidad generada. En la rutina Ciclo Térmico, Auxiliares y Consumos OFFLINE se utilizan los datos introducidos por el usuario de eficiencias del ciclo térmico, consumos auxiliares y consumos offline para obtener la producción neta de la planta en cada instante.

El modelo se ha probado introduciendo las especificaciones de una planta determinada, teniéndose como resultado una producción neta anual aproximadamente un 10% mayor que la estimada para la misma por otras fuentes. También se han mostrado los resultados de producción de cuatro días típicos (uno de cada estación) ejecutando el modelo con las dos estrategias de operación planteadas. En las siguientes figuras se muestran los resultados para Operación SQSP y para Operación MAXOUT, respectivamente, para un día de verano.



Resultados de la planta día de verano Operación SQSP.



Resultados de la planta día de verano Operación MAXOUT.

Los resultados cualitativos de la metodología que se ha seguido y los resultados numéricos obtenidos han dado lugar a una serie de conclusiones, algunas positivas y otras negativas. Además, en el último apartado de la memoria se han citado una serie de tareas que se deberían incorporar a futuras versiones del modelo o aspectos existentes en el modelo actual que deberían ser modificados.

MODEL TO ESTIMATE ANNUAL PRODUCTION FROM CENTRAL RECEIVER POWER PLANTS

Author: Méndez Marcos, David.

Mentor: Junquera Delgado, Alfonso.

Colaborative Entity: Empresarios Agrupados.

ABSTRACT

The Project described in the present document consists on the development of a model to estimate annual electricity production from any central receiver power plant, whose specifications must be introduced in the program by the user. In addition, the model will have a modular design, each module corresponding to the main blocks of a central receiver power plant. This will allow the user to study in detail each of these blocks, carrying out, for example, sensitivity studies for some elements by previously fixing their boundary conditions.

In the first sections of the document the project will be framed, presenting the main purposes that have led to the realization of this project and describing the status of the technologies applied for thermosolar energy collection. The two main reasons are related to sustainability (inter and intra generational) and to the technology learning curve. In what refers to the state of the art, there will be references about thermosolar energy in the past, in the present and in the future, both at a national level and at a European and worldwide level.

Between the 80s and the 90s, the USA had the first initiative on this technologies, with the project SEGS. However the development of this field was stopped until a few years. In 2010, the total operation power worldwide was 1061 M, of which about the 60% were located in Spain. Nowadays, there is about 4.950 MW of capacity installed in the world, of which 2.400 MW are located in Spain and 1.300 MW in USA. Other outstanding countries are Morroco and South Africa. The document "*Plan de Energías Renovables 2011-2020*" can be used as a reference to describe the market forecast in Spain, while the document "*Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático*" is a reference at European level and "*World Energy Outlook*" at an international scale.

A description of the four existing CSP technologies has also been done: parabolic-through technology (the most mature nowadays), central receiver plants (the technology with better perspectives) and the solar Stirling engine ones (at an initial phase).

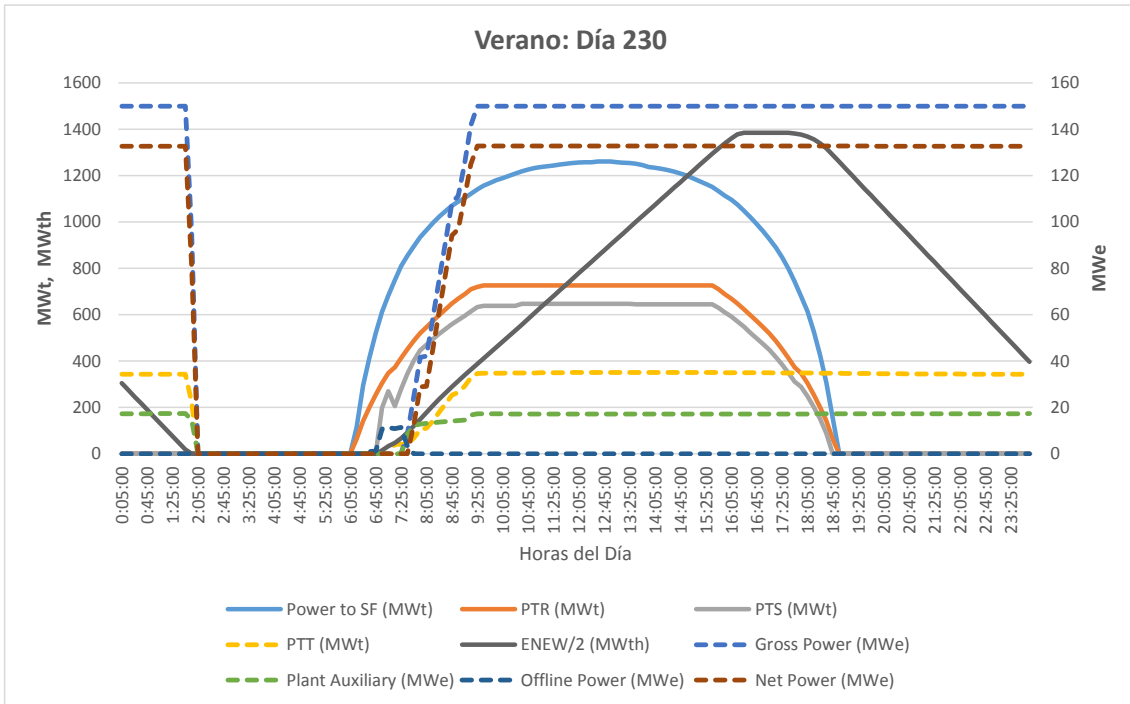
The first sections conclude mentioning two of the existing models which have a function similar to the model proposed in the project, as both supply an annual production given by: the SOLERGY and the SAM. The SOLERGY manual is the document used as reference to design the model. The energy flux diagram which the model follows is the same as the proposed by the SOLERGY. However, SOLERGY only provides references to solve details of each of the parts of the diagram, while in the model presented in this memory the equations have been integrated so that the user can carry out the analysis mentioned in each part. On the other side, the results provided by SAM have a more economic perspective. In addition, the model described serves as a

base for the guarantee model presented together with an offer, making impossible to use SOLERGY or SAM as guarantee models.

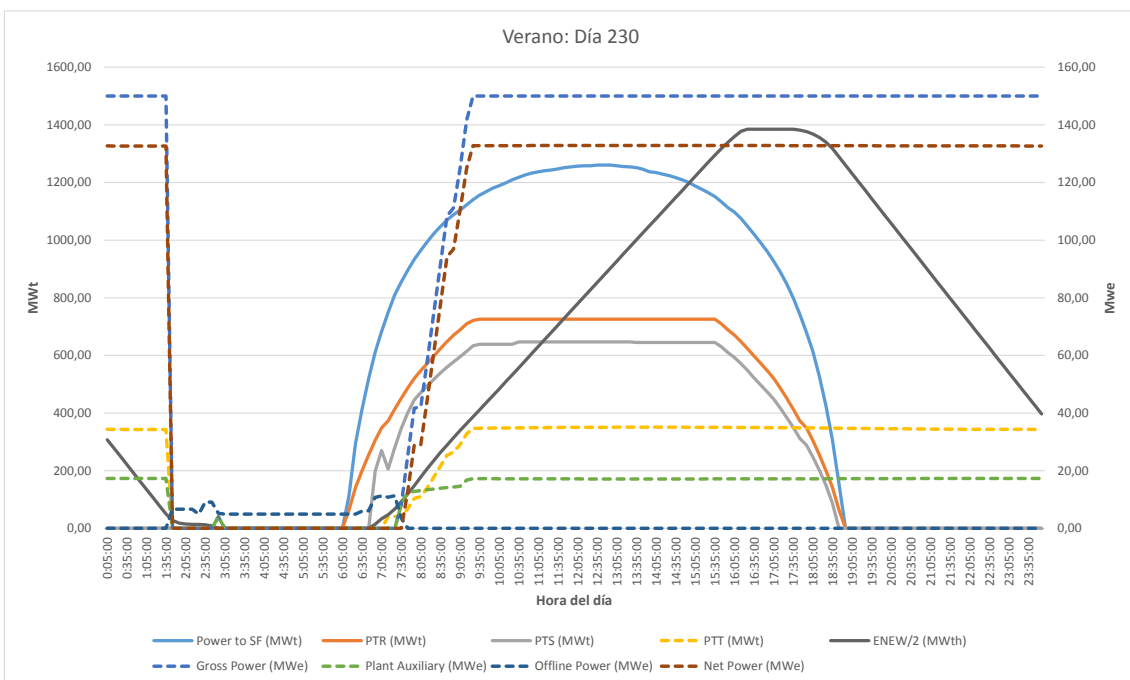
Afterwards, the designed model is described: the input data of each module (to be introduced by the user) are mentioned, the methodology followed is detailed, and the results and conclusions reached are presented. The routines or modules of the model are the following: Solar Field Efficiency, Receiver Thermal Efficiency and Mass Flow, Receiver Status, Pipes Thermal Losses, Always the System Is Able To Operation (ASIAT Operation), MAXOUT Operation and Power Cycle, Auxiliaries and Offline Power. All these routines have been programmed in VBA Excel, so that the results are displayed in the respective Excel sheets. The output variables of a routine serve as input variables for the following one.

The Solar Field Efficiency routine is based on the integration of the DELSOL3 code in the model in order to calculate the mentioned efficiencies. In the Receiver Thermal Efficiency and Mass Flux Routine, heat transmission equations are implemented in each of the simulated pipe differentials, fixing either the salts exit temperature (preferential option), or the receiver mass flow rate. In the routine of the Receiver Status, its state is evaluated (start-up, shutdown and operation) with a status machine. In the ASIAT Operation routine, the different status of the steam generating system and the turbine are also evaluated by different status machines and taking into consideration the energy storage level in each of the time steps considered, with the restriction by which the turbine will try to operate while there is thermal energy available in storage. In the Operation MAXOUT routine, the procedure is the same as the mentioned before, except for the restriction, which now is to maximize the value of the generated electricity. In the Power Cycle, Auxiliaries and Offline Power routine the user-defined input of the thermal cycle efficiencies, auxiliaries and offline power are used to obtain the net production of the plant at any moment.

The model has been tested by introducing the specifications of a certain plant, having as a result a net annual production of about 10% higher than the estimated for the same plant from other sources. In addition, through the execution of the model with the operation strategies proposed, the results for four typical days (one for each season) have been represented. In the following figures, the results for the ASIAT Operation and MAXOUT Operation for a summer day have been shown.



Resultados de la planta día de verano Operación SQSP.



Resultados de la planta día de verano Operación MAXOUT.

Methodology qualitative results and numerical results have led to many conclusions, some of them positive and some of them negative. Besides, in the last section of this document some tasks that should be done or some existing points that should be modified in future versions of this model are described.

Índice de Contenidos

RESUMEN DEL PROYECTO	11
ABSTRACT	15
1. Introducción y Motivaciones del Proyecto [1].....	25
1.1. Motivación.....	26
1.1.1. Sostenibilidad intrageneracional.....	27
1.1.2. Sostenibilidad intergeneracional.....	28
1.2. Curvas de aprendizaje	31
2. Antecedentes [1].....	33
2.1. Historia de la termosolar en el mundo.....	33
2.2. Historia de la termosolar en España.....	35
2.3. Actualidad de la termosolar.....	36
2.3.1. Historia de las centrales PS10 Y PS20	38
2.3.2. ANDASOL I, II y III: Introducción del concepto de gestionabilidad. 38	
2.3.3. PALMA DEL RÍO I y II: 100 MW de potencia de concentradores cilindro-parabólicos.....	39
2.3.4. GEMASOLAR: Generación 24 horas al día mediante torre central y almacenamiento en sales fundidas	39
2.3.5. SOLANA: la mayor planta cilindro-parabólica del mundo.....	40
2.3.6. IVANPAH: la planta solar más grande del mundo	41
2.3.7. KAXU SOLAR ONE: Energía limpia al sur de África.....	41
2.4. Perspectivas de futuro	42
2.4.1. En España: Plan de Energías Renovables 2011-2020	42
2.4.2. En la Unión Europea: objetivos energéticos para 2020, 2030 y 2050 ..	44
2.4.3. En el mundo: estimaciones de la International Energy Agency (IEA)	47
2.5. Estado del arte.....	47
2.5.1. Centrales de canales cilindro-parabólicos.....	48
2.5.2. Centrales de receptor central o de torre	49
2.5.3. Centrales de discos parabólicos.....	51
2.5.4. Centrales de concentradores lineales de Fresnel	52
2.6. Programa SOLERGY [2]	54
2.7. Programa SAM (System Advisor Model)	55
3.- Descripción del modelo desarrollado	57

3.1.- Objetivos	57
3.2.- Datos de partida y consideraciones	57
3.2.1.- Typical Meteorological Year (TMY)	57
3.2.2.- Eficiencia del Campo Solar	58
3.2.3.- Estado, Eficiencia Térmica y Gasto Másico por el Receptor	58
3.2.4.- Pérdidas Térmicas en Tuberías	61
3.2.5.- Operación de la Planta.....	61
3.2.6.- Ciclo Térmico	62
3.2.7.- <i>DELSOL3</i>	63
3.3.- Implantación numérica.....	65
3.3.1.- Rutina: Eficiencia del Campo Solar	65
3.3.2.- Rutina: Eficiencia Térmica y Gasto Másico por el Receptor	67
3.3.3.- Rutina: Estado del Receptor.....	79
3.3.4.- Rutina: Pérdidas Térmicas en las Tuberías.....	85
3.3.5.- Rutina: Operación Siempre que Se Pueda	85
3.3.6.- Rutina: Operación MAXOUT (modificada)	101
3.3.7.- Rutina: Ciclo Térmico, Auxiliares y Consumos OFFLINE.....	106
4.- Análisis de Resultados.....	113
5.- Conclusiones	119
5.1.- Conclusiones sobre la Metodología.....	119
5.2.- Conclusiones sobre los Resultados	121
5.3.- Recomendaciones para Futuras Versiones	123
5.3.1.- Temperatura de Entrada de las Sales en el Receptor	123
5.3.2.- Mapas de Flujo en el Receptor.....	125
5.3.3.- Estado del Receptor	125
5.3.4.- Consumos Offline.....	126
5.3.5.- Operación MAXOUT	126
5.3.6.- Otros Tipos de Operación	126
BIBLIOGRAFÍA	129

Índice de Figuras

Figura 1. Curvas de aprendizaje de tecnologías eléctricas en la UE, 1980-95. _____	31
Figura 2. Centrales en operación en el mundo en 2010. _____	34
Figura 3. Centrales en construcción en el mundo en 2010. _____	34
Figura 4. Centrales en promoción en el mundo en 2010. _____	35
Figura 5. Distribución en MW del estado de las instalaciones a fin de 2010. _____	35
Figura 6. Potencia instalada y acumulada por año en España. _____	36
Figura 7. Localización de centrales solares termoeléctricas en España. _____	37
Figura 8. Imagen aérea de la central termosolar Solana en Arizona. _____	40
Figura 9. Vista aérea de las tres torres del proyecto Ivanpah. _____	41
Figura 10. Potencia anual y potencia acumulada por años en MW. _____	44
Figura 11. Energía anual (MWh) y potencia acumulada (MW) por años. _____	44
Figura 12. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología cilindro-parabólica. _____	49
Figura 13. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología de torre. _____	50
Figura 14. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología de discos parabólicos. _____	52
Figura 15. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología de concentradores Fresnel. _____	53
Figura 16. Diagrama de flujo del programa SOLERGY. _____	54
Figura 17. Esquema representativo de ángulos solares. _____	58
Figura 18. Ilustración de receptor tipo. _____	60
Figura 19. Ejemplo de mapa de flujo. _____	60
Figura 20. Ejemplo de archivo de entrada para DELSOL3. _____	64
Figura 21. Ejemplo de campo solar introducido en DELSOL3 por zonas. _____	65
Figura 22. Ejemplo de resultados de DELSOL3. _____	66
Figura 23. Balance térmico que tiene lugar en un tramo de las tuberías. _____	69
Figura 24. Ilustración representativa de estimación de factor de forma para calcular radiación. _____	70
Figura 25. Eficiencia térmica del receptor en función de la potencia incidente y de la velocidad del viento. _____	78
Figura 26. Diagrama de flujo de los estados del receptor. _____	80
Figura 27. Diagrama de flujo de los estados del SGS. _____	87
Figura 28. Curva de arranque de varios SGS. _____	88
Figura 29. Diagrama de flujo de los estados de la turbina. _____	95
Figura 30. Curvas de arranque de una turbina. _____	96
Figura 31. Ejemplo de perfil de precio de venta normalizado de la electricidad en invierno. _____	102
Figura 32. Ejemplo de perfil de precio de venta normalizado de la electricidad en verano. _____	102
Figura 33. Instrucciones del modelo para generar perfil de valor de la electricidad. _____	103
Figura 34. Ejemplo de Ciclo Rankine. _____	107
Figura 35. Resultados de la planta día de invierno Operación SQSP. _____	114
Figura 36. Resultados de la planta día de primavera Operación SQSP. _____	114
Figura 37. Resultados de la planta día de verano Operación SQSP. _____	115
Figura 38. Resultados de la planta día de otoño Operación SQSP. _____	115
Figura 39. Resultados de la planta día de invierno Operación MAXOUT. _____	116
Figura 40. Resultados de la planta día de primavera Operación MAXOUT. _____	116
Figura 41. Resultados de la planta día de verano Operación MAXOUT. _____	117
Figura 42. Resultados de la planta día de otoño Operación MAXOUT. _____	117
Figura 43. Ejemplo de arranque del SGS y de la turbina. _____	120

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Potencia termosolar instalada y en desarrollo en el mundo.</i>	36
<i>Tabla 2. Datos del sector termosolar en España en la actualidad.</i>	37
<i>Tabla 3. Balance energético nacional en 2005, 2010, 2015 y 2020.</i>	43
<i>Tabla 4. Predicción de potencia termosolar instalada por regiones, en GW.</i>	47
<i>Tabla 5. Cálculo del número de Nusselt correspondiente a la convección externa forzada.</i>	73
<i>Tabla 6. Tabla de rendimientos para un ciclo Rankine de 150 MWe.</i>	108
<i>Tabla 7. Tabla de potencias térmicas para un ciclo Rankine de 150 MWe.</i>	108
<i>Tabla 8. Consumos medios de los equipos de la planta según el estado de la misma.</i>	110
<i>Tabla 9. Ejemplo de consumo de ciertas bombas de sales frías.</i>	111
<i>Tabla 10. Tabla de consumos offline para una planta dada.</i>	111
<i>Tabla 11. Tabla de consumos auxiliares para una planta de 150 MWe de potencia nominal.</i>	112

1. Introducción y Motivaciones del Proyecto [1]

El objetivo principal de este proyecto es la elaboración de un modelo mediante el cual poder estimar la producción eléctrica anual de cualquier planta termosolar de receptor central, cuyas especificaciones serán introducidas en el programa por el usuario. **Esta herramienta se desarrollará por completo en Excel (utilizando también VBA Excel).** En este programa el usuario puede interactuar con el modelo mediante la introducción de variables de entrada o la ejecución de las diferentes rutinas programadas. También se incluyen en el modelo imágenes explicativas de cada uno de los bloques. Además, el usuario podrá añadir o eliminar elementos.

En el modelo **se asume que el fluido caloportador son unas sales fundidas, que irán a parar al tanque de sales calientes directamente, sin la presencia de un intercambiador de calor sales-sales.**

La guía principal que se utilizará para desarrollar el modelo es el manual SOLERGY [2]. Para desarrollarlo completamente, se debe pensar previamente la solución que se dará a los distintos bloques que hay en una planta de este tipo, los cuales se describen a continuación:

- I. Campo Solar. La energía del sol es concentrada en el receptor a través del campo solar, compuesto por un gran número de heliostatos. La composición del campo solar tiene una gran influencia en el resultado anual de producción, puesto que la energía que llega al receptor es directamente proporcional al número de heliostatos. Sin embargo, existe un número de heliostatos máximo que no merece la pena económicamente sobrepasar. Esto se debe a que el heliostato marginal estaría cada vez más lejos, y los efectos de bloqueos, sombras, atenuación atmosférica y el efecto coseno se harían más notorios. Es necesario conocer la eficiencia óptica del campo solar en todos los instantes considerados.
- II. Modelo del Receptor. Una vez la energía solar es reflejada hacia el receptor, es necesario calcular las pérdidas que tendrán lugar para saber la energía que absorbe el fluido caloportador. En este bloque debería de obtenerse la eficiencia térmica a partir de las características del receptor y de las condiciones ambientales de los instantes considerados. Este modelo también debería tener como salida el flujo másico de sales que ha de circular por el receptor tal que se alcance a su salida la temperatura requerida. Por otro lado, habría que evaluar

el estado en el que se encuentra en cada momento el receptor (parada, arranque u operación).

- III. Almacenamiento y Estrategia de Operación. El fluido caloportador que absorbe la energía concentrada en el receptor se dirige al tanque de sales calientes. Es en este punto en el que se debe elegir la estrategia de operación de la planta, puesto que son las sales extraídas del tanque caliente las que se dirigirán al intercambiador sales-vapor para producir energía eléctrica. No siempre las sales que se calientan en el receptor se destinarán a la producción de electricidad, puesto que es posible que en un determinado instante el precio de venta de la electricidad sea más bajo que en otro instante más adelante, y por tanto convenga acumular las sales calientes en su tanque correspondiente para poder producir electricidad cuando su precio de venta sea superior. En este bloque debería de obtenerse el desempeño de las sales en cada instante, así como el estado tanto del sistema generador de vapor como de la turbina (parada, arranque u operación).
- IV. Ciclo de Potencia. El ciclo térmico es lo que permite convertir la energía térmica de las sales en energía eléctrica. Mediante el desarrollo del ciclo de potencia se obtiene la eficiencia del mismo (cantidad de energía eléctrica por cada unidad de energía térmica) en diferentes puntos de carga de la turbina.
- V. Consumos auxiliares. Los consumos auxiliares son los consumos de todos los equipos de la planta, necesarios para que esta esté operativa. No obstante, también hay consumos auxiliares en momentos en los que la turbina está parada. En este bloque se habrían de calcular los consumos de la planta en cada instante considerado. Generalmente, estos consumos van asociados a la operación de la turbina (aunque no todos).

Una vez resueltos estos bloques es posible obtener la solución definitiva: la producción eléctrica en los instantes considerados y, por tanto, la producción eléctrica anual.

1.1. Motivación

El panorama energético actual tiene consecuencias como la contaminación atmosférica, de las aguas y de la tierra. La motivación principal que se da para

llevar a cabo este proyecto está íntimamente relacionada con el concepto de sostenibilidad, entendiéndose como desarrollo sostenible aquel desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas.

En este apartado se realizará un análisis de las implicaciones que tiene llevar a cabo este proyecto desde la perspectiva del concepto de sostenibilidad que se ha citado anteriormente. La definición del concepto conlleva estudiar la importancia del proyecto tanto para las generaciones del presente como para las generaciones venideras.

1.1.1. Sostenibilidad intrageneracional

La sostenibilidad intrageneracional supone un reparto equitativo de los recursos de los que se dispone.

La utilización de fuentes de energía renovables como la que aquí se propone contribuye a que la generación eléctrica sea distribuida, lo que conlleva una serie de beneficios para el usuario tales como: aumento en la calidad de la energía, reducción del número de interrupciones, facilidad de adaptación a las condiciones del sitio o disminución de emisiones contaminantes. Además, la generación distribuida también tiene beneficios para el suministrador como la reducción de pérdidas en transmisión y distribución, el suministro en zonas remotas o que proporciona un mayor control de energía reactiva.

Algunos de estos aspectos, como por ejemplo el hecho de que la utilización de fuentes renovables permita que el suministro alcance zonas remotas, están directamente relacionados con el concepto de sostenibilidad intrageneracional entendida como reparto ecuánime de los recursos. Este hecho supone que sea posible que los más desfavorecidos tengan acceso a la energía eléctrica. Otros aspectos, como que se reduzcan las pérdidas en la transmisión y distribución de la electricidad, implican un aumento en la eficiencia energética, lo que indirectamente también está relacionado con el racionamiento justo de los recursos. Incrementar la eficiencia energética significa aumentar el tamaño del pastel de los recursos, de manera que un mayor número de personas puedan acceder a ellos.

Por otra parte, utilizando energía procedente de centrales con la tecnología que se ha descrito es posible evitar los daños o las muertes que tienen lugar cuando se produce cualquier tipo de accidente petrolero. El ratio anual de personas accidentadas es de 54 cada 1.000 obreros que trabajan en el sector.

1.1.2. Sostenibilidad intergeneracional

La sostenibilidad intergeneracional supone un tratamiento equitativo para con las generaciones futuras. Dado que no es posible conocer las preferencias de las generaciones futuras, ha de hablarse de opciones abiertas, de recursos primarios, de capacidades. En este punto es importante definir el concepto de capital. Un capital es la cantidad acumulada de algo de lo que se puede sacar rendimiento.

En los siguientes apartados se realizará un análisis de la importancia de llevar a cabo el proyecto anteriormente descrito desde el punto de vista de los distintos capitales existentes.

Capital económico

En el momento en que se construyeron la mayor parte de las plantas termosolares en España, la ley consideraba que una central solar termoeléctrica eficiente había de tener un ratio de inversión de 4,5 M€ por MW instalado y unos costes de explotación de 86,99 € por MWhe de producción eléctrica, siendo su vida útil de 25 años. El precio de mercado de la electricidad era de aproximadamente 49,62 € por MWhe. A día de hoy, puede ser que las cifras hayan cambiado a mejor, pero esto no quita que los gobiernos, con el fin de promocionar la producción eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, remunera este tipo de plantas, de manera que la retribución a la inversión que había prevista para el periodo entre 2014 y 2016 era de 400.092 € por MW instalado y la retribución a la operación para el mismo periodo de 37,375 € por MWhe producido.

Con estos datos puede decirse que llevar a cabo este proyecto supone una disminución del capital económico. Para darle forma a esta idea basta con dar cuenta del enorme déficit de tarifa del Sector Eléctrico en España, al que ha contribuyó en su medida correspondiente el hecho de que años atrás se instalasen más de cuatro veces la potencia prevista por el gobierno en 2007 para esta tecnología.

Capital natural

Como se ha mencionado en el apartado anterior, llevar a cabo este proyecto requiere de una disminución del capital económico, aunque esta inversión conlleva una regeneración del capital natural.

Una producción anual de 100 GWh eléctricos de una planta termosolar evita que se emitan aproximadamente unas 97.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera,

además de otros gases nocivos como los aerosoles, NO_x, SO₂ o CO, que no solamente afectan a la salud del ser humano y de los animales, sino que también producen daños en la vegetación como pérdidas en el rendimiento de los procesos naturales o reducción del valor del suelo.

Otro de los aspectos a tener en cuenta al considerar la regeneración natural que acompaña a la utilización de fuentes de energía renovables es el hecho de que se puedan llegar a disminuir las cantidades de petróleo que son transportadas anualmente por los océanos, y por consiguiente sus consecuencias. En torno a los 1500 millones de toneladas al año son transportadas a través del mar, perdiéndose solamente en el proceso de carga y descarga aproximadamente el 0,1 % de ese petróleo. Además, es común que los tanques cisterna utilicen como lastre agua de mar, devolviéndola contaminada. La cantidad de petróleo que se libera al mar de estas dos maneras es de unos 3,5 millones de toneladas al año. Si además se da el caso de que tenga lugar un accidente petrolero, esta cifra aumentaría significativamente. Es por esto que se considera que la utilización de la tecnología de cilindros parabólicos planteada en este documento contribuye en gran medida a preservar el capital natural.

No obstante, ha de considerarse que en la torre de refrigeración se evapora aproximadamente un 2% del caudal másico de agua utilizado, siendo necesario reponerlo mediante el agua de un río. El caudal másico de agua necesario se extrae en ocasiones de los ríos. Esto supone una disminución del capital natural, aunque se considera una pérdida pequeña en comparación con lo que representa para el capital natural lo que se ha mencionado en el párrafo anterior.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad fuerte el análisis que se hace en este apartado es el que tiene una mayor importancia, puesto que el capital más próximo al nivel crítico es el capital natural. Recientemente, la NASA ha publicado un informe en el que informa de las inminentes consecuencias del cambio climático provocado por el efecto invernadero. Las emisiones de CO₂ de origen antropogénico son uno de los causantes que más peso tienen en el efecto invernadero. Dado que es algo que se puede corregir, es importante que se actúe con rapidez de manera que no se alcance el nivel crítico mencionado.

Capital humano

Para continuar con el análisis de las implicaciones asociadas al proyecto en cuestión, ha de decirse que materializar este proyecto supondrá también un aumento en el capital humano.

Todas aquellas herramientas que supongan un pequeño avance en el desarrollo de este tipo de plantas pueden generar cientos de empleos directos. Además, para la operación y el mantenimiento de la misma también se necesita personal. Al tratarse de una tecnología relativamente moderna y en permanente evolución, las personas cuyo trabajo esté asociado a estas plantas adquirirán unos conocimientos hasta entonces desconocidos y una experiencia de los que probablemente puedan sacar partido en un futuro.

Por otro lado, los ingenieros que se dedican al I+D en el sector de la energía termosolar tendrán la oportunidad de continuar desarrollando sus conocimientos, de manera que se pueda dar un paso más en la curva de aprendizaje de esta tecnología y avanzar hacia una producción más rentable, hacia un punto en el que se minimice la disminución del capital económico lo máximo posible.

Capital social

En este apartado se va a considerar al Estado como una institución social, realizándose el análisis del capital social en referencia al mismo, de manera que sea posible cuantificar los beneficios de llevar a cabo el proyecto mencionado sobre dicho capital.

En la actualidad, la dependencia energética de un país como España es de entorno al 80 %, frente al 54 % de media de la Unión Europea. Éste es uno de los problemas estructurales de la economía española, pues provoca que la economía sufra los vaivenes continuos del precio del crudo. La utilización del sol como energía primaria puede atenuar este perjuicio. Como la energía solar todavía no proporciona un suministro estable a la red, ha de avanzarse hacia un agregado energético en el que tengan cabida todas las fuentes de energía.

Por otra parte, cabe destacar que la creación de plantas del tipo que se menciona en este documento representa un desarrollo de la tecnología propia del país. Este concepto está directamente relacionado con el crecimiento del capital humano que supone la construcción este tipo de plantas. Las centrales solares termoeléctricas que hay construidas en España en la actualidad representan un alto porcentaje de los MW instalados en todo el mundo. Es por esto que España puede considerarse como un país pionero en la construcción de este tipo de centrales, con el desarrollo de la tecnología que esto conlleva en distintas disciplinas. Por ejemplo: para aumentar la eficiencia del tubo receptor se desarrolla un nuevo material por medio de la nanotecnología.

1.2. Curvas de aprendizaje

Uno de los objetivos (y además motivación) de llevar a cabo este proyecto es el de dar un paso más en la denominada curva de aprendizaje de esta tecnología. Las plantas de receptor central tienen un amplio margen de mejora y, herramientas como la que se proponen en este proyecto permitirían realizar numerosos estudios de sensibilidad de un alto porcentaje de los elementos de este tipo de plantas.

Aunque en este proyecto no se plantea ninguna de estas mejoras, llevarlo a cabo supondría dar un paso más en el know-how de la tecnología o en su curva de aprendizaje. Esta curva da idea de la disminución de los costes de proyectos de este tipo a medida que se van instalando más plantas de esta tecnología, hasta llegar a un punto en el que producir electricidad a partir de la misma llegue a ser en mayor o menor medida rentable.

En la Figura 1 aparecen diferentes curvas de aprendizaje relativas a diversas tecnologías de producción eléctrica. Los datos son referentes a la producción en la Unión Europea:

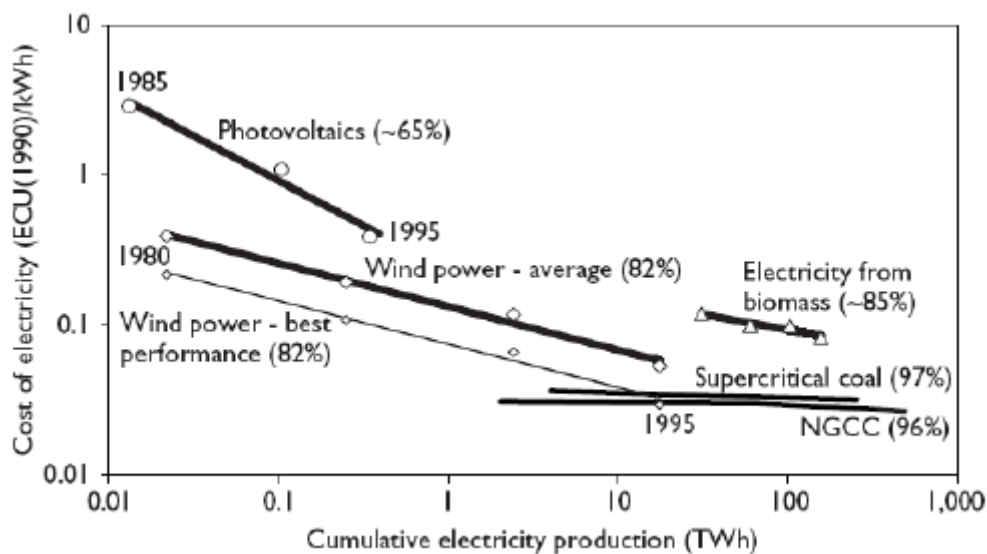


Figura 1. Curvas de aprendizaje de tecnologías eléctricas en la UE, 1980-95.

2. Antecedentes [1]

En esta sección se realizará un recorrido por el sector de la energía termosolar, tanto a nivel de históricos, como de pronósticos. En este recorrido se hablará de las centrales de termosolar en operación, en construcción y en promoción, y de la potencia que estas suponen. También se hará mención a los programas energéticos vigentes en el mundo y en España, que tengan relación con este proyecto. Además, se darán unas nociones básicas de las distintas tecnologías que agrupa esta área. Finalmente, se hablará de otros modelos o códigos existentes que tienen una función parecida a la del modelo propuesto en este documento.

2.1. Historia de la termosolar en el mundo

Tras las primeras iniciativas en EEUU, que pone en marcha en California entre los años 80 y 90 el proyecto conocido como Solar Energy Generating System (SEGS), de 354 MW de potencia instalada, el desarrollo del sector ha estado prácticamente detenido hasta esta nueva etapa.

Las tres áreas de mayor interés en el mundo son España, EEUU y los países MENA (Oriente Medio y Norte de África). Otros países como India, China, y Australia, así como Chile en Sudamérica, podrían ser también mercados importantes. En el norte de África y Oriente Medio se ha empezado por instalaciones de ciclo combinado de gas integrado con energía solar (ISCC). En EEUU y en España las centrales son básicamente solares.

En el año 2010 la potencia total en operación en el mundo era de 1061 MW, de los que aproximadamente el 60 % estaban construidos en España. La potencia en construcción en el mundo (sin España) era de 160 MW, siendo la de España a finales de 2010 de unos 1.000 MW, aproximadamente un 86 % del total mundial en construcción. La potencia en promoción en el mundo (sin España) era de 5.0025 MW. En España, a finales de 2010, estaban en promoción avanzada 843 MW, y en fase de proyecto 8.475 MW.

En la Figura 2 se muestran las plantas termosolares en operación en todo el mundo en el año 2010. En la Figura 3 se muestran las plantas en construcción en el mismo año. En la Figura 4 se muestran las plantas en promoción en el mismo año.

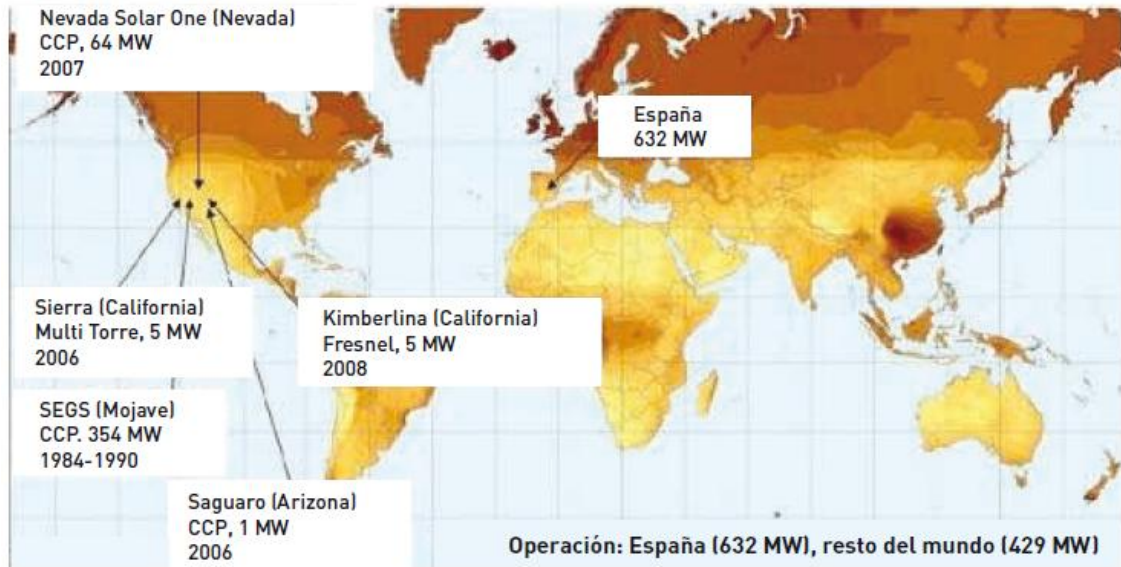


Figura 2. Centrales en operación en el mundo en 2010.

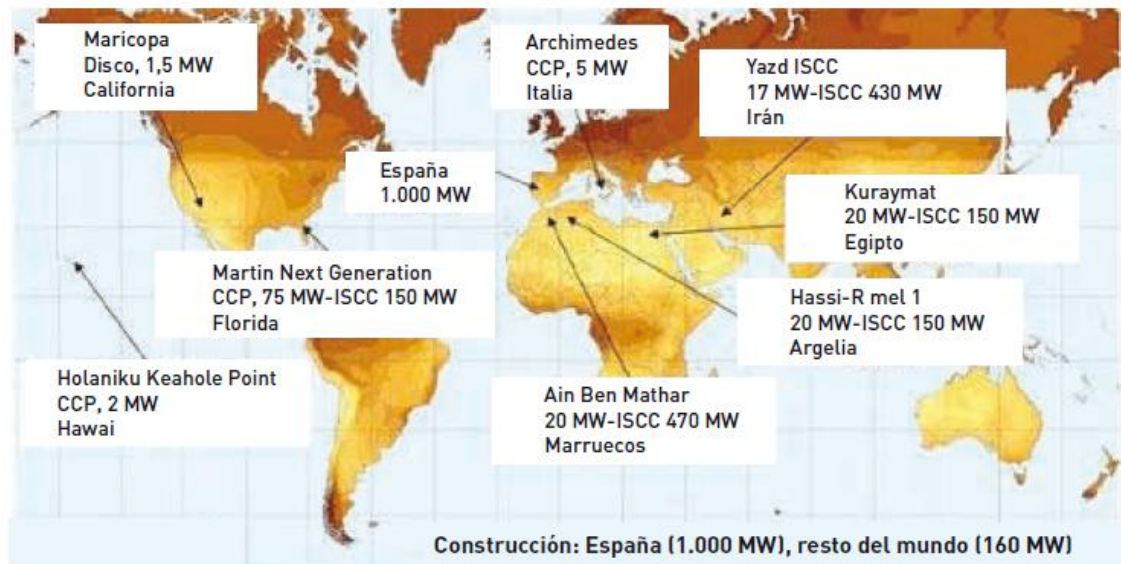


Figura 3. Centrales en construcción en el mundo en 2010.

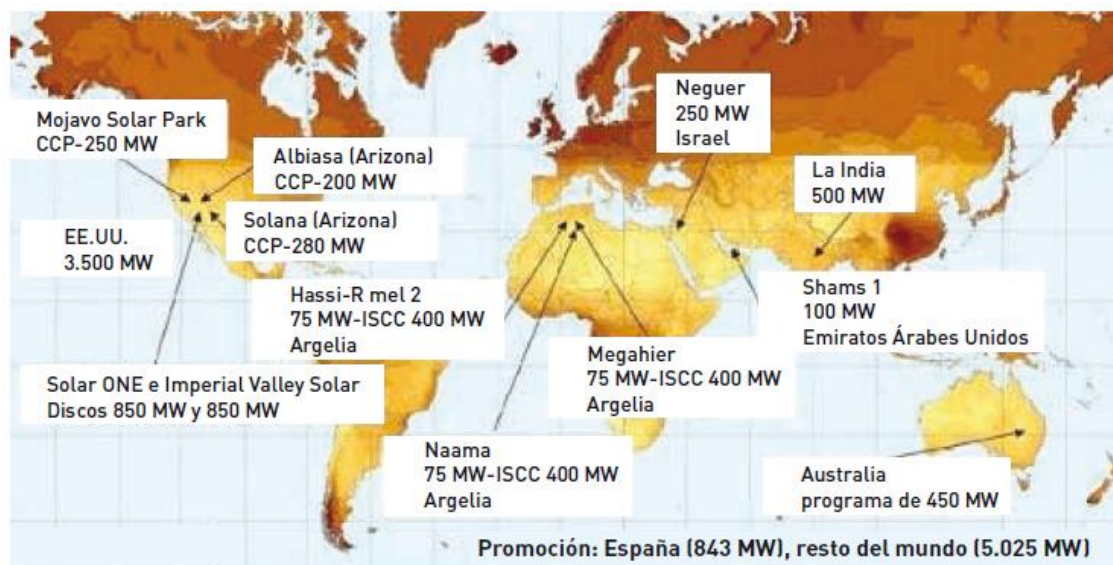


Figura 4, Centrales en promoción en el mundo en 2010.

2.2. Historia de la termosolar en España

En 2010 contaban con solicitud de acceso a la red de transporte y distribución, y por tanto con aval depositado según el Real Decreto 1955/2000, proyectos que suman una potencia total de 15.563 MW. Estos datos corresponden a la categoría avales de la figura 2.4. De estos 15.563 MW con solicitud de acceso se puede considerar que, al finalizar 2010, se tienen 2.471 MW en fase de operación, construcción o promoción avanzada, la mayoría de tecnología cilindro-parabólica con una potencia de 50 MW y con puesta en marcha prevista anterior a 2014.

En la Figura 5 se muestra la distribución en MW del estado de las instalaciones a fin de 2010. En la Figura 6 se muestra la potencia instalada y acumulada por año en España desde 2006 hasta 2010.

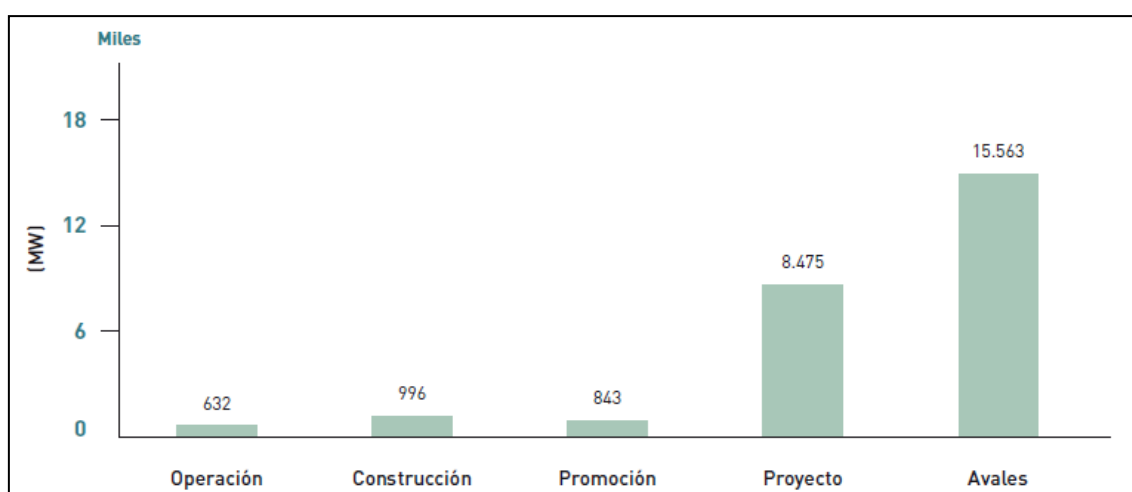


Figura 5. Distribución en MW del estado de las instalaciones a fin de 2010.

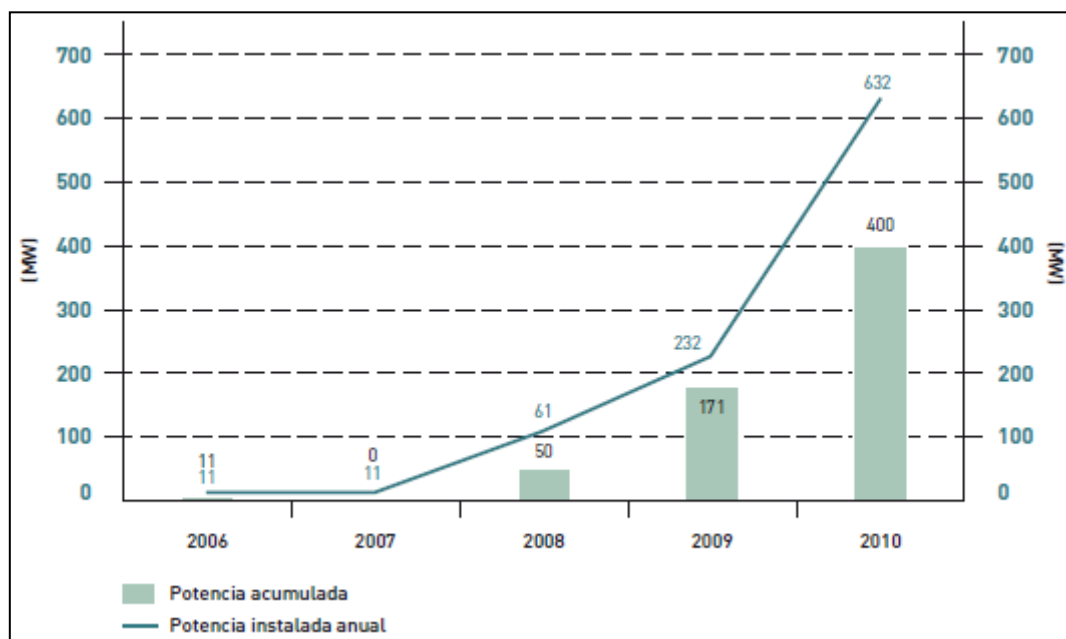


Figura 6. Potencia instalada y acumulada por año en España.

2.3. Actualidad de la termosolar

La Tabla 1 recoge la potencia solar termoeléctrica instalada y la potencia solar termoeléctrica en desarrollo en distintas regiones del mundo al finalizar el año 2013:

Tabla 1. Potencia termosolar instalada y en desarrollo en el mundo.

Región	Potencia instalada en 2014 (MW)	Potencia en desarrollo (MW)
España	2300	100
EEUU	1152	640
Sudáfrica	-	200
Argelia	25	300
Marruecos	20	160
China	21	50
India	53,5	100
Chile	10	110
Emiratos Árabes Unidos	10	-
Arabia Saudí	-	900
Israel	-	120
Italia	5	-
Otros	20	-
Total	3616,5	2680

En la Tabla 2 se muestra una tabla-resumen actual del sector termosolar en España en cifras:

Tabla 2. Datos del sector termosolar en España en la actualidad.

Potencia en operación	2.204 MW
Centrales en operación	48
Producción acumulada en 2013	4.144 GWh
Producción, octubre 2013	341 GWh
Potencia nueva 2013	200 MW
Potencia en construcción avanzada	100 MW
Centrales en construcción avanzada	2

En el siguiente mapa se ubican las centrales solares termoeléctricas que hay en España en la actualidad por provincias, bien en operación, bien en construcción avanzada:



Figura 7. Localización de centrales solares termoeléctricas en España.

En los sucesivos apartados van a ser descritas algunas de las centrales solares termoeléctricas más importantes, ya sea por su capacidad o por lo que representan, tanto a nivel nacional como a nivel mundial.

2.3.1. Historia de las centrales PS10 Y PS20

Se trata del proyecto llevado a cabo por la empresa Abengoa que en 2007 traslada la tecnología desde un área puramente demostrativa a un área industrial, transformando así una opción energética de futuro en una realidad.

Las exigencias sobre la viabilidad comercial PS10 (11 MW) fueron desde un primer momento muy elevadas, puesto que un fracaso podría condicionar fuertemente la evolución de un creciente sector económico al haber introducido factores de incertidumbre sobre la tecnología que hubiera restringido de manera transcendental la financiación de proyectos nuevos. Por esto, PS10 se abordó desde sus comienzos con garantías suficientes para el éxito. Es un proyecto en el que de todas las opciones tecnológicas disponibles para cada uno de sus subsistemas, se optaba siempre por la que menos riesgo introdujese.

La evolución tecnológica se empleó años más tarde para la planta PS20 (20 MW), una central de la misma tecnología que PS10 con principalmente dos cambios que resultaron de gran importancia: los mecanismos de apunte de los heliostatos y el sistema receptor de generación directa de vapor saturado.

Las centrales PS10 y PS20, consideradas pioneras en la nueva era del sector tecnológico de torre, se diseñaron para funcionar en horas de sol. La primera entró en explotación comercial el 24 de junio de 2007, mientras que la segunda lo hizo el 23 de septiembre de 2009.

2.3.2. ANDASOL I, II y III: Introducción del concepto de gestionabilidad

El proyecto Andasol, situado en la comarca de Guadix, Granada, ha sido promovido, construido y operado por el grupo ACS a través de su área en renovables, Cobra Energía. Es la primera planta termosolar gestionable a nivel mundial, es decir, con la capacidad de entregar energía a la red eléctrica en función de la demanda. Esto es posible gracias a que los campos solares de esta planta están sobredimensionados con respecto a las turbinas y al almacenamiento de la energía térmica sobrante (en horas de insolación) en tanques de sales fundidas. Mediante esta energía térmica que se acumula puede producirse electricidad en momentos en que la luz solar disminuye o es nula.

Andasol es complejo termosolar de tecnología cilindro-parabólica constituido por las centrales Andasol I, Andasol II y Andasol III, cada una de ellas de 50 MW de potencia, capaces de suministrar a la red alrededor de 180 GWh anuales. Esta planta podría llegar a evitar la producción de unas 450.000 toneladas de CO₂.

2.3.3. PALMA DEL RÍO I y II: 100 MW de potencia de concentradores cilindro-parabólicos

Las plantas de Palma del Río I y Palma del Río II poseen una potencia cada una de 50 MW. Este complejo de Acciona Energía se ubica en Palma del Río, Córdoba. Ambas centrales tienen la capacidad de operar de manera independiente, pero apoyándose en algunos aspectos funcionales como el sistema de control distribuido, que gestiona los cambios de carga optimizando el rendimiento térmico y proporcionando una operación fiable. La planta tiene dos modos de operación: modo solar, siendo el 100 % de la producción de energía eléctrica a partir de la energía captada de la radiación solar disponible, y modo híbrido, cuando la generación eléctrica se consigue a partir de la combinación de la energía solar captada más la energía producida en calderas de Gas Natural.

Se espera que cada planta tenga una producción media anual de aproximadamente 114 GWh, una producción que podría abastecer unos 35.000 hogares y evitar emisiones en centrales térmicas de carbón de 110.000 toneladas de CO₂ al año.

2.3.4. GEMASOLAR: Generación 24 horas al día mediante torre central y almacenamiento en sales fundidas

Construida por la empresa Torresol Energy en la localidad sevillana Fuentes de Andalucía, se trata de la primera planta comercial de energía solar por concentración con tecnología de receptor central de torre y sistema de almacenamiento en sales fundidas, con una eficiencia visiblemente mayor a la de las otras plantas termosolares que se encuentran en operación comercial en la actualidad. Como innovaciones destacan el receptor de sales fundidas, el mecanismo de apunte de heliostatos o el sistema de control, además del sistema de almacenamiento que permite que se pueda producir electricidad durante 15 horas sin sol. Debido a esta capacidad de almacenamiento, la energía solar puede ser gestionable, pudiéndose suministrar energía a la red en función de la demanda, independientemente de las condiciones climatológicas.

Gemasolar es una planta de 20 MW de potencia capaz de suministrar 110 GWh al año, energía limpia y segura con la que abastecer a 27.500 hogares. Además, puede reducir en más de 30.000 toneladas al año las emisiones de CO₂, evitando la quema de 89.000 toneladas de petróleo al año (206.000 barriles), ahorrando unos 22 millones de dólares con los precios de crudo actuales.

2.3.5. SOLANA: la mayor planta cilindro-parabólica del mundo

Esta planta cuenta con una potencia de 280 MW y seis horas de almacenamiento. Está ubicada a unos 100 kilómetros al suroeste de Phoenix, cerca de Gila Bend, Arizona. Su construcción comenzó a finales de 2010 y ha entrado en operación en 2013.

Para su construcción Abengoa Solar recibió, a través del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), una garantía federal de crédito por valor de 1.450 M\$ que sirvió para facilitar el cierre financiero con el Federal Financing Bank (FFB).

Solana tiene capacidad para proporcionar energía limpia, libre de contaminación y de gases de efecto invernadero a unos 70.000 hogares, evitando la emisión de casi medio millón de toneladas de CO₂ al año. Estas reducciones contribuyen al cumplimiento de los objetivos estatales de las energías renovables y al cumplimiento de los objetivos nacionales de EEUU de mitigación del cambio climático.

En la Figura 8. Imagen aérea de la central termosolar Solana en Arizona. Figura 8 se muestra una vista aérea de la planta termosolar Solana.



Figura 8. Imagen aérea de la central termosolar Solana en Arizona.

2.3.6. IVANPAH: la planta solar más grande del mundo

Ivanpah Solar Power Facility, ubicada a 60 kilómetros al sur de Las Vegas en el desierto californiano de Mojave, consta de tres torres de 150 metros de alturas en torno a las cuales se encuentran colocados en círculos concéntricos más de 300.000 espejos, ocupando una superficie de 1.400 hectáreas. Este proyecto, desarrollado por BrightSource Energy and Bechtel, ha tenido un coste de unos 2.200 M\$.

La primera de las tres torres ya se encuentra suministrando electricidad a la red, y una vez que el proyecto esté en pleno funcionamiento tendrá la capacidad de producir 392 MWe, suficientes para alimentar 140.000 hogares y evitar las emisiones de carbono de aproximadamente 400.000 toneladas al año.

En la Figura 9 se muestra una imagen aérea de las tres torres del proyecto Ivanpah.



Figura 9. Vista aérea de las tres torres del proyecto Ivanpah.

2.3.7. KAXU SOLAR ONE: Energía limpia al sur de África

El proyecto termosolar de Abengoa proporcionará, además de un futuro de energía más limpia para el sur de África, un impulso en el desarrollo económico de la región. Durante su construcción se crearán unos 800 puestos de trabajo, y 35 más durante la operación y mantenimiento de la planta. También se crearán unos 200 puestos de trabajo, directos e indirectos, en la comunidad local.

KaXu Solar One es una central de tecnología cilindro-parabólica de 100 MW de potencia con una capacidad de almacenamiento de tres horas. Representa un

importante avance tecnológico al utilizar refrigeración seca. Está situada cerca de la ciudad de Pofadder, en el norte de la provincia de Northern Cape.

Esta planta, junto con la Khi Solar One de tecnología de torre y 50 MW de potencia, es parte del plan del gobierno de Sudáfrica para cumplir el objetivo de obtener para 2030 hasta 17.800 MW de energías renovables, reduciendo así su dependencia del petróleo y del gas natural. En concreto, KaXu Solar One evitará la emisión de 315.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera.

2.4. Perspectivas de futuro

En esta sección se evaluarán las posibilidades que tiene el sector termosolar para continuar desarrollándose durante los próximos años, en función de distintos programas o documentos que, tanto a nivel nacional, como a nivel europeo y mundial, tienen contenidos que vienen al caso, ya sea porque atañen directamente al sector, o porque la evolución del mismo va implícita en los objetivos que se fijan.

2.4.1. En España: Plan de Energías Renovables 2011-2020

En noviembre del año 2011, se aprueba por Acuerdo del Consejo de Ministros el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros.

Este documento da continuidad a una política energética en España que intenta dar respuesta a los principales retos que han caracterizado tradicionalmente el sector energético español, que de manera resumida pueden sintetizarse en los siguientes: alto consumo energético por unidad de producto interior bruto, elevada tasa de dependencia energética y elevadas emisiones de gases de efecto invernadero.

Para dar respuesta a estos retos, la política energética en España se ha desarrollado alrededor de tres ejes: el incremento de la seguridad de suministro, la mejora de la competitividad de nuestra economía y la garantía de un desarrollo sostenible económica, social y medioambientalmente. Según el PER, el camino emprendido por España para afrontar los retos señalados incluye, entre otras muchas cosas, la promoción de las energías renovables.

La actual tendencia de transición hacia una descarbonización progresiva de la generación energética, especialmente para la producción eléctrica implica indiscutiblemente la evolución hacia un nuevo mix eléctrico, que combine una participación de las energías renovables, armonizada con tecnologías

convencionales basadas en combustibles fósiles más eficientes y menos intensivos en carbono y en energía nuclear. En la

Tabla 3 se muestran los balances eléctricos históricos y pronósticos:

Tabla 3. Balance energético nacional en 2005, 2010, 2015 y 2020.

GWh	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600
Gas natural	82.819	96.216	120.647	133.293
P. petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624
Energías renovables	42.441	97.121	112.797	146.080
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457
Producción bruta	292.970	300.241	338.016	383.634
Consumos en generación	11.948	9.956	8.897	8.968
Producción neta	281.022	290.285	329.119	374.666
Consumo en bombeo	6.360	4.437	9.418	12.082
Saldo de intercambios	-1.344	-8.338	-11.231	-12.000
Demanda (bc)	273.319	277.510	308.470	350.584
Consumo sectores transformadores	5.804	4.100	5.800	5.800
Pérdidas transp., distrib.	25.965	24.456	26.894	29.839
Demanda final de electricidad	241.550	248.954	275.775	314.945
Incremento respecto año anterior (%)	4,26	2,05	2,53	2,73
% renovables s/prod bruta	14,5	32,3	33,4	38,1

En lo que respecta concretamente al sector solar termoeléctrico, el PER habla sobre la necesidad de introducir una serie de mejoras tecnológicas que posibiliten una reducción significativa de los costes y que se pueden resumir en las siguientes: perfeccionamiento de las tecnologías de almacenamiento, disminución del consumo de agua, mejora del sistema de transferencia de calor y desarrollo de centrales híbridas. Además, señala que debe realizarse una búsqueda del tamaño óptimo de las centrales, que podría estar en torno a una potencia de 150 o 200 MW, y no en 50 MW, como limitaba la ley. En la Figura 10 se muestra la potencia termosolar anual y potencia acumulada prevista por el PER hasta 2020. En la Figura 11 se muestra la energía termosolar anual (MWh) y la potencia acumulada (MW) por años.

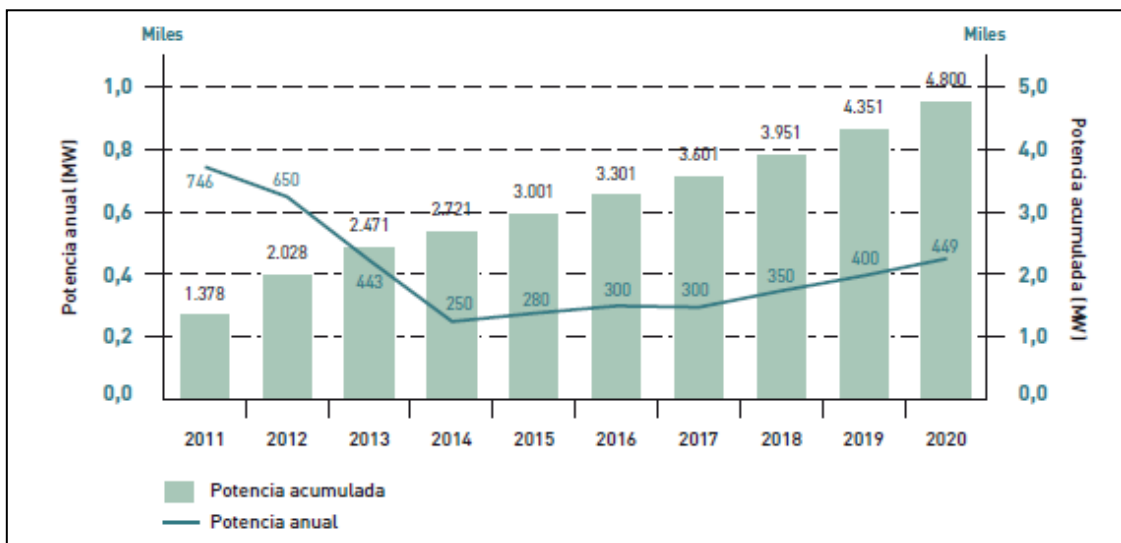


Figura 10. Potencia anual y potencia acumulada por años en MW.

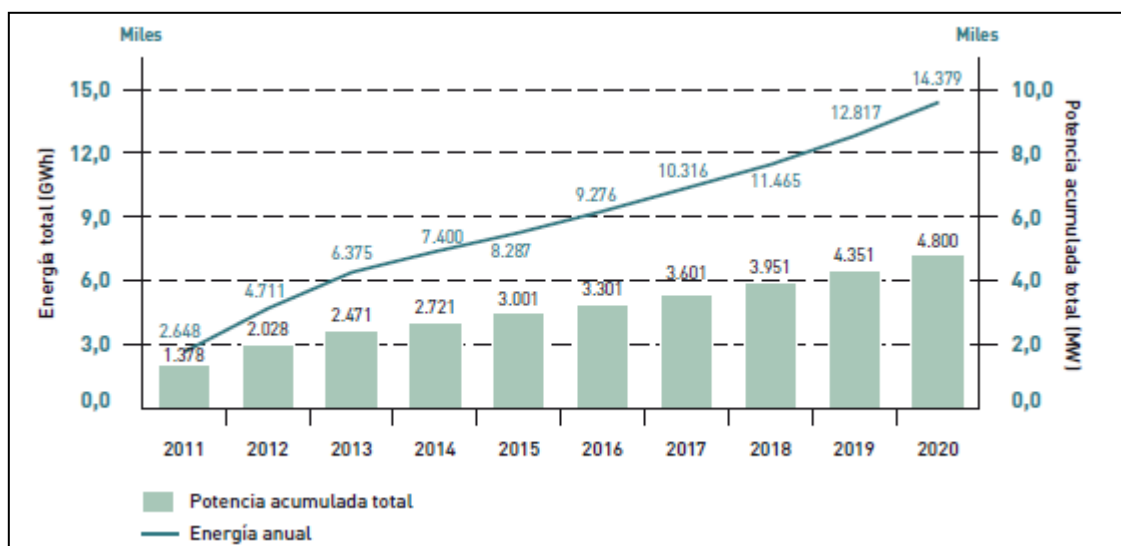


Figura 11. Energía anual (MWh) y potencia acumulada (MW) por años.

Para concluir el análisis del PER, cabe decir que tiene unos objetivos globales que, como ya se ha dicho antes, son afines a los de la Comisión Europea. En el año 2020 el consumo final bruto de energías renovables habrá de ser de al menos el 20,8% sobre el consumo de energía final, así como un consumo final de las mismas del 11,3% sobre el consumo final bruto de energía en el transporte.

2.4.2. En la Unión Europea: objetivos energéticos para 2020, 2030 y 2050

En el ámbito europeo, la CE ha publicado distintos programas que necesitan de proyectos como el que aquí se expone, entre otros. El *Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático*, uno de los marcos de referencia del Plan de Energías Renovables 2011-2020, establece para el año 2020 el triple objetivo "20-20-20", que se resume en los tres puntos siguientes:

- La reducción de un 20% en la Unión Europea de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990.
- El 20% de la energía consumida en la Unión Europea tiene que ser producida por fuentes renovables.
- Una mejora del 20% en cuanto a la eficiencia energética de la Unión Europea.

En el documento *Secure, clean and efficient energy* de este programa se habla de nuevas tecnologías y soluciones que han de competir en coste y confianza con los sistemas de energía cuyas tecnologías están ya muy asentadas. Por lo tanto, se acude a la investigación e innovación para que estas nuevas fuentes de energía, más limpias y eficientes, sean competentes en el mercado. Para ello, la organización European Structural and Investment Funds invertirá en investigación e innovación una cantidad de 90.000 M€ entre 2014 y 2020.

En lo que concierne concretamente al proyecto que se expone en esta memoria, el documento anterior cita lo siguiente:

"LCE (Low-Carbon Energy) 2 - 2014/2015: Desarrollo de la siguiente generación de tecnologías renovables [...].

Retos específicos: Complementando los retos globales mencionados, los siguientes retos tecnológicos deberán ser abordados en 2014:

b. Concentrated Solar Power (CSP): Hacer las plantas de CSP más competitivas en lo que se refiere a costes - Aumentar la eficiencia y reducir los costes de construcción, operación y mantenimiento de las plantas de CSP son los retos principales. Soluciones e ideas innovadoras son necesarias para poder incrementar el rendimiento y reducir los costes mediante componentes mejorados, control y operaciones de planta mejorados y configuraciones de planta innovadoras.

Para 2015 los siguientes retos tecnológicos deberán ser abordados:

b. Concentrated Solar Power (CSP): Mejorar el perfil medioambiental de la tecnología CSP - Las plantas de CSP dependen del agua para limpiar las superficies reflectantes, para la generación de energía y para la refrigeración. Se necesitan soluciones innovadoras para reducir significativamente o sustituir el consumo de agua, manteniendo la eficiencia total de las plantas de CSP, y limitando el impacto medioambiental.

[...] La Comisión considera que las propuestas que piden una contribución de la Unión Europea de entre 3 y 6 millones de euros permitirán que este reto específico se aborde de forma apropiada. A pesar de ello, esto no implica que no se puedan hacer propuestas que requieran otras cantidades de dinero.

Impacto esperado: Se espera que las propuestas tengan más de uno de los impactos generales listados a continuación:

- [...]
- Hacer que la generación de electricidad renovable sea más previsible, permitiendo que se suministren a la red mayores cantidades de electricidad de fuentes renovables.
- [...]
- Reducir los tiempos y costes de instalación de las tecnologías de energías renovables.
- Aumentar la fiabilidad y la vida a la vez que disminuir los costes de mantenimiento y operación
- Contribuir a solucionar los retos globales referentes al clima y a la energía."

Si bien el cumplimiento de los objetivos del *HORIZON 2020* progresa de una manera adecuada, la Unión Europea plantea a principios de 2014 un nuevo marco político paralelo al anterior para el año 2030, de forma que se garantice una cierta seguridad para los inversores y una mayor coordinación entre los Estados miembros. Esta nueva política tiene unos objetivos para el año 2030 afines a la anteriormente mencionada, aunque las pretensiones van más allá: se habla de una reducción del 40% de las emisiones de CO₂ con respecto a las de 1990 y de que al menos un 27% de la energía consumida en la UE ha de ser producida por fuentes renovables, además de enfocarse el tema de la eficiencia energética. Asimismo, el sistema energético ha de ser competitivo, asequible y seguro. Esta política, junto con el *HORIZON 2020*, contribuyen a que se pueda cumplir con la hoja de ruta establecida en 2011 por la Unión Europea para 2050, por la que se quiere evolucionar hacia una economía baja en carbono. Para entonces, las emisiones se habrán de haber reducido en un 80% con respecto a

las de 1990 y la UE dependerá menos de las costosas importaciones de petróleo y gas, siendo menos vulnerable a los aumentos en el precio del petróleo. Si se cumpliesen los objetivos previstos para el 2050, la Unión Europea podría llegar a ahorrar en combustible entre 175 y 320 billones de euros de media al año durante los próximos 40 años, según los datos que maneja la Comisión Europea.

2.4.3. En el mundo: estimaciones de la International Energy Agency (IEA)

La IEA publica todos los años el World Energy Outlook, un documento que tanto los gobiernos como las empresas energéticas consideran como fuente principal de pronósticos a medio-largo plazo, de estadísticas detalladas y de análisis y recomendaciones.

En el World Energy Outlook (WEO) 2013 las estimaciones de potencia instalada de plantas termosolares en el mundo seguía la línea del año anterior. Se hablaba de una potencia instalada de unos 40 GW para el año 2030, nada que ver con los 110 GW que anunciaba la IEA en 2010. Por otro lado, se recogen una serie de países que tienen para los próximos años una serie de objetivos específicos de energía solar termoeléctrica, que son: Sudáfrica, India, China, Arabia Saudí, Marruecos, Chile e Italia. En la Tabla 4 se recoge las estimaciones de potencia termosolar instalada por regiones para los próximos años extraídas del WEO 2013:

Tabla 4. Predicción de potencia termosolar instalada por regiones, en GW.

Región	2020	2025	2030	2035
EEUU	5	7	9	11
Europa	3	4	7	9
Sudamérica	0	1	2	5
China	1	2	5	13
India	1	1	2	4
Oriente Medio	2	3	7	14
África	1	3	6	11
Total	13	21	38	67

2.5. Estado del arte

La energía solar termoeléctrica consiste en el aprovechamiento de la energía del sol para la obtención de energía eléctrica, a través del calentamiento de un fluido.

Agrupada en la actualidad cuatro áreas tecnológicas con distinta madurez comercial y distintas perspectivas, las cuales se describen en los siguientes apartados.

2.5.1. Centrales de canales cilindro-parabólicos

Estas centrales se componen de concentradores de espejo que reflejan la radiación del sol sobre una tubería que se sitúa en la línea focal del concentrador cilindro-parabólico, el cual contiene fluido caloportador. Cuando este fluido se calienta produce vapor que acciona una turbina convencional para generar electricidad.

El sistema de captación y concentración de la radiación solar se divide en módulos. Está constituido por filas de canales parabólicos que siguen la trayectoria del sol en un solo eje, alineadas normalmente en dirección Norte-Sur. Estos canales concentran la componente directa de la radiación solar de 60 a 80 veces en un tubo receptor situado en su eje óptico, alcanzándose temperaturas que alcanzan los 400 °C y potencias de entre 30 y 150 MW en centrales comerciales.

El sistema de control es más complejo que el de una central térmica convencional. No solamente integra los subsistemas solares, sino que el control se complica especialmente en los periodos de arranque, paradas y transitorios, siendo éstos los más críticos.

Las centrales de canales cilindro-parabólicos sin almacenamientos puestas en marcha en España no superan normalmente las 2.400 horas anuales de operación equivalente en plena carga. Para aumentar las horas de operación se implementan sistemas de almacenamiento térmico. Estos sistemas permiten producir energía tanto en periodos de escasa radiación, como tras la puesta de sol, a costa de campos solares de mayor tamaño. La tecnología actual de almacenamiento térmico más madura es la de tanques de sales fundidas, en los que al aumentar la temperatura aumenta la energía interna de las sales, sin llegar al cambio de fase.

La mayor parte de las centrales de canales cilindro-parabólicos en España tienen 50 MW de potencia, por ser éste el límite establecido para el régimen especial de producción de energía eléctrica, aunque el óptimo se puede encontrar entre los 150 y los 200 MW.

En la Figura 1 se muestra una imagen representativa del funcionamiento básico de la tecnología cilindro-parabólica.

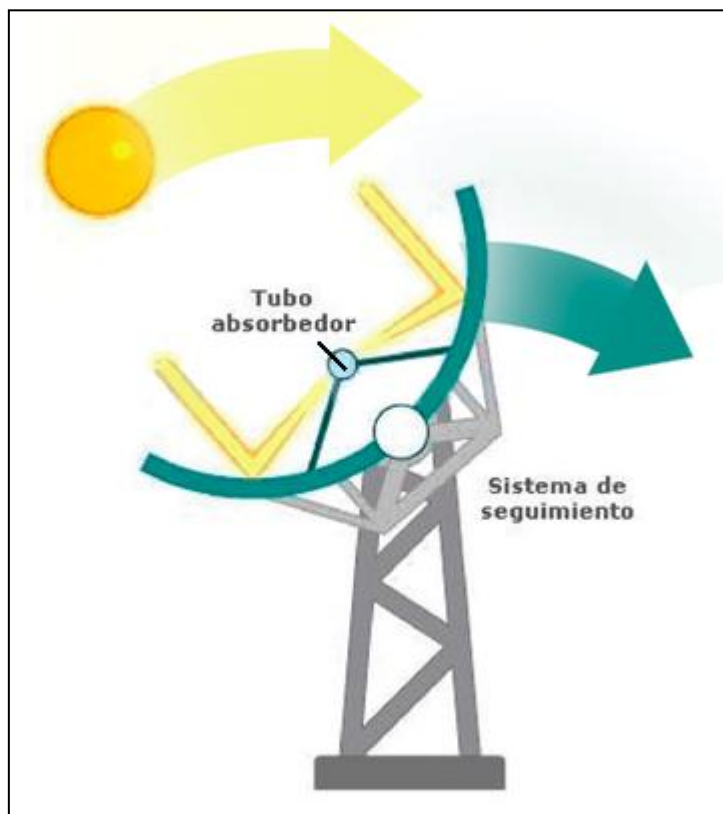


Figura 12. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología cilindro-parabólica.

2.5.2. Centrales de receptor central o de torre

Estas centrales están formadas por un campo de helióstatos que siguen la trayectoria del sol en dos ejes, reflejando la radiación sobre un receptor central, normalmente sobre una torre o varias, donde se consiguen temperaturas medias de entre 500 y 800 °C.

En el receptor central la radiación solar concentrada es transformada en energía térmica mediante el aumento de entalpía de un fluido de trabajo. Existen muchas propuestas de receptores con distintas configuraciones y adaptados a distintos fluidos de transmisión térmica. El receptor solar constituye la parte más crítica de una central de torre desde un punto de vista técnico, al centralizar todo el intercambio de energía de la central. Los fluidos de trabajo que se han utilizado principalmente hasta la fecha para circular por el receptor central son: agua-vapor, sodio líquido, sales fundidas y aire.

Para tecnologías de torre única, el tamaño de las centrales en proceso de construcción se sitúa entre los 20 a 150 MW. Para sistemas de multitorre, se pueden encontrar en el mercado tecnologías escalables a partir de unidades de escasa potencia (entre 2 y 5 MW) que se agrupan en módulos de mayor potencia. No obstante, está por demostrar que esta fórmula pueda competir con

la tecnología de una sola torre, aunque puede resultar interesante para generación distribuida.

Dados los altos flujos de radiación que se logran en el receptor solar, éste puede funcionar a altas temperaturas sin excesivas pérdidas térmicas, lo que hace posible su integración en ciclos termodinámicos eficientes. La tecnología de torre permite que se aspire a rendimientos de transformación de la energía solar en electricidad superiores al 25% anual.

Estas centrales pueden generar electricidad con altos factores de capacidad a partir de la utilización de almacenamiento térmico. En la actualidad, el método más usado es el de los tanques de almacenamiento de sales fundidas, que permiten producir electricidad en ocasiones hasta las 24 horas del día. También se utiliza el almacenamiento en vapor, aunque permite operar durante pocas horas.

En España se encuentran las primeras centrales comerciales de esta tecnología, y del éxito de estos primeros proyectos dependerá en gran medida su futuro a corto plazo. Requiere una superficie de terreno similar a las centrales de canales cilindro-parabólicos, siendo menos exigente que éstas con la planimetría, por lo que puede resultar más fácil localizar emplazamientos que reúnan los requisitos necesarios para realizar los proyectos.

En la Figura 13 se muestra una imagen representativa del funcionamiento básico de la tecnología de torre.

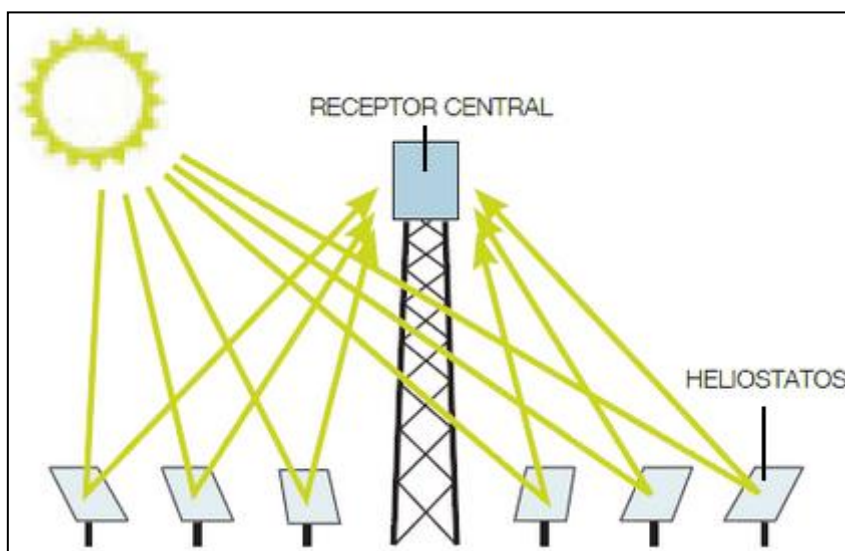


Figura 13. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología de torre.

2.5.3. Centrales de discos parabólicos

Estos discos consisten en una superficie reflectora con forma parabólica que siguen la trayectoria del sol en dos ejes y concentran la radiación solar en el foco de los mismos, alcanzándose temperaturas de entre 600 y 1000 °C. El fluido que se calienta en el foco se utiliza en motores Stirling.

Siendo ésta la tecnología menos desarrollada, es la que cuenta con mayores posibilidades, por su elevado rendimiento en la transformación de energía solar en electricidad, por su gran modularidad (cada disco puede tener una potencia de 3 a 30 kW) y por su bajo consumo de agua, exclusivamente dedicado a la limpieza.

Un sistema disco-Stirling se compone de un espejo parabólico de gran diámetro con un motor de combustión externa tipo "Stirling" situado en su área focal. El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de forma que la transformación de la energía solar en electricidad se produce dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador. Esta electricidad se puede inyectar en la red o bien utilizarla para consumo directo en aplicaciones próximas al lugar de emplazamiento, de forma muy modular.

Hasta la fecha, el desarrollo comercial de esta tecnología ha estado lastrado por el elevado coste de sus componentes principales, concentrador y motor, por la relativamente baja disponibilidad, causada principalmente por la necesidad de mantenimiento de los motores, y por las dudas que genera el comportamiento de los motores a largo plazo.

En parte, estos problemas se deben al reducido número de unidades producidas hasta la fecha, siguiendo procedimientos casi artesanales. A través de un progresivo establecimiento de la tecnología, se prevé un desarrollo industrial de fabricación asociado, que hará que los costes de los motores sean menores.

En la Figura 14 se muestra una imagen del funcionamiento básico de la tecnología de discos parabólicos.

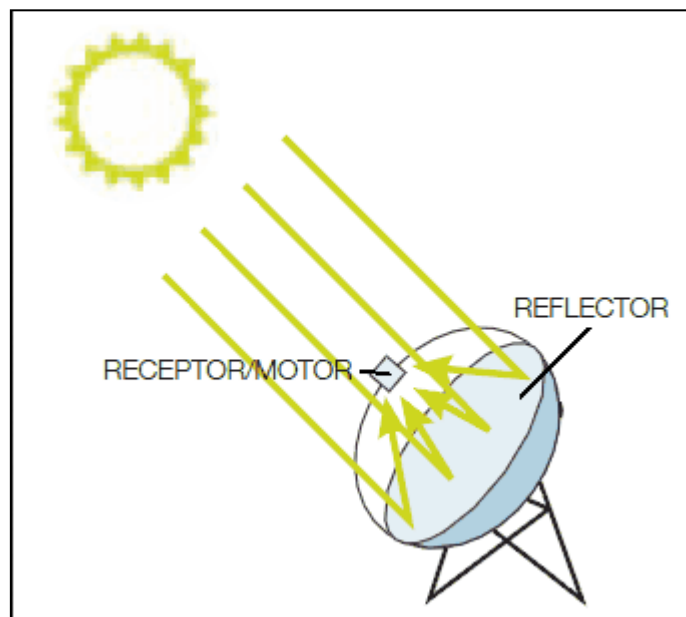


Figura 14. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología de discos parabólicos.

2.5.4. Centrales de concentradores lineales de Fresnel

La tecnología de concentradores lineales de Fresnel consiste en la utilización de una serie de espejos lineales, capaces de rotar alrededor de su eje, para dirigir los rayos reflejados hacia un receptor lineal situado por encima de ellos, pudiendo ser éste único o doble. Los espejos pueden ser planos o con una ligera curvatura.

Por lo general, la propuesta de estos sistemas está yendo hacia la generación directa de vapor de baja temperatura, acoplados directamente a turbinas de vapor, o hacia el precalentamiento de agua de alimentación a la caldera de centrales térmicas convencionales. La temperatura de operación de los primeros proyectos está en torno a los 300 °C, de forma que sea posible utilizar receptores eficaces y fiables, aunque algunos promotores de esta tecnología trabajan a temperaturas próximas a los 500 °C, para poder acoplar estos sistemas a turbinas de alto rendimiento.

Para aplicaciones de generación de electricidad, se puede diferenciar básicamente entre dos grandes tipos de sistemas en esta tecnología: los sistemas de CLF clásicos y los Concentradores Compactos Lineales de Fresnel (CCLF). Ambos sistemas se diferencian en puntos como las dimensiones de los espejos, el tipo de seguimiento o el diseño del receptor (tubo único con concentrador secundario para los CLF y de múltiples tubos sin concentrador secundario para los CCLF).

Por el receptor circula el fluido caloportador, generalmente agua, que alcanza temperaturas del orden de 300 °C. De esta forma se obtiene vapor, a partir del cual se obtiene energía eléctrica mediante una turbina unida a un alternador.

Los concentradores lineales de Fresnel presentan algunas ventajas frente a la tecnología de canales cilindro-parabólicos, tales como que el receptor es independiente de los concentradores, se mantiene fijo y no cuenta con partes móviles, y que se produce generación directa de vapor. Además, al utilizar las centrales en operación agua-vapor saturado como fluido caloportador, se evitan los problemas de medioambiente asociados al uso de aceites sintéticos.

El punto fuerte de esta tecnología reside en su excelente aprovechamiento del terreno y en su bajo coste potencial, debido a que utiliza estructuras más ligeras, reflectores más económicos y tubos absorbedores más simples que otras tecnologías, siempre que las temperaturas de operación lo permitan. No obstante, la capacidad de concentración debe aumentar para alta eficiencia en la conversión de energía de la radiación solar en electricidad.

En la Figura 15 se muestra una imagen del funcionamiento básico de la tecnología de concentradores Fresnel.

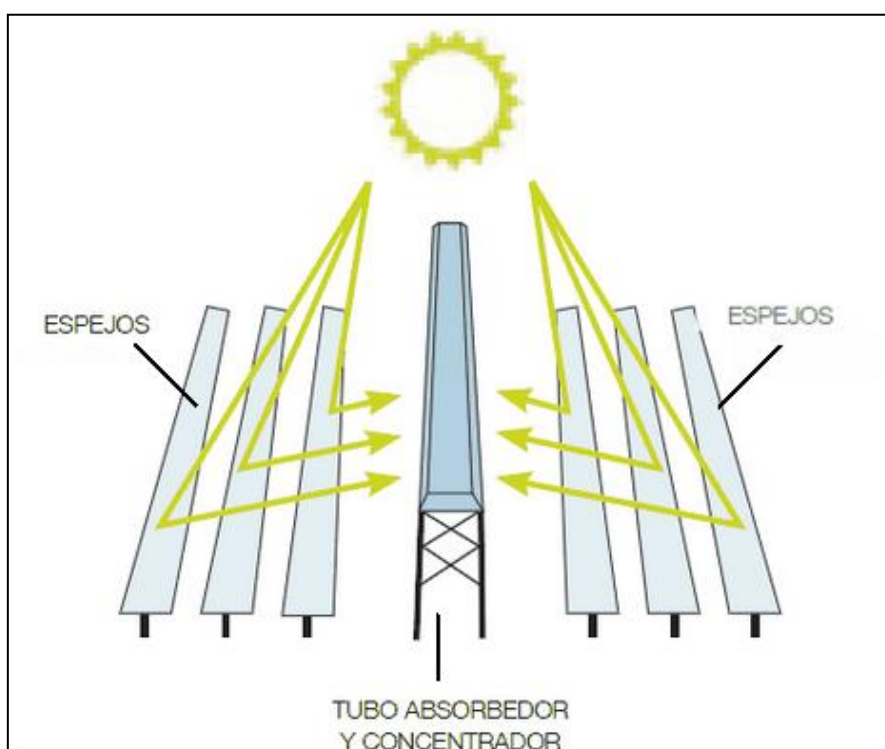


Figura 15. Imagen del funcionamiento básico de la tecnología de concentradores Fresnel.

2.6. Programa SOLERGY [2]

El programa SOLERGY fue diseñado para simular la operación y la producción eléctrica de una planta termosolar de torre definida por el usuario durante un periodo de un año. En la Figura 16 se muestra el diagrama de flujo del programa SOLERGY. Como ya se ha mencionado, en la herramienta diseñada en este proyecto se siguen las pautas del manual correspondiente al programa SOLERGY.

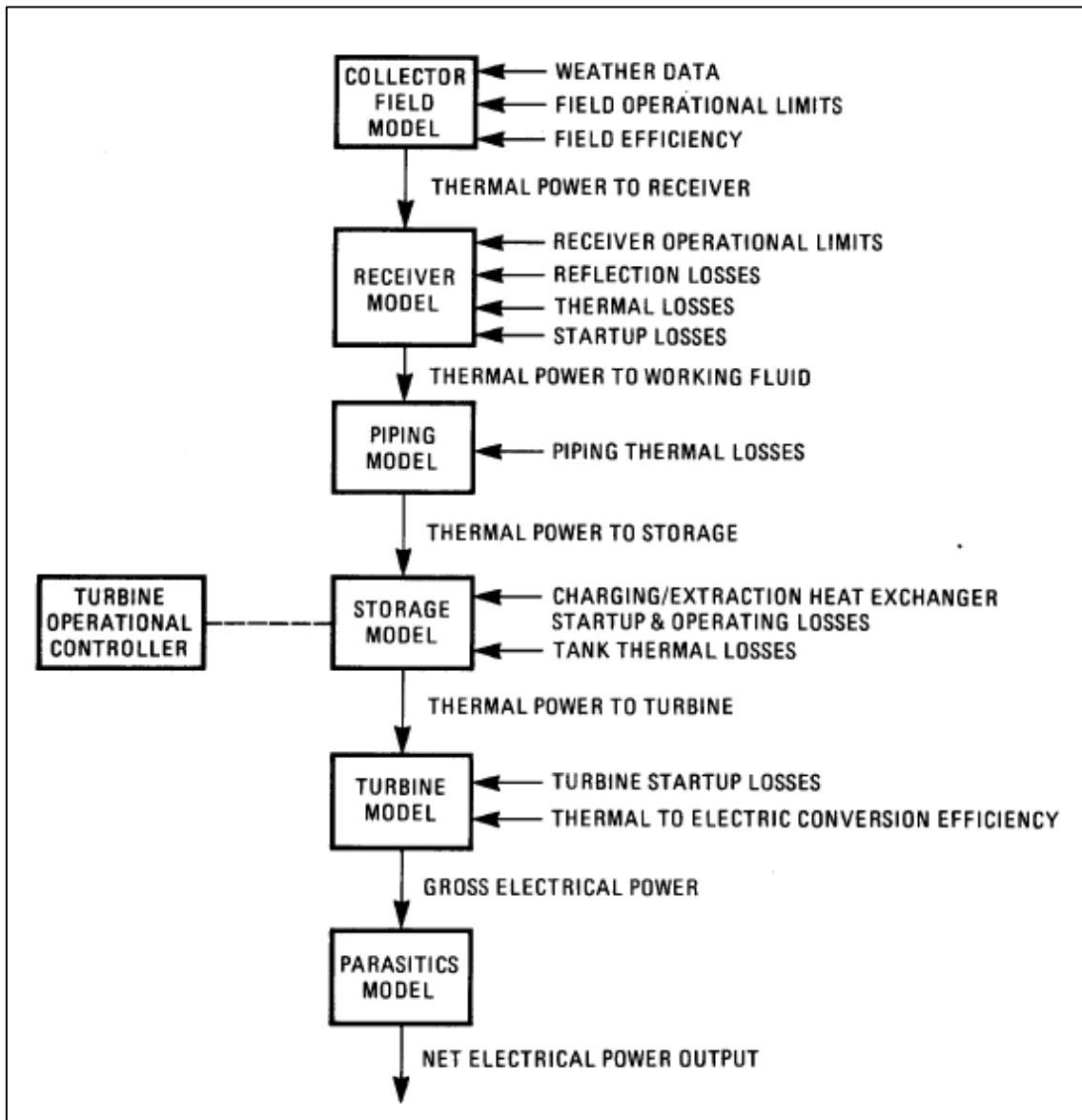


Figura 16. Diagrama de flujo del programa SOLERGY.

Para cada instante considerado, el modelo del campo solar concentra la radiación solar incidente y la dirige al receptor. A partir de la lógica del modelo del receptor se decide si la energía recogida en el campo solar se utiliza para arrancar u operar el receptor. Toda la energía recogida por el fluido caloportador se dirige al almacenamiento térmico siempre que el tanque de sales calientes no esté lleno. Este programa incluye tres estrategias de operación

de la turbina: operación de la turbina siempre que haya energía para ello, operación de la turbina en función de los niveles de energía en el almacenamiento y operación de la turbina tal que se maximice el valor de la electricidad producida.

Los cálculos energéticos se realizan para cada intervalo considerado. Estos intervalos pueden ser como mínimo de 0,125 horas. Las decisiones relativas a la estrategia de operación dada se basan en las condiciones ambientales, en la potencia incidente en el receptor, en los niveles de energía en el almacenamiento y en la hora del día.

Este programa tiene muchos aspectos en común con el modelo que se describe en esta memoria. No obstante, lo que se intenta es que el modelo aquí descrito tenga una interfaz más cómoda para el usuario, y que éste tenga la posibilidad de interactuar con el programa con más conocimiento de causa. Además, los resultados obtenidos en el modelo de este proyecto tienen un carácter más modular, lo que permite extraer conclusiones más precisas acerca de cada bloque de la planta. Por otro lado, cabe destacar que el modelo aquí descrito de momento sirve como base para el modelo de garantía que se presenta junto con una oferta, siendo imposible que el SOLERGY o el SAM puedan ser utilizados como modelos de garantía.

2.7. Programa SAM (System Advisor Model)

SAM ha sido desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), en colaboración con Sandia National Laboratories, y en colaboración con U.S. Department of Energy (DOE) Energía Solar Technologies Program (SETP).

Esta herramienta se ha desarrollado para una gama de tecnologías de energía renovable y es utilizada por un gran número de usuarios para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de los costes del proyecto y las estimaciones de rendimiento, así como para la investigación académica.

SAM realiza predicciones de rendimiento para conexión a red solar, instalaciones mini eólicas, sistemas de energía geotérmica y estimaciones económicas de energía distribuida y proyectos de centrales de generación.

En cuanto al modelo que permite simular una planta termosolar de tecnología de receptor central, también demanda que el usuario especifique con detalle las características de la planta, módulo por módulo. Además, permite obtener la performance de la planta hora por hora, aunque este programa está más enfocado a proporcionar al usuario unos resultados de carácter más económico que técnico.

3.- Descripción del modelo desarrollado

3.1.- Objetivos

El objetivo principal es desarrollar un modelo robusto a partir del cual el usuario pueda **estimar la producción anual de una planta cualquiera**, dadas las especificaciones de la misma.

No obstante, también es objeto de este trabajo que el modelo desarrollado permita al usuario simular individualmente los distintos módulos de la planta y poder desarrollar análisis de sensibilidad de los mismos, así como de la performance de la planta en su conjunto. Es decir, también se pretende que el modelo sea una **herramienta de apoyo para realizar la ingeniería de una planta**, de forma que sea posible analizar si la eficiencia óptica media de un campo solar cambiaría significativamente si la densidad de heliostatos en una zona determinada fuese mayor o menor, o cuánto cambiaría la eficiencia térmica del receptor si se redujese su altura a la mitad.

3.2.- Datos de partida y consideraciones

En este apartado se enumerarán los datos de entrada que tendrá que introducir el usuario en el programa para obtener la producción eléctrica de la planta y la retribución económica anual. Se indicará el nombre completo de las variables, así como las unidades de las mismas.

Dado que en el programa se ejecuta el *DELSOL3*, se incluirán al final de este apartado los datos de partida necesarios para ejecutarlo.

3.2.1.- Typical Meteorological Year (TMY)

El TMY es un documento en el que se incluye la información meteorológica correspondiente al emplazamiento de la planta de todos los días de un año, en todos y cada uno de los intervalos considerados (cada hora, cada diez minutos...).

Este documento puede incluir numerosas variables de carácter meteorológico. Las variables que se han considerado para desarrollar el modelo son las siguientes:

- Irradiancia Directa Normal (DNI) [W/m^2].
- Ángulo elevación del sol [$^\circ$].
- Ángulo acimutal del sol [$^\circ$].
- Temperatura ambiente a 2 metros del suelo [$^\circ C$].
- Humedad relativa [%].

- Velocidad del viento a 10 m del suelo [m/s].

En la Figura 17 se muestra cómo se han considerado en este documento los ángulos solares.

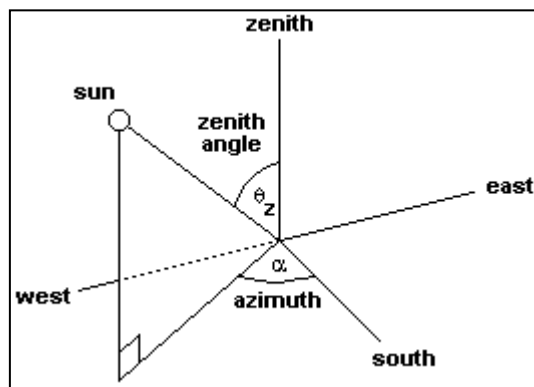


Figura 17. Esquema representativo de ángulos solares.

3.2.2.- Eficiencia del Campo Solar

Los heliostatos son los encargados de concentrar la radiación incidente en el receptor y operan siempre que haya irradiación solar. La herramienta desarrollada toma la eficiencia del campo solar de la ejecución del *DELSOL3* [4], por lo que la rutina correspondiente al campo solar queda un tanto simplificada. Más adelante se describe cómo se ha implementado lo referente al programa *DELSOL3*.

La información que necesita el programa acerca del campo solar se enumera a continuación:

- Número de heliostatos [-].
- Área reflectante de los heliostatos [m²].
- Eficiencia del campo solar [%].

3.2.3.- Estado, Eficiencia Térmica y Gasto Másico por el Receptor

En el receptor el fluido caloportador se calienta hasta alcanzar la temperatura deseada. Sin embargo, en el receptor tienen lugar una serie de pérdidas por reflexión, convección, radiación y conducción que han de ser calculadas. Para que los cálculos sean precisos, se evaluarán las pérdidas del receptor en pequeños tramos.

En la rutina relativa al receptor se contemplan cuatro modos de operación diferentes: parada, arranque, operación nominal y operación parcial. Las condiciones que determinan el paso de un estado a otro se imponen tal y como

dicta el *SOLERGY* [2]. Por otro lado, se asume que se opera un receptor externo de geometría circular.

Los datos de entrada que se consideran en esta rutina son las siguientes:

- Número de paneles del receptor [-].
- Número de circuitos del receptor [-].
- Diámetro del receptor [m].
- Altura del receptor [m].
- Número de divisiones en la altura del receptor (para programación) [-].
- Diámetro externo de las tuberías del receptor [mm].
- Espesor de las tuberías del receptor [mm].
- Número de tuberías por panel.
- Altura del receptor sobre el suelo [m].
- Absortividad del material del receptor [%].
- Emisividad del material del receptor [%].
- Potencia nominal incidente en el receptor [MW_t].
- Máxima potencia incidente permitida en el receptor [% de Nominal].
- Mínima potencia incidente permitida en el receptor [% de la Máxima].
- Parámetro de enfriamiento del receptor [1/h].
- Demora en el arranque del receptor [h].
- Máximo tiempo en operación parcial [h].
- Potencia Bruta de la turbina [MW_e].
- Rendimiento nominal del ciclo de potencia [%].
- Valor medio de consumos auxiliares [MW_e].
- Potencia térmica equivalente al valor de los consumos auxiliares [MW_t].
- Temperatura del fluido caloportador a la entrada del receptor [°C].
- Temperatura del fluido caloportador a la salida del receptor [°C] (o en su defecto, caudal másico que circula por el receptor [kg/s]).
- Grado de dominio del tipo de convección de mayor valor sobre el tipo de convección de menor valor [-].
- Factor de forma de las tuberías del receptor [-].
- Propiedades del fluido caloportador.
- Propiedades del aire.
- Propiedades del material del receptor.
- Exponente de Hellmann [-].
- **MAPA DE FLUJO.**

En la Figura 18 se muestra una ilustración del tipo del receptor que se considera en este documento.

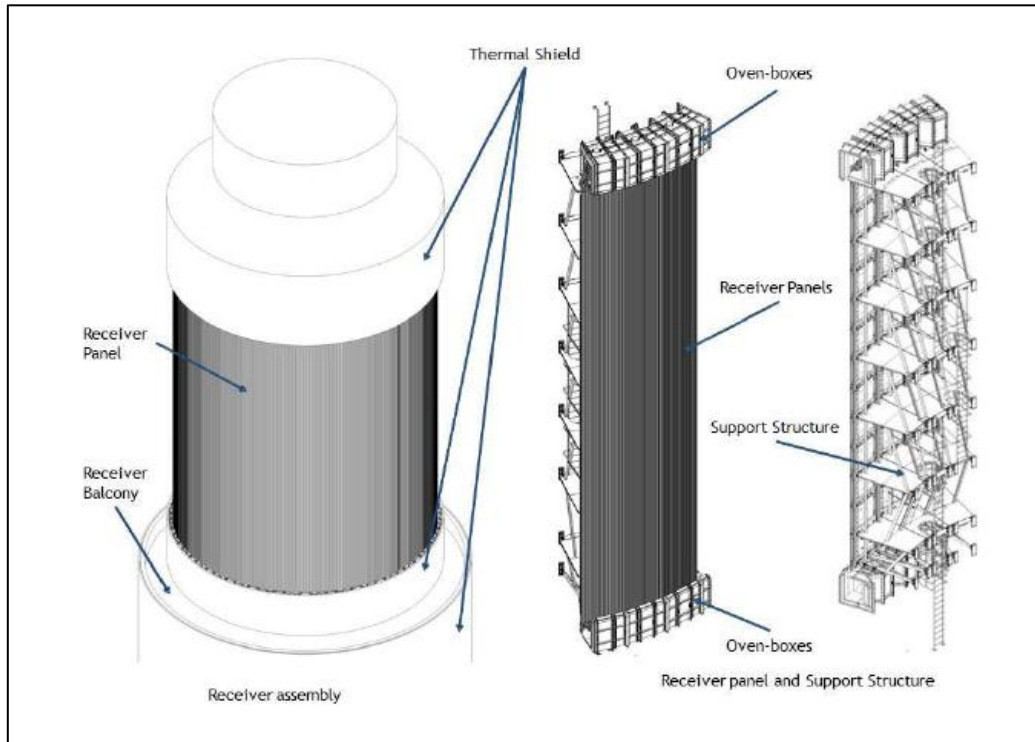


Figura 18. Ilustración de receptor tipo.

En la Figura 19 se muestra un mapa de flujo tipo para un receptor de 660 MW de potencia nominal, dos circuitos y ocho paneles en cada circuito. Este mapa de flujo se aplica en uno de los circuitos, considerándose en el otro un mapa de flujo simétrico.

Panel 1	Panel 2	Panel 3	Panel 4	Panel 5	Panel 6	Panel 7	Panel 8
137,55	136,79	123,87	104,11	85,88	81,32	78,28	76,00
341,22	346,54	323,74	274,34	232,55	226,47	218,87	199,87
602,65	621,64	593,53	514,49	450,65	437,73	405,82	350,34
804,03	832,91	809,35	718,16	643,68	614,04	548,69	463,57
894,47	925,63	908,91	820,75	746,28	704,48	626,20	508,41
906,63	938,55	924,87	842,79	772,12	734,12	658,88	563,13
874,71	906,63	894,47	815,43	747,80	719,68	649,76	557,81
790,35	821,51	805,55	728,80	667,24	645,96	585,17	503,09
620,88	642,16	622,40	555,53	506,89	489,41	443,81	383,78
375,42	383,02	365,54	323,74	294,86	279,66	252,31	220,39
155,03	155,79	146,67	130,71	119,31	110,95	99,55	88,15

Figura 19. Ejemplo de mapa de flujo.

La potencia incidente en cada uno de los tramos se da en kW/m². Mediante las flechas se indica el camino que recorre el fluido caloportador. El caudal másico que recorre estos ocho paneles es igual a la mitad del caudal másico total. Como se puede observar, a medida que el fluido se calienta se disminuye la cantidad

de calor incidente. Las principales restricciones que se dan a la hora de diseñar un mapa de flujo tienen que ver con el material del receptor. La primera es que no se supere la temperatura máxima que soporta el material, la segunda es que no se supere el gradiente de temperaturas que éste aguanta [5].

3.2.4.- Pérdidas Térmicas en Tuberías

Es importante tener en cuenta que las sales recorren una importante cantidad de metros cuando salen del receptor y se dirigen al tanque caliente. En este trayecto tienen lugar una serie de pérdidas térmicas, que en este documento se han considerado hasta el momento aplicando un porcentaje de pérdidas. No obstante, el usuario puede calcularlas e introducir distintos valores sin ninguna dificultad.

Por tanto, la única entrada necesaria para ejecutar esta rutina es la siguiente:

- Pérdidas térmicas en las tuberías [%].

3.2.5.- Operación de la Planta

En este trabajo se han considerado dos modos de operación, aunque pueden considerarse muchos otros. Los dos modos que se han considerado son los siguientes: producir electricidad siempre que se pueda, lo que implica arrancar los equipos siempre que haya energía en el almacenamiento; producir electricidad al menos durante el intervalo en el que el precio de venta de la electricidad es más alto (Operación MAXOUT, del SOLERGY [2]). En ambos casos, ha de tenerse en cuenta que tanto en el sistema generador de vapor como en la turbina se pueden dar cuatro estados: transitorio de arranque, parada, operación nominal y operación parcial.

Los datos que ha de introducir el usuario para poder ejecutar el primer modo de operación (operar siempre que haya energía disponible en el tanque de sales calientes) son los siguientes:

- Máxima capacidad de almacenamiento [MWh_t].
- Pérdidas térmicas en el tanque caliente [MW_t].
- Pérdidas térmicas en la descarga y en el generador de vapor [MW_t].
- Curva de arranque del generador de vapor.
- Tiempo durante el arranque del generador de vapor en el que admite potencia pero no genera vapor, sino que utiliza esta potencia para calentarse gradualmente [h].
- Mínima potencia térmica al generador de vapor para arrancar o mantener su temperatura [MW_t].

- Mínima potencia térmica al generador de vapor para arrancar u operar la turbina [MW_t].
- Curvas de arranque de la turbina.
- Rendimientos del ciclo térmico a distintas cargas y temperaturas ambiente [%].
- Consumos auxiliares de la planta a distintas cargas y temperaturas ambiente [MW_e].
- Consumo de la bomba de sales frías en función del caudal másico que impulsa [MW_e].
- Consumos offline de la planta [MW_e].

Para ejecutar el segundo modo de operación (operar tal que se maximicen los ingresos) el programa hace uso de los resultados obtenidos al ejecutar el primer modo de operación. Además de esta información, el programa necesita la siguiente referencia:

- Perfil anual del precio de venta de la energía eléctrica [pu ó $€$].

Ha de tenerse en cuenta que el modelo está diseñado para que el usuario introduzca la capacidad máxima de almacenamiento, pues se supone que el modelo estima la producción anual de una planta cuyas especificaciones son conocidas.

3.2.6.- Ciclo Térmico

Hasta el momento, en las plantas termosolares de receptor central en el bloque de potencia se desarrolla un ciclo Rankine, aunque no es descartable que esto cambie con el paso de los años. No obstante, el modelo admite todo tipo de soluciones en este aspecto, pues el usuario solo tiene que introducir los rendimientos del ciclo en los puntos de carga deseados, así como los consumos auxiliares del ciclo en dichos puntos.

Se podría decir que algunos datos de partida para diseñar el ciclo de vapor están determinados por el emplazamiento de la planta. Por otro lado, la temperatura caliente está restringida por la temperatura que pueda alcanzar el fluido caloportador.

Más adelante se volverá a hablar sobre este asunto, aunque no es el objeto de esta memoria desarrollar en profundidad lo relativo al ciclo de potencia de la planta.

3.2.7.- DELSOL3

DELSOL3 es un código a través del cual se pueden obtener cuatro resultados diferentes:

- Optimización del campo solar de una planta dada.
- Obtención del mapa de flujo del receptor de una planta dada para diferentes posiciones del sol.
- Obtención de la eficiencia del campo solar de una planta dada para diferentes posiciones del sol.
- Obtención del desempeño anual de una planta dada.

La carpeta que contiene este código se puede encontrar en el siguiente enlace:

<http://energy.sandia.gov/energy/renewable-energy/solar-energy/csp-2/csp-codes-and-tools/>

En este documento se ha utilizado este código para generar una matriz de eficiencias del campo solar, en función de los ángulos elevación y acimut del sol. De esta manera, a partir de una interpolación lineal, se puede obtener la eficiencia del campo solar para todos los instantes evaluados.

Para poder ejecutar esta opción, el programa necesita un archivo .txt con el nombre *input*, que habrá de incluirse en la carpeta contenedora del ejecutable. En este archivo tienen que especificarse las variables que se describen entre las páginas 174 y 188 (incluida) de la referencia [4]. Las variables que no se incluyen en el archivo toman el valor que trae el código por defecto.

En la Figura 20 se muestra un ejemplo de archivo de entrada para obtener las eficiencias del campo solar en función de la posición del sol. Aunque se trate de un .txt, el modelo se ha programado para que el usuario pueda introducir los valores de las variables en el propio archivo Excel para generar el archivo *input.txt* de manera automática.

```

input: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
performance
&BASIC
IPROB=3
NUAZ=7
NUEL=6
UAZ=0,30,60,75,90,110,130
UEL=0.5,25,45,65,75,85
ITAPE=0
PLAT=31.03
ALT=1.26
/
&FIELD
NAZM=12
NRAD=12
RADMIN=0.65
RADMAX=7.75
IDENS=1
IUSERF=2
IHPR=0
DENSIT=156*0
AZMSEP=13*1.05
NRADMN=12*1
NRADMX=12,12,10,9,11,10,10,10,11,10,11,12
FSLIP=4/3
/
&HSTAT
WM=12.51
HM=14.685
ICPANL=0
DENSMR=0.972
RMIRL=0.945
SIGEL=0.00075
SIGAZ=0.00075
SIGSX=0.001
SIGSY=0.001
SIGTX=0
SIGTY=0
ICANT=-1
NCANTX=2
NCANTY=8
RCANT=13*6
XFOCUS=1
YFOCUS=1
IFOCUS=1
XFOCAL=13*6
YFOCAL=13*6
ISB=0
/
&REC
THT=204
TOWL=232
TOWD=23
IREC=0
W=19
H=22
RRECL=1
/
&NLFLUX
IFLX=0
/
&NLEFF
/
&rec
w=-100
/

```

Figura 20. Ejemplo de archivo de entrada para DELSOL3.

DELSOL3 permite al usuario introducir el campo solar especificando la posición de cada heliostato individualmente, pero también le permite definir distintas zonas en el campo solar, cada una con sus especificaciones. En la Figura 21 se muestra esquemáticamente un campo solar introducido en *DELSOL3* dividido por zonas.

Ha de tenerse en cuenta que la absorptividad del receptor se considera en el programa descrito en este documento, por lo que en *DELSOL3* se fijará que la absorptividad del receptor es igual a 1. Por tanto:

$$RRECL = 1$$

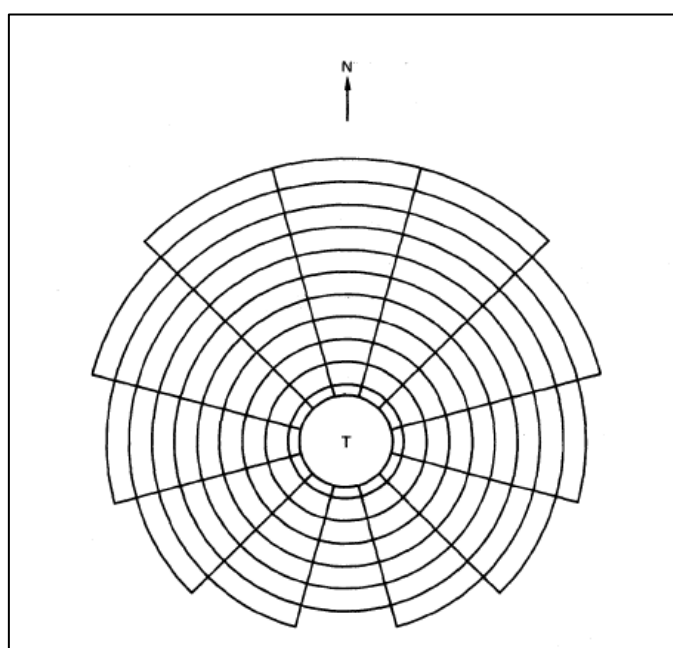


Figura 21. Ejemplo de campo solar introducido en *DELSOL3* por zonas.

3.3.- Implantación numérica

3.3.1.- Rutina: Eficiencia del Campo Solar

Como ya se ha mencionado anteriormente, la ejecución del código *DELSOL3* permite al usuario obtener la eficiencia del campo solar para diferentes posiciones solares. En la Figura 22 se muestran un ejemplo de los resultados que se obtienen. Han de tenerse en cuenta los comentarios resaltados en la Figura 22, puesto que el archivo de salida tiene una errata (no afecta al resultado).

En este caso también se ha programado el modelo para que, conociendo el directorio en el que se encuentra el archivo de salida, se lean los datos obtenidos en el archivo *output.txt* y se escriban en el archivo Excel.

Dado que el TMY muestra la posición solar en todos los instantes considerados, es posible calcular la eficiencia del campo solar en todos estos instantes mediante una interpolación lineal en la tabla de resultados obtenida a partir de *DELSOL3*.

output: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

USER DEFINED MATRIX OF SUN POSITIONS TO BE USED IN PERFORMANCE CALCULATIONS INSTEAD OF TIME STEPS
 THE VALUE OF THE DAY IS SET EQUAL TO THE ELEVATION ANGLE
 THE VALUE OF THE HOUR IS SET TO 1/100 TIMES THE AZIMUTHAL ANGLE

OPTICAL EFFICIENCY

TOTAL EFFICIENCY INCLUDES REFLECTIVITIES, HELIOSTAT = 0.945 RECEIVER = 1.000

DAY	HOUR	COSINE	SHADOW	BLOCK	ATM.TRANS.	SPILLAGE	TOTAL
0.50	0.00	0.802	1.000	1.000	0.916	0.994	0.690
0.50	0.30	0.802	1.000	1.000	0.916	0.994	0.690
0.50	0.60	0.802	1.000	1.000	0.916	0.994	0.690
0.50	0.75	0.802	1.000	1.000	0.916	0.994	0.690
0.50	0.90	0.802	1.000	1.000	0.916	0.994	0.690
0.50	1.10	0.802	1.000	1.000	0.916	0.994	0.690
0.50	1.30	0.802	1.000	1.000	0.916	0.994	0.690
25.00	0.00	0.793	1.000	0.978	0.916	0.993	0.666
25.00	0.30	0.791	1.000	0.978	0.916	0.993	0.665
25.00	0.60	0.789	1.000	0.978	0.916	0.993	0.663
25.00	0.75	0.787	1.000	0.977	0.916	0.993	0.662
25.00	0.90	0.786	1.000	0.977	0.916	0.994	0.661
25.00	1.10	0.785	1.000	0.977	0.916	0.994	0.659
25.00	1.30	0.784	1.000	0.977	0.916	0.994	0.659
45.00	0.00	0.766	0.997	0.984	0.915	0.991	0.645
45.00	0.30	0.763	0.997	0.984	0.915	0.991	0.643
45.00	0.60	0.759	0.997	0.984	0.915	0.992	0.640
45.00	0.75	0.757	0.996	0.985	0.916	0.992	0.637
45.00	0.90	0.755	0.997	0.984	0.916	0.992	0.636
45.00	1.10	0.753	0.997	0.984	0.916	0.993	0.634
45.00	1.30	0.751	0.997	0.984	0.916	0.993	0.633
65.00	0.00	0.725	0.934	0.994	0.913	0.988	0.574
65.00	0.30	0.722	0.929	0.994	0.914	0.989	0.569
65.00	0.60	0.716	0.930	0.994	0.914	0.989	0.565
65.00	0.75	0.714	0.936	0.995	0.914	0.990	0.568
65.00	0.90	0.711	0.929	0.994	0.914	0.990	0.561
65.00	1.10	0.707	0.935	0.995	0.914	0.990	0.563
65.00	1.30	0.704	0.935	0.995	0.915	0.990	0.561
75.00	0.00	0.701	0.812	0.992	0.910	0.985	0.478
75.00	0.30	0.697	0.798	0.991	0.911	0.986	0.468
75.00	0.60	0.691	0.799	0.991	0.911	0.987	0.465
75.00	0.75	0.688	0.818	0.991	0.912	0.987	0.475
75.00	0.90	0.685	0.797	0.991	0.912	0.987	0.461
75.00	1.10	0.681	0.821	0.991	0.913	0.988	0.472
75.00	1.30	0.678	0.819	0.991	0.913	0.988	0.469
85.00	0.00	0.675	0.559	0.986	0.905	0.981	0.312
85.00	0.30	0.671	0.537	0.985	0.906	0.982	0.298
85.00	0.60	0.664	0.545	0.985	0.906	0.983	0.300
85.00	0.75	0.662	0.608	0.987	0.910	0.985	0.336
85.00	0.90	0.658	0.548	0.985	0.906	0.983	0.299
85.00	1.10	0.654	0.600	0.986	0.911	0.986	0.328
85.00	1.30	0.650	0.603	0.986	0.911	0.986	0.328

Figura 22. Ejemplo de resultados de *DELSOL3*.

Por tanto, conocida la eficiencia del campo solar en cada instante, se tiene lo siguiente:

$$PTR = DNI \cdot 10^{-6} \cdot EFF_{CS} \cdot FS$$

Donde:

- PTR es la potencia que incide en el receptor (del inglés, Power To Receiver) [MW].
- DNI es la irradiancia directa normal (del inglés, Direct Normal Irradiance) [W/m²].

- EFF_{CS} es la eficiencia del campo solar [%].
- FS es el área reflectante del campo solar [m^2].

Se tiene que:

$$FS = A_{reflect} \cdot N_{helios}$$

Donde:

- $A_{reflect}$ es el área reflectiva de un heliostato [m^2].
- N_{helios} es el número de heliostatos del campo solar [-].

Finalmente, se tiene que cuando la potencia incidente en el receptor es mayor que la máxima potencia admisible, se considera que la potencia incidente es igual a la máxima potencia admisible:

$$PTR > RMAXP \rightarrow PTR = RMAXP$$

Donde:

- $RMAXP$ es la potencia máxima admisible en el receptor (del inglés, Receiver MAXimum Power) [MW_t].

3.3.2.- Rutina: Eficiencia Térmica y Gasto Másico por el Receptor

En el modelo se considera que el receptor se opera de manera que las sales alcancen siempre la temperatura caliente a la salida del mismo. Por tanto, se puede decir que la temperatura de salida es una variable de entrada, a partir de la cual se obtiene el caudal másico que habrá de circular por el receptor tal que se alcance dicha temperatura. No obstante, queda abierta (es decir, está programada) la opción de introducir como variable de entrada un caudal másico y ver a qué temperatura sale el fluido del receptor.

Para poder disponer de los valores de eficiencia térmica del receptor y del caudal másico del mismo se ha realizado algo similar a lo realizado para calcular la eficiencia del campo solar: se han calculado las eficiencias y caudales para una serie de puntos concretos y en el modelo se efectúa una interpolación lineal multivariable.

La metodología que se va a describir a continuación es la que se sigue para calcular la eficiencia del receptor y el caudal másico por el mismo dados un valor de PTR (MW), un valor de temperatura ambiente ($^{\circ}C$) y un valor de velocidad del viento (m/s).

Para empezar, cabe recordar que los cálculos se realizan para la mitad de los circuitos del receptor (se presupone un número par de circuitos), pues se aplica

simetría para circuitos que están en paralelo. El usuario decide el número de divisiones a considerar en las tuberías del receptor. Por ejemplo, el mapa de flujo de la Figura 19 se implementa en un receptor de ocho paneles y once divisiones en cada panel, es decir, se considera en los cálculos que las sales circulan a lo largo de una tubería dividida en 88 tramos. Pues bien, en cada uno de estos 88 tramos se evalúan las ecuaciones de transmisión de calor pertinentes. Para cada uno de los tramos, la temperatura de entrada del fluido es igual a la temperatura de salida del mismo en el tramo anterior. El usuario introduce en el modelo la temperatura de entrada en el primer tramo y la temperatura de salida en el último tramo.

La variable PTR es la potencia que incide en el receptor en MW. Mediante el mapa de flujo se conoce, dado un valor de PTR, la potencia por unidad de superficie que incide en cada uno de los tramos mencionados (PTP, del inglés Power To Part), en kw/m². En cada **tramo 'x'** se evalúa la siguiente igualdad energética:

$$\dot{q}_{fluid} = \dot{q}_{inc} - (\dot{q}_{ref} + \dot{q}_{rad} + \dot{q}_{conv})$$

Donde:

- q_{fluid} es la potencia absorbida por el fluido [MW].
- q_{inc} es la potencia incidente en el tramo [MW].
- q_{ref} es la potencia reflejada por las tuberías [MW].
- q_{rad} es la potencia perdida por radiación [MW].
- q_{conv} es la potencia perdida por convección [MW].

En la Figura 23 se muestra de manera esquemática el balance térmico que tiene lugar en un tramo de una de las tuberías del receptor.

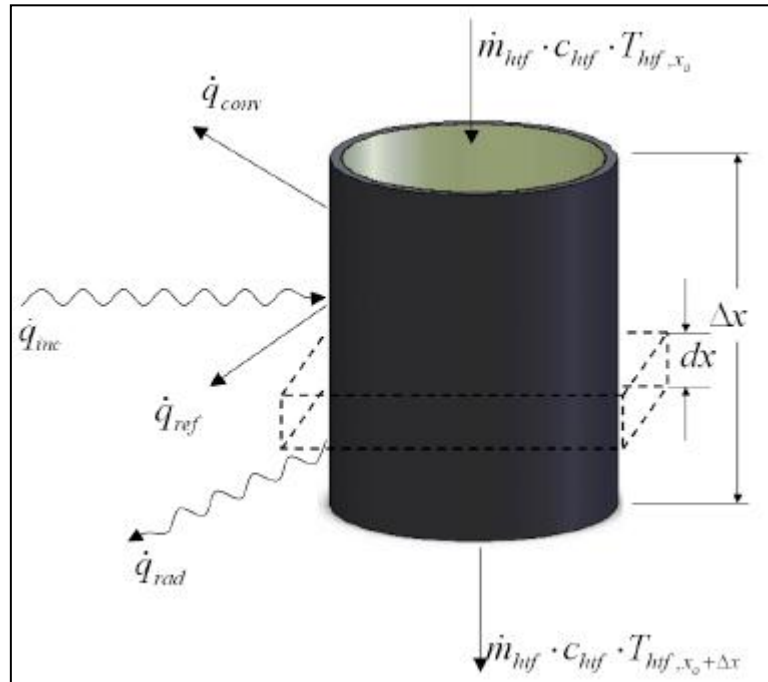


Figura 23. Balance térmico que tiene lugar en un tramo de las tuberías.

Los términos anteriores se definen a partir de las expresiones que se muestran a continuación [5].

Se tiene que:

$$\dot{q}_{inc} = PTP \cdot 10^{-3} \cdot \Delta x \cdot 10^{-3} \cdot D_{ext} \cdot N_{tub}$$

Donde:

- PTP es la potencia por unidad de superficie incidente en el tramo [kW/m²].
- Δx es la longitud del tramo [m].
- D_{ext} es el diámetro externo de la tubería [mm].
- N_{tub} es el número de tuberías en cada panel [-].

Se tiene que:

$$\dot{q}_{ref} = (1 - \alpha) \cdot PTP \cdot 10^{-3} \cdot \Delta x \cdot 10^{-3} \cdot D_{ext} \cdot N_{tub}$$

Donde:

- α es la absorptividad de las tuberías [%].

Se tiene que:

$$\dot{q}_{rad} = 10^{-6} \cdot \sigma \cdot \varepsilon \cdot \pi \cdot \frac{10^{-3} \cdot D_{ext}}{2} \cdot F \cdot N_{tub} \cdot \Delta x \cdot ((T_s + 273,15)^4 - (T_{amb} + 273,15)^4)$$

Donde:

- σ es la constante de Stefan-Boltzmann [W/m²-K⁴]
- ε es la emisividad de las tuberías [%].
- F es el factor de forma [-].
- T_s es la temperatura externa de la tubería [°C].
- T_{amb} es la temperatura ambiente [°C].

En la Figura 24 se muestra una ilustración orientativa de cómo se obtiene el factor de forma en la referencia [5].

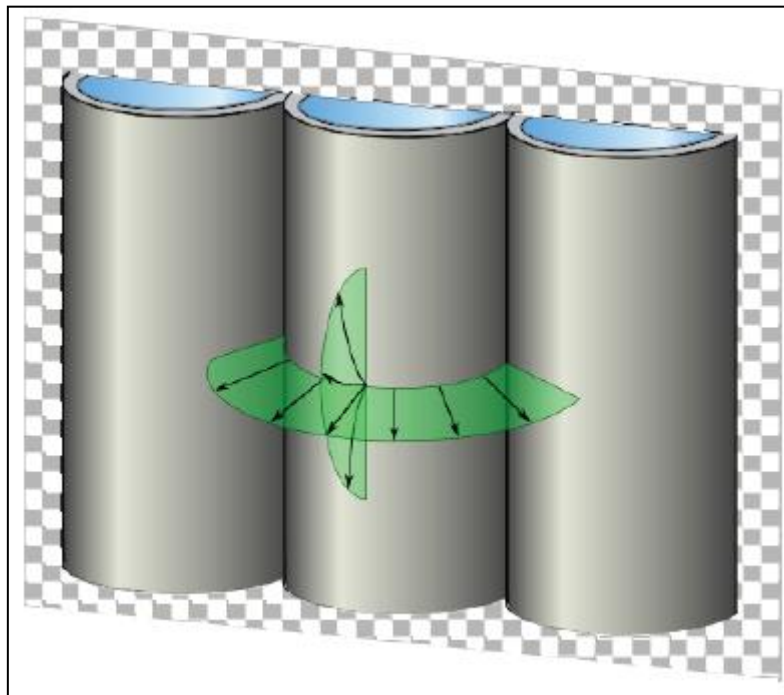


Figura 24. Ilustración representativa de estimación de factor de forma para calcular radiación.

Se tiene que:

$$\dot{q}_{conv} = 10^{-6} \cdot h_m \cdot 10^{-3} \cdot D_{ext} \cdot N_{tub} \cdot \Delta x \cdot (T_s - T_{amb})$$

Donde:

- h_m es el coeficiente de convección mixto [W/m²-K].

El coeficiente de convección mixto se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$h_m = (h_{nat}^m + h_{for}^m)^{\frac{1}{m}}$$

Donde:

- h_{nat} es el coeficiente de convección natural [W/m²-K].
- h_{for} es el coeficiente de convección forzada [W/m²-K].
- m es el grado de dominio del tipo de convección de mayor valor sobre el tipo de convección de menor valor [-]. De acuerdo con la referencia [5], un valor razonable para m es 3,2.

Para la convección natural se considera que el aire asciende por tiro natural, mientras que para la convección forzada se considera que el aire circula en torno al receptor en dirección perpendicular al suelo. Por ello, las longitudes características que se utilizarán para el cálculo de ambos coeficientes serán la altura y el diámetro del receptor respectivamente.

Para el cálculo del coeficiente de convección natural se tiene lo siguiente:

$$h_{nat} = \frac{Nu_{nat} \cdot k_{air}}{H_{rec}}$$

Donde:

- Nu_{nat} es el número de Nusselt correspondiente a la convección externa natural [-].
- k_{air} es la conductividad térmica del aire evaluada en $T = (T_s - T_{amb})/2$ [W/m-K].
- H_{rec} es la altura del receptor [m].

Este número de Nusselt se calcula como:

$$Nu_{nat} = 0,098 \cdot Gr_{nat}^{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{T_s + 273,15}{T_{amb} + 273,15} \right)^{-0,14}$$

Donde:

- Gr_{nat} es el número de Grashof correspondiente a la convección externa natural [-].

Este número de Grashof se calcula como:

$$Gr_{nat} = g \cdot \beta \cdot (T_s - T_{amb}) \cdot \frac{H_{rec}^3}{\nu_{air}^2}$$

Donde:

- g es la constante de gravedad en la Tierra [m/s^2].
- β es el coeficiente de expansión volumétrica [$1/K$].
- ν_{air} es la viscosidad cinemática del aire evaluada en $T = (T_s - T_{amb})/2$ [m^2/s].

El coeficiente de expansión volumétrica se calcula como:

$$\frac{1}{\frac{(T_s + 273,15) + (T_{amb} + 273,15)}{2}}$$

Para el cálculo del coeficiente de convección forzada se tiene lo siguiente:

$$h_{for} = \frac{Nu_{for} \cdot k_{air}}{D_{rec}}$$

Donde:

- Nu_{for} es el número de Nusselt correspondiente a la convección externa forzada [-].
- D_{rec} es el diámetro del receptor [m].

Este número de Nusselt se calcula según se indica en la Tabla 5:

Tabla 5. Cálculo del número de Nusselt correspondiente a la convección externa forzada.

	Rango del Número de Reynolds	Correlación
$0 < C < 75 \times 10^{-5}$		
(1)	Todos los Re	$Nu_{for} = 0,3 + 0,488 \cdot Re^{0,5} \cdot \left(1 + \left(\frac{Re}{282000}\right)^{0,625}\right)^{0,8}$
$75 \times 10^{-5} < C < 300 \times 10^{-5}$		
(2)	$Re < 7 \times 10^5$	(1)
(3)	$7 \times 10^5 < Re < 2,2 \times 10^7$	$Nu_{for} = 2,57 \cdot 10^{-3} \cdot Re^{0,98}$
(4)	$Re > 2,2 \times 10^7$	$Nu_{for} = 0,0455 \cdot Re^{0,81}$
$300 \times 10^{-5} < C < 900 \times 10^{-5}$		
(5)	$Re < 1,8 \times 10^5$	(1)
(6)	$1,8 \times 10^5 < Re < 4 \times 10^6$	$Nu_{for} = 0,0135 \cdot Re^{0,89}$
(7)	$Re > 4 \times 10^6$	(4)
$C > 900 \times 10^{-5}$		
(8)	$Re < 1 \times 10^5$	(1)
(9)	$Re > 1 \times 10^5$	(4)

El parámetro C se calcula como:

$$C = \frac{k_s}{D_{rec}}$$

Donde:

- k_s es la rugosidad de la superficie del receptor [m].

La rugosidad de la superficie del receptor se calcula como:

$$k_s = \frac{\frac{(10^{-3} \cdot D_{ext})}{2}}{D_{rec}}$$

Este número de Reynolds se calcula como:

$$Re_{for} = \frac{WS \cdot D_{rec}}{v_{air}}$$

Donde:

- WS es la velocidad del viento a la altura del receptor sobre el suelo [m/s].

Finalmente, se tiene que:

$$\dot{q}_{fluid} = 10^{-6} \cdot \frac{T_s - \overline{T_{htf}}}{R_{cond} + R_{conv}}$$

Donde:

- T_{htf} es la temperatura media del fluido caloportador en el tramo 'x' [°C].
- R_{cond} es la resistencia térmica a la conducción a lo largo del espesor de la tubería [K/W].
- R_{conv} es la resistencia térmica a la convección a lo largo del espesor de la tubería [K/W].

La resistencia térmica a la conducción se calcula como:

$$R_{cond} = \frac{\ln\left(\frac{\frac{D_{ext}}{2}}{\frac{D_{int}}{2}}\right)}{\pi \cdot 2 \cdot \Delta x \cdot k_{tub} \cdot N_{tub}}$$

Donde:

- D_{int} es el diámetro interno de la tubería [m].
- k_{tub} es la conductividad térmica de la tubería evaluada en $T = (T_s + T_{tub,int})/2$ [W/m-K].
- $T_{tub,int}$ es la temperatura interna de la tubería [°C].

La resistencia térmica a la convección se calcula como:

$$R_{conv} = \frac{1}{h_{int} \cdot \Delta x \cdot 10^{-3} \cdot D_{int} \cdot \frac{\pi}{2} \cdot N_{tub}}$$

Donde:

- h_{int} es el coeficiente de convección interna [W/m²-K].

Para el cálculo del coeficiente de convección interna se tiene lo siguiente:

$$h_{int} = \frac{Nu_{int} \cdot k_{htf}}{10^{-3} \cdot D_{int}}$$

Donde:

- Nu_{int} es el número de Nusselt correspondiente a la convección interna [-].
- k_{htf} es la conductividad térmica del fluido caloportador evaluada en $T = (T_{in} + T_{out})/2$ [W/m-K], donde:
- T_{in} es la temperatura de entrada del fluido caloportador [°C].
- T_{out} es la temperatura de salida del fluido caloportador [°C].

Este número de Nusselt se calcula como:

$$Nu_{int} = \frac{\frac{f}{8} \cdot (Re_{int} - 1000) \cdot Pr}{1 + 12,7 \cdot \sqrt{\frac{f}{8}} \cdot (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)}$$

Donde:

- f es el factor de fricción para la superficie interna de la tubería [-].
- Re_{int} es el número de Reynolds correspondiente a la convección interna [-].
- Pr es el número de Prandtl evaluado en la superficie interna de la tubería a $T = (T_{in} + T_{out})/2$ [-].

El factor de fricción f se calcula como:

$$f = (1,82 \cdot \log_{10}(Re_{int}) - 1,64)^{-2}$$

Este número de Reynolds se calcula como:

$$Re_{int} = \frac{v_{htf} \cdot 10^{-3} \cdot D_{int}}{\nu_{htf}}$$

Donde:

- v_{htf} (numerador) es la velocidad del fluido caloportador [m/s].
- ν_{htf} (denominador) es la viscosidad cinemática de las sales [m²/s].

La velocidad de las sales se calcula como:

$$v_{htf} = \frac{\dot{m}_{htf}}{\rho_{htf} \cdot \frac{\pi \cdot (10^{-3} \cdot D_{int})^2}{4} \cdot N_{tub}}$$

Donde:

- \dot{m}_{htf} es el caudal másico que circula por uno de los circuitos [kg/s].
- ρ_{htf} es la densidad del fluido caloportador evaluada en $T = (T_{in} + T_{out})/2$ [kg/m³].

A partir de todas estas igualdades, es posible expresar el balance energético que tiene lugar en las tuberías en función de la variable T_s . Conocidas las variables q_{inc} y q_{ref} , queda lo siguiente:

$$\dot{q}_{fluid}(T_s) = \dot{q}_{inc} - (\dot{q}_{ref} + \dot{q}_{rad}(T_s) + \dot{q}_{conv}(T_s))$$

Por tanto, la eficiencia térmica:

$$EFF_{REC} = \frac{\dot{q}_{fluid}}{\dot{q}_{inc}}$$

Donde:

- EFF_{REC} es la eficiencia térmica del receptor [%].

Cabe destacar que muchas de las variables descritas con anterioridad dependen tanto de la temperatura de entrada del fluido en el tramo 'x' como de su temperatura de salida. Dado que la temperatura de salida es desconocida, cada tramo se resuelve 'n' veces, tantas como sean necesarias para que la enésima solución sea muy parecida a la solución 'n-1' (se establece que se diferencien como mucho en una milésima), es decir:

$$|T_{out,x,n} - T_{out,x,n-1}| < 10^{-3}$$

Donde:

- $T_{out,x,n}$ es la temperatura de salida del tramo 'x' en la iteración 'n'.

En la primera iteración se evalúan las variables que dependen de la temperatura de salida como si ésta fuese igual a la temperatura de salida. Esto permite obtener una primera solución aproximada de la variable T_s . Conocida T_s en la primera iteración, es posible obtener una primera solución aproximada de la variable $T_{htf,out}$ mediante la siguiente expresión:

$$\dot{q}_{fluid} = \dot{m}_{htf} \cdot \overline{c}_{htf} \cdot (T_{out} - T_{in})$$

Donde:

- \overline{c}_{htf} es el calor específico del fluido caloportador evaluado en $T = (T_{in} + T_{out})/2$ [kJ/kg-K].

Como ya se ha mencionado antes, una vez resuelto el primer tramo se repite el proceso con el siguiente tramo, siendo la temperatura de entrada del fluido del siguiente tramo igual a la temperatura de salida del fluido en el tramo anteriormente evaluado, es decir:

$$T_{in,x} = T_{out,x-1}$$

Llegados a este punto, quedan dos variables libres: la temperatura de salida de las sales en el último tramo del receptor ($T_{out,n}$) y el caudal másico de sales (\dot{m}_{htf}). Ya se ha comentado que en este modelo se asume que la operación del receptor está condicionada por la temperatura de salida de las sales del último tramo del receptor, por lo que a priori el usuario debería fijar este valor, de manera que al resolver el receptor para una potencia incidente, una temperatura ambiente y una velocidad del viento dadas, el modelo devuelva la eficiencia térmica del receptor y el caudal másico que ha de impulsarse para que la temperatura del fluido a la salida del receptor sea la fijada por el usuario previamente.

Dado que la herramienta con la que se ha realizado el modelo no permite resolver este algoritmo en un solo paso, lo que se hace es resolver el receptor tantas veces como sean necesarias para que, dado un caudal másico, se alcance la temperatura de salida requerida (se establece el intervalo $T_{out} \pm 0,1$). No obstante, para que la ejecución del algoritmo sea práctica, los valores dados de caudal másico se aproximan cada vez más a la solución correcta, puesto que cada vez que se resuelve el receptor se aplica la siguiente expresión:

$$\dot{m}_{htf,i} = \dot{m}_{htf,i-1} \cdot \left(1 - \frac{T_{out,usu} - T_{out,i-1}}{T_{out,usu}} \right)^2$$

¡Cuidado! El lector no ha de confundir las iteraciones que tienen lugar para resolver cada tramo de manera individual (denotadas con el subíndice 'n'), con las iteraciones que tienen lugar para resolver el receptor (denotadas con el subíndice 'i'). En una iteración 'i' tienen lugar n iteraciones 'n' en cada uno de los tramos.

En la Figura 25 se muestran las eficiencias térmicas obtenidas en función de la velocidad del viento y del porcentaje de potencia incidente con respecto a la nominal al resolver un receptor circular externo de 19 m de diámetro y 22 m de altura. El receptor está situado a 219 m sobre la altura del suelo. Las temperaturas de entrada y salida de las sales del receptor fijadas por el usuario son 299,2 °C y 565,5 °C, respectivamente. Se ha obviado la influencia de la temperatura ambiente por ser la variable que menos influye.

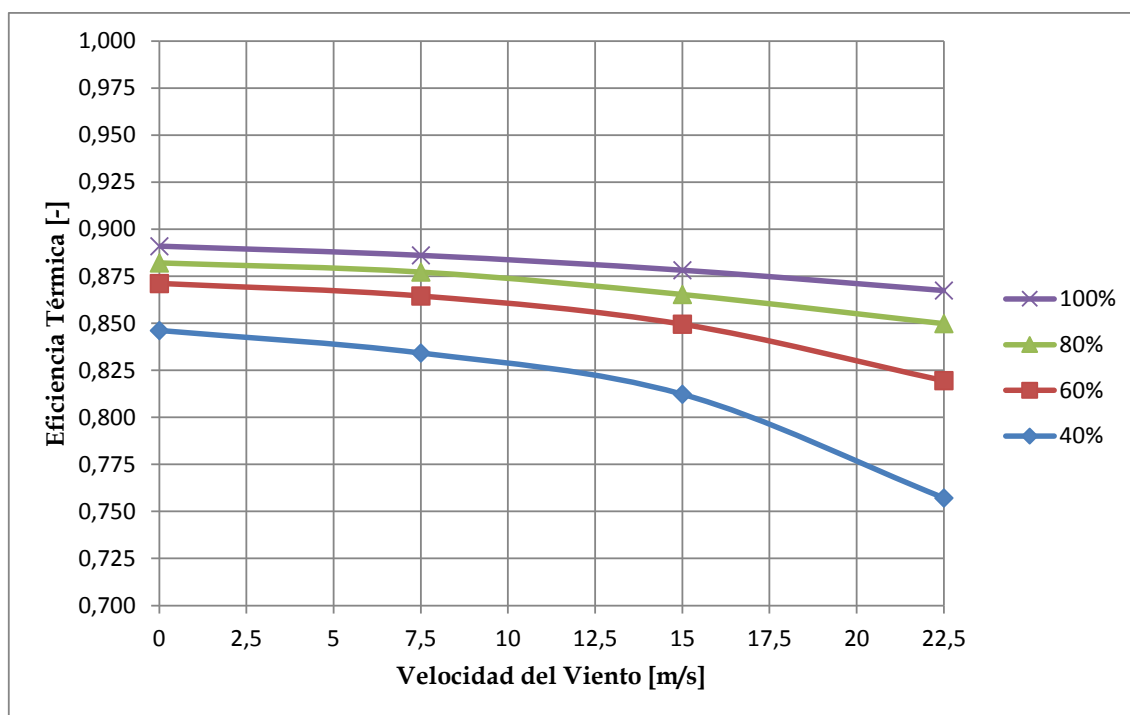


Figura 25. Eficiencia térmica del receptor en función de la potencia incidente y de la velocidad del viento.

Como ya se ha mencionado, en el modelo se permite al usuario ejecutar este algoritmo para los puntos de potencia incidente, temperatura ambiente y velocidad del viento que desee. Entonces, el usuario obtiene una matriz de eficiencias térmicas del receptor y de caudales máxicos por el mismo. Cuando se ejecuta esta rutina en el modelo el programa interpola en esta matriz, pues las tres variables de entrada son conocidas (PTR de la rutina Eficiencia del Campo Solar y T_{amb} y WS_{10} del TMY).

La velocidad del viento que lee el modelo es la velocidad del viento a la altura del receptor, por lo que la velocidad del viento dada por el TMY se corrige mediante la siguiente expresión:

$$WS = WS_h \cdot \left(\frac{H_{rec,sobresuelo}}{h} \right)^\alpha$$

Donde:

- WS_h es la velocidad del viento a la altura h (la que da el TMY) [m/s].
- $H_{rec,sobresuelo}$ es la altura del receptor sobre el suelo [m].
- h es la altura a la que da el TMY la velocidad del viento [m].
- α es el exponente de Hellmann [-].

Se tiene finalmente que:

$$PTWF_{aux} = PTR \cdot EFF_{REC}$$

Donde:

- $PTWF_{aux}$ es la potencia que absorbería el fluido caloportador en caso de que el receptor estuviese operativo (del inglés, Power To Working Fluid) [MW].

3.3.3.- Rutina: Estado del Receptor

La implantación de esta rutina en el modelo se ha realizado en base al documento *SOLERGY* [2]. En este apartado se intentará conservar la nomenclatura que aparece en el *SOLERGY* de manera que el lector pueda acudir a dicho documento en caso de requerir más información de la que aquí se proporciona. La descripción de esta rutina se puede encontrar entre las páginas 17 y 21 y 50 y 51 (ambas incluidas) de la referencia [2].

Como ya se ha dicho, se consideran cuatro estados posibles del receptor: parada, arranque, operación nominal y operación parcial. En la Figura 26 se muestran mediante un diagrama de flujo los posibles saltos que se pueden dar entre estados.

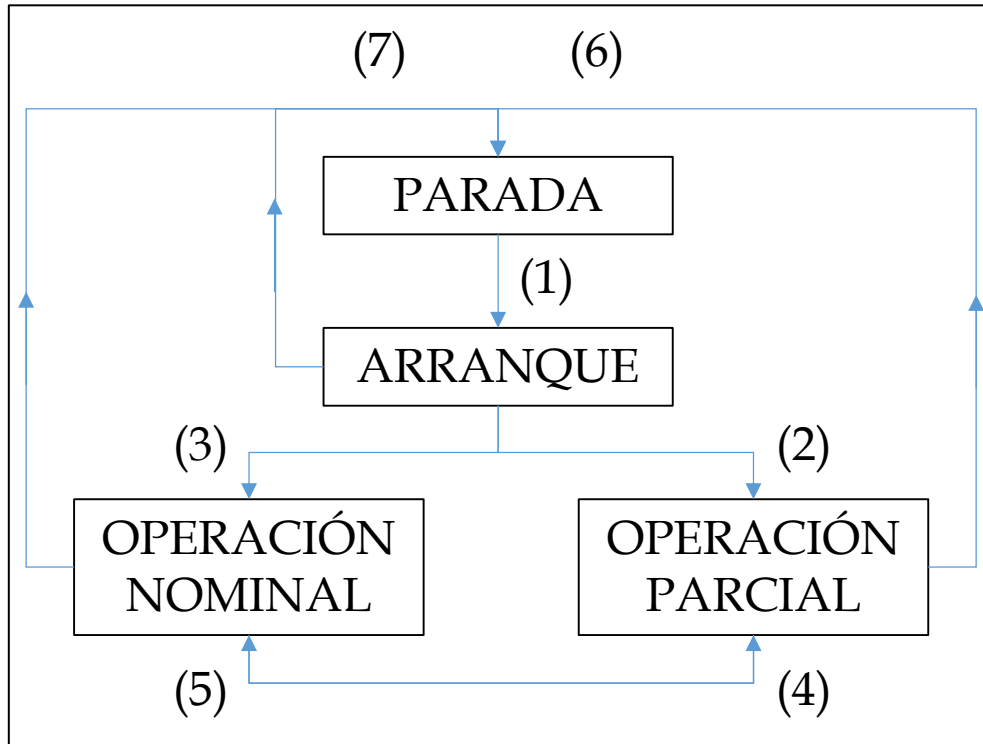


Figura 26. Diagrama de flujo de los estados del receptor.

Estado Parada.

En el estado Parada el fluido no absorbe energía, por lo que:

$$PTWF = 0$$

Donde:

- PTWF es la potencia que absorbe el fluido [MW].

Transición (1).

Para que se dé (1), es decir, que el receptor pase de parada a arranque, se tiene que cumplir que la potencia que absorbería el fluido caloportador si el receptor estuviese operativo supere la mínima potencia incidente permitida en el receptor, esto es:

$$PTWF_{aux} \geq RMINF \cdot RMAXP$$

Donde:

- RMINF es el porcentaje con respecto a la máxima potencia admisible en el receptor que indica la mínima potencia incidente permitida (del inglés, Receiver MINimum flow Fraction) [%].

Teniéndose que:

$$RMAXP = RMAXF \cdot RNOMP$$

Donde:

- RMAXF es el porcentaje con respecto a la potencia nominal del receptor que indica la máxima potencia incidente permitida (del inglés, Receiver MAXimum flow Fraction) [%].
- RNOMP es la potencia nominal del receptor (del inglés, Receiver NOMinal Power) [MW_t].

Estado Arranque.

El estado Arranque se completa cuando el tiempo que ha transcurrido desde el arranque es igual o mayor al tiempo necesario para que se complete el arranque, es decir:

$$TFSTART \geq TTOSTART$$

Donde:

- TFSTART es el tiempo transcurrido desde el arranque [h].
- TTOSTART es el tiempo necesario para que se complete el arranque [h].

El tiempo necesario para que se complete el arranque se obtiene en función de una serie de variables y parámetros representativos tanto de las características del receptor como del tiempo que éste llevaba parado antes de que se diese el arranque, o lo que es lo mismo, la temperatura a la que se encuentra el receptor en el instante actual.

Si bien es cierto que en las expresiones que se utilizan no aparece ninguna variable que indique la temperatura del receptor propiamente dicha, en la descripción de las variables se hablará de temperatura del receptor, pues es a lo que en última instancia se refieren. Al fin y al cabo, se tardará más o menos en completar el arranque del receptor en función del tiempo que lleve parado o, lo que es lo mismo, de lo que le haya dado tiempo a enfriarse desde la última vez que estuvo caliente.

Se tiene que:

$$TTOSTART = TREQD - TINIT$$

Donde:

- TREQD es el tiempo necesario para que se complete el arranque si el receptor está frío [h].
- TINIT es una variable indicativa de la temperatura del receptor [h]. TINIT = 0 indica que el receptor está frío. TINIT = TREQD indica que el receptor está caliente.

La variable TINIT se calcula como:

$$TINIT = TREQD \cdot XT0$$

Donde:

- XT0 es una variable que indica del 0 al 1 la temperatura del receptor [-]. XT0 = 0 indica que el receptor está frío. XT0 = 1 indica que el receptor está caliente.

La variable XT0 se calcula como:

$$XT0 = e^{-TRSHUT \cdot ALPHAR}$$

Donde:

- TRSHUT es el tiempo que el receptor ha estado en el estado de parada [h].
- ALPHAR es el parámetro de enfriamiento del receptor [h⁻¹].

La variable ALPHAR es la que encierra el contenido energético en esta rutina, por lo que habrá que calcular su valor cuidadosamente.

En el estado Parada el fluido no absorbe energía, dado que la energía procedente del campo solar se utiliza para calentar las tuberías del receptor de manera gradual, por lo que:

$$PTWF = 0$$

Transición (2).

Para que se dé (2), es decir, que el receptor pase de arranque a operación parcial, se tiene que haber completado en primer lugar el proceso de arranque. Esto es:

$$TFSTART \geq TTOSTART$$

Además de esto, se tiene que cumplir:

$$AUXCOST \geq PTWF_{aux} > RMINF \cdot RMAXP$$

Donde:

- AUXCOST es el equivalente de los consumos auxiliares contabilizados como potencia térmica [MW_t].

La variable AUXCOST se calcula como:

$$AUXCOST = \frac{SPPAR}{EFF_{CT,100}}$$

Donde:

- SPPAR son los consumos auxiliares de la planta en condiciones nominales (del inglés, Solar Plant Parasitics) [MW_e].
- EFF_{CT,100} es la eficiencia del ciclo térmico en condiciones nominales [%].

La variable SPPAR se calcula como:

$$SPPAR = 0,0691 \cdot (GPOWER)^{1,0408}$$

Donde:

- GPOWER es la potencia de la turbina [MW_e].

Es cierto que los consumos auxiliares se calculan en el modelo de una forma más detallada. No obstante, en esta rutina se utilizará la expresión anterior con el objetivo de simplificar los cálculos y a conciencia de que el resultado en este caso no tiene un error significativo.

Estado Operación Parcial.

En el estado Operación Parcial, el fluido absorbe energía tal que:

$$PTWF = PTWF_{aux}$$

Transición (3).

Para que se dé (3), es decir, que el receptor pase de arranque a operación nominal, se tiene que haber completado en primer lugar el proceso de arranque. Esto es:

$$TFSTART \geq TTOSTART$$

Además de esto, se tiene que cumplir:

$$PTWF_{aux} > AUXCOST > RMINF \cdot RMAXP$$

En el apartado anterior se indica cómo calcular la variable AUXCOST.

Estado Operación Nominal.

En el estado Operación Nominal, el fluido absorbe energía tal que:

$$PTWF = PTWF_{aux}$$

Transición (4).

Para que se dé (4), es decir, que el receptor pase de operación nominal a operación parcial se tiene que cumplir:

$$AUXCOST \geq PTWF_{aux} > RMINF \cdot RMAXP$$

Esta condición es la misma que la de la transición (2), con la diferencia de que la transición (4) se da desde la operación nominal y la transición (2) desde el arranque.

Transición (5).

Para que se dé (5), es decir, que el receptor pase de operación parcial a operación nominal, se tiene que cumplir:

$$PTWF_{aux} > AUXCOST > RMINF \cdot RMAXP$$

Esta condición es la misma que la de la transición (3), con la diferencia de que la transición (5) se da desde la operación parcial y la transición (3) desde el arranque.

Transición (6).

Para que se dé (6), es decir, que el receptor pase de operación parcial a parada pueden ocurrir dos cosas diferentes. O bien que el receptor lleve un tiempo determinado en operación parcial (MTDERO, del inglés Maximum Time in DERrated Operation), o bien que la potencia que absorbería el fluido caloportador no supere la mínima potencia incidente permitida en el receptor, esto es:

$$PTWF_{aux} \leq RMINF \cdot RMAXP$$

Transición (7).

Para que se dé (7), es decir, que el receptor pase de operación nominal o de arranque a parada, se tiene que cumplir:

$$PTWF_{aux} \leq RMINF \cdot RMAXP$$

Esta condición es la misma que la de la transición (6), con la diferencia de que la transición (7) se da desde la operación nominal o el arranque y la transición (6) desde la operación parcial.

3.3.4.- Rutina: Pérdidas Térmicas en las Tuberías

Como ya se ha mencionado con anterioridad, las pérdidas térmicas que se dan en las tuberías que unen el receptor con el tanque de sales calientes se consideran mediante un coeficiente de pérdidas. Por tanto, se tiene la siguiente expresión:

$$PTS = PTWF \cdot (1 - PLOSS_{tub})$$

Donde:

- PTS es la potencia térmica que llega al tanque de sales calientes (del inglés, Power To Storage) [MW].
- PLOSS_{tub} es el porcentaje de pérdidas térmicas en las tuberías [%].

3.3.5.- Rutina: Operación Siempre que Se Pueda

En esta rutina se impone que tanto el sistema generador de vapor (SGS, del inglés Steam Generator System) como la turbina intenten alcanzar el estado de operación nominal siempre que puedan. Este tipo de operación no se da en la realidad, pero se ha programado por dos motivos: como prueba para la versión final, comprobando que los balances energéticos que se dan en el modelo son válidos y como herramienta para el modo de operación en el que se opera con una perspectiva económica (de esto se hablará en el apartado 3.3.6).

Este apartado tiene como salida última una variable indicativa de la potencia térmica que puede ser aprovechada para hacer funcionar la turbina. Por supuesto, esta variable siempre intentará ser igual a la potencia admisible por el ciclo térmico en cada instante. **Para calcular la potencia admisible por el ciclo térmico se hace uso de parámetros obtenidos en el diseño del ciclo térmico**, de lo que se hablará en apartados posteriores.

En esta rutina se sigue trabajando con unidades de potencia, salvo para la variable ENEW, que es la variable que indica la cantidad de energía disponible

en el almacenamiento en cada instante. Dado que el tanque de sales calientes está limitado por un volumen determinado, la energía almacenada tiene un límite. Es mucho más simple numéricamente trabajar con unidades de energía almacenada para considerar este límite.

La expresión a partir de la cual se determina la energía disponible en el almacenamiento en cada instante es la siguiente:

$$ENEW = ES + (PTS - PTSGS - TPLFT - TPLDD) * TimeStep$$

Donde:

- ES es la energía almacenada en el instante previo al considerado [$MW_t h$].
- PTSGS es la potencia dirigida al SGS (del inglés, Power To Steam Generator System) [MW_t].
- TPLFT son las pérdidas térmicas en el tanque de sales calientes [MW_t].
- TPLDD son las pérdidas térmicas en la descarga y en el SGS [MW_t].
- TimeStep es la duración de los intervalos del modelo [h]. Esta variable viene determinada por el TMY.

Esta expresión se aplica al final del código, cuando los valores de todas las variables que intervienen están correctamente ajustados.

Ha de tenerse en cuenta que si no se envía energía al SGS, las pérdidas térmicas en la descarga y en el SGS son nulas, por lo que:

$$PTSGS = 0 \rightarrow TPLDD = 0$$

Cuando la variable ENEW supera el valor máximo de almacenamiento se tiene lo siguiente:

$$ENEW > EMAX \rightarrow ENEW = EMAX$$

Donde:

- EMAX es la capacidad máxima de almacenamiento [$MW_t h$].

Por otro lado, la variable ENEW no puede ser menor que 0, por lo que:

$$ENEW < 0 \rightarrow ENEW = 0$$

Cuando la variable ENEW llega a 0, las pérdidas térmicas que tienen lugar en el tanque hacen que el volumen de sales que se deja siempre en el tanque pierda temperatura. Para tener en cuenta esto, una variable acumula cargas cada vez que ENEW es igual a 0 y, en el momento en que ENEW vuelve a ser mayor que

0, se multiplican estas cargas por el valor de TPLFT y el resultado se sustrae de la variable ENEW. Se tendría:

$$ENEW = 0 \rightarrow AcumulaPerdidas = AcumulaPerdidas + 1$$

Donde:

- AcumulaPerdidas es la variable que acumula las pérdidas térmicas que se dan en el tanque de sales calientes cuando la variable ENEW es igual a 0 [-].

Como ya se ha dicho anteriormente, tanto el SGS como la turbina pueden encontrarse en cuatro estados distintos: transitorio de arranque, parada, operación nominal y operación parcial.

Subrutina: STEAM GENERATOR SYSTEM (SGS)

En la Figura 27 se muestran mediante un diagrama de flujo los posibles saltos que se pueden dar entre estados.

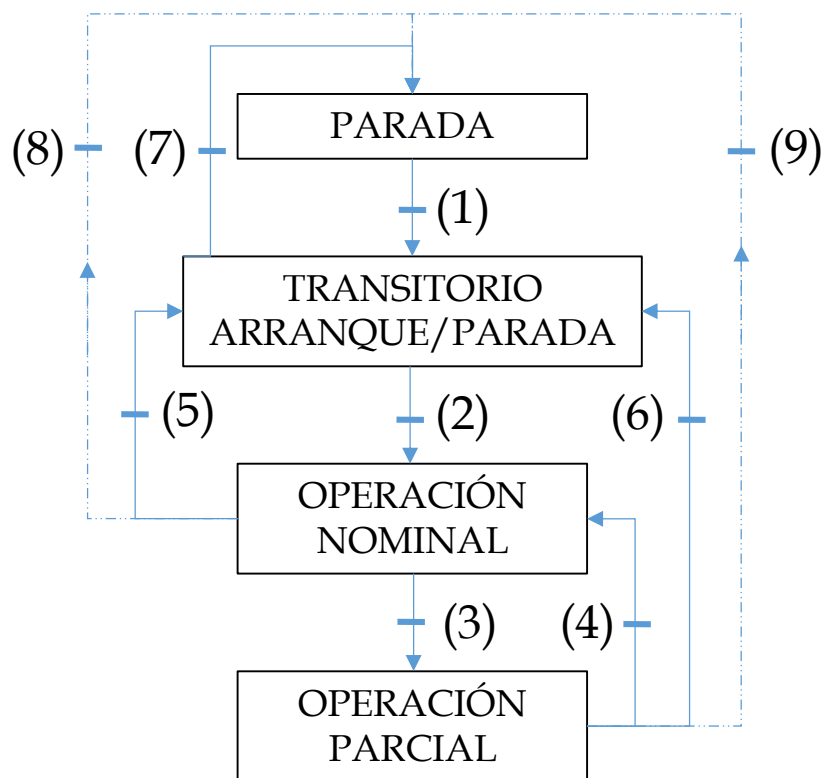


Figura 27. Diagrama de flujo de los estados del SGS.

Estado Parada.

En el estado Parada no se envía energía al SGS, por lo que:

$$PTSGS = 0$$

Por otro lado, se tiene lo siguiente:

$$c_{SGS} = 0$$

Esta variable se describe más adelante.

Transición (1).

Para que se dé (1), es decir, que el SGS pase de parada a transitorio arranque/parada, se tiene que cumplir que la suma de la energía que llega al almacenamiento en el instante considerado más energía disponible en el almacenamiento en el instante previo esté por encima de un cierto límite, definido previamente por el usuario, es decir:

$$PTS + \frac{ES}{TimeStep} \geq PowerMargin_{SGS}$$

Donde:

- $PowerMargin_{SGS}$ es la potencia mínima necesaria para arrancar el SGS o mantener su temperatura [MW_t].

Estado Transitorio Arranque/Parada.

El estado Transitorio Arranque/Parada se implementa a partir de las curvas que proporciona el fabricante del SGS. Este estado finaliza cuando el modelo llega al final de la curva o vuelve al principio de la misma. En la Figura 28 se muestran diferentes curvas de arranque de distintos SGS, cada uno con una rampa $^{\circ}C/min$.

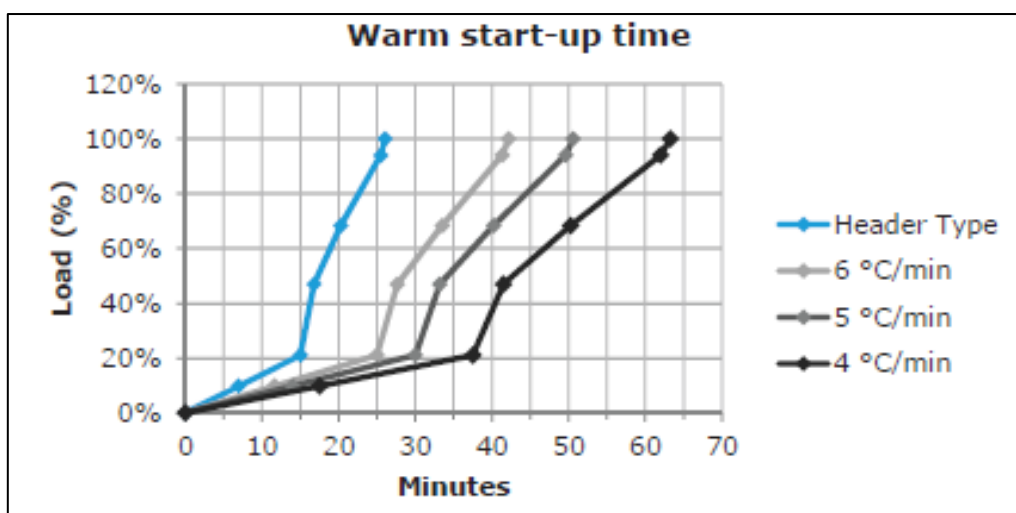


Figura 28. Curva de arranque de varios SGS.

Como se puede observar en la figura anterior, la curva de arranque del SGS determina la potencia que se puede dirigir a este equipo en función del tiempo que haya transcurrido desde que comenzó el arranque. El modelo está diseñado para que el usuario introduzca funciones lineales a trozos, especificando en primer lugar el número de trozos y sus límites y a continuación definiendo las rectas mediante sus pendientes y sus ordenadas en el origen.

El porcentaje de carga que aparece en el eje de ordenadas se refiere al porcentaje con respecto a la potencia térmica nominal del ciclo de potencia. Por tanto, **en este estado es necesario calcular en cada instante la potencia térmica nominal del ciclo, que depende de la temperatura ambiente.**

En cada instante, la potencia que admite el SGS se obtiene realizando la integral de la curva de arranque del mismo en el intervalo de tiempo correspondiente. Es decir, si la variable TimeStep es igual a 10 minutos y el arranque comenzó hace 20 minutos, para obtener la potencia que admite el SGS se habrá de efectuar la integral de la curva de arranque entre los minutos 20 y 30.

Mediante una variable contador c_{SGS} se contabilizará en qué punto de la curva se encuentra el modelo en cada instante. Por ejemplo, si la variable TimeStep es igual a 10 minutos y c_{SGS} es igual a 3 en un instante dado, significa que el modelo se encuentra en el punto correspondiente a los 30 minutos, y que el SGS admitirá en este instante una potencia igual a la integral de la curva entre los minutos 30 y 40.

Llegados a este punto se pueden dar tres opciones:

- Que la potencia disponible tenga un valor inferior a la variable $PowerMargin_{SGS}$. En este caso se considera que la potencia disponible no es suficiente para mantener la temperatura del SGS, por lo que en el siguiente instante este equipo admitirá como máximo la potencia correspondiente al punto anterior de la curva de arranque. No se envía potencia al SGS. Se tiene por tanto lo siguiente:

$$PTS + \frac{ES}{TimeStep} \leq PowerMargin_{SGS}$$

Entonces:

$$c_{SGS} = c_{SGS,ant} - 1$$

$$PTSGS = 0$$

Donde:

- $c_{SGS,ant}$ es el valor del contador de la curva de arranque del SGS en el instante anterior al considerado [-].
- Que la potencia disponible tenga un valor superior a la variable $PowerMargin_{SGS}$ pero inferior a la correspondiente al punto actual de la curva de arranque. En este caso se considera que la potencia disponible es suficiente para mantener la temperatura del SGS, pero no como para aumentarla hasta el siguiente punto de la curva, por lo que en el siguiente instante este equipo admitirá como máximo la potencia correspondiente al punto actual de la curva de arranque. Se envía toda la potencia disponible al SGS. Se tiene por tanto lo siguiente:

$$PowerMargin_{SGS} \leq PTS + \frac{ES}{TimeStep} \leq AP_{SGS}(curva_{SGS}) + TPLDD$$

Donde:

- $AP_{SGS}(curva_{SGS})$ es la potencia admisible en el SGS según la curva de arranque del SGS (del inglés, Allowed Power) [MW_t].

Entonces:

$$c_{SGS} = c_{SGS,ant}$$

$$PTSGS = PTS + \frac{ES}{TimeStep}$$

- Que la potencia disponible tenga un valor superior al valor correspondiente al punto actual de la curva de arranque. En este caso se considera que el SGS aumenta su temperatura hasta el punto siguiente de la curva, por lo que en el siguiente instante este equipo admitirá como máximo la potencia correspondiente al siguiente punto de la curva de arranque. Se envía al SGS tanta potencia como admita, según la curva de arranque. Se tiene por tanto lo siguiente:

$$PTS + \frac{ES}{TimeStep} \geq AP_{SGS}(curva_{SGS}) + TPLDD$$

Entonces:

$$c_{SGS} = c_{SGS,ant} + 1$$

$$PTSGS = AP_{SGS}(curva_{SGS})$$

Transición (2).

Para que se dé (2), es decir, que el SGS pase de transitorio arranque/parada a operación nominal, se tiene que cumplir que el modelo llegue al final de la curva de arranque del SGS, es decir que la variable c_{SGS} alcance su máximo valor posible. Por ejemplo, si la variable *TimeStep* es igual a 10 minutos y la curva de arranque tiene una duración de 42 minutos, la transición 2 implica que la variable c_{SGS} tome un valor igual a 5, puesto que esto significa que habrán pasado 50 minutos desde el arranque. **Esto implica que se ha llegado al 100% de la potencia nominal, motivo por el cual desde el arranque nunca se llega a operación parcial.** Se tiene que dar entonces:

$$c_{SGS} \cdot TimeStep \geq limit_{SGS,n}$$

Donde:

- $limit_{SGS,n}$ es el límite superior del último trozo de la curva de arranque del SGS [h].

Estado Operación Nominal.

En el estado Operación Nominal se envía al SGS tanta potencia como sea necesaria para poder desarrollar un ciclo térmico al 100% de carga. Dado que la eficiencia del ciclo de potencia depende de la temperatura ambiente, depende el instante considerado habrá que enviar al SGS una potencia u otra para que la turbina desarrolle el 100% de su potencia. Por tanto, **en este estado también es necesario calcular la potencia térmica nominal en cada instante.** Se tiene lo siguiente:

$$PTSGS = NTPOW(T_{amb})$$

Donde:

- $NTPOW(T_{amb})$ es la potencia térmica nominal en función de la temperatura ambiente [MW_t].

Por otro lado, se considera que el valor del contador de la curva de arranque no cambia durante este estado. Por tanto:

$$C_{SGS} = C_{SGS,ant}$$

Transición (3).

Para que se dé (3), es decir, que el SGS pase de operación nominal a operación parcial, se tiene que cumplir que la potencia disponible tenga un valor mayor que la variable $PowerMargin_{SGS}$ pero menor que el correspondiente a la potencia térmica del ciclo, es decir:

$$PowerMargin_{SGS} \leq PTS + \frac{ES}{TimeStep} \leq NTPOW(T_{amb}) + TPLDD$$

Estado Operación Parcial.

En el estado Operación Parcial se envía al SGS tanta energía como sea posible. Dado que para entrar en este estado es necesario que la potencia disponible sea superior al valor de la variable $PowerMargin_{SGS}$, se considera que la temperatura de este equipo se mantiene. Por tanto, se tiene lo siguiente:

$$PTSGS = PTS + \frac{ES}{TimeStep}$$

$$C_{SGS} = C_{SGS,ant}$$

Transición (4).

Para que se dé (4), es decir, que el SGS pase de operación parcial a operación nominal, se tiene que cumplir que la potencia disponible tenga un valor mayor o igual que el correspondiente a la potencia térmica del ciclo. Por tanto, se tiene que dar:

$$PTS + \frac{ES}{TimeStep} \geq NTPOW(T_{amb}) + TPLDD$$

Transición (5) y Transición (6).

Para que se den (5) y (6), es decir, que el SGS pase de operación nominal y operación parcial, respectivamente, a transitorio arranque/parada se tiene que cumplir que la potencia disponible tenga un valor menor que el de la variable $PowerMargin_{SGS}$. Por tanto, se tiene que dar:

$$PTS + \frac{ES}{TimeStep} < PowerMargin_{SGS}$$

Transición (7).

Para que se dé (7), es decir, que el SGS pase de transitorio arranque/parada a parada, se tiene que cumplir que el modelo retroceda hasta el principio de la curva de arranque del SGS, o lo que es lo mismo, que la variable c_{SGS} sea igual a 0. Por tanto, se tiene que dar lo siguiente:

$$c_{SGS} = 0$$

Nota Transiciones (8) y (9).

Otras dos transiciones se han considerado en el modelo, aunque no es probable que ocurran: las que conectarían los estados operación nominal y operación parcial con el estado parada. Esto solo tendría lugar si la variable $TimeStep$ tuviese un valor superior a la duración de la curva de arranque del SGS, lo que haría que el modelo fuese poco preciso. En este caso, cuando la potencia disponible tuviese un valor por debajo de la variable $PowerMargin_{SGS}$, el modelo pasaría directamente de los estados operación nominal y parcial al estado parada.

Subrutina: TURBINA

La variable que denota la potencia que se envía al SGS con el fin de hacer funcionar la turbina se denomina PTT (del inglés, Power To Turbine). Ha de tenerse en cuenta que **no siempre la potencia que se envía al SGS se utiliza por completo para hacer funcionar la turbina.**

En primer lugar, en el modelo se da la opción al usuario de introducir el valor de una variable que representa un tiempo desde el arranque del SGS en el que no se utiliza la potencia que se dirige este equipo para hacer funcionar la turbina, sino que toda la energía se utiliza para aumentar la temperatura del SGS. Por tanto, se tendría que:

$$c_{SGS} \cdot TimeStep \leq TNPTT \rightarrow PTT = 0$$

Donde:

- TNPTT es el tiempo desde el arranque del SGS en el que se puede enviar potencia al SGS pero no se hace funcionar la turbina (del inglés, Time in which No Power To Turbine) [h].
- PTT [MW_t].

Por otro lado, dado que el arranque de la turbina también se evalúa mediante las curvas de arranque que proporciona el fabricante, en ocasiones la turbina no admite la potencia térmica que en ese instante admite el SGS. Llegados a este punto se aprovechará para explicar cómo funciona el modelo en estos casos en los que la turbina no admite la potencia que sí admite el SGS.

Así como solo se ha considerado una curva de arranque para el SGS, el modelo cuenta con que el usuario introduzca cuatro curvas de arranque para la turbina, según se dé un arranque caliente, templado-caliente, templado-frío o frío. Se da uno u otro arranque en función del tiempo que la turbina lleve parada, por lo que el usuario, además de introducir las cuatro funciones a trozos (con sus límites, pendientes y ordenadas en el origen), tendrá que introducir los tiempos límites que diferencian el tipo de arranque, SST (del inglés, Stand Still Time).

Pues bien, **en todos los tipos de arranque excepto en el arranque caliente se considera en el modelo que, si la turbina admite menos potencia de la que admite el SGS en un instante dado, al SGS solo se enviará la energía que se pueda aprovechar para hacer funcionar la turbina (salvo si aún no se ha superado el tiempo que representa la variable TNPTT)**. De esta manera no se desperdicia energía. No obstante, en el arranque caliente esto no se cumple, pues se prioriza un arranque rápido ante el posible desperdicio energético que se pueda dar en el SGS. Esto se modela modificando al final del código las variables c_{SGS} y PT_{SGS} según el caso.

En la Figura 29 se muestran mediante un diagrama de flujo los posibles saltos que se pueden dar entre estados. En la explicación de este diagrama de flujo se hablará de ‘enviar potencia a la turbina’ para referirse a la variable PTT, aunque, como ya se ha mencionado, lo que sucede es que se utiliza la energía enviada al SGS para hacer funcionar la turbina o no.

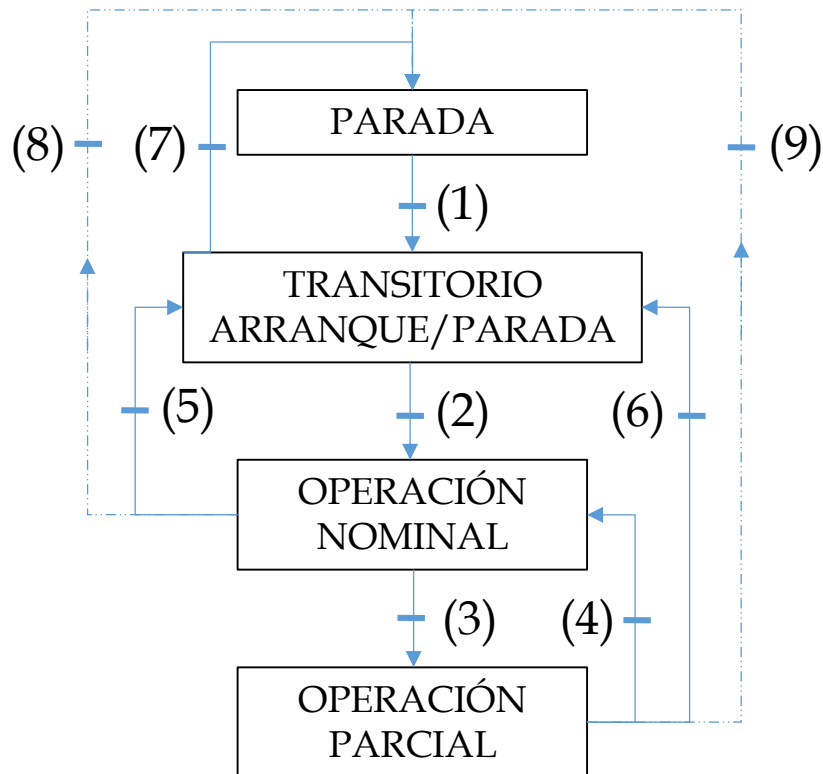


Figura 29. Diagrama de flujo de los estados de la turbina.

Estado Parada.

En el estado Parada no se envía energía a la turbina, por lo que:

$$PTT = 0$$

Por otro lado, se tiene lo siguiente:

$$c_{turb} = 0$$

Esta variable se describe más adelante.

Transición (1).

Para que se dé (1), es decir, que la turbina pase de parada a transitorio arranque/parada, se tiene que cumplir que el tiempo desde el arranque sea superior a la variable TNPTT y que la potencia enviada al SGS sea mayor o igual que cierto límite, definido por el usuario:

$$c_{SGS} \cdot TimeStep \geq TNPTT$$

AND

$$PTSGS \geq PowerMargin_{turb}$$

Donde:

- $\text{PowerMargin}_{\text{turb}}$ es la potencia mínima necesaria para arrancar u operar la turbina [MW_t].

Estado Transitorio Arranque/Parada.

El estado Transitorio Arranque/Parada se implementa a partir de las curvas que proporciona el fabricante de la turbina. Este estado finaliza cuando el modelo llega al final de la curva o vuelve al principio de la misma. En la Figura 30 se muestran las distintas curvas de arranque de una turbina dada.

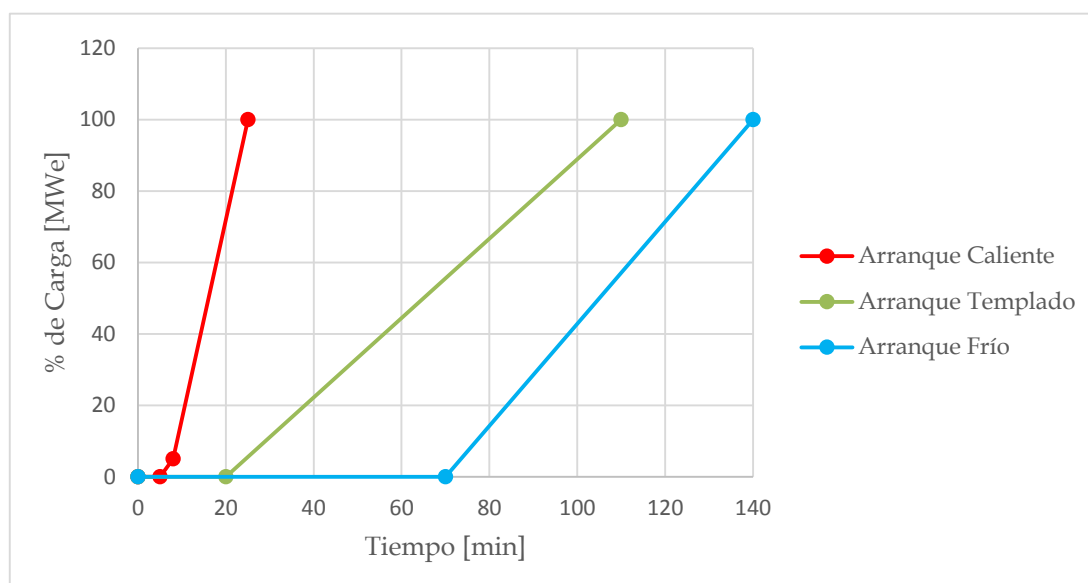


Figura 30. Curvas de arranque de una turbina.

Como se puede observar, en este caso el fabricante da un solo tipo de arranque templado. Pues bien, el usuario tendrá que escribir la misma curva en las posiciones de arranque templado-caliente y arranque templado-frío.

Como ya se ha mencionado, el hecho de que en el arranque de la turbina se recorra una curva u otra depende del tiempo que lleva la turbina parada cuando se produce el arranque. Cuando el arranque de la turbina se da por una curva determinada, el modelo hará uso de esta curva, bien hasta que salte a un estado de operación, bien hasta que salte al estado de parada. No obstante, **cuando el salto se produce desde un estado de operación al estado transitorio arranque/parada, siempre se vuelve por la curva correspondiente al arranque caliente**, puesto que se considera que la turbina, al haber estado operativa, se encuentra a alta temperatura.

El porcentaje de carga que aparece en el eje de ordenadas se refiere al porcentaje con respecto a la potencia eléctrica nominal que puede dar la turbina. Por tanto, es posible que durante el estado transitorio arranque/parada se produzca

energía eléctrica. **Para producir energía eléctrica, se requiere una cierta cantidad de energía térmica. Esta cantidad se obtiene interpolando en una tabla en la que se dispone de los rendimientos del ciclo térmico en función de la carga de la turbina y de la temperatura ambiente.** Más adelante se explica la cómo se han obtenido estos valores. Cuando se hable del valor de potencia de la curva de arranque en un punto determinado, se refiere al valor equivalente de potencia térmica.

Como se puede observar en la figura anterior, todas las curvas de arranque tienen un tramo en el que dan 0 MW_e. **En el modelo se considera que si al entrar en las curvas de arranque se obtiene un valor inferior al 10% de la carga nominal de la turbina, al menos habrá que poder ‘enviar a la turbina’ una potencia térmica igual a la variable $PowerMargin_{turb}$ para avanzar en la curva de arranque de la turbina.** Con esto se pretende emular que, aunque durante la sincronización y los primeros pasos del arranque de la turbina también se necesita energía térmica para generar vapor.

La metodología por la que se ha implementado este estado en el modelo es idéntica a la que se ha seguido para implementar el estado transitorio arranque/parada del SGS, exceptuando ciertos detalles que se han citado. En este caso, la variable contador que contabiliza en qué punto de la curva se encuentra el modelo en cada instante es c_{turb} .

En el estado transición arranque/parada de la turbina se pueden dar también tres opciones:

- Que la potencia disponible tenga un valor inferior a la variable $PowerMargin_{turb}$. En este caso se considera que no se dispone de la mínima potencia que requiere el ciclo térmico, teniéndose por tanto lo siguiente:

$$PTSGS \leq PowerMargin_{turb}$$

Entonces:

$$c_{turb} = c_{turb,ant} - 1$$

$$PTT = 0$$

Donde:

- $c_{turb,ant}$ es el valor del contador de la curva de arranque de la turbina en el instante anterior al considerado [-].

- Que la potencia enviada al SGS tenga un valor superior a la variable $PowerMargin_{turb}$, pero inferior a la correspondiente al punto actual de la curva de arranque. En este caso se considera que la potencia disponible es suficiente para mantener la turbina en el estado actual. Se envía toda la potencia disponible a la turbina. Se tiene por tanto lo siguiente:

$$PowerMargin_{turb} \leq P_{TSGS} \leq AP_{turb}(curva_{turb})$$

Donde:

- $AP_{turb}(curva_{turb})$ es la potencia admisible por la turbina según la curva de arranque de la misma.

Entonces:

$$c_{turb} = c_{turb,ant}$$

$$PTT = P_{TSGS}$$

- Que la potencia enviada al SGS tenga un valor superior al valor correspondiente al punto actual de la curva de arranque. En este caso hay que diferenciar lo que ocurre según el tipo de arranque que el modelo esté identificando. Se tiene que:

$$P_{TSGS} \geq AP_{turb}(curva_{turb})$$

Entonces:

Arranque Caliente.

$$c_{turb} = c_{turb,ant} + 1$$

$$PTT = AP_{turb}(curva_{turb})$$

En este caso se envía al SGS potencia en exceso, pues no es posible aprovechar toda esta energía por la turbina. Si no se hiciese esto, podría haber algún instante en el que se diese que la potencia térmica admisible por la turbina fuese mayor que la admisible por el SGS (el arranque caliente es muy rápido) y por tanto se demoraría el arranque de la turbina.

Arranques Templado-Caliente, Templado-Frío y Frío.

$$c_{turb} = c_{turb,ant} + 1$$

$$PTT = AP_{turb}(curva_{turb})$$

$$c_{SGS} = c_{SGS,ant}$$

$$PTSGS = PTT$$

La programación de las expresiones anteriores hace que sea posible que en los arranques templado-caliente, templado-frío y frío no se desperdicie energía, pues se reescribe el valor de la variable PTSGS tal que no exceda el valor de la variable PTT. Por tanto, el valor de PTSGS será ahora menor y la energía almacenada mayor (ver expresión para el cálculo de ENEW). Esto conlleva que en el siguiente instante no se pueda avanzar en la curva del SGS.

Transición (2).

Para que se dé (2), es decir, que la turbina pase de transitorio arranque/parada a operación nominal, se tiene que cumplir que el modelo llegue al final de la curva de arranque de la turbina, es decir que la variable c_{turb} alcance su máximo valor posible. Se tiene que dar entonces:

$$c_{turb} \cdot TimeStep \geq limit_{turb,X,n}$$

Donde:

- $limit_{turb,X,n}$ es el límite superior del último trozo de la curva de arranque X de la turbina [h].

Estado Operación Nominal.

En el estado Operación Nominal se envía a la turbina tanta potencia como sea necesaria para poder dar su carga nominal. En la subrutina del SGS ya se ha calculado previamente cuál es la potencia térmica necesaria para desarrollar un ciclo térmico al 100% de carga en el instante considerado, por lo que se tiene lo siguiente:

$$PTT = PTSGS$$

Por otro lado, se considera que el valor del contador de la curva de arranque no cambia durante este estado. Por tanto:

$$c_{turb} = c_{turb,ant}$$

Transición (3).

Para que se dé (3), es decir, que la turbina pase de operación nominal a operación parcial, se tiene que cumplir que la potencia enviada al SGS tenga un valor mayor que la variable $PowerMargin_{turb}$ pero menor que el correspondiente a la potencia térmica nominal, es decir:

$$PowerMargin_{turb} \leq PTSGS \leq NTPOW(T_{amb})$$

Estado Operación Parcial.

En el estado Operación Parcial se envía a la turbina tanta energía como sea posible. Dado que para entrar en este estado es necesario que la potencia disponible sea superior al valor de la variable $PowerMargin_{turb}$, se considera que la temperatura de la turbina se mantiene. Por tanto, se tiene lo siguiente:

$$PTT = PTSGS$$

$$c_{turb} = c_{turb,ant}$$

Transición (4).

Para que se dé (4), es decir, que la turbina pase de operación parcial a operación nominal, se tiene que cumplir que la potencia enviada al SGS tenga un valor mayor o igual que el correspondiente a la potencia térmica del ciclo. Por tanto, se tiene que dar:

$$PTSGS \geq NTPOW(T_{amb})$$

Transición (5) y Transición (6).

Para que se den (5) y (6), es decir, que la turbina pase de operación nominal y operación parcial, respectivamente, al transitorio arranque/parada se tiene que cumplir que la potencia en el SGS tenga un valor menor que el de la variable $PowerMargin_{turb}$. Por tanto, se tiene que dar:

$$PTSGS < PowerMargin_{turb}$$

Transición (7).

Para que se dé (7), es decir, que la turbina pase de transitorio arranque/parada a parada, se tiene que cumplir que el modelo retroceda hasta el principio de la

curva de arranque de la turbina, o lo que es lo mismo, que la variable c_{turb} sea igual a 0. Por tanto, se tiene que dar lo siguiente:

$$c_{turb} = 0$$

Nota Transiciones (8) y (9).

Otras dos transiciones se han considerado en el modelo, aunque no es probable que ocurran: las que conectarían los estados operación nominal y operación parcial con el estado parada. No obstante, esto solo tendría lugar si la variable TimeStep tuviese un valor superior a la duración de la curva de arranque de la turbina, lo que haría que el modelo fuese poco preciso. En este caso, cuando la potencia disponible tuviese un valor por debajo de la variable $PowerMargin_{turb}$, el modelo pasaría directamente de los estados operación nominal y parcial al estado parada.

3.3.6.- Rutina: Operación MAXOUT (modificada)

La operación MAXOUT es un tipo de operación que describe el manual SOLERGY, cuyo objetivo es maximizar el valor de la energía generada por la planta. Para ello, ha de darse preferencia a la operación de la turbina durante el intervalo diario en el que la electricidad tenga un precio de venta alto, por encima de aquellos periodos que tengan unos precios medio o bajo. En el SOLERGY también se habla de las preferencias entre el precio medio sobre el bajo, atendiendo a una serie de condiciones, aunque este aspecto no se ha implementado en el modelo.

En el modelo se permite al usuario generar los perfiles anuales por los que se rige la venta de la electricidad procedente de la planta simulada en el emplazamiento en el que ésta se encuentra. En la Figura 31 y en la Figura 32 [2] se muestran dos perfiles en los que se representa el precio de venta normalizado de la electricidad en un mismo año. La primera representa el perfil en invierno y la segunda en verano.

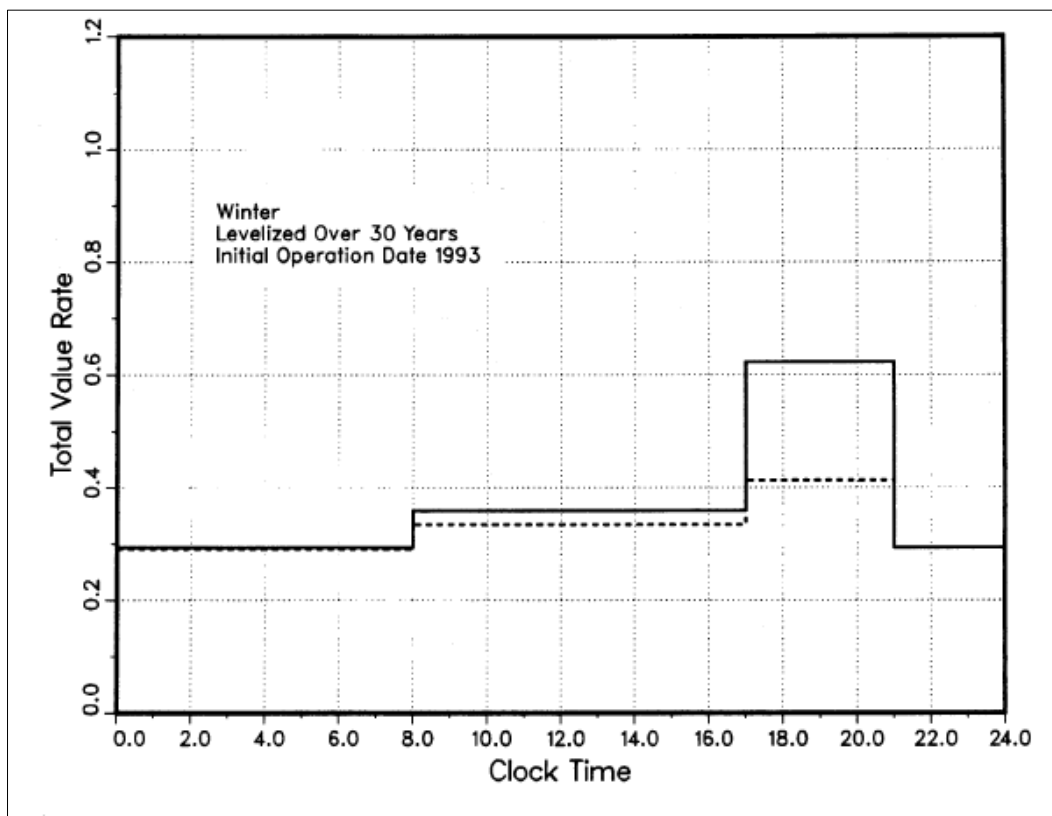


Figura 31. Ejemplo de perfil de precio de venta normalizado de la electricidad en invierno.

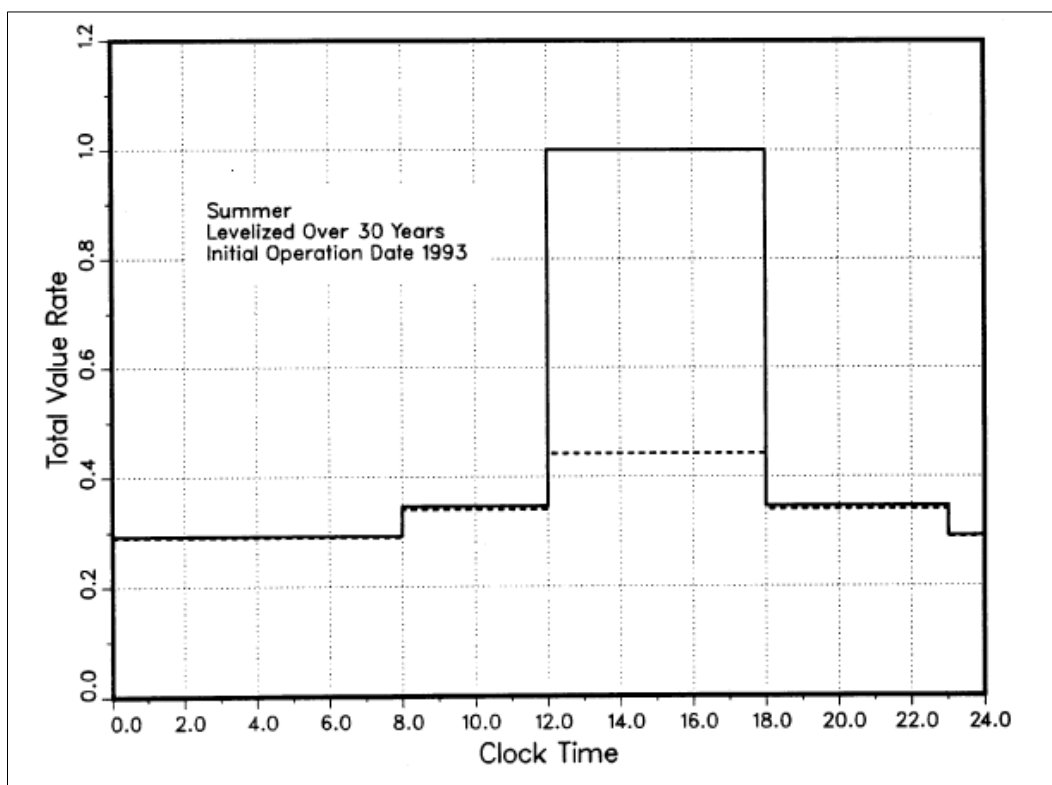


Figura 32. Ejemplo de perfil de precio de venta normalizado de la electricidad en verano.

En el ejemplo correspondiente a las dos figuras anteriores habría que diferenciar entre dos periodos diferentes en el mismo año. Además, el primer periodo tiene tres intervalos en los que cambia el precio (de 21 a 7, de 8 a 16 y de 17 a 20), mientras que el segundo periodo tiene cuatro intervalos (de 18 a 22, de 23 a 7, de 8 a 11 y de 12 a 17).

No obstante, a modo de simplificar el código, para que el usuario introduzca su perfil ha de seguir las instrucciones que se muestran en la Figura 33.

Nota 1. En caso de considerar periodos, considerarlos de día 1 a día 365. Por ejemplo, si tuviésemos dos periodos, uno de ellos de 150 a 300, y el otro de 301 a 149, se deberían de considerar tres periodos: de 1 a 149, de 150 a 300 y de 301 a 365. En este caso el día tipo de los periodos 1 y 3 sería el mismo. Lo mismo es aplicable a la hora de considerar los intervalos horarios de un mismo periodo.

Nota 2. En caso de que haya distintos intervalos en un periodo que en otro, introducir el número más alto. Por ejemplo, si el periodo 1 tiene los intervalos 0-5, 6-18 y 19-23, y el periodo B tiene los intervalos 0-12 y 13-23, se ha de introducir como número de intervalos común 3, teniendo que considerarse en el periodo B dos intervalos (cuyo valor será el mismo) entre, por ejemplo, 0-12 (de 0 a 5 y de 6 a 12).

Figura 33. Instrucciones del modelo para generar perfil de valor de la electricidad.

También se da la opción al usuario de elegir un perfil diferente para fin de semanas y festivos.

Como ya se ha mencionado, esta rutina asegura que la turbina opere al menos durante el intervalo diario de precio de venta alto. Para ello, cada vez que se empieza un nuevo día se hacen las siguientes previsiones:

- Se calcula la cantidad de potencia térmica que llega al almacenamiento a lo largo del día, es decir:

$$PHBT = \sum PTS_t$$

Donde:

- PHBT es la potencia que llega al almacenamiento a lo largo del día de hoy [MW_t].

- PTS_t es la cantidad de potencia que llega al almacenamiento en el instante t del día de hoy [MW_t].
- Se obtiene el valor máximo de energía almacenada a lo largo del día de mañana, es decir:

$$S_{MAX} = |ES_t|$$

Donde:

- S_{MAX} es el valor máximo de energía térmica que hay en el almacenamiento a lo largo del día de mañana [MW_th].
- ES_t es la cantidad de energía térmica que hay en el almacenamiento en el instante t del día de mañana [MW_th].

A partir de la variable S_{MAX} se calcula el nivel de energía que ha de dejarse en el tanque como mínimo para el día siguiente mediante la siguiente expresión:

$$SCO2 = E_{MAX} - S_{MAX}$$

Donde:

- $SCO2$ es la cantidad de energía que ha de dejarse en el tanque para el día siguiente [MW_th].

Esta variable se calcula sujeta a la restricción de que al día siguiente la turbina se arranque en el tiempo T , que se calcula de la siguiente manera:

$$T = \text{hora en la que termina el intervalo de precio de venta alto} - \frac{PHBT \cdot TimeStep}{NTPOW}$$

Donde:

- T es el tiempo en el que ha de arrancarse la turbina [h].
- $NTPOW$ es la potencia térmica nominal a la temperatura de diseño del ciclo térmico [MW_t]

De esta forma, si se arranca la turbina en el tiempo T y al final del día se deja como mínimo una cantidad de energía en el almacenamiento igual a $SCO2$, se asegura que la turbina funcione al menos durante el intervalo en el que el precio de venta de la electricidad es alto. En caso de que la energía almacenada se encuentre por debajo del valor de $SCO2$ antes de que acabe el intervalo de precio de venta alto, se sigue haciendo uso de la energía almacenada hasta que finalice dicho periodo o se acabe la energía, es decir, que **prevalece la**

restricción la operación de la turbina durante el intervalo de venta alto sobre la restricción de parada por tener un valor de energía térmica almacenada inferior a la variable SCO2.

Es posible que ciertos días la energía almacenada no caiga por debajo del valor de la variable SCO2, entonces la turbina seguirá funcionando durante la madrugada y no hará falta que se arranque al día siguiente. Igualmente, ambas variables T y SCO2 seguirán siendo calculadas por el modelo para todos los días del año.

Esta rutina permite tener unas nociones más claras de los términos ARRANQUE, PARADA y NOCHE, puesto que entre el arranque y la parada de la turbina se supone una operación continua de la misma. Esto permite hablar de operación nocturna de la planta en el momento en el que se produce la parada de la turbina. Es por esto que **en esta rutina se programan en paralelo a la metodología de funcionamiento del SGS y de la turbina tres banderas indicativas de si la planta se encuentra en ARRANQUE, PARADA o NOCHE, a fin de poder contabilizar posteriormente los consumos OFFLINE**, de los que se hablará más adelante.

Lo unico que se mencionará en este apartado es una modificación que se ha realizado en la expresión para calcular T con respecto a la que propone el manual SOLERGY (la que se muestra anteriormente), con motivo de lo que se simula durante la PARADA. En esta rutina, cuando se para la turbina tras la finalización del intervalo de venta alto la turbina se lleva al estado parada, pero no el SGS: para representar un caso real, se simula el embotellamiento del SGS. Para que esto se produzca, ha de llevarse el SGS de manera gradual a la temperatura fría de las sales. Esto se simula recorriendo la curva de arranque del SGS a la inversa. Por tanto, se utilizará una cantidad de energía para ello igual a la integral bajo la curva de arranque del SGS, lo que habrá que tener en cuenta en el modelo. Entonces, la expresión que se utiliza para obtener el tiempo T es la siguiente:

$$T = \text{hora en la que termina el intervalo de precio de venta alto} - \frac{PHBT \cdot TimeStep - EPSGS}{NTPOW}$$

Donde:

- EPSGS es la Energía para la Parada del SGS [MW_th].

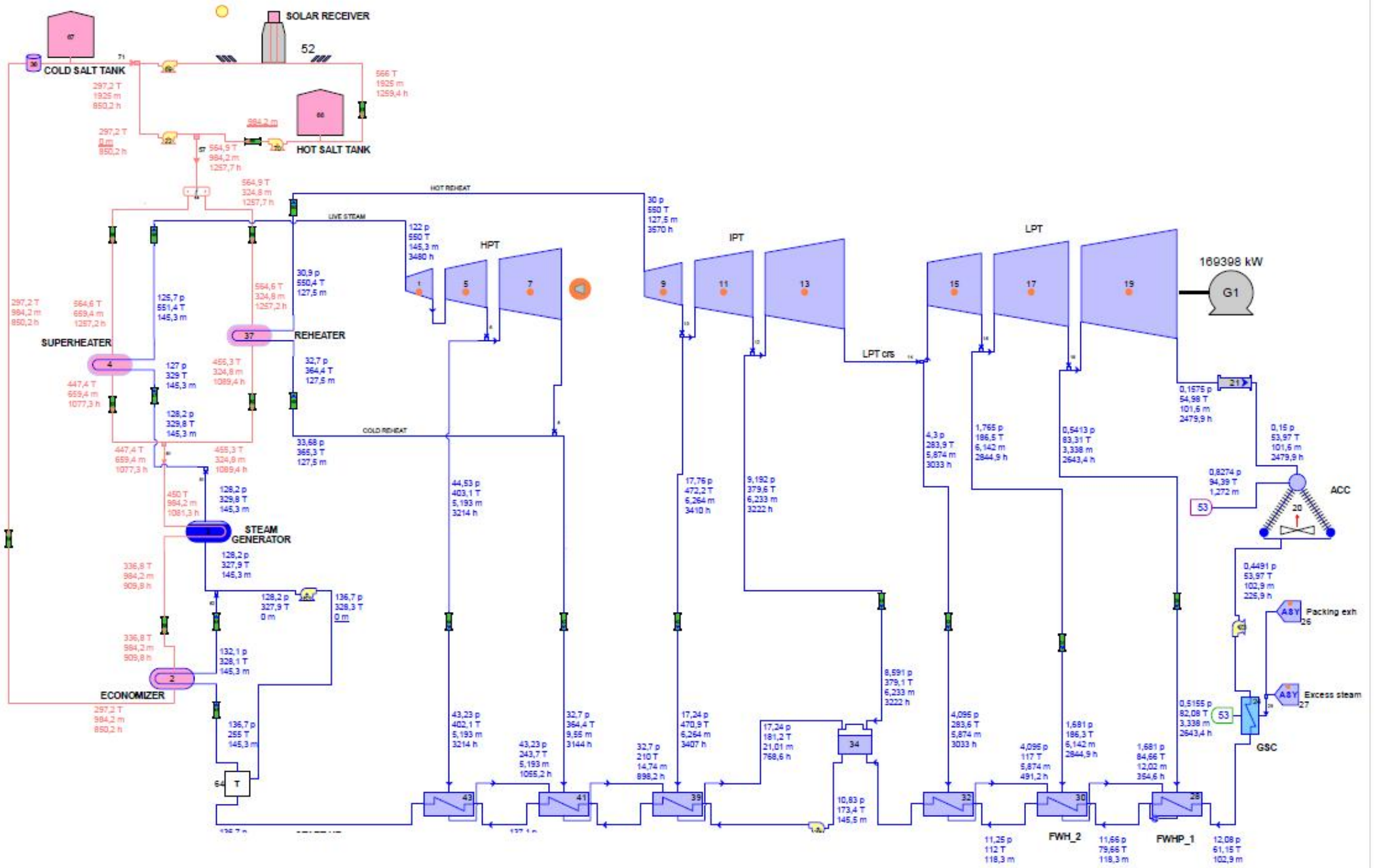
Como se mencionó anteriormente, **la rutina Operación Siempre que Se Pueda sirve como herramienta para poder diseñar esta rutina**. En primer lugar se

ejecuta la rutina anterior, lo que permite obtener con facilidad los valores de PHBT y SMAX acudiendo a los resultados obtenidos. **La rutina Operación MAXOUT se ha programado con la misma máquina de estados que la rutina anterior**, con las restricciones de arranque y parada que imponen las variables T y SCO2.

3.3.7.- Rutina: Ciclo Térmico, Auxiliares y Consumos OFFLINE

En paralelo al modelo el usuario ha de desarrollar un ciclo térmico acorde con las especificaciones de la planta. Lo que incluye el modelo son unas fichas en las que incluir el rendimiento del ciclo térmico en función de la carga de la turbina y de la temperatura ambiente, los consumos auxiliares en función de la carga de la turbina y de la temperatura ambiente y los consumos offline.

En este trabajo se ha diseñado un ciclo Rankine mediante el software *Thermoflex*. Se han simulado cinco casos de carga a tres temperaturas ambientes diferentes. Esta herramienta permite al usuario obtener el valor de los consumos auxiliares correspondientes al ciclo de potencia en todos los casos simulados. No obstante, se recomienda que el usuario calcule el valor de los consumos auxiliares aparte de una manera más fiable. En la Figura 34 se muestra el ciclo Rankine desarrollado al 100% de carga y a una temperatura ambiente de 34,6 °C, las consideradas condiciones nominales.



Steam Cycle

Además del caso mostrado en la figura anterior, se han desarrollado todos los casos mencionados (cinco puntos de carga a tres temperaturas ambientes distintas), teniéndose los rendimientos de todos ellos. Estos valores son los que se introducen en el modelo en la tabla de rendimientos.

A partir de la tabla de rendimientos es posible obtener la potencia térmica necesaria para desarrollar el ciclo térmico. En la Tabla 6 se muestran los rendimientos del ciclo Rankine desarrollado, de 150 MW_e de potencia nominal. En la Tabla 7 se muestra la potencia térmica que habría que aportar al mismo ciclo en cada uno de los casos.

Tabla 6. Tabla de rendimientos para un ciclo Rankine de 150 MW_e.

Tabla de RENDIMIENTOS (%)						
MWe Nominal		Punto de carga (%)				
150		17,6%	31,1%	53,7%	76,6%	100,0%
T amb (°C)	20,9	37,11%	40,62%	42,15%	42,97%	43,49%
	34,6	36,26%	39,41%	41,10%	42,16%	42,50%
	40,2	35,00%	38,17%	40,08%	41,29%	41,82%

Tabla 7. Tabla de potencias térmicas para un ciclo Rankine de 150 MW_e.

Tabla de POTENCIAS TÉRMICAS (MW _t)						
MWe Nominal		Punto de carga (MWe)				
150		26,4	46,7	80,6	114,9	150,0
T amb (°C)	20,9	71,14	114,92	191,17	267,47	344,91
	34,6	72,81	118,45	196,06	272,60	352,94
	40,2	75,43	122,29	201,05	278,35	358,68

En esta última tabla es en la que se interpola en los casos en los que es necesario conocer la potencia térmica nominal del ciclo en cada instante, o la potencia térmica del ciclo para casos de carga parcial.

A continuación se describe **cómo se evalúan los consumos de la planta se en la Operación MAXOUT.**

En primer lugar se definirán los estados ARRANQUE, PARADA y NOCHE. Cabe recordar que estos estados se consideran de forma paralela a los estados del SGS y de la turbina. Son, por así decirlo, estados ligados a la planta en general. Se definen como:

- ARRANQUE: espacio temporal comprendido entre el arranque del SGS y la operación nominal de la turbina. En caso de que no haya energía suficiente para llegar a la operación nominal de la turbina, el ARRANQUE termina cuando se vuelve a la parada de la turbina.

- **PARADA:** espacio temporal que va desde que se para la turbina por haber superado el intervalo de precio de venta alto y tener en el almacenamiento una cantidad de energía inferior al valor de la variable SCO2 hasta que se lleva al SGS a la temperatura fría de las sales, es decir, desde que se para la turbina hasta la duración de la curva de arranque del SGS. Nótese que se ha hablado de una parada de la turbina en particular, no de cualquier parada (NO por una nube, por ejemplo).
- **NOCHE:** espacio temporal comprendido entre el momento en el que acaba el estado PARADA y el momento en el que se vuelve al estado ARRANQUE.

Por un lado se han obtenido los consumos medios de la planta en los estados ARRANQUE, PARADA y NOCHE. Por tanto, siempre que la planta se encuentre en estos estados se considerarán los consumos medios correspondientes a cada estado (sin incluir el consumo de la bomba de sales frías). En caso de que la turbina esté funcionando, se considerará consumo auxiliar aquella parte de los consumos que se pueda dar con la turbina. En caso de que la turbina no esté funcionando, o que esté dando una potencia menor que el valor de estos consumos, se considerará que todo o parte de los consumos son consumos offline (depende de si la turbina puede asumir parte o nada de estos consumos). Además, **siempre que la planta se encuentre en uno de estos tres estados, se evaluará aparte en cada instante la potencia desarrollada por la bomba de sales frías** (se conoce el caudal másico que entra en el receptor en cada instante).

En la Tabla 8 se muestran los equipos cuyos consumos han sido tenidos en cuenta para obtener los consumos medios de cada uno de los estados descritos con anterioridad:

Tabla 8. Consumos medios de los equipos de la planta según el estado de la misma.

Offline electrical power (kWe)			
CASES	CASE 1	CASE 2	CASE 3
POWER PLANT SCENARIO	AVERAGE OFF LINE POWER During Shutdown	AVERAGE OFF LINE POWER During start-up	AVERAGE OFF LINE POWER Overnight hold
SALT PUMPS			
Hot salt pumps (3x50%) con VSD	✓	✓	X
Cold salt pumps (4x33%) con VSD	X	X	X
Attemperation pumps (2x100%) with VSD	✓	✓	✓
BOP MAIN PUMPS			
Condensate pumps (2x100%) sin VSD	✓	✓	X
Feedwater pumps (2x100%) con VSD	✓	✓	X
LFPWHI Pump	✓	✓	X
ECO recirculation pumps	✓	✓	✓
SGS recirculation pumps	✓	✓	✓
COOLING SYSTEMS			
Auxiliary Cooling Water system. Closed Circuit pumps (2x100%)	✓	✓	✓
Auxiliary Cooling Water system. Air cooled heat exchanger	✓	✓	✓
ACC	✓	✓	X
Vacuum System	✓	✓	X
HVAC	✓	✓	✓
HELIOSTATS FIELD			
Heliostat Tracking	X	✓	X
STEAM TURBINE AUXILIARIES			
Steam Turbine	X	X	X
BOP OTHERS			
Miscelaneous	✓	✓	✓
PCI	X	X	✓
Water treatment plant	✓	✓	✓
Chemical, Sampling and Effluents	✓	✓	X
Air compressor (HP and service/instrument)	✓	✓	✓
BOP EQUIPMENT AND ELECTRICAL SYSTEMS			
Main and Auxiliary Transformers Losses	✓	✓	✓
Miscellaneous Electrical Losses and Lighting	✓	✓	✓
Electrical Heat Tracing	✓	✓	✓
Line losses	✓	✓	✓
Cable losses	✓	✓	✓

En la tabla anterior se han marcado con una X los consumos cuyo valor se ha considerado nulo o no se han considerado. Como se puede observar, las bombas de sales frías no se incluyen en este cálculo.

Debido a que el modelo calcula el caudal másico impulsado al receptor en cada instante, se puede obtener la potencia desarrollada por las bombas de sales frías de una manera que se obtengan unos valores más precisos. Para ello, el usuario ha de completar el apartado correspondiente a este consumo, tal y como se ha hecho en la Tabla 9.

Tabla 9. Ejemplo de consumo de ciertas bombas de sales frías.

Tabla de Consumo Bomba Fría	
m_sales(kg/s)	Pot (MWe)
0	0
192,50	1,12
209,00	0,88
963,00	3,00
1444,00	5,29
1925,00	7,84

En la Tabla 10 se muestran los valores considerados en el modelo. Tal y como se aprecia, el usuario solo ha de introducir el valor medio de los mismos en el modelo (sin la bomba de sales frías).

Tabla 10. Tabla de consumos offline para una planta dada.

Tabla de Consumos OFFLINE (MW _e)		
Arranque	Parada	Noche
9,103	6,653	4,923

Por otro lado, se han obtenido los consumos auxiliares de la planta para todos los puntos en los que se ha diseñado el ciclo Rankine. **Estos consumos auxiliares se aplican en el modelo cuando la planta no se encuentre en ninguno de los tres estados anteriores**, asumiendo que casi seguro la turbina estará en funcionamiento, por lo que por norma general se consideran consumos auxiliares (aunque el modelo sigue la misma regla aplicada anteriormente). En el valor de estos consumos sí que se incluye la bomba de sales frías.

Los equipos cuyos consumos se han tenido en cuenta para obtener los consumos auxiliares son los mismos que se han considerado para obtener los consumos offline, es decir, los que se muestran en la Tabla 8. No obstante, en este caso se han utilizado los resultados obtenidos en cada punto evaluado en el ciclo Rankine para calcular los consumos auxiliares tanto para carga nominal como para cargas parciales. En la Tabla 11 se muestra la tabla que ha de completarse en el modelo para considerar los consumos auxiliares.

Tabla 11. Tabla de consumos auxiliares para una planta de 150 MWe de potencia nominal.

Tabla de CONSUMOS AUXILIARES (MWe)						
MWe Nominal		Punto de carga (%)				
150		17,6%	31,1%	53,7%	76,6%	100,0%
T amb (°C)	20,9	13,06	13,32	14,12	15,00	17,29
	34,6	13,06	13,41	14,12	15,18	17,12
	40,2	13,15	13,41	14,21	15,18	17,38

En la Operación Siempre que Se Pueda se aplica la misma regla, aunque en este tipo de operación no se han considerado los estados PARADA y NOCHE. Por tanto, los resultados obtenidos en este modo de operación no se ajustan a la realidad.

Aplicando las reglas descritas anteriormente para considerar los consumos de la planta como auxiliares o como consumos offline, se obtiene la potencia eléctrica neta producida mediante las siguientes igualdades:

$$GP = PTT \cdot EFF_{CT}$$

$$NP = GP - Auxiliares$$

Donde:

- GP es la potencia eléctrica bruta, es decir, la producida por la turbina (del inglés, Gross Power) [MW_e].
- EFF_{CT} es la eficiencia del ciclo térmico [%].
- NP es la potencia eléctrica neta, es decir, descontados los consumos auxiliares de la planta (del inglés, Net Power) [MW_e].
- Auxiliares es el valor de los consumos auxiliares que puede asumir la turbina [MW_e].

Por último, cabe destacar que el modelo tiene una salida para mostrar los consumos offline en todos los instantes. Económicamente, es importante tener en cuenta cuándo y cuál es el valor de estos consumos, puesto que la planta obtiene esta energía directamente de la red eléctrica.

4.- Análisis de Resultados

En este apartado se van a mostrar los resultados de producción que se han obtenido al ejecutar el modelo dadas las especificaciones de una planta existente, dado que a lo largo del apartado 3.3 ya se han ido mostrando resultados relativos a cada módulo del modelo. Las características principales de la planta son las siguientes:

- En el campo solar hay 7.400 heliostatos distribuidos.
- El receptor tiene un diámetro de 19 m y una altura de 22 m. Está situado a una altura de 219 m sobre el suelo.
- La temperatura de las sales a la salida del receptor es de 565,5 °C.
- La capacidad de almacenamiento del tanque de sales calientes es de 2770 MW_th.
- La turbina tiene una potencia nominal de 150 MW_e.

La producción anual que se ha estimado a través del modelo para esta planta es de unos 590 GW_eh, un 10% más de la producción anual prevista oficialmente para la misma.

Además, se van a mostrar los resultados de un día tipo de las cuatro estaciones. Se mostrarán tanto los resultados obtenidos ejecutando la rutina Operación Siempre que Se Pueda como los obtenidos ejecutando la rutina Operación MAXOUT. Las variables que se muestran son las siguientes:

- Power To SF (Solar Field) [MW_t].
- PTR (Power To Receiver) [MW_t].
- PTS (Power To Storage) [MW_t].
- ENEW, la energía en el tanque de sales calientes [MW_th].
- PTT (Power To Turbine) [MW_t].
- Gross Power [MW_e].
- Plant Auxiliary [MW_e].
- Offline Power [MW_e].
- Net Power [MW_e].

En las siguientes figuras se mostrará la operación de la planta ejecutando la rutina Operación Siempre que Se Pueda. En la Figura 35 se muestra la operación de la planta el día 45 (invierno). En la Figura 36 se muestra la operación de la planta el día 140 (primavera). En la Figura 37 se muestra la operación de la planta el día 230 (verano). En la Figura 38 se muestra la operación de la planta el día 311 (otoño).

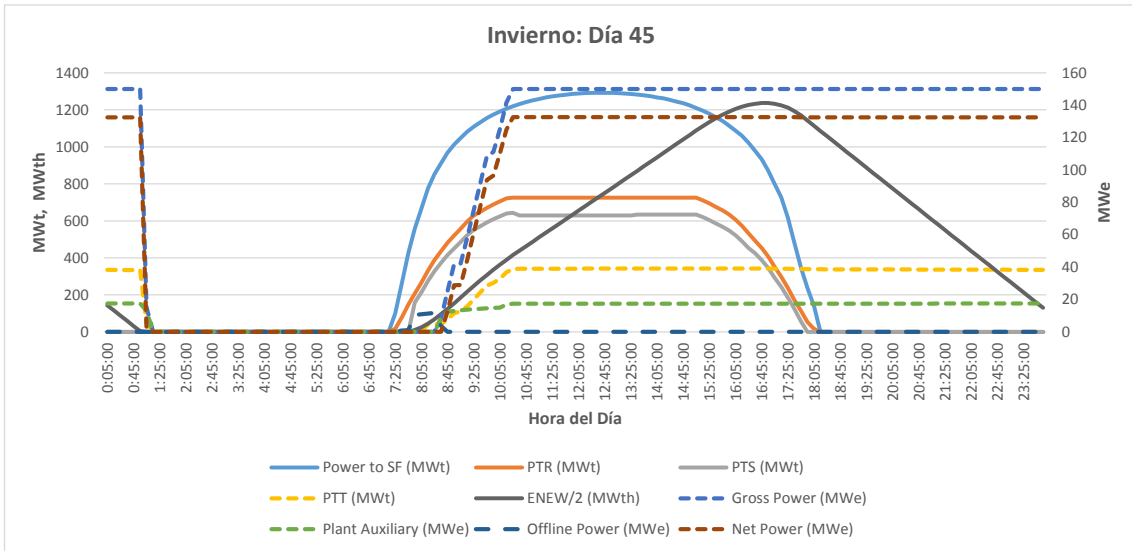


Figura 35. Resultados de la planta día de invierno Operación SQSP.

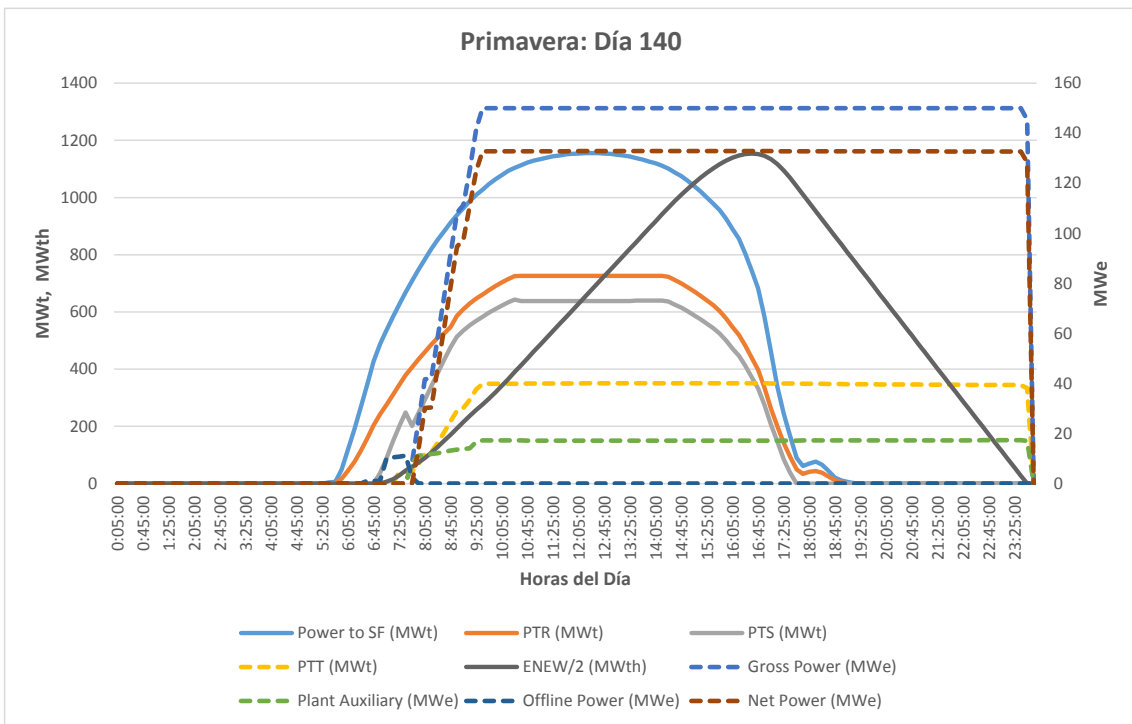


Figura 36. Resultados de la planta día de primavera Operación SQSP.

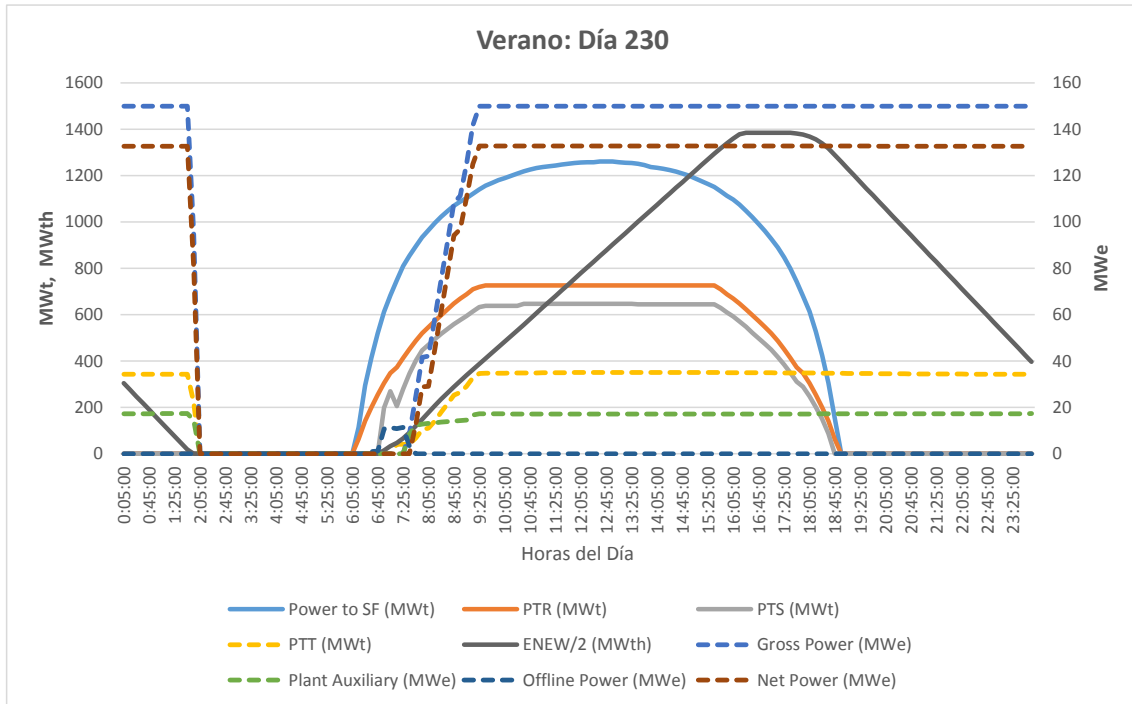


Figura 37. Resultados de la planta día de verano Operación SQSP.

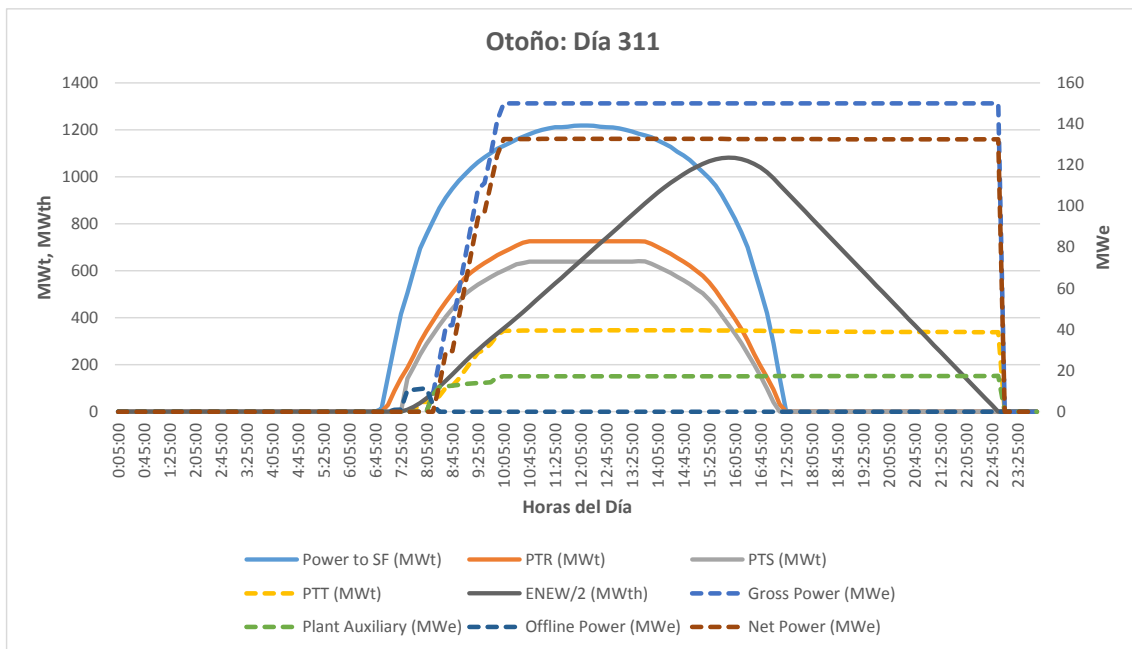


Figura 38. Resultados de la planta día de otoño Operación SQSP.

En las siguientes figuras se mostrará la operación de la planta ejecutando la rutina Operación MAXOUT. En la Figura 39 se muestra la operación de la planta el día 45 (invierno). En la Figura 40 se muestra la operación de la planta el día 140 (primavera). En la Figura 41 se muestra la operación de la planta el día 230 (verano). En la Figura 42 se muestra la operación de la planta el día 311 (otoño).

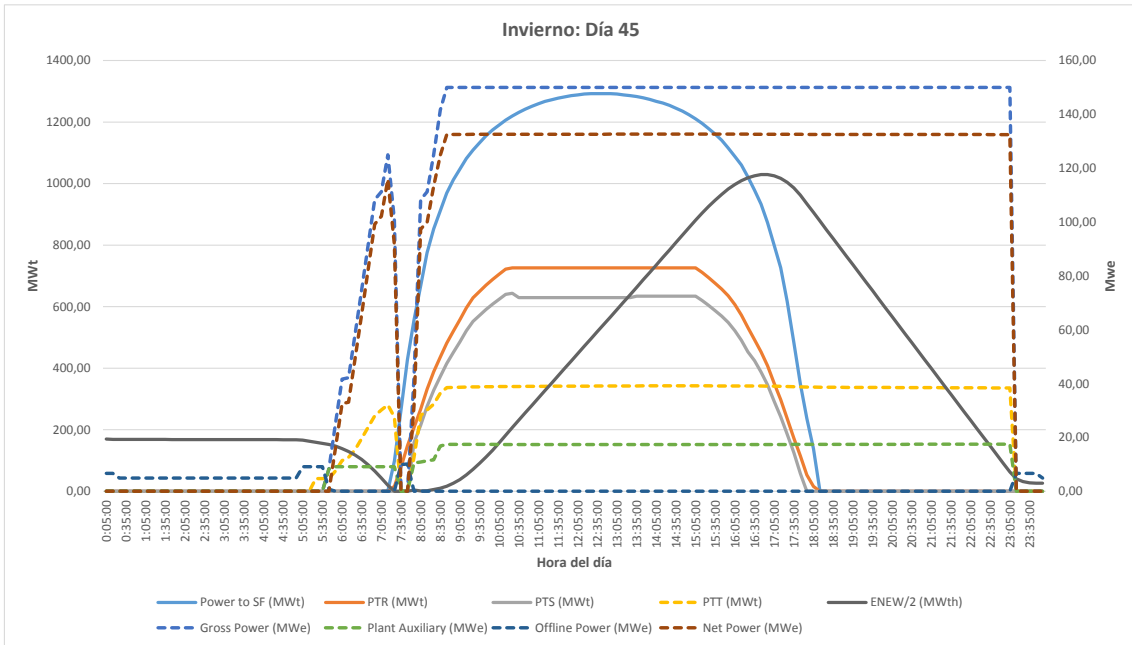


Figura 39. Resultados de la planta día de invierno Operación MAXOUT.

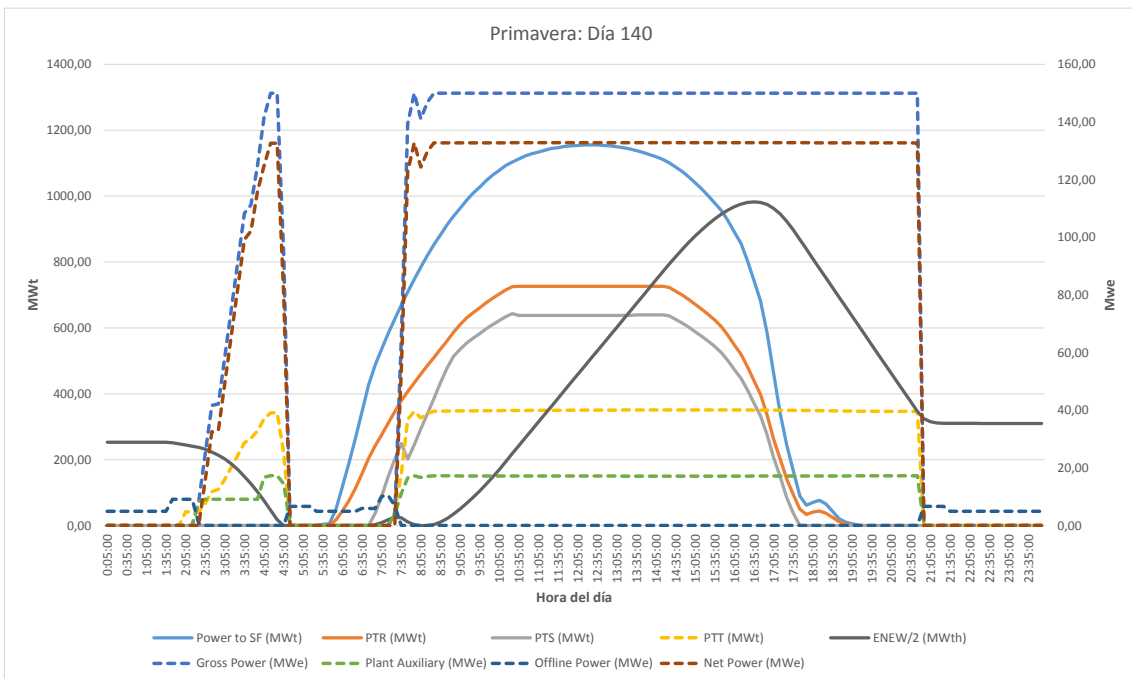


Figura 40. Resultados de la planta día de primavera Operación MAXOUT.

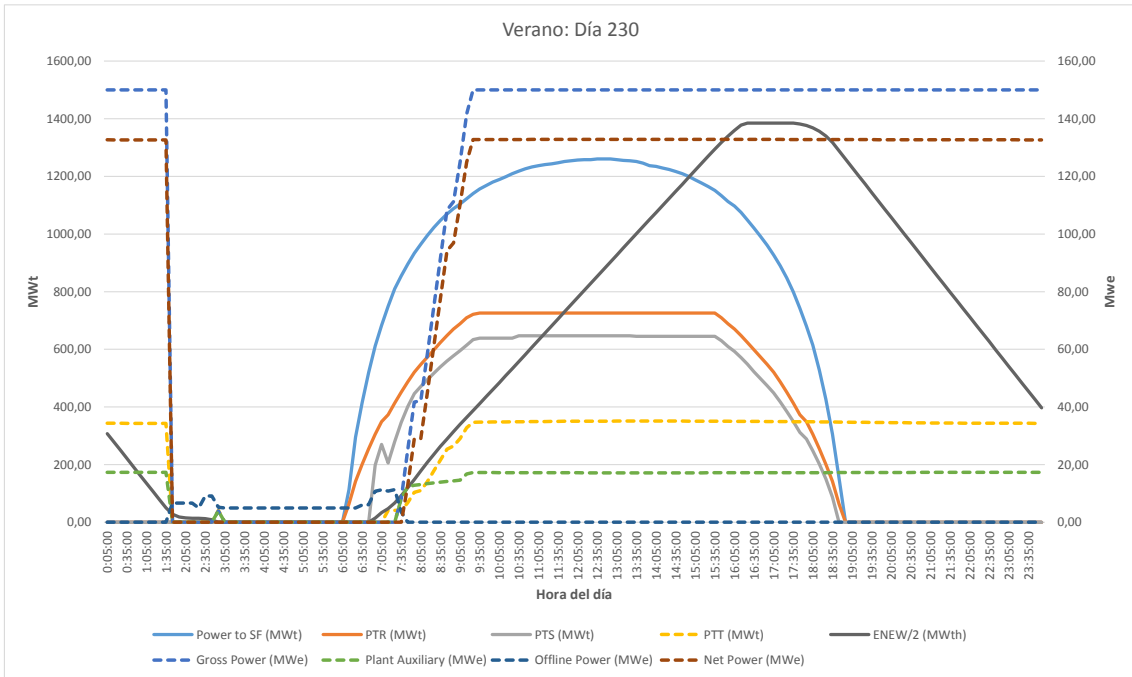


Figura 41. Resultados de la planta día de verano Operación MAXOUT.

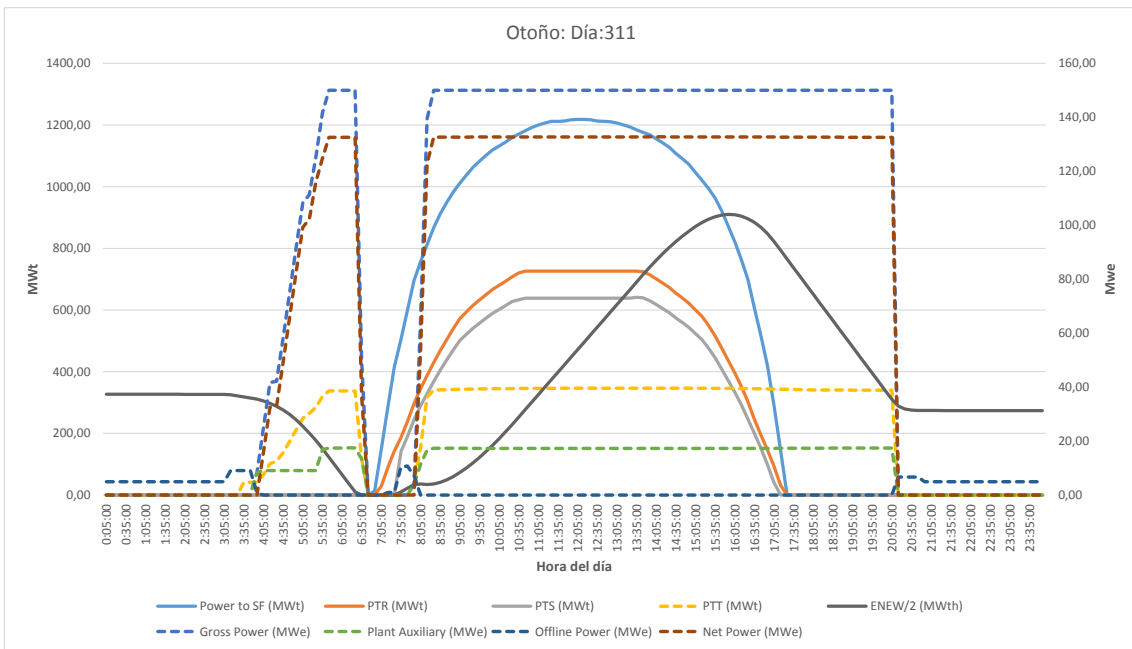


Figura 42. Resultados de la planta día de otoño Operación MAXOUT.

5.- Conclusiones

5.1.- Conclusiones sobre la Metodología

La metodología a partir de la cual se ha elaborado el modelo se describe en el apartado 3.3 de la memoria y, como ya se ha mencionado con anterioridad, sigue los puntos del manual SOLERGY. El objetivo principal a la hora de desarrollar el modelo era intentar fragmentarlo en módulos (tal y como hace el SOLERGY), de manera que fuese asequible plantear, desarrollar y comprobar que cada parte del modelo funcionaba correctamente, además de poder desarrollar análisis de sensibilidad en cada módulo. Cada uno de estos módulos o rutinas tiene unas variables de entrada y otras de salida, siendo las variables de salida de una rutina las de entrada de la siguiente.

La conclusión principal después de realizar varias pruebas y comprobaciones es que los resultados cualitativos del modelo son satisfactorios y, en definitiva, que la metodología practicada es correcta, salvo un aspecto de la rutina Operación MAXOUT.

En primer lugar, se comprueba que las tres máquinas de estados (receptor, SGS y turbina) funcionan correctamente. A partir de una variable numérica que denota el estado de estos elementos de la planta se observa que la máquina de estados programada responde a las transiciones impuestas.

Por otro lado, las variables contador c_{SGS} y c_{turb} demuestran al usuario que el estado transitorio arranque/parada tanto del SGS como de la turbina funciona correctamente. Este estado es sin duda el más complejo, pues dentro del propio estado hay a su vez condicionantes que determinan los distintos subestados en los que puede encontrarse el modelo. Además, la turbina puede tener hasta cuatro tipos de arranque diferentes. Para dar fe de que el modelo funciona correctamente se ha asociado un color a cada tipo de arranque.

Finalmente, se comprueba en todos los instantes del año que el balance energético en cada uno de ellos es correcto, es decir, que no se crea ni se destruye energía. Esto es obvio que ha de cumplirse, pero también es fácil que en algún instante las cuentas no salgan.

En la Figura 43 se muestra mediante un ejemplo de los resultados del modelo que los arranques del SGS y de la turbina se simulan correctamente. En concreto, se trata de la mañana del 2 de enero. A partir de este ejemplo se puede visualizar lo mencionado anteriormente.

Time (h)	PTS(MWt)	ENEW (MWth)	SGS Status	SGS Transit acc	PTSGS (MWt)	Turbine Status	PTT (MWt)	Turbine Transit acc
5,92	0,00	507,98	3,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00
6,08	0,00	507,91	3,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00
6,25	0,00	507,84	3,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00
6,42	0,00	505,41	2,00	1,00	14,12	3,00	0,00	0,00
6,58	0,00	498,27	2,00	2,00	42,35	3,00	0,00	0,00
6,75	0,00	491,26	2,00	2,00	41,51	2,00	41,51	1,00
6,92	0,00	484,26	2,00	2,00	41,51	2,00	41,51	2,00
7,08	0,00	477,26	2,00	2,00	41,51	2,00	41,51	3,00
7,25	0,00	466,21	2,00	2,00	65,80	2,00	65,80	4,00
7,42	0,00	449,54	2,00	2,00	99,53	2,00	99,53	5,00
7,58	0,00	431,05	2,00	3,00	110,44	2,00	110,44	5,00
7,75	0,00	408,42	2,00	3,00	135,30	2,00	135,30	6,00
7,92	0,00	379,68	2,00	3,00	171,95	2,00	171,95	7,00
8,08	0,00	344,79	2,00	3,00	208,84	2,00	208,84	8,00
8,25	222,10	340,72	2,00	3,00	245,98	2,00	245,98	9,00
8,42	277,45	342,78	2,00	4,00	264,62	2,00	264,62	9,00
8,58	326,49	350,03	1,00	5,00	282,47	2,00	282,47	10,00
8,75	374,68	359,37	1,00	5,00	318,14	1,00	318,14	11,00
8,92	420,63	373,35	1,00	5,00	336,29	1,00	336,29	11,00
9,08	453,53	392,72	1,00	5,00	336,81	1,00	336,81	11,00
9,25	484,68	417,21	1,00	5,00	337,22	1,00	337,22	11,00
9,42	513,88	446,51	1,00	5,00	337,58	1,00	337,58	11,00

Figura 43. Ejemplo de arranque del SGS y de la turbina.

El tiempo T de este día determinado por la rutina operación MAXOUT es igual a 6,74. Como se puede observar, el SGS cambia su estado de 3 a 2 (de parada a arranque transitorio/parada) unos instantes antes tal que la turbina pueda arrancar en el tiempo T, cambiando entonces su estado de 3 a 2. Para arrancar tanto el SGS como la turbina se utiliza la energía almacenada (*ENEW*), pues aún no ha salido el sol (se ve en que PTS es igual a 0). No obstante, en el momento en que sale el sol se vuelve a acumular energía en el tanque de sales calientes, pudiéndose operar la planta con la energía del sol.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la variable c_{turb} (*Turbine Transit acc*) se muestra en verde (en este caso, arranque templado-frío), para que el usuario pueda comprobar que el modelo está funcionando correctamente. También se puede ver en este ejemplo que al SGS solo se envía la potencia que se pueda utilizar en el arranque de la turbina. Es por esto que durante varios instantes consecutivos la variable c_{SGS} (*SGS Transit acc*) mantiene su valor.

Por último, cabe destacar que hay un aspecto de la Operación MAXOUT que no funciona como se esperaba. La implantación numérica de la rutina se ha realizado de la manera que se decía en el SOLERGY y, analizando los resultados, se comprueba que la rutina funciona correctamente en lo que se refiere a la programación de la misma. Es decir, que los valores de T y de SCO2 se calculan tal y como se quería que fuesen calculados, que la planta no arranca hasta que se llega al tiempo T, que siempre hay energía para operar la turbina al menos durante el intervalo de precio de venta alto correspondiente y que el día acaba con al menos tanta energía en el almacenamiento como dicta la variable SCO2.

No obstante, tal y como se puede observar en el apartado 4 en las figuras que muestran los resultados de cuatro días típicos ejecutando la rutina Operación MAXOUT, el tiempo de arranque T calculado no es el adecuado, dado que en numerosas ocasiones, se produce el arranque de la planta pero se tiene que interrumpir, dado que no hay ni energía incidente en el campo solar ($PTS = 0$) ni energía en el almacenamiento ($ENEW = 0$). Posteriormente, cuando sale el sol, la planta vuelve a arrancar, y es cierto que durante el intervalo de precio de venta alto la turbina está operativa, pero no es admisible que en un solo día se produzcan dos arranques de la turbina. Además, ocurre que cuanto mayor es el valor de la energía incidente y acumulada prevista para un día, menor es el valor de T y, por tanto, antes se produce el falso arranque de la planta.

Por el momento se desconoce la causa de lo que ocurre. Podría ser un fallo de interpretación de la descripción de la rutina en el SOLERGY, podría ser que las variables que intervienen directa e indirectamente en el cálculo de la variable T no sean las adecuadas, o podría ser que el cálculo de dicha variable no se deba realizar basándose en los resultados de la rutina Operación Siempre que Se Pueda. Aunque un día tenga mucha previsión de energía, esta energía está concentrada en unas pocas horas, y la operación MAXOUT tal y como se ha programado no permite extender el uso de esta energía a horas en las que no hay irradiación solar. La solución pasa por estudiar analíticamente el proceso de cálculo de la variable T , que en definitiva es la que contiene el valor de la energía disponible en el día.

5.2.- Conclusiones sobre los Resultados

Como ya se ha mencionado en el apartado 4, la producción neta anual que se ha obtenido a partir del modelo es aproximadamente un 10% superior a la producción prevista oficialmente para la misma planta. Este resultado se encuentra dentro de lo esperado, pues no se conocían exactamente todas las especificaciones de la planta (en ocasiones se han optado por valores por defecto del SOLERGY o del DELSOL3) y el modelo aún no ha sido contrastado exhaustivamente por otra persona. Además, como se explica en el siguiente apartado, todavía quedan situaciones por resolver en el trabajo que se ha realizado hasta el momento.

Por otro lado, atendiendo a las figuras del apartado 4 en las que se muestra la operación de la planta, se pueden extraer varias conclusiones, algunas de ellas ya se han mencionado.

En primer lugar, las figuras que muestran la operación de la planta ejecutando la rutina Operación Siempre que Se Pueda confirman que la metodología

implantada funciona correctamente. Si por un momento se deja a un lado de que este tipo de operación no es real y se evalúa el funcionamiento del modelo, se puede ver en estas figuras lo siguiente:

- Que el valor de PTR es siempre una fracción del valor de Power To SF (una fracción que no supera el valor de 0,7) y que el valor de PTR tiene un límite superior. Esto da a entender que aparentemente la rutina Eficiencia del Campo Solar funciona correctamente.
- Que el valor de PTS es siempre una fracción del valor de PTR (una fracción más próxima a 1 que a 0,5) y que en los instantes en los que sale el sol, aunque PTR sea mayor que 0 PTS sigue siendo igual a 0. Esto es indicativo de que a priori las rutinas Eficiencia Térmica del Receptor y Estado del Receptor funcionan correctamente.
- Que desde el momento en el que PTS es mayor que 0 la turbina tarda un rato en llegar a operación nominal y que la energía disponible en el almacenamiento aumenta mientras hay radiación solar y se consume cuando cae el sol, de manera que la turbina está operativa hasta que el valor de la energía es igual a 0. También que la energía almacenada tiene un límite superior. Esto da a entender que aparentemente la rutina Operación Siempre que Se Pueda funciona correctamente.
- Que como se han mostrado ejemplos de días soleados, parece que este modo de operación podría funcionar, dado que los resultados son homogéneos. No obstante, en días en los que la insolación fuese pobre e interrumpida podrían tener lugar numerosos arranques de la turbina, lo cual no sería real.

Por otro lado, las figuras que muestran la operación de la planta ejecutando la rutina Operación MAXOUT confirman que el modelo funciona tal y como se ha programado, aunque esto no es lo más adecuado. De la evaluación de estas figuras se pueden extraer las siguientes conclusiones, además de las mencionadas anteriormente:

- Que en todos los casos mostrados la planta arranca en un tiempo T que está calculado a partir de unas expresiones erróneas, puesto que si los días son soleados, esta restricción hace que la turbina arranque dos veces al día, lo cual no se puede permitir.
- Que a partir de este modo de operación la turbina siempre opera en el intervalo cuyo precio de venta es alto (en este caso: en invierno y en

otoño de 17:00 a 20:00 y en primavera y en verano de 12:00 a 17:00) y que esta restricción predomina sobre la restricción de dejar para el día siguiente una energía en el almacenamiento con valor mayor o igual a SCO₂ (ver ejemplo de otoño, a partir 20:00 se apaga la turbina aunque quede energía en el almacenamiento).

- Que atendiendo a los valores que toma la línea de consumos offline se puede verificar que los estados de la planta ARRANQUE, PARADA y NOCHE están correctamente programados.
- Que las líneas de consumos auxiliares y consumos offline toman valores complementarios con respecto a un total, siendo mayor el valor de auxiliares cuando la turbina está operativa y al contrario. Es decir, que se cumple que cuando la turbina está operativa no se toma energía de la red eléctrica.
- Que ni en el día de verano la turbina aguanta 24 horas seguidas en operación, por lo que debería de considerarse modificar o diseñar otra rutina de operación que opere a una carga parcial homogénea en determinadas ocasiones para evitar arranques y paradas de la turbina.

5.3.- Recomendaciones para Futuras Versiones

A pesar de haber seguido el guion que propone el manual SOLERGY, se pretendía que este modelo fuese lo más fiel a la realidad posible. También se pretendía que fuese un modelo robusto, que se adaptase con facilidad a los requerimientos del usuario. Ni mucho menos se ha conseguido que el modelo sea perfecto, por lo que por medio de este apartado se describirán las futuras líneas de trabajo. Debido a que se ha diseñado el modelo de forma modular, también sería sencillo para el usuario implantar las mejoras que se describen a continuación.

5.3.1.- Temperatura de Entrada de las Sales en el Receptor

En este modelo no se evalúa en ningún momento lo que ocurre con el tanque de sales frías. No se tiene en cuenta que dependiendo del punto de carga del ciclo de potencia las sales saldrán del bloque de potencia a una u otra temperatura, lo que significaría que en el tanque de sales se produciría un intercambio de calor entre sales a diferentes temperaturas. Tampoco se ha tenido en cuenta que este tanque tendrá unas pérdidas térmicas equivalentes a las que tienen lugar en el tanque de sales calientes.

Todo esto se traduciría en que las sales impulsadas desde el tanque de sales frías llegarían al receptor a diferentes temperaturas en cada uno de los instantes considerados. No obstante, en el modelo se interpola en una tabla de eficiencias térmicas obtenidas para una temperatura de entrada constante, cuyo valor introduce el usuario, lo cual no responde a la realidad. La solución a este problema pasa por dos líneas de acción diferentes.

En primer lugar habría que obtener la tabla de eficiencias térmicas en el receptor para diferentes temperaturas de entrada, meditando previamente el número de temperaturas de entrada que se quieren simular. De este modo, conociendo la temperatura de entrada de las sales en el receptor en cada instante del modelo se acudiría a la tabla de eficiencias correspondiente, es decir, la tabla obtenida a partir de la temperatura de entrada más cercana a la considerada. Tal y como está diseñado el modelo, este paso es muy fácil de implementar, pues lo único que habría que hacer es ejecutar la rutina Eficiencia Térmica y Gasto Másico por el Receptor para diferentes temperaturas de entrada y escribir las soluciones en sitios distintos para poder utilizarlas posteriormente.

En segundo lugar habría que determinar la temperatura entrada de las sales en el receptor en cada instante. Esto también sería sencillo de implementar en el modelo. Dado que para conocer las eficiencias del ciclo térmico hay que desarrollar el ciclo completamente, el usuario debería tener acceso al valor de la temperatura de salida de las sales del bloque de potencia para cada punto de carga considerado, así como el caudal másico de sales que se impulsa. Por tanto, en el modelo se obtendrían estos dos valores interpolando en función del punto de carga en sendas tablas que completaría el usuario previamente (Tabla de Temperaturas de Salida de las Sales y Tabla de Caudal Másico de Sales por el Bloque de Potencia). Fijando un volumen de sales en la planta constante, es posible conocer el volumen de sales que habría en cada instante en el tanque de sales frías, por lo que se podría hacer un balance energético entre este volumen en reposo y el caudal que llega del ciclo de potencia (como un mezclador) para determinar la temperatura final de las sales, impulsadas al receptor.

Esto implicaría que el modelo tuviese una variable indicativa de la temperatura del tanque de sales frías en cada instante. De esta manera además se podrían aplicar las pérdidas térmicas correspondientes.

5.3.2.- Mapas de Flujo en el Receptor

Como ya se ha mencionado antes, en el modelo se considera un mismo mapa de flujo para todos los instantes del año. Se considera que haciendo esto el error que se comete a efectos prácticos no es muy significativo. No obstante, también se ha comentado que en la referencia [5] se recomienda utilizar un mapa de flujo para al menos 48 posiciones solares diferentes, de forma que el error con respecto a la realidad no supere un 0,53% en ningún caso.

Además, en el modelo se calculan las pérdidas térmicas en el receptor considerando que el mapa de flujo de uno de los circuitos es el simétrico del otro. Después de investigar un poco acerca de los mapas de flujo, se ha llegado a la conclusión de que no tiene por qué darse la simetría que se considera en el modelo.

La solución definitiva pasa por utilizar el código DELSOL3, que como ya se ha dicho anteriormente tiene la opción de generar mapas de flujo dadas unas condiciones. El modelo debería de dar la opción al usuario de generar tantos mapas de flujo como quiera en función de distintas posiciones del sol. Para que esto se hiciese de modo automático, se debería desarrollar un código similar al desarrollado para generar e importar al modelo las eficiencias del campo solar. Para esto sería necesario estudiar la parte del manual DELSOL3 [4] correspondiente de cara a añadir en el modelo una especie de fichero con la descripción de las variables de entrada, a rellenar por el usuario.

Las dos opciones que se podrían desarrollar una vez importados los mapas de flujo generados serían las siguientes: desarrollar un código que interpole entre mapas de flujo en función de la posición del sol en el instante considerado o directamente utilizar el mapa de flujo obtenido a partir de la posición solar que más se acerque a la considerada. Posiblemente la segunda opción sería la opción más práctica y la que menos carga computacional llevaría asociada.

5.3.3.- Estado del Receptor

La rutina Estado del Receptor está bien programada y funciona tal y como describe el manual SOLERGY. Sin embargo, se piensa que evaluar el estado del receptor mediante constantes y parámetros propuestos por este manual con carácter general no es lo más adecuado.

Por eso, se propone en este apartado que las transiciones de la máquina de estados del receptor tengan que ver con el estado energético del mismo,

evaluado a partir de su temperatura. Es decir, diseñar la rutina para que el arranque se produzca en función de su temperatura, calculada en cada instante del arranque. El usuario es el que decidiría cuál es la transición del estado parada al estado arranque.

5.3.4.- Consumos Offline

Este apartado se refiere a los consumos de los estados ARRANQUE, PARADA y NOCHE, aunque ya se ha explicado anteriormente que estos consumos serían asumidos por la turbina si esta estuviese funcionando, pasando a ser consumos auxiliares.

Los consumos offline correspondientes a estos tres estados se han tenido en cuenta en el modelo por medio de unos valores constantes que hacen referencia al supuesto valor medio de los mismos. No obstante, esto no es de una gran precisión. Este apartado podría mejorarse permitiendo al usuario introducir unas curvas que contuviesen el valor de estos consumos en función de alguna variable de la planta, aunque esto habría que tratarlo en mayor profundidad.

5.3.5.- Operación MAXOUT

Como ya se ha mencionado, la operación MAXOUT no funciona tan bien como se esperaba. El fallo principal es que el modelo, en un día en el que se dispone de mucha energía solar concentrada en unas pocas horas, no distribuye bien el uso de esta cantidad. En un día de estos, la planta se arranca muy pronto y, antes de que se haga de día, se agota la energía disponible en el almacenamiento, por lo que hay que volver al estado parada.

Esto anterior no es admisible, por lo que para futuras versiones cabría investigar cómo se obtiene el tiempo T de arranque, a partir de qué variables y qué es lo que realmente ocurre. La solución pasa por estudiar analíticamente este proceso, aunque también sería posible desarrollar una rutina de operación que haga realmente lo que debería hacer la rutina Operación MAXOUT a partir de los resultados de ésta.

5.3.6.- Otros Tipos de Operación

En general, los posibles objetivos que se buscan cuando se traza la estrategia de operación de la turbina de una planta termosolar de receptor central son los siguientes:

- Minimizar el desperdicio de energía que tiene lugar cuando el almacenamiento térmico ha llegado a su límite superior.

- Maximizar la eficiencia de la turbina operándola a la potencia nominal.
- Maximizar la vida de la turbina minimizando el número de arranques y paradas de la misma.
- Maximizar el valor de la electricidad producida.

Mediante la rutina Operación MAXOUT se busca, sobre todo, maximizar el valor de la electricidad producida. No obstante, como se ha comentado, esto no es lo único importante a la hora de diseñar una estrategia de operación. Se podría decir que maximizar la vida de la turbina es, junto con maximizar el valor de la electricidad producida, el objetivo más importante, puesto que muchos arranques y paradas a lo largo del año implica tener que hacer muchas paradas por mantenimiento y tener que cambiar la turbina cada pocos años, lo que se traduce en muchas pérdidas.

En los resultados se puede observar que ni si quiera el día de verano la turbina opera durante 24 horas. Por tanto, sería lógico que en futuras versiones del modelo se buscara una estrategia de operación que conjugara ambos objetivos. Esto es posible llevando a la turbina a carga parcial en ocasiones en las que el precio de venta de la electricidad es medio o bajo, aunque hay que tener en cuenta para ello un gran número de variables.

BIBLIOGRAFÍA

PDF:

[1] DAVID MÉNDEZ MARCOS, *Ingeniería Básica y Estudio Económico de una Central Solar Termoeléctrica y de Tecnología Cilindro-Parabólica, Con y Sin Almacenamiento*. Mayo de 2014.

[2] M. C. STODDARD, S. E. FAAS, C. J. CHIANG, J. A. DIRKS, *Solergy - A Computer Code for Calculating the Annual Energy from Central Receiver Power Plants*. Mayo de 1987.

[3] National Renewable Energy Laboratory, *System Advisor Model (SAM)*. Julio de 2015.

[4] B. L. KISTLER, *A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar Thermal Central Receiver Plants*. Noviembre de 1986.

[5] MICHAEL J. WAGNER, *Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants*. 2008.