



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO ELÉCTRICO

ESTUDIO COMPARATIVO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN SOLAR EN FUNCIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA

Autor: Laura García Martín
Director: Francisco Fernández - Daza Mijares

Madrid
Julio de 2014

Autorizada la entrega del proyecto del alumno:

Laura García Martín



EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Francisco Fernández – Daza Mijares

Fdo.: 

Fecha: 6 / 7 / 14

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.:

Fecha: / /

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN

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

El autor D. Laura García Martín, como alumno de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra Estudio comparativo de diferentes tecnologías de generación solar en función de la curva de demanda¹ que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

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 y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* (*con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, 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, 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.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

¹ Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

- (a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como 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 y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.²
- (d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.³

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

- a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.
- 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. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).
- d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

² En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

³ En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

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.

5º. 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.

6º. 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:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- 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.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 14 de Julio de 2014

ACEPTA

LAURA GARCÍA MARTÍN

Fdo.....

ESTUDIO COMPARATIVO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN SOLAR EN FUNCIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA

Autor: Laura García Martín

Director: Francisco Fernández – Daza Mijares

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

RESUMEN

Este proyecto analiza la posibilidad de generación de energía eléctrica a través de diferentes tecnologías solares en función de la demanda de electricidad de un consumo determinado, la mina de Chuquicamata en Chile.

En este proyecto se intenta evaluar la gestionabilidad de las tecnologías solares, el gran inconveniente que presentan las tecnologías solares, a través de diferentes modos de almacenamiento o mediante calderas auxiliares de combustibles fósiles. Las diferentes tecnologías solares entran en el marco de energía renovables, no contaminantes, y producidas por medios inagotables.

Para realizar el citado estudio es necesario evaluar los siguientes objetivos:

- Viabilidad técnica de la instalación: la instalación debe cumplir los requisitos necesarios para poder entregar la potencia que demanda la mina cuando la demanda, capacidad de generar esa energía y poder gestionarla.
- Viabilidad económica: el precio de generar la energía no debe ser superior o al menos muy superior al precio de mercado.
- Riesgo de la planta: usar la planta como la única forma de abastecer de energía a la mina implica un riesgo mínimo sino cero.

Las tecnologías que se evalúan para el abastecimiento de la mina son las siguientes:

- Planta solar fotovoltaica con almacenamiento en baterías
- Planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos:
 - Con almacenamiento en sales fundidas
 - Híbrida con caldera auxiliar de gas natural
 - Híbrida con caldera auxiliar de gas natural y almacenamiento en sales fundidas
- Planta termosolar de receptor central o torre:
 - Con almacenamiento en sales fundidas
 - Híbrida con caldera auxiliar de gas natural
 - Híbrida con caldera auxiliar de gas natural y almacenamiento en sales fundidas

La viabilidad técnica se consigue en todas las plantas con diferentes configuraciones del campo solar y diferentes múltiplos solares. Para el almacenamiento en sales o con baterías hay que sobredimensionar el campo solar con múltiplos solares de 1,34 o superiores, mientras que con el apoyo de una caldera auxiliar el múltiplo solar oscila entre 1 y 1,1.

Tras realizar el estudio económico y hallar el LCOE (Levelized Cost of Electricity) de cada planta se obtienen las siguientes conclusiones. Las plantas solares fotovoltaicas no son viables económicamente si se introduce el uso de baterías para regular su gestionabilidad.

Las plantas termosolares de receptor central están en proceso de disminución de costes y mejora de la tecnología por lo que podrían llegar a obtenerse precios de la energía muy competitivos pero en la actualidad se salen en mayor proporción que otras tecnologías del rango del mercado de la energía eléctrica.

Las plantas termosolares de colectores cilindro-parabólicos son actualmente las más competitivas del mercado. La hibridación de las mismas junto con el almacenamiento en sales supone la propuesta con menor riesgo y mayor gestionabilidad pero el precio de la energía es demasiado alto debido a sus altos costes de inversión.

Las plantas termosolares de colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento en sales suponen la mejor propuesta basada en tecnología solo solar con un coste de generar energía con un riesgo del 5% de 0,2119 €/kWh.

Las plantas termosolares de colectores cilindro-parabólicos híbridas con caldera auxiliar de gas natural constituyen la tecnología solar híbrida más económica para producir energía exceptuando las posibles subidas del gas natural o del impuesto sobre emisiones. El precio de producir energía oscila entre 0,1952 €/kWh y 0,1969 €/kWh con un riesgo de no poder entregar la potencia demandada nulo.

COMPARATIVE STUDY OF DIFFERENT SOLAR GENERATION TECHNOLOGIES BASED ON THE DEMAND CURVE

Author: Laura García Martín

Director: Francisco Fernández – Daza Mijares

Collaborator Institution: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

ABSTRACT

This project analyses the possibility of generating electricity through different solar technologies based on the electricity demand by a consumer, in this study Chuquicamta's mine.

This project attempts to evaluate the manageability of solar technologies, which is one of its greatest disadvantages, through different types of storage such as batteries and molten salt, or auxiliary boilers using fossil fuels. The different solar technologies that are used are renewable technologies, which means no polluting and produced by infinite resource.

To perform the study is necessary to evaluate the following objectives:

- Technical issues: the installation must achieve the necessary requirements to deliver the power demanded by the mine when is demanded, the ability to generate and manage the necessary amount of power.
- Economical issues: the price of generating power must not exceed or at least must not be much higher than the market price.
- Technical risk of the installation: having the plant as the only way to supply electricity to the mine determines lower risk percentage or zero risk percentage if possible.

The evaluated technologies for supplying power to the mine are:

- Photovoltaic plant with battery storage
- Solar thermal parabolic trough plant:
 - With molten salt storage
 - Hybrid with an auxiliary boiler of natural gas
 - Hybrid with an auxiliary boiler of natural gas and molten salt storage
- Solar thermal plant with central receiver:
 - With molten salt storage
 - Hybrid with an auxiliary boiler of natural gas
 - Hybrid with an auxiliary boiler of natural gas and molten salt storage

All plants achieve technical issues with different configurations and different solar multiples. In plants with molten salt storage or battery storage the solar field is oversized with solar multiples of 1.34 or higher. Meanwhile plants supported by an auxiliary boiler have solar multiples between 1 and 1.1.

After making the economic study and finding the LCOE (Levelized Cost of Electricity) of each plant the following conclusions are obtained. Photovoltaic solar plants do not achieve economical issues because of introducing batteries to regulate the power production.

Central receiver solar thermal plants are in process of cutting costs and improving technology, so they may offer very competitive prices for generating energy. Nowadays its price of generating electricity is at a higher rate than other technologies.

Solar thermal plants of parabolic trough are currently the most competitive at the market. Hybridization with an auxiliary boiler and molten salt storage proposal involves lower risk but higher price, with huge investment costs.

Solar thermal plant with parabolic trough and molten salt storage offer the best proposal based only on solar power with a risk of 5% and a generating energy price of 0.2119 €/kWh.

Solar thermal plants with parabolic trough hybrid with an auxiliary natural gas boiler are the most economical proposal. Its costs depends on many factors such as natural gas price or CO₂ emissions taxes. The price of producing energy oscillates between 0.1952 €/kWh and 0.1969 €/kWh with zero risk of failing in delivering the demand power.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

MEMORIA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

Capítulo 1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Importancia del aprovechamiento del recurso solar.....	1
1.2	Situación actual	2
1.3	Objetivos	5
Capítulo 2	EMPLAZAMIENTO	6
2.1	Elección del emplazamiento	6
2.2	Situación energética actual en Chile	7
2.3	Demanda eléctrica de la mina de oro y cobre a cielo abierto de Chuquibambilla. 9	
2.4	Datos de radiación solar	11
2.3.1	Irradiación global horizontal (GHI).....	11
2.3.2	Irradiación directa normal (DNI).....	12
Capítulo 3	ESTUDIO TÉCNICO	13
3.1	Planta fotovoltaica con almacenamiento en baterías	13
3.1.1	Efecto fotovoltaico	13
3.1.2	Módulos fotovoltaicos	15
3.1.3	Baterías	17
3.1.4	Elementos restantes de la instalación	19



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

3.1.5	Diseño de la planta fotovoltaica	21
3.2	Planta termosolar de colectores cilindro parabólicos.....	28
3.2.1	Elementos de la instalación	29
3.2.2	Almacenamiento en sales fundidas	33
3.2.3	Hibridación empleando un ciclo Rankine convencional	38
3.2.4	Diseño de una planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento en sales fundidas.....	40
3.2.5	Diseño de una planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos híbrida con una caldera convencional de gas natural	46
3.2.6	5 Diseño de una planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos híbrida con una caldera convencional de gas natural y almacenamiento en sales fundidas	50
3.3	Planta termosolar de receptor central o torre	57
3.3.1	Elementos de una planta de receptor central o torre.....	59
3.3.2	Diseño de una planta termosolar de receptor central con almacenamiento en sales fundidas	61
3.3.3	Diseño de una planta termosolar de receptor central híbrida con caldera auxiliar de gas natural.....	67
3.3.4	Planta termosolar de receptor central híbrida con caldera auxiliar y almacenamiento en sales fundidas.....	71



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Capítulo 4	ANÁLISIS ECONÓMICO	76
4.1	Gastos de inversión y mantenimiento de la planta fotovoltaica diseñada.....	76
4.2	Gastos de inversión y de mantenimiento de las plantas termosolares cilindro-parabólicas diseñadas	77
4.3	Gastos de inversión y de mantenimiento de las plantas termosolares de receptor central diseñadas	79
4.4	LCOE	80
4.4.1	LCOE de la planta fotovoltaica diseñada	81
4.4.2	LCOE de las diferentes plantas termosolares de colectores cilindro-parabólicos diseñadas	82
4.4.4	LCOE de las diferentes plantas termosolares de receptor central diseñadas	85
Capítulo 5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	88
5.1	Análisis fotovoltaico	88
5.2	Análisis de una planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento en sales	92
Capítulo 6	CONCLUSIONES	96
Bibliografía	98
Anexo I	100
	Características de los módulos	100
	Características de las baterías	101



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de irradiación solar media anual	6
Figura 2: Capacidad instalada en Chile en 2010	8
Figura 3: Curva de la demanda de la mina de Chuquicamata	10
Figura 4: Irradiación global horizontal mensual.....	11
Figura 5: Irradiación directa normal mensual.....	12
Figura 6: Batería soft Intensium Max de Li-Ion	17
Figura 7: Inversor de corriente.....	20
Figura 8: Gráficas de la producción y el acumulamiento de la semana 28 en una instalación FV	25
Figura 9: Gráfica de la producción del día con mayor radiación solar.....	26
Figura 10: Esquema básico de una central termosolar sin almacenamiento.....	29
Figura 11: Partes de un colector solar cilindro-parabólico	30
Figura 12: Ciclo de potencia Rankine con recalentador	33
Figura 13: Esquema de una central termosolar con almacenamiento en sales fundidas	35
Figura 14: Dimensionamiento del múltiplo solar en una central termosolar.....	37
Figura 15: Radiación solar en días nublados	37
Figura 16: Hibridación en paralelo	38



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Figura 17: Hibridación en serie	38
Figura 18: Producción el día de mayor radiación solar para $SM=1,34$	41
Figura 19: Producción de la semana de menor radiación en una instalación con $SM=1,34$	43
Figura 20: Sobredimensionamiento del campo solar el día de mayor radiación para $sm=1,17$	47
Figura 21: Producción de la semana con menor radiación en una instalación con $SM=1,17$	49
Figura 22: Producción de la semana con menor radiación con $SM=1$	53
Figura 23: Producción del día de mayora radiación solar con $SM=1$	54
Figura 24: Esquema de instalación de una planta híbrida con almacenamiento en sales fundidas	57
Figura 25: Esquema de una planta de receptor central con sales fundidas.....	59
Figura 26: producción del día de mayor radiación solar en una central de torre con $sm=1,34$	62
Figura 27: Producción de la semana de menor radiación solar en una central de torre con $SM=1,34$	64
Figura 28: Sobredimensionamiento del campo solar con $SM=1,17$	68
Figura 29: Producción de la peor semana en una planta termsolar de receptor central hIbrida.....	70
Figura 30: Producción de la planta para $SM=1$	71
Figura 31: Producción de una central de torre con $SM=1$	73



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Figura 32: Oscilaciones en el precio del gas natural con los años.....	77
Figura 33: Múltiplo solar para un riesgo del 5%	95
Figura 34: Múltiplo solar para un riesgo del 10%	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Datos de swera de DNI y GHI medios anuales en chuquicamata	7
Tabla 2: Producción de mineral y consumo de energía de la mina de Chuquicamata	10
Tabla 3: Características básicas de los módulos fotovoltaicos	16
Tabla 4: Características básicas de las baterías	18
Tabla 5: Clasificación de los tipos de regulador	20
Tabla 6: Producción de los módulos en la semana 28	23
Tabla 7: Número de módulos necesarios en la semana 28	23
Tabla 8: Baterías necesarias para la gestionabilidad de la planta	27
Tabla 9: Tabla resumen de la instalación fotovoltaica	27
Tabla 10: Propiedades de las sales fundidas	36
Tabla 11: Rendimiento total de la planta CCp.....	40
Tabla 12: Superficie necesaria en el mes de menor radiación solar	40
Tabla 13: Número total de colectores y su disposición para SM=1,34	41
Tabla 14: Cantidad de energía necesaria acumulada en las sales	45



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Tabla 15: Cantidad de sales fundidas necesaria para el almacenamiento.....	45
Tabla 16: Volumen de los tanques de almacenamiento.....	45
Tabla 17: Superficie media necesaria para cubrir la demanda	46
Tabla 18: número total de colectores y disposición para SM=1,17.....	47
Tabla 19: Cantidad de gas natural necesaria para cubrir la demanda.....	50
Tabla 20: Emisiones de CO ₂ emitidas a causa del uso de gas natural	50
Tabla 21: Superficie necesaria para la instalación con múltiplo solar de 1	51
Tabla 22: Número de colectores y disposición para SM=1	51
Tabla 23: Potencia acumulada durante el fin de semana en el sistema de sales fundidas.....	55
Tabla 24: Cantidad necesaria de sales fundidas.....	55
Tabla 25: Volumen de los tanques de almacenamiento.....	55
Tabla 26: Producción anual de las sales fundidaS.....	55
Tabla 27: Cantidad de gas natural necesaria.....	56
Tabla 28: Emisiones de CO ₂ del gas natural.....	56
Tabla 29: Rendimiento total de la planta de receptor central	61
Tabla 30: Superficie en una instalación con almacenamiento en sales fundidas.....	62
Tabla 31: Superficie necesaria para cubrir la producción el mes de julio	62
Tabla 32: Producción necesaria para cubrir la demana la peor semana	65
Tabla 33: Producción para cubrir la potencia de un día	65



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Tabla 34: Cantidad de sales para cubrir el almacenamiento.....	66
Tabla 35: Cantidad de sales para cubrir la demanda de un día.....	66
Tabla 36: Volumen de los tanques de almacenamiento.....	66
Tabla 37: Superficie solar de la instalación de receptor solar híbrida	67
Tabla 38: N° de heliostatos en una planta de receptor central híbrida.....	67
Tabla 39: Cantidad de gas necesaria.....	68
Tabla 40: Emisiones de CO ₂	68
Tabla 41: Dimesión del campo solar para SM=1	71
Tabla 42: Potencia producida durante el fin de semana	74
Tabla 43: Emisiones de CO ₂ producidas	74
Tabla 44: Toneladas de sal necesarias para almacenar potencia durante el fin de semana	75
Tabla 45: Potencia producida por las sales fundidas	75
Tabla 46: Cantidad de gas natural necesaria para cubrir la demanda.....	75
Tabla 47: Costes de inversión de la planta fotovoltaica	76
Tabla 48: Gastos de mantenimiento de la planta fotovoltaica	76
Tabla 49: Cambio de unidades en el precio del gas natural.....	77
Tabla 50: Costes de inversión de las diferentes centrales cilindro-parabólicas.....	78
Tabla 51: Costes de mantenimiento de las diferenets centrales cilindro-parabólicas	79
Tabla 52: Costes de inversión de las diferentes plantas de receptor central.....	79



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Tabla 53: Costes de mantenimiento de las diferentes plantas de receptor solar.....	80
Tabla 54: Costes de la planta fotovoltaica diseñada.....	81
Tabla 55: Costes de inversión y mantenimiento de las diferentes plantas de CCP ...	82
Tabla 56: Costes de inversión y mantenimiento de las distintas plantas de receptor central.....	85
Tabla 57: Inversión de la planta fotovoltaica sin baterías	89
Tabla 58: Costes de inversión de la planta fotovoltaica sin baterías	89
Tabla 59: N° de módulos necesarios para adquirir un riesgo del 5% y del 10%	90
Tabla 60: Costes de inversión de la planta fotovoltaica sin baterías y riesgo del 5%	90
Tabla 61: Costes de mantenimiento de la planta fotovoltaica sin baterías y riesgo del 5%	90
Tabla 62: Costes de inversión de la planta fotovoltaica sin baterías y riesgo del 10%	91
Tabla 63: Costes de mantenimiento de la planta fotovoltaica sin baterías y riesgo del 10%	91
Tabla 64: Características de la planta de CCP con almacenamiento en sales con riesgo del 5%	92
Tabla 65: Costes de inversión de una planta CCP con sales y riesgo 5%	93
Tabla 66: Costes de mantenimiento de una planta CCP con sales y riesgo 5%	93
Tabla 67: Características de la planta CCP con almacenamiento en sales y riesgo 10%	94
Tabla 68: Costes de inversión de una planta CCP con sales y riesgo 10%	94



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Tabla 69: Costes de mantenimiento de una central CCP con sales y riesgo 10%	94
Tabla 70: LCOE en planta CCP con gas natural	98
Tabla 71: LCOE de CCP con almacenamiento en sales	98



CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 IMPORTANCIA DEL APROVECHAMIENTO DEL RECURSO SOLAR

El sol entrega cuatro mil veces más energía al año de la que se consume en el planeta. Esta energía puede aprovecharse directamente o bien ser convertida en otros tipos de energía como electricidad o calor. La intensidad de la energía solar depende principalmente de los siguientes factores: la hora del día, el día del año, la latitud y la orientación del receptor que capta la energía solar.

La energía solar llega a la tierra en forma de radiación electromagnética: luz, calor y rayos ultravioleta. El aprovechamiento de la energía solar puede realizarse de dos maneras: mediante la conversión térmica de alta temperatura, sistema fototérmico, y mediante la conversión fotovoltaica con ayuda de células fotovoltaicas, efecto fotovoltaico. El aprovechamiento de la energía solar mediante conversión térmica de alta temperatura se realiza usualmente de dos maneras: mediante el calentamiento de un fluido a través de colectores, o mediante la producción directa de vapor.

La energía solar tiene como principales ventajas el ser una fuente de energía gratuita y no contaminante. Pero a su vez supone una fuente de energía intermitente que depende de factores como el clima y las horas de luz, y que en la actualidad posee rendimientos no comparables con los de las centrales convencionales.

El aprovechamiento de la energía del sol entra en el marco de las energías renovables. Este tipo de energía posee numerosas ventajas, y por ellas en la actualidad supone uno de los campos de investigación más amplios de la ingeniería. La principal ventaja de las energías renovables es el beneficio medioambiental que



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

supone. Nuestro planeta se ve inmerso en una situación de declive acelerado. La lluvia ácida, el efecto invernadero o el agotamiento de reservas naturales son algunos de los efectos que el ser humano está causando en el planeta. Muchos de estos efectos son producidos por el uso de combustibles fósiles, ya sea para la producción de energía eléctrica, como para el transporte o la obtención de calor.

Las energías renovables no sólo suponen una mejora para el medio ambiente, sino que son un recurso inagotable. La energía solar y la eólica provienen de recursos inagotables que se muestran de forma similar en muchos países, ya sean desarrollados o subdesarrollados. Cabe destacar que en la actualidad las zonas con mayor aislamiento energético se están beneficiando de estas tecnologías para el autoconsumo de la región.

El uso de energías renovables también ayuda a impulsar la economía y el empleo nacional. Al construir una central renovable se invierte en material y trabajo humano, y no en las exportaciones de los recursos fósiles de determinados países que forman un monopolio entorno al recurso. Además esto supone el acercamiento a la independencia energética del país, que frena la necesidad de la obtención de recursos fósiles, no viéndose afectado por grandes subidas de precio o por crisis como las del petróleo de 1973 ó 1979.

1.2 SITUACIÓN ACTUAL

La situación energética actual viene determinada por el consumo acelerado de recursos energéticos finitos. Este modelo de obtención de energía resulta insostenible, no sólo por su carácter no renovable, sino también por la conciencia social creada recientemente en torno al ciudadano y la preservación del planeta y de sus recursos.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

En el mundo se emiten anualmente 36,4 mil millones de toneladas de CO₂ al año, según datos del IEA (International Energy Agency). Gran parte de estas emisiones proviene de la producción de energía eléctrica, donde en la actualidad los combustibles fósiles siguen representando la mayor forma de producción de energía eléctrica en el mundo existiendo países como Chile con un gran potencial y un porcentaje prácticamente nulo de energías renovables.

Actualmente existe una demanda muy elevada de energía eléctrica por parte de industrias, empresas y particulares. Esta demanda como se ha mencionado anteriormente se cubre prácticamente con la utilización de combustibles fósiles, que son un recurso agotable, lo que supone un modelo energético insostenible, uniéndose el crecimiento en el consumo de energía eléctrica con el agotamiento de los combustibles fósiles. Además de ser un modelo energético insostenible, supone una dependencia energética con los países productores de dichos combustibles que tiene un efecto inmediato en la economía dependiente del precio y del estado político de determinados países.

La energía nuclear supone también una forma de no utilizar combustibles fósiles pero también presenta dos grandes desventajas: la generación de residuos peligrosos de difícil tratamiento y el creciente rechazo social de dicha tecnología debido al miedo instaurado tras el accidente nuclear de Fukushima.

Dentro de los recursos renovables la radiación solar ha sido aprovechada por el ser humano desde la antigüedad. Pero en la actualidad las diferentes tecnologías de aprovechamiento de la radiación solar para la obtención de energía eléctrica están en creciente desarrollo. Frente al aprovechamiento de la energía eólica, las tecnologías solares poseen en la actualidad la posibilidad de almacenamiento, que aún estando en pleno desarrollo ya existen en la actualidad ejemplos de plantas con posibilidad de almacenamiento.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

El aprovechamiento de la energía solar actualmente está dividido en dos grandes tecnologías: la energía solar fotovoltaica y la energía termosolar. La energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación mediante un dispositivo semiconductor llamado célula fotovoltaica.

En los últimos años se ha producido un crecimiento exponencial de este sector impulsado principalmente por los mecanismos de fomento de algunos países sumado a la necesidad de asumir nuevos retos en materia de generación eléctrica; y por los distintos usos que puede adquirir una placa fotovoltaica, no sólo para la generación de energía eléctrica sino también para la obtención de energía calorífica mediante el agua caliente sanitaria. A finales de 2010 la potencia acumulada en el mundo era aproximadamente de 40.000 MWp de los cuales el 72% se localizan en la Unión Europea.

La energía termosolar aprovecha la energía solar para producir calor que se utiliza para producir energía mecánica a través de una turbina, y a partir de ella, energía eléctrica. El ciclo de vapor de las centrales termosolares es un ciclo Rankine clásico, como el de las centrales térmicas convencionales. Existen distintas tecnologías termosolares, que difieren en la captación del calor de la energía solar, y son las centrales de colectores cilindro - parabólicos, las centrales de receptor central de torre, las de disco - parabólico o motor Stirling, y las de concentradores lineales de Fresnel. Este proyecto se centra en las tecnologías más desarrollados y con una mayor cantidad de ejemplos construidos que son los colectores cilindro - parabólicos, y el receptor central de torre.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

1.3 OBJETIVOS

En este proyecto se evalúa la posibilidad de abastecer la demanda de electricidad de un consumo específico con una planta de tecnología solar. Se evaluarán diferentes tecnologías técnica y económicamente comparando los resultados.

El principal objetivo es la rentabilidad de la planta que pueda abastecer dicho consumo, así como la fiabilidad y gestionabilidad de la misma, donde juegan un papel importante los sistemas de almacenamiento de energía que proporcionen la misma cuando la energía solar sea insuficiente. Para la resolución de este objetivo se llevarán a cabo los siguientes objetivos:

- Valoración técnica de las diferentes tecnologías planteadas, así como de sus posibilidades para el almacenamiento de la energía. El almacenamiento de energía es una parte esencial del proceso para poder satisfacer la demanda con determinada fiabilidad.
- Con el estudio técnico previamente realizado es necesario conocer la inversión que supondría cada una de las plantas, así como sus costes de mantenimiento.
- Con los diferentes costes se procederá a la realización del estudio económico de aquellas plantas que reúnan las condiciones técnicas necesarias para satisfacer dicha demanda.
- Por último se compararán las condiciones técnicas y económicas de las diferentes plantas para analizar la rentabilidad y fiabilidad.



CAPÍTULO 2 EMPLAZAMIENTO

2.1 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El estudio de la viabilidad de las diferentes tecnologías solares se realizará en Chuquicamata situado en la región de Antofagasta, Chile. La elección del emplazamiento viene determinada por diversos factores.

El clima es el factor más importante a la hora de estudiar la viabilidad de una planta de energía solar ya que ésta depende directamente de los valores de radiación de la zona. El clima debe ser caluroso y muy soleado, con la mayor cantidad de horas de sol posible. La elección del Norte de Chile como emplazamiento del estudio se debe a sus elevados valores de Irradiación Directa Normal (DNI) e Irradiación Global Horizontal (GHI) como se puede observar en el mapa.

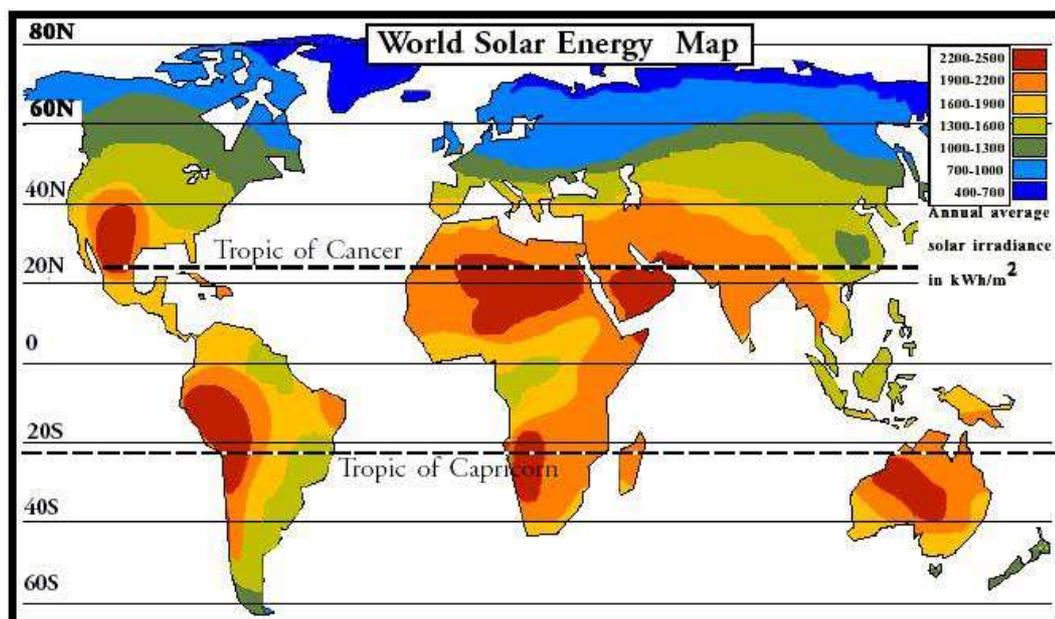


FIGURA 1: MAPA DE IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA ANUAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Dentro del Norte de Chile la región de Antofagasta presente unos datos de Irradiación Normal Directa medios anuales excepcionalmente elevados, así como elevados valores de Irradiación Global Horizontal media anual.

Highest Resolution Energy Resource Estimate at -22.37° Latitude -68.81° Longitude

Concentrating Solar Collectors: Direct Normal Irradiance (DNI):	9.213 kWh/m ²
Horizontal Flat Plate Collectors: Global Horizontal Irradiance (GHI):	5.08 kWh/m ²

TABLA 1: DATOS DE SWERA DE DNI Y GHI MEDIOS ANUALES EN CHUQUICAMATA

Para la implantación de tecnologías termosolares además de favorables datos de Irradiación Normal Directa también es necesaria la presencia de recursos hídricos para la refrigeración de la planta. La cercanía del mar de Chuquicamata solventa ese problema teniendo fácil acceso a recursos hídricos para la refrigeración de la planta.

2.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL EN CHILE

La producción eléctrica en Chile se realiza a través de cuatro sistemas. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) supone un 23,3 % de la capacidad total de Chile siendo su producción exclusivamente térmica y destinada en un 85% a la alimentación del sector minero de Chile. El consumo de electricidad del sector minero en Chile supone el 34,9% de la producción total. El sistema más importante de Chile es el Sistema Interconectado Central (SIC) que representa un 75,8% de la capacidad total y alimenta al 93% de la población. Existen dos sistemas secundarios el Sistema Eléctrico de Aysén con un 0,4% de la capacidad total, y el Sistema Eléctrico de Magallanes con el 0,6% restante de la capacidad total.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

En la siguiente gráfica se puede observar como la producción en Chile es prácticamente mediante combustibles fósiles teniendo una capacidad instalada total de 14.940 MW siendo 10.360 MW provenientes de centrales convencionales térmicas o centrales de ciclo combinado, tomando un papel totalmente secundario la energía eólica y uno totalmente nulo la energía solar y la energía nuclear. Como se muestra en el apartado anterior la energía solar tiene un gran potencial en Chile, hecho por el que el estudio presentado esta localizado en el país. Este potencial este empezando a ser estudiado con la colocación por parte del gobierno chileno de varias estaciones de medida.

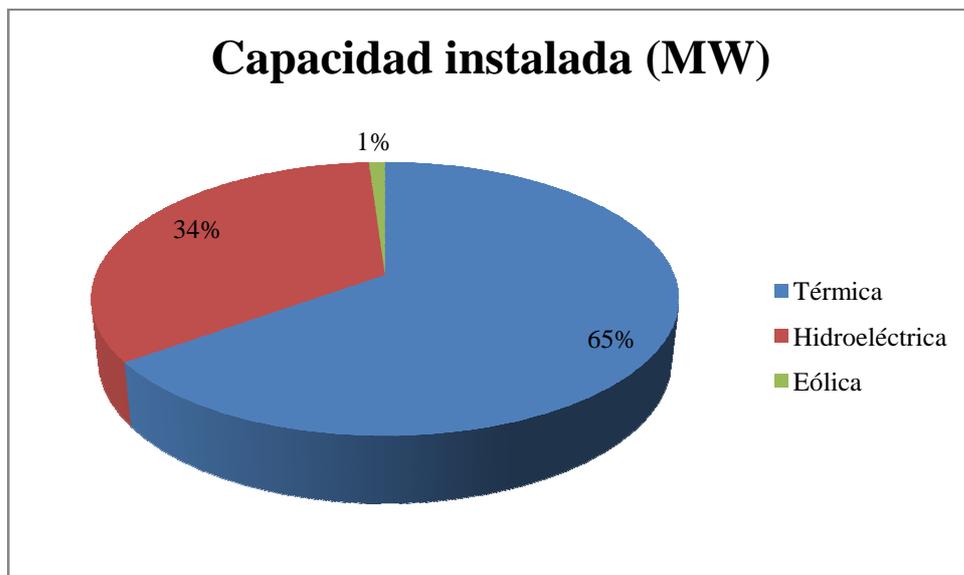


FIGURA 2: CAPACIDAD INSTALADA EN CHILE EN 2010

El elevado uso de combustibles fósiles para la producción de electricidad, sumado a las emisiones producidas por el transporte, por las industrias y aquellas producidas por los consumidores hacen que la suma de toneladas anuales emitidas en Chile en 2010 ascienda a 12.258 toneladas.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

2.3 DEMANDA ELÉCTRICA DE LA MINA DE ORO Y COBRE A CIELO ABIERTO DE CHUQUICAMATA

La mina de Chuquicamata es una mina de cobre y oro a cielo abierto situada en la Región de Antofagasta, Chile. Administrada por la empresa estatal Codelco, está considerada la más grande del mundo en su tipo, siendo la mayor en producción de cobre en Chile.

La minería del cobre representa un porcentaje muy alto del consumo nacional de energía eléctrica del país de Chile, y también supone una de las claves políticas y económicas estratégicas del país. El consumo eléctrico de una mina es un consumo muy específico y muy adecuado para la producción de esta a través de tecnologías solares. Cuanta mayor sea la producción de la mina más justificada estará la utilización de una central para cubrir un único consumo. La energía eléctrica es un insumo estratégico para el sector no sólo por la magnitud que se requiere en los diversos procesos productivos y servicios sino también por la incidencia en los costes de operación.

La mina de Chuquicamata posee una producción anual de 355.901 toneladas métricas de fino (TMF) lo que supone un consumo de energía anual de 58.476,5 MWh. Una mina a cielo abierto tiene un funcionamiento durante el día lo que convierte a este consumo en un candidato perfecto para la energía solar. La mina de Chuquicamata se convierte en un emplazamiento estratégico para la evaluación del problema por tres motivos principales: el consumo de energía es suficientemente elevado para cubrir toda la producción de una planta, el consumo de energía se realiza durante el día, y la mina está situada en un emplazamiento con unos datos positivos de radiación solar.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Producción anual de mineral	355.901 TMF
Energía consumida por TMF de mineral	164,3 kWh/TMF
Energía consumida	58.476,5 MWh

TABLA 2: PRODUCCIÓN DE MINERAL Y CONSUMO DE ENERGÍA DE LA MINA DE CHUQUICAMATA

La curva de demanda de la mina de Chuquicamata se ha supuesto plana, con una producción prácticamente constante a lo largo del año durante los días de trabajo. Reservando la producción del fin de semana para el almacenamiento lo que hace que al dimensionar las condiciones técnicas de la instalación no haya que sobredimensionar el campo solar en exceso teniéndose en cuenta el almacenamiento producido el fin de semana.

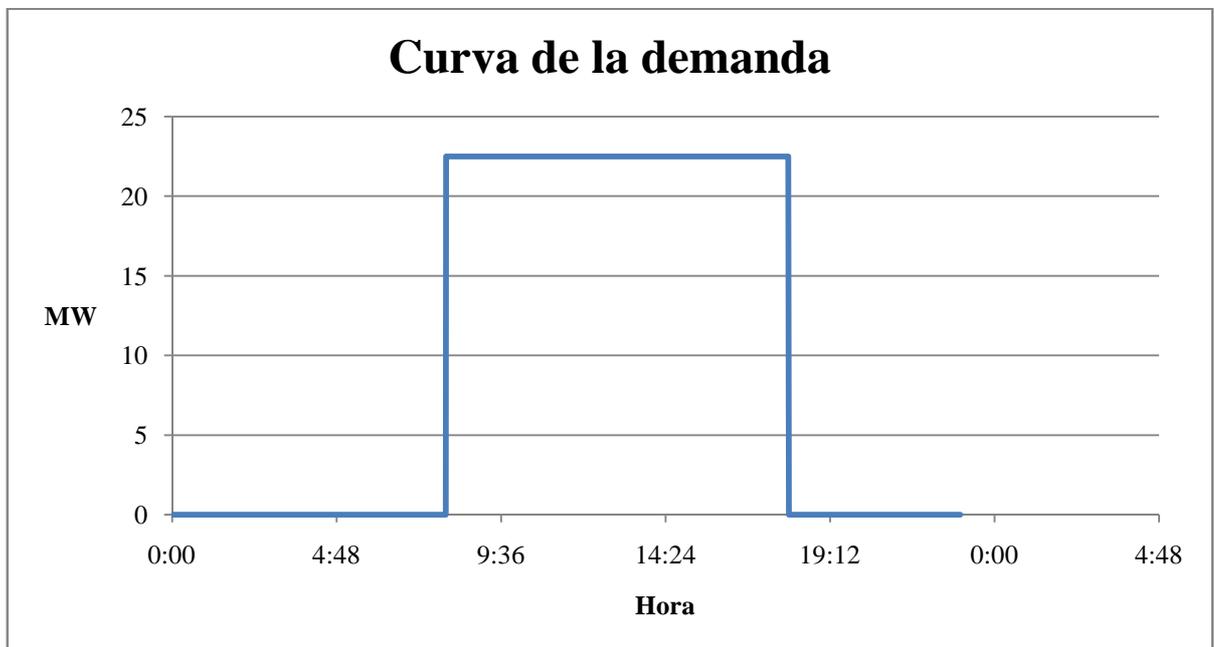


FIGURA 3: CURVA DE LA DEMANDA DE LA MINA DE CHUQUICAMATA



2.4 DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

2.3.1 IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (GHI)

La irradiación global horizontal se compone de la suma de la irradiación directa horizontal y la irradiación difusa horizontal. La irradiación global horizontal se mide con un piranómetro. Los datos de irradiación global horizontal en el emplazamiento donde se encuentra la mina han sido extraídos de la estación de medición Salar ubicada en la mina de Chuquicamata y se exponen mensualmente en la siguiente figura.

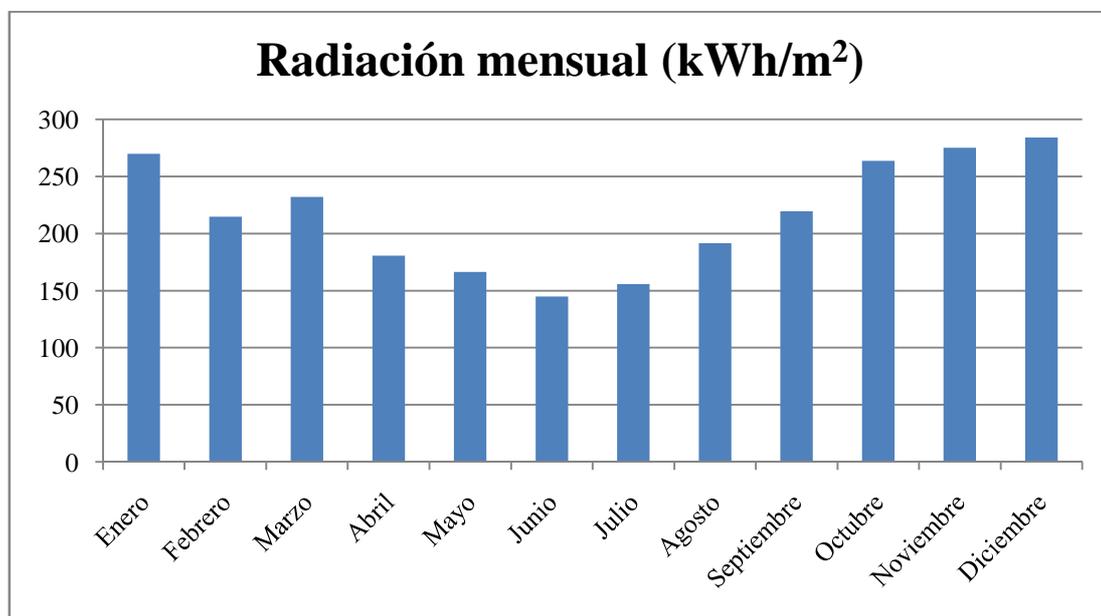


FIGURA 4: IRRADIACIÓN GLOGAL HORIZONTAL MENSUAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

2.3.2 IRRADIACIÓN DIRECTA NORMAL (DNI)

La irradiación directa normal se mide sobre una superficie orientada directamente hacia el sol, resultando los rayos solares siempre perpendiculares a dicha superficie. La irradiación directa normal se mide con un pirheliómetro. Los datos de irradiación directa normal en el emplazamiento donde se encuentra la mina se muestran mensualmente en la siguiente figura y han sido obtenidos de NASA Surface meteorology and Solar Energy.

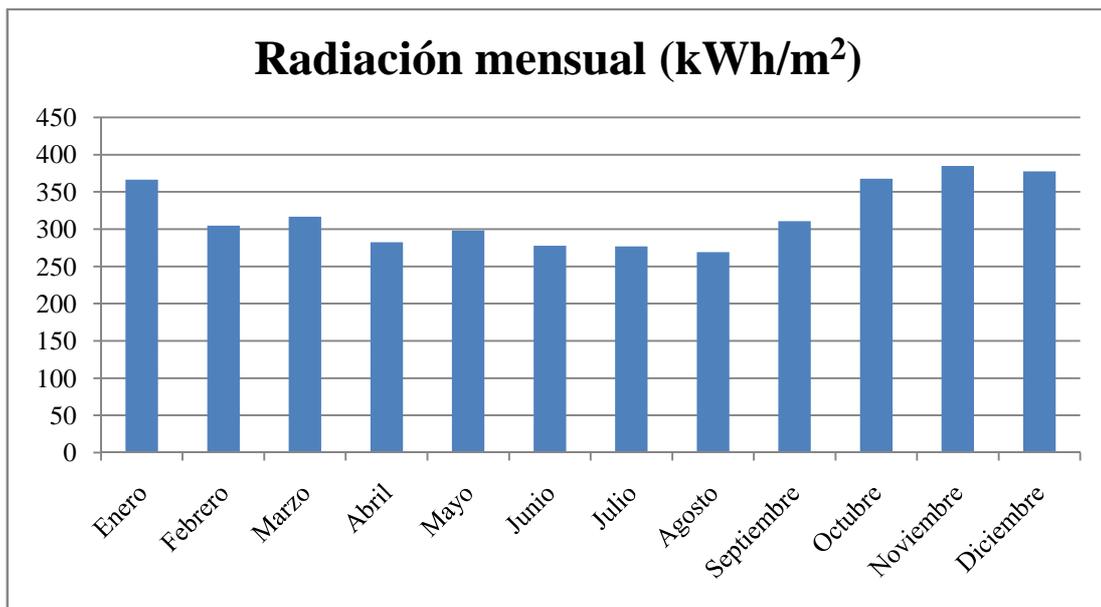


FIGURA 5: IRRADIACIÓN DIRECTA NORMAL MENSUAL

Comparando las dos figuras se puede observar de manera clara que la irradiación directa normal es mayor en el emplazamiento seleccionado que la irradiación global horizontal, como ya se había mencionado previamente.



CAPÍTULO 3 ESTUDIO TÉCNICO

En el presente capítulo se exponen las diferentes tecnologías que se consideran en el estudio, así como su evaluación técnica necesaria para cubrir la curva de demanda. Supone uno de los capítulos más importantes del estudio, ya que si determinadas tecnologías no cumplen las condiciones técnicas necesarias para cubrir la demanda quedarán descartadas como una solución para mejorar la producción eléctrica en el norte de Chile debido a la alta producción de cobre.

3.1 PLANTA FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS

En este capítulo se introducirán las distintas partes de una planta fotovoltaica, así como de las baterías. Uno de los objetivos del proyecto es contralar la gestionabilidad de la planta para que pueda ajustarse a la curva de demanda, en las plantas fotovoltaicas la única manera de conseguirlo es a través del almacenamiento de energía en baterías.

3.1.1 EFECTO FOTOVOLTAICO

La luz solar está compuesta por fotones, partículas energéticas. El proceso que convierte la luz solar en electricidad mediante células fotovoltaicas se llama efecto fotovoltaico. Los fotones que componen la luz del sol poseen distinta energía dependiendo de la longitud de onda del espectro solar que posean. Los fotones al



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

incidir sobre una célula fotovoltaica pueden ser reflejados o absorbidos, pasando al interior de la misma. Los fotones absorbidos son los que generan electricidad transfiriendo esta su energía a un electrón de un átomo de la célula. Con la energía adquirida el electrón es capaz de romper el enlace que le mantiene ligado a su respectivo átomo quedando así libre para circular por los enlaces rotos del interior del sólido. No sólo puede desplazarse el electrón sino también el hueco (falta del electrón en el enlace roto) comportándose como cargas positivas del mismo valor que el electrón.

Este movimiento de huecos y electrones en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor. Esta corriente es capaz de circular por un circuito externo con la necesidad de un campo eléctrico que impida que los electrones y los huecos restablezcan el enlace. Este campo eléctrico se crea en las capas semiconductoras de la célula, que son las que tienen mayor importancia por ser donde se crea la corriente. Los semiconductores de estas capas son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra, necesario para que la corriente circule por un circuito externo.

El fundamento de que la corriente se produzca en materiales semiconductores nace en la necesidad de tener un material aislante a baja temperatura y conductor cuando se aumenta la energía. Actualmente no existe ningún tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones.

La célula fotovoltaica equivale a un generador de energía al que se le ha añadido un diodo. Para que la célula fotovoltaica adquiriera un carácter práctico es necesario añadir contactos eléctricos, que permiten extraer de la célula la energía generada recolectando los electrones del semiconductor y transfiriéndolos a la carga externa y que puede ser una malla metálica superior u otro tipo de contacto así como un contacto exterior que cierre el circuito eléctrico. También es necesaria en la parte superior una capa que proteja la célula pero deje pasar la luz que puede ser de vidrio



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

u otro material encapsulado transparente, esta capa sella la célula así como la protege de condiciones ambientales adversas; y una capa antirreflectante que garantice la correcta absorción de los fotones de la luz solar.

La célula fotovoltaica y todos los materiales que le engloban forman un elemento importante en la planta fotovoltaica, ya que son los que convierten la energía y el aumento de su eficiencia de conversión hace de la energía fotovoltaica una energía cada vez más competitiva.

3.1.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los paneles o módulos fotovoltaicos están formados por células fotovoltaicas conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco. Los módulos fotovoltaicos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente 12, 24 ó 48 V). La corriente de los módulos depende del nivel de radiación solar.

La estructura del módulo protege de las diferentes condiciones ambientales a las células, y en general son fiables y duraderos. Los módulos fotovoltaicos pueden servir para diversas aplicaciones, pero la conexión de dos o más módulos forma un generador fotovoltaico. Los generadores fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie o en paralelo para producir diferentes combinaciones de corriente y tensión. El número de módulos en paralelo se diseña para que coincida con la tensión del inversor y de las baterías en nuestro caso. El número de módulos en serie corresponde con la potencia pico de la instalación que se desee.

El parámetro estandarizado para clasificar la potencia de los diferentes módulos fotovoltaicos se denomina potencia pico, y corresponde con la potencia máxima que



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

entregaría el módulo bajo unas condiciones estandarizadas que son: una radiación de 1000 W/m^2 y una temperatura de la célula de 25°C . Se pueden clasificar las tecnologías fotovoltaicas según el material semiconductor del que está compuesto el módulo fotovoltaico. La clasificación consta de tres grandes categorías:

- Silicio
 - Tecnología cristalina
 - Silicio monocristalino
 - Silicio policristalino
 - Capa delgada de silicio amorfo, y con silicio microcristalino
- Capa delgada de otros materiales
 - Telururo de cadmio
 - CIS y GIS, diseleniuro de indio y cobre, con galio en ocasiones
 - Células multiunión de materiales de los grupos III y IV de la tabla periódica (arseniuros de indio y galio)
- Células orgánicas
 - Células de diversos materiales (como polímeros) con un gran potencial pero aún por desarrollar.

El tipo de módulo a emplear será el modelo *KD320GH-4YB-KYOCERA* cuyas características básicas son las siguientes:

Tipo de módulo PV	KD320GH-4YB-KYOCERA
Potencia pico	320 Wp
Tensión de máxima potencia	40,1 V
Tensión de circuito abierto	49,5 V
Nivel de eficiencia	14,50%

TABLA 3: CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

3.1.3 BATERÍAS

Las baterías suponen una pieza clave de la instalación fotovoltaica debido a que se busca la gestionabilidad de la planta y no sólo su capacidad de producción. Las baterías son uno de los caminos para la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico, ya sea para el funcionamiento autónomo de las mismas o para darle mayor estabilidad y fiabilidad a la red; consiguen que la electricidad esté disponible cuando se demanda y no cuando se genera.

Las baterías son unos dispositivos que deben ser capaces de manejar cambios significativos en los flujos de energía, de almacenar mucha potencia y de tener un comportamiento dinámico de carga y descarga con un régimen de descarga variable.

Las baterías que se utilizarán son Li-Ion (iones de litio), dispositivos diseñados para almacenar la energía eléctrica empleando una sal de litio como electrolito. La función de este electrólito es entregar los iones necesarios para que se produzca la reacción electroquímica reversible entre el cátodo y el ánodo.



FIGURA 6: BATERÍA SAFT INTENSIMUM MAX DE LI-ION



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Las baterías Li-Ion poseen elevada capacidad energética y elevada resistencia a la descarga, tienen poco efecto memoria y son capaces de funcionar con un elevado número de ciclos de regeneración. Cabe destacar su sensibilidad a altas temperaturas y su rápida degradación, por lo que las utilizadas en este proyecto están ubicadas en el interior de contenedores con sistema de refrigeración.

El modelo seleccionado de batería es el *IM20+* de Saft que está basado en 17 filas paralelas cada una con 28 módulos de baterías de 24 V que entregan una potencia nominal de 1 MW. Cada fila incorpora un módulo electrónico de control de la batería (Battery Management Module, BMM) que controla los ciclos de carga y descarga de cada módulo y mantiene monitorizado el estado de carga y de salud de cada batería así como la temperatura. Cada contenedor incorpora un módulo para el control de las 17 filas paralelas (Master Battery Management Module, MBMM) que mantiene controlado el estado de carga de todas las filas paralelas así como la conexión con los sistemas de conversión de potencia, además cada contenedor posee un sistema de refrigeración activo. Las principales características de la batería seleccionada se muestran en la siguiente tabla:

Tipo de batería	IM +20E High Energy Plus
Potencia	1 MW
Máxima profundidad de descarga	60%
Rendimiento	> 95%

TABLA 4: CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LAS BATERÍAS

Las baterías representan uno de los campos de investigación en permanente cambio por lo que las mejoras en las características de las baterías son continuas. Actualmente uno de los grandes problemas que presentan como alternativa en plantas fotovoltaicas son sus elevados costes.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

3.1.4 ELEMENTOS RESTANTES DE LA INSTALACIÓN

Para que la instalación funcione correctamente es necesaria la presencia de un sistema de regulación de la carga situado entre los módulos fotovoltaicos y las baterías. Este elemento denominado regulador debe evitar situaciones de carga y sobredescarga de las baterías para alargar así su vida útil.

El regulador trabaja durante la carga de las baterías garantizando una carga suficiente en el acumulador y evitando situaciones de descarga. También trabaja durante la descarga asegurándose de proporcionar la energía diaria suficiente y evitando la descarga excesiva de las baterías.

Es recomendable que los módulos solares tenga una tensión nominal superior a las de las baterías para atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura y asegurar la carga correcta de la batería. En una instalación sin regulador no se podría diseñar la instalación aumentando la tensión de los módulos ya que se podrían producir sobrecargas.

Para asegurar el suministro durante todo el año la instalación se diseña con los datos solares de invierno por lo que en verano la energía generada puede ser incluso el doble. El regulador posee un papel fundamental en este caso ya que en su ausencia el exceso de corriente podría llegar a hervir el electrolito de las baterías. En la siguiente tabla se resumen las posibles clasificaciones de los reguladores:

Tipo de regulador	
Según tecnología del interruptor	Relé electromecánico
	Estado sólido
Según estrategia de desconexión del consumo	Por tensión
	Por algoritmos de cálculo de estado de carga
	Por otros algoritmos de gestión de la energía



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Según posición del interruptor de control de generación	Serie
	Paralelo

TABLA 5: CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE REGULADOR

En las instalaciones donde se trabaja con corriente continua hay que tener cuidado con la polaridad. La corriente continua tiene un polo positivo y otro negativo, y una equivocación en el conexionado puede provocar graves problemas como la rotura de equipos.

Los módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) para transformar esta corriente en alterna es necesario la presencia de un inversor. Como se trata de una instalación autónoma el inversor proporciona corriente alterna como la de la red eléctrica, 220 V y 50 Hz. Si la instalación estuviese conectada a red también necesitaría de inversores para proporcionar corriente como la de la red con el fin de evitar perturbaciones.



FIGURA 7: INVERSOR DE CORRIENTE

Existen diversos tamaños de inversores, para nuestra instalación necesitan en general elementos que puedan soportar grandes potencias y tensiones elevadas. Algunos inversores funcionan también como reguladores de carga para no tener que



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

incluirlos en la instalación. Las principales características de un inversor son principalmente:

- Alta eficiencia: buen funcionamiento en un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida.

3.1.5 DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

El diseño de la planta fotovoltaica se puede realizar de diversas maneras. Primero se necesita especificar la producción de energía de cada módulo fotovoltaico a través del rendimiento del módulo, y del resto de elementos de la instalación así como el cableado. Las características de los módulos y baterías se encuentran especificados en el anexo I.

$$\eta_{\text{módulo}} = \frac{W_p}{A \cdot 1000 \frac{W}{m^2}} = \frac{320}{1,662 \cdot 1,32 \cdot 1000} \cdot 100 = 14,59 \%$$

$$\eta_{\text{inversor}} = 97,6 \% \quad \eta_{\text{cableado}} = 95 \%$$

Con la producción de cada placa se evaluará el número de placas necesarias para abastecer la energía que necesita la mina. La planta es autosuficiente por lo que el diseño de la misma se tiene que hacer en las peores condiciones, garantizando el suministro de energía durante todo el año. Por ello se toman los datos de radiación de



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

la peor semana, semana 28 de ese año, y se evalúa el número de placas y de baterías necesarias para abastecer la energía de la mina en dicha semana.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

DATOS		MÓDULOS	INSTALACIÓN		PRODUCCIÓN	
Fecha	Wh/m2	Rendimiento (%)	Rendimiento cableado (%)	Rendimiento inversor (%)	Producción diaria (kWh/kWp)	Producción diaria (kWh)
08/07/2012	2.310,17	14,59	0,95	0,98	2,14	0,69
09/07/2012	3.908,00	14,59	0,95	0,98	3,62	1,16
10/07/2012	4.198,00	14,59	0,95	0,98	3,89	1,25
11/07/2012	4.801,00	14,59	0,95	0,98	4,45	1,42
12/07/2012	4.983,67	14,59	0,95	0,98	4,62	1,48
13/07/2012	5.099,33	14,59	0,95	0,98	4,73	1,51
14/07/2012	4.817,50	14,59	0,95	0,98	4,47	1,43

TABLA 6: PRODUCCIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA SEMANA 28

Producción semanal (kWh)	Consumo diario (kWh)	Nº días funcionamiento	Consumo semanal (kWh)	Nº módulos
8,94	224.909,66	5,00	1.124.548,30	125.844,25

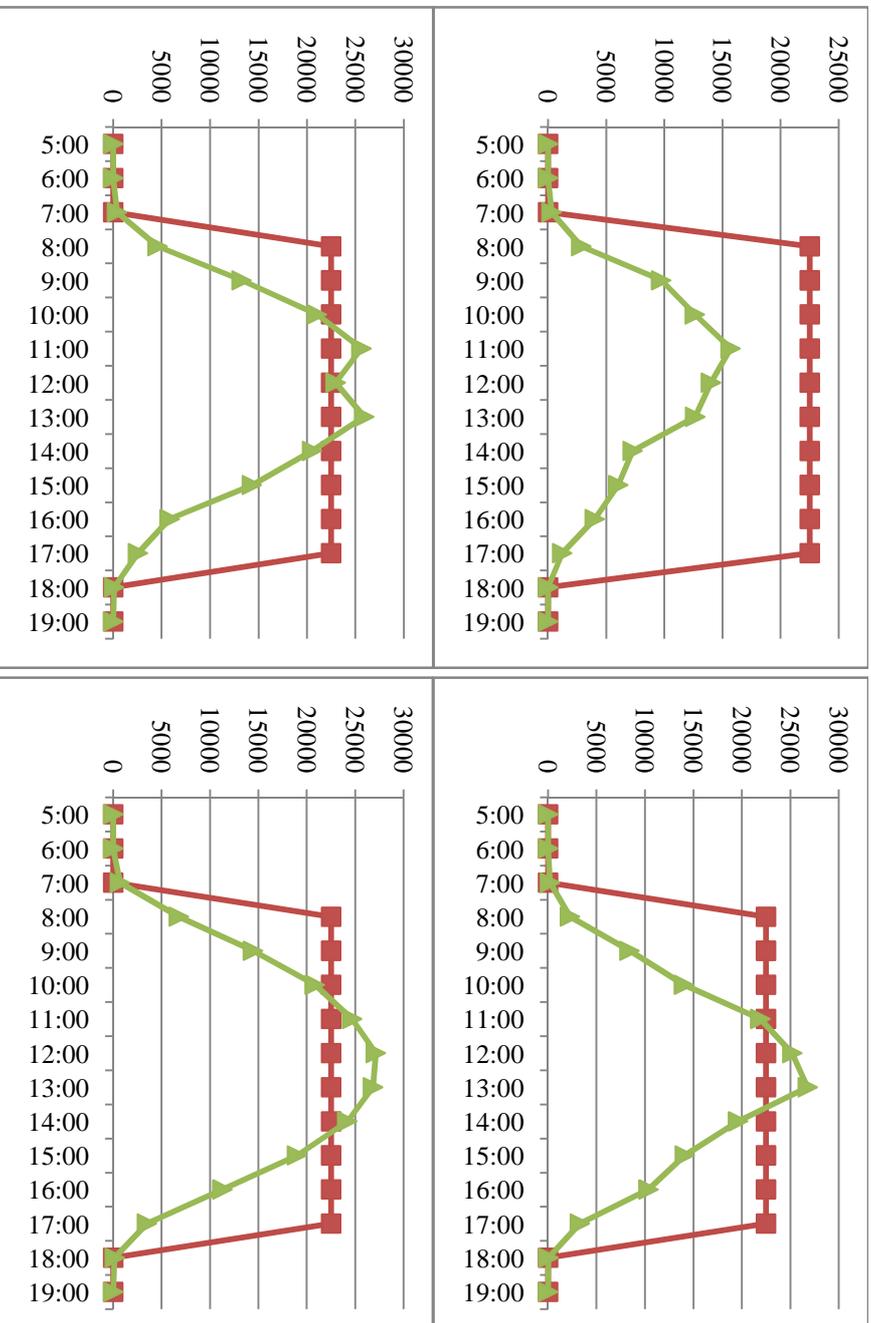
TABLA 7: NÚMERO DE MÓDULOS NECESARIOS EN LA SEMANA 28



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA





UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

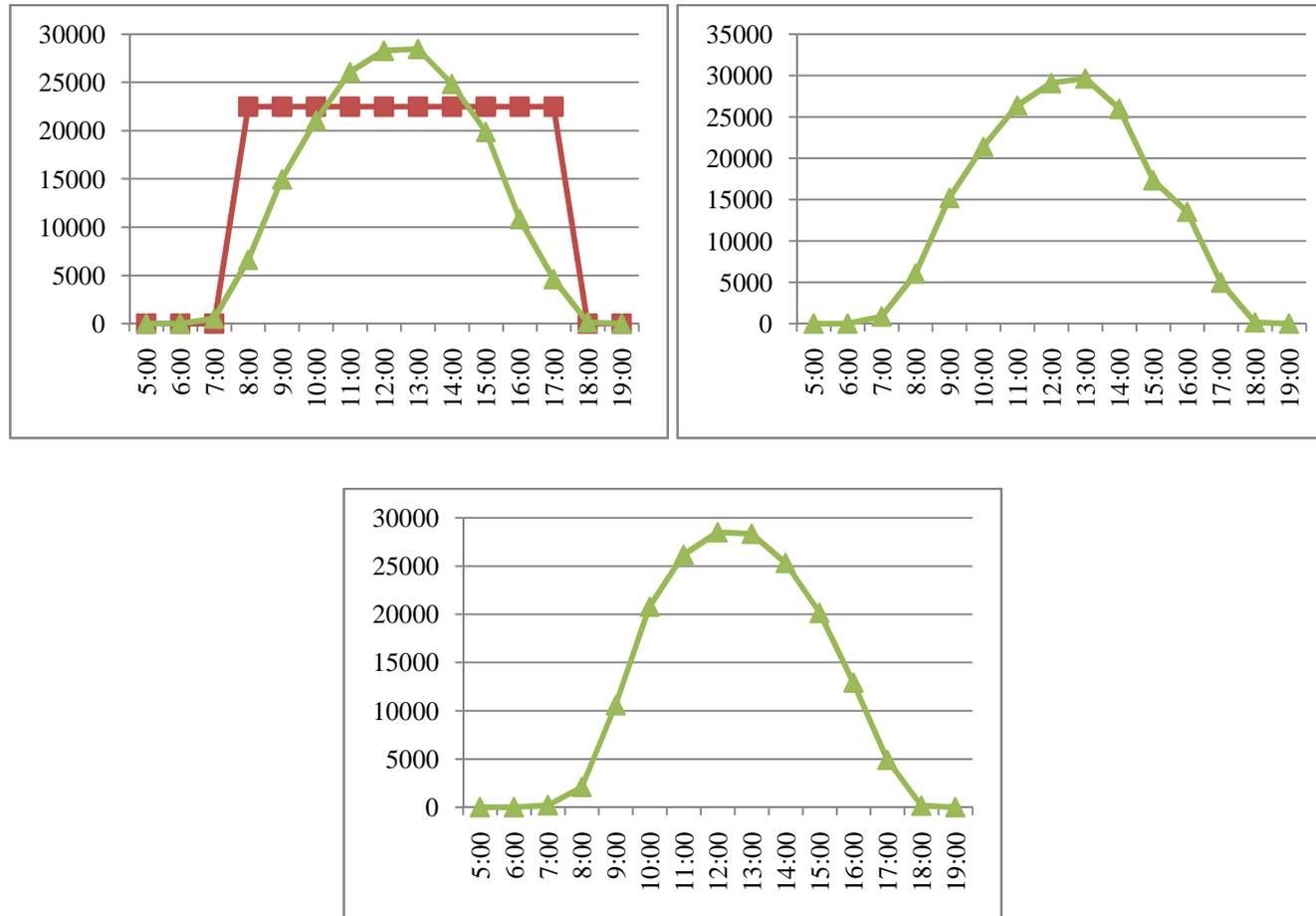


FIGURA 8: GRAFICAS DE LA PRODUCCIÓN Y EL ACUMULAMIENTO DE LA SEMANA 28 EN UNA INSTALACIÓN FV



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

La instalación posee 126.000 paneles que suponen una potencia pico instalada de 40,32 MWp. En las gráficas se observa como la producción en las horas del mediodía supera el consumo de la mina, y se necesitan los acumuladores para poder gestionar la producción.

A continuación se presenta la gráfica de producción correspondiente al día de mayor radiación del año. En la gráfica se observa como el mejor día del año a mediodía la producción de la planta es prácticamente el doble del consumo (exactamente 1,98 veces).

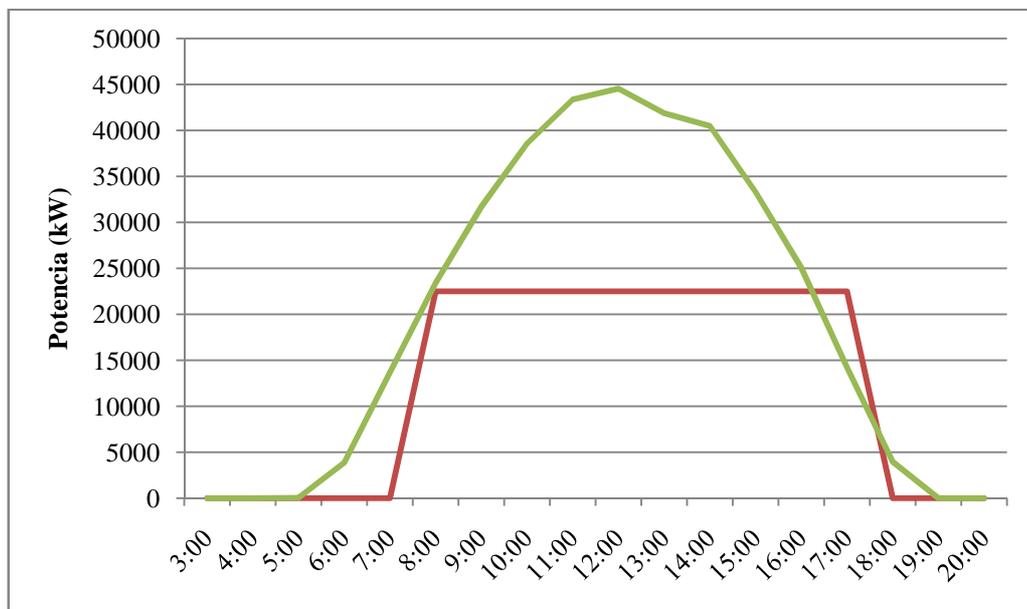


FIGURA 9: GRÁFICA DE LA PRODUCCIÓN DEL DÍA CON MAYOR RADIACIÓN SOLAR

El número de baterías se calcula a partir de la energía que los módulos fotovoltaicos no son capaces de producir para satisfacer la demanda. Para el cálculo del número de baterías es importante tener en cuenta el rendimiento de la batería así como la máxima profundidad de descarga. Las baterías permiten que la producción vista a partir de las curvas pueda adquirir la forma de la curva de la demanda.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Número de baterías	
Consumo de las baterías (kWh)	375.558,22
Rendimiento cableado	0,95
Rendimiento de la batería	0,95
Rendimiento del inversor	0,98
Máxima profundidad de descarga	0,60
Capacidad necesaria de batería (kWh)	1.000,00
Baterías en paralelo	710,61

TABLA 8: BATERÍAS NECESARIAS PARA LA GESTIONABILIDAD DE LA PLANTA

El número de baterías necesario para cubrir la potencia son 711 baterías. Anteriormente se ha mencionado que el voltaje de los módulos debe ser un poco superior al de las baterías para asegurar así una mejor carga. Para cumplir el citado requisito y teniendo en cuenta las características nominales de los módulos y de las baterías se instalarán 20 módulos en serie y en 6300 filas en paralelo.

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	
Nº módulos totales	126.000
Módulos en serie	20
Filas de módulos en paralelo	6300
Nº baterías	711
MWp instalados	40,32

TABLA 9: TABLA RESUMEN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Las instalaciones fotovoltaicas no suelen poseer tanta potencia instalada. Actualmente hay diversos estudios sobre instalaciones de estas envergaduras y conjuntos de instalaciones que suman esta potencia pero actualmente no es la pauta general de las instalaciones fotovoltaicas que suelen instalar menor potencia pico dependiendo del tipo de instalación autónoma o conectada a red y del sistema al que esté conectado.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

3.2 PLANTA TERMOSOLAR DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

La energía termosolar basa su funcionamiento en captar la energía solar para producir calor. En la tecnología cilindro parabólica dicha energía es captada a través de colectores de forma cilindro-parabólica con seguimiento solar en cuya línea focal se encuentra situado un tubo receptor de alta eficiencia térmica. Por el interior de los tubos circula un fluido caloportador que calentado por el reflejo de la radiación solar en los espejos adquiere temperaturas muy elevadas dependiendo del fluido utilizado.

La tecnología más utilizada en las plantas existentes y por lo tanto la tecnología más probada es la utilización de aceite como fluido caloportador que puede adquirir temperaturas de hasta 400 °C; la generación directa de vapor o la utilización del fluido térmico HTF o de sales fundidas son las opciones en actual investigación. El fluido es bombeado a través de diversos intercambiadores de calor para producir vapor que a través de un ciclo Rankine la energía mecánica del vapor se convierte en energía eléctrica.

El almacenamiento, necesario para conseguir la gestionabilidad de la planta, se puede conseguir de diversas maneras en las centrales termosolares. En este estudio se considerará el almacenamiento en sales fundidas, la forma más utilizada actualmente y que implica que la planta se alimente únicamente de la radiación solar, y la hibridación en serie con un generador de vapor alimentado mediante gas natural.

El esquema básico de funcionamiento de una central cilindro parabólica sin almacenamiento se muestra en la siguiente figura:

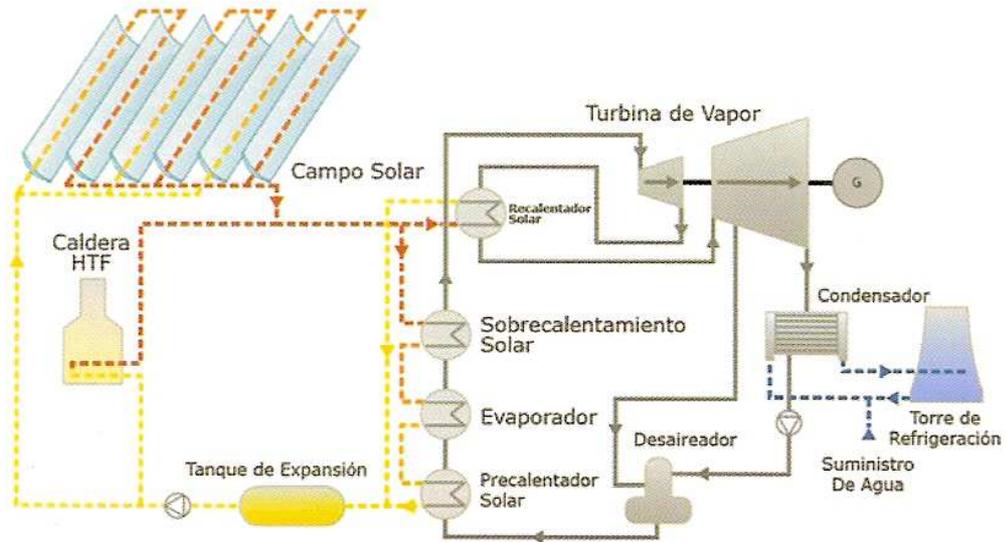


FIGURA 10: ESQUEMA BÁSICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR SIN ALMACENAMIENTO

3.2.1 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

CAMPO DE COLECTORES

El colector está formado por los espejos y tubos absorbedores que se montan sobre una estructura de acero. La estructura se ancla al suelo utilizando pilotes de hormigón y acero. El colector posee un accionamiento hidráulico que permite orientar el colector simultáneamente a la trayectoria del sol.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

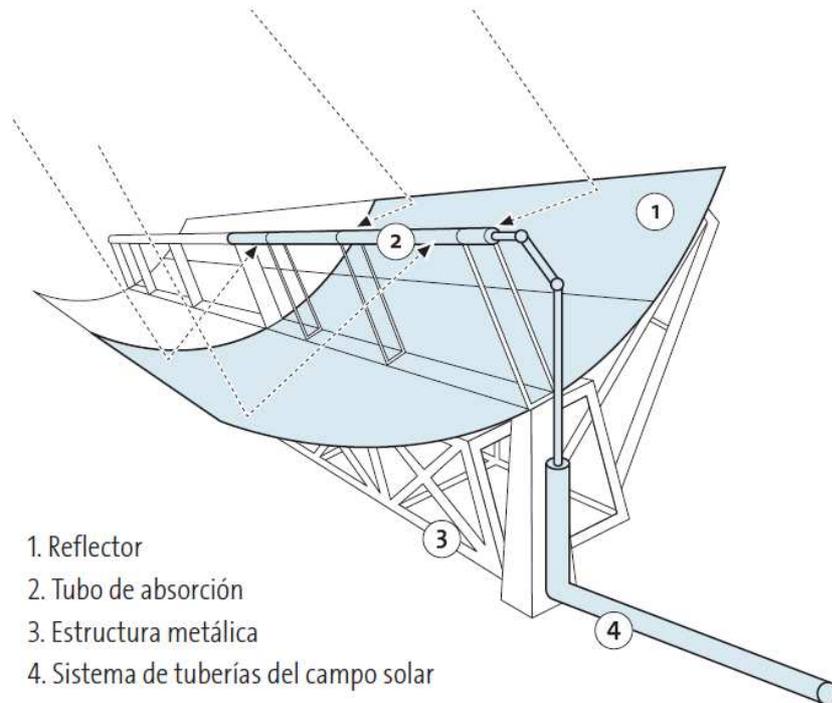


FIGURA 11: PARTES DE UN COLECTOR SOLAR CILINDRO-PARABÓLICO

El campo solar ocupa la mayor parte de la superficie de la central que está formado por lazos de colectores en serie y filas de estos en paralelo. Los lazos en serie tienen como objetivo principal elevar la temperatura de fluido térmico, en este caso aceite sintético, hasta casi 400 °C. El número de colectores en serie se diseña en para que en cada lazo se alcance dicha temperatura. El número de filas en paralelo está diseñado para alcanzar la potencia que se desea en la instalación.

Teniendo en cuenta la experiencia de otras plantas existentes como Andasol 3 se ha especificado un rendimiento del campo solar teniendo en cuenta las pérdidas en el aceite y en el intercambiador de calor donde se produce el vapor de 37,5% de media.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor es el componente donde la energía térmica suministrada por el campo solar es cedida al circuito de agua/vapor. En el generador es donde se produce el vapor necesario para alimentar el ciclo Rankine, es el punto de conexión entre el campo solar y este.

Dependiendo del vapor el esquema del generador es diferente. En las centrales termosolares se suele utilizar vapor sobrecalentado para aumentar la eficiencia del ciclo por lo que el generador de vapor suele tener cuatro cuerpos:

- Precalentador solar: se utiliza para calentar el agua hasta una temperatura próxima a la de evaporación.
- Evaporador: por el circula el flujo bifásico.
- Sobrecalentador solar: parte del generador donde el vapor se calienta a la temperatura máxima del ciclo, superando la temperatura de saturación para la presión de trabajo.
- Recalentador solar: lugar donde se recaliente el vapor entre la zona de alta presión y la de media presión de la turbina para aumentar la temperatura media de aportación y así mejorar el rendimiento del ciclo.

DEPOSITO DE EXPANSIÓN

El aceite térmico utilizado en la planta sufre unos cambios de temperatura muy bruscos por lo que se hace necesaria la implantación de un sistema que absorba las contracciones y dilataciones del fluido de transferencia empleado, en este caso aceite térmico.

El aceite térmico posee unas propiedades físicas muy variables con la temperatura, especialmente teniendo en cuenta los rangos de temperaturas que se



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

alcanzan en una central termosolar. El depósito de expansión se utiliza para contraer el aceite ante una bajada de temperatura por debajo de la de operación, o dilatar el mismo ante una subida de temperatura. Además funciona como amortiguador de la temperatura a la entrada del campo solar por lo que su correcto funcionamiento es vital para la planta termosolar.

SISTEMA DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

El sistema de conversión de potencia (Power Conversion System, PCS) es donde se convierte la energía térmica aprovechada por el campo solar en energía eléctrica. En las plantas termosolar el sistema de conversión de potencia corresponde normalmente a un ciclo Rankine.

El ciclo Rankine utiliza el agua o vapor de agua en el ciclo de potencia. El agua al atravesar el generador de vapor recibe el aporte de energía térmica al ciclo de potencia lo que provoca su evaporación y sobrecalentamiento. Tras haber adquirido la energía térmica el vapor se dirige hacia la turbina de vapor donde se expansiona transformando la energía térmica en mecánica. La energía mecánica se convierte en energía eléctrica a través de un generador eléctrico acoplado a la turbina.

La turbina suele poseer varias etapas donde el vapor vuelve al generador de vapor para aumentar su temperatura y aumentar así el rendimiento del ciclo. A partir de plantas termosolares ya en funcionamiento se ha supuesto un rendimiento del ciclo de potencia del 40%.

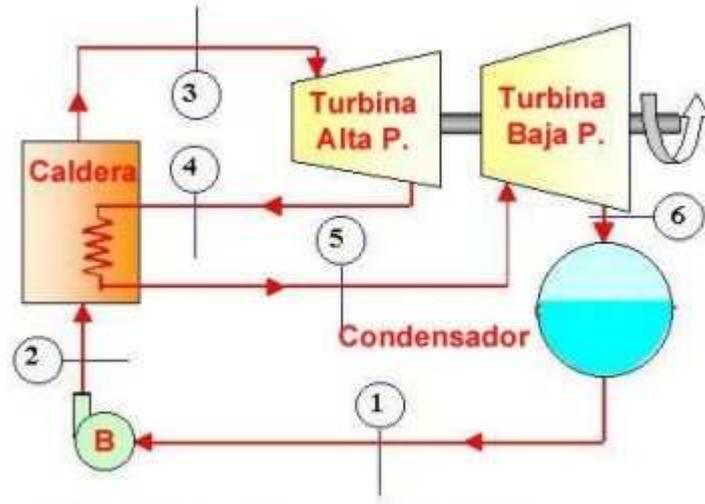


FIGURA 12: CICLO DE POTENCIA RANKINE CON RECALENTADOR

3.2.2 ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

Desde el punto de vista de la producción de energía eléctrica una central termosolar debe dar una salida estacionaria independientemente de la variabilidad de la radiación solar. Para ellos se utilizan sistemas de almacenamiento que permiten al ciclo de potencia trabajar de una forma más continua así como entregar la energía demanda por el cliente. La energía eléctrica tiene difícil almacenamiento por eso en las plantas termosolares aprovechando el hecho de que la energía eléctrica se produce a partir de energía térmica se utiliza el almacenamiento de la energía térmica directamente y no de la eléctrica.

Un sistema de almacenamiento térmico se caracteriza porque tanto las entradas al sistema como las salidas del mismo son en forma de energía térmica. El parámetro más crítico en el almacenamiento térmico es la densidad energética del medio en el que se vaya a almacenar ya que cuanto mayor sea la densidad energética



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

se necesitará un menor volumen mínimo. Otro aspecto clave en el almacenamiento térmico es la transferencia de calor entre el fluido térmico y el medio de almacenamiento para intentar minimizar las pérdidas, así como la estabilidad térmica del medio de almacenamiento.

Para que la instalación posea almacenamiento térmico se suelen necesitar tanques de gran volumen además de grandes volúmenes del medio de almacenamiento lo que supone una inversión y un mantenimiento mayor.

El almacenamiento en sales fundidas se considera almacenamiento térmico en forma de calor sensible al efectuar un aumento de la temperatura del medio, así como de su calor específico y de su densidad. Hay diversos medios de almacenamiento además de sales fundidas, desde el mismo fluido de trabajo en la central, agua o metales líquidos. Cuando se utiliza el mismo fluido de trabajo que en el campo solar se habla de almacenamiento directo, cuando se emplea un medio distinto se denomina indirecto.

Dentro del almacenamiento indirecto se pueden usar dos fluidos de características diferentes uno para cargar el tanque de almacenamiento y el segundo para extraer la energía del mismo necesitando un tercer material para pasar del primer fluido al segundo. El almacenamiento puede efectuarse en un único tanque o en dos tanques.

Las centrales termosolares suelen poseer sistemas de almacenamiento de dos tanques, ya que es imprescindible en el uso de sales fundidas que poseen una conductividad térmica relativamente elevada como medio de almacenamiento, donde los tanques están aislados, tanque caliente y tanque frío, de tal manera que el volumen de cada uno sea tal que pueda contener la totalidad del medio de almacenamiento. Durante la carga se llena el tanque caliente con sales fundidas que han adquirido la energía térmica del fluido caloportador y poseen temperaturas de 565°C, vaciándose así el tanque frío. En la descarga el medio del tanque caliente



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

cede su energía al fluido para posteriormente introducirse en el tanque frío que opera en torno a 290°C. Una central termosolar con almacenamiento en dos tanques posee el siguiente esquema:

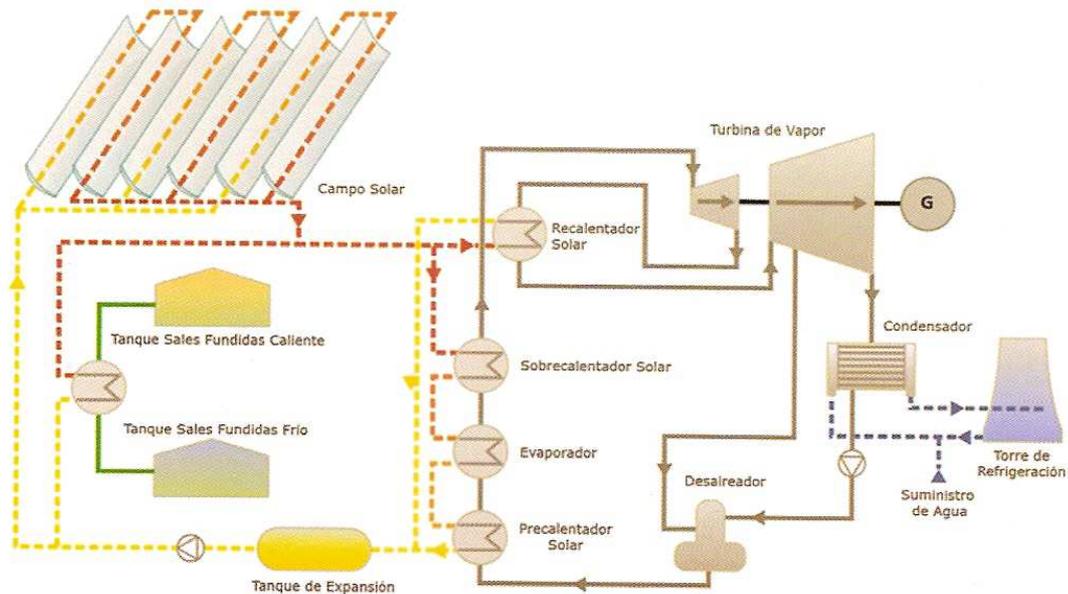


FIGURA 13: ESQUEMA DE UNA CENTRAL TERMSOLAR CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

Existen algunos ejemplos de centrales termosolares de colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento en sales fundidas en la actualidad, como las centrales de Andasol o la PSA de Almería. En ambas no solo se utiliza un tipo de sal como medio de almacenamiento sino una combinación de diferentes sales nítricas. En el caso de Andasol la mezcla corresponde a un 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y por un 40% de nitrato de potasio (KNO_3), siendo la mezcla que se toma en consideración en este proyecto.

Medio de almacenamiento	NaNO_3	KNO_3
Temperatura (°C)	308	333
Densidad media (kg/m³)	2257	2110
Cond. Térmica media (W/mK)	0,5	0,5



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Capacidad calorífica media (kJ/kgK)	200	267
Capacidad calorífica por unidad de volumen (kWht/m³)	125	156
Costes medios por kg (\$/kg)	0,2	0,3
Costes medios por kWht (\$/kWht)	3,6	4,1

TABLA 10: PROPIEDADES DE LAS SALES FUNDIDAS

Durante los intercambios de calor se producen diversas pérdidas, las pérdidas de los sistemas de carga y descarga son del 90% y del 91% respectivamente. Además se ha de tener en cuenta una pérdida de un 1% de calor cada 24 horas en el tanque caliente. Estos rendimientos se utilizan para calcular el volumen de sales necesario para entregar la potencia prevista al cliente.

El volumen de los tanques depende del volumen de sales. Cada tanque debe poder almacenar la totalidad de las sales en un 80% de su capacidad, de esta manera el volumen total de los dos tanques debe de ser 2,5 veces mayor que el volumen calculado de sales fundidas.

El dimensionamiento del campo solar también influye en el sistema de almacenamiento que se vaya a utilizar. El dimensionamiento del campo solar se mide con el múltiplo solar (SM) que es la relación entre la potencia de la turbina y la máxima producción de energía por el campo solar el día de mejores condiciones de radiación solar. El múltiplo solar se encuentra normalmente entre 1 y 1,3 siendo superior a 1 en las centrales con almacenamiento térmico.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

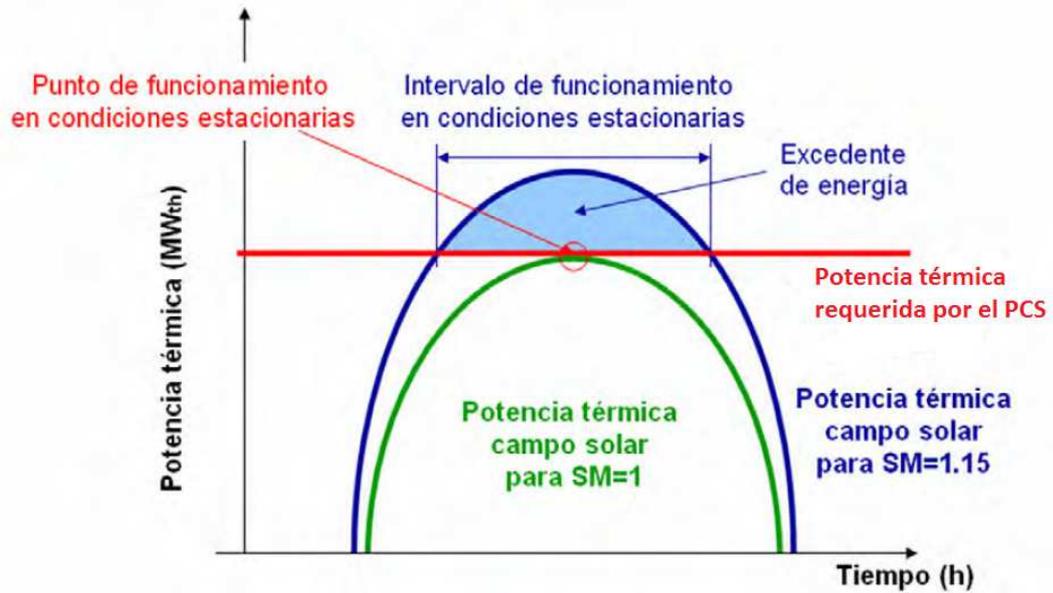


FIGURA 14: DIMENSIONAMIENTO DEL MÚLTIPLO SOLAR EN UNA CENTRAL TERMOSOLAR

El almacenamiento en una central termosolar cobra especial importancia para poder alimentar el ciclo de potencia los días donde la producción sufre escalones y picos debido a la presencia de nubes.

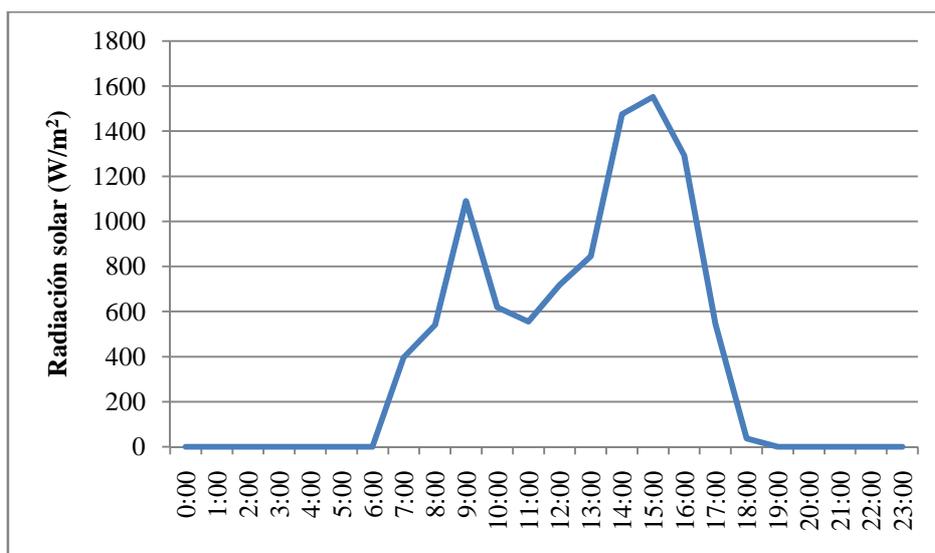


FIGURA 15: RADIACIÓN SOLAR EN DÍAS NUBLADOS



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

3.2.3 HIBRIDACIÓN EMPLEANDO UN CICLO RANKINE CONVENCIONAL

Las plantas híbridas son aquellas que disponen de una caldera auxiliar de combustible fósil, en este caso se evaluará el gas natural, sin almacenamiento. Existen distintos esquemas en una central termosolar para generación directa de vapor que dependen del ciclo de potencia considerado, en este caso un ciclo Rankine convencional, y de la ubicación de la caldera auxiliar con respecto al ciclo de potencia y al campo solar.

En el caso de utilizar un ciclo Rankine convencional la hibridación con la caldera auxiliar puede realizarse en serie o en paralelo con el ciclo.

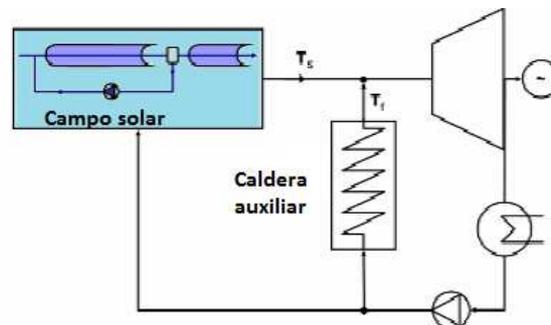


FIGURA 16: HIBRIDACIÓN EN PARALELO

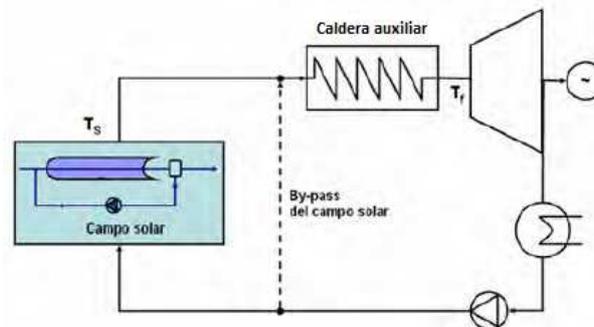


FIGURA 17: HIBRIDACIÓN EN SERIE



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Para el caso de hibridación en serie lo normal es que ni el campo solar ni la caldera auxiliar se dimensionan para dar el 100% de la potencia térmica que requiere el ciclo de potencia. El aprovechamiento del combustible es mayor ya que la caldera opera normalmente en condiciones nominales, pero se excluye la posibilidad del funcionamiento de la planta únicamente con tecnología solar.

Para el caso de hibridación en paralelo se dimensiona la caldera y el campo solar para que en condiciones nominales suministre el 100% de la potencia requerida por el ciclo, así la planta podría funcionar únicamente de forma solar pero para los días nublados o lluviosos con apenas radiación solar podría funcionar únicamente con combustibles fósiles o de forma híbrida.

Son muchos los estudios que están barajando la posibilidad de configurar plantas con sistemas solares integrados en ciclos combinados (Integrated Solar Combined Cycle System, ISCCS). Esta configuración no supone una opción en este proyecto ya que supone la integración de sistemas solares en centrales de ciclo combinado, y no la integración de hibridación mediante un ciclo combinado en centrales termosolares.

El dimensionamiento del campo solar en plantas híbridas con conexión de la caldera auxiliar en paralelo se realiza para un múltiplo solar de 1 o superior. La utilización de un múltiplo solar 1 supone la utilización de la caldera auxiliar todos los días ya que el campo solar solo entrega la potencia demandada por el cliente el día con mayor radiación solar a las 12:00. Si el objetivo es la utilización de la caldera auxiliar un menor número de días se sobredimensionará el campo solar con un múltiplo solar mayor que 1, lo que supone la pérdida de energía a determinadas horas de los días con mayor radiación.

La instalación de una caldera auxiliar con el dimensionamiento del campo solar para un múltiplo solar 1 es una manera de optimizar los costes y de conseguir una mejor integración en el mercado eléctrico.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

3.2.4 DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

El diseño de la planta se realiza para que la central pueda alimentar la demanda del cliente con un riesgo de fallo prácticamente nulo. Para ello se sobredimensiona el campo solar con un múltiplo solar de 1,34 (un poco superior al sobredimensionamiento recomendado para la acumulación) teniendo en cuenta que se quiere satisfacer la demanda de energía del cliente.

El dimensionamiento se ha realizado para poder cubrir la producción en el mes de menor radiación solar, que en este caso es Julio, obteniendo así una superficie de 162.714 m². El rendimiento utilizado corresponde con los rendimientos medios del campo solar, 37,5%, y del ciclo de potencia, 40%, obteniendo un rendimiento medio total del 15%.

Rendimiento medio del campo solar	37,50%
Rendimiento del ciclo de potencia	40%
Rendimiento total de la planta	15%

TABLA 11: RENDIMIENTO TOTAL DE LA PLANTA CCP

Superficie necesaria en el mes de menor radiación solar			
Rad. Mensual (kWh/m²)	Superficie(m²)	Rendimiento	kWh/30 días
277,05	162.360,34	0,15	6.747.289,79

TABLA 12: SUPERFICIE NECESARIA EN EL MES DE MENOR RADIACIÓN SOLAR

Los colectores utilizados tienen una superficie de 150 m de largo y 5,77 m de ancho, agrupados en lazos de 4 colectores cada lazo. Así suman un total de 188 colectores agrupados en 47 lazos.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS

Superficie total (m²)	162.714
Área colector	
Ancho(m)	5,77
Largo (m)	150
Nº colectores en cada lazo	4
Nº colectores total	188
Nº lazos	47

TABLA 13: NÚMERO TOTAL DE COLECTORES Y SU DISPOSICIÓN PARA SM=1,34

El sobredimensionamiento se puede observar a partir de la producción en el día de mejor radiación solar. La planta se ha dimensionado de tal forma que al mediodía del día de mayor radiación solar la producción de la planta supera en 1,34 veces la potencia de la turbina.

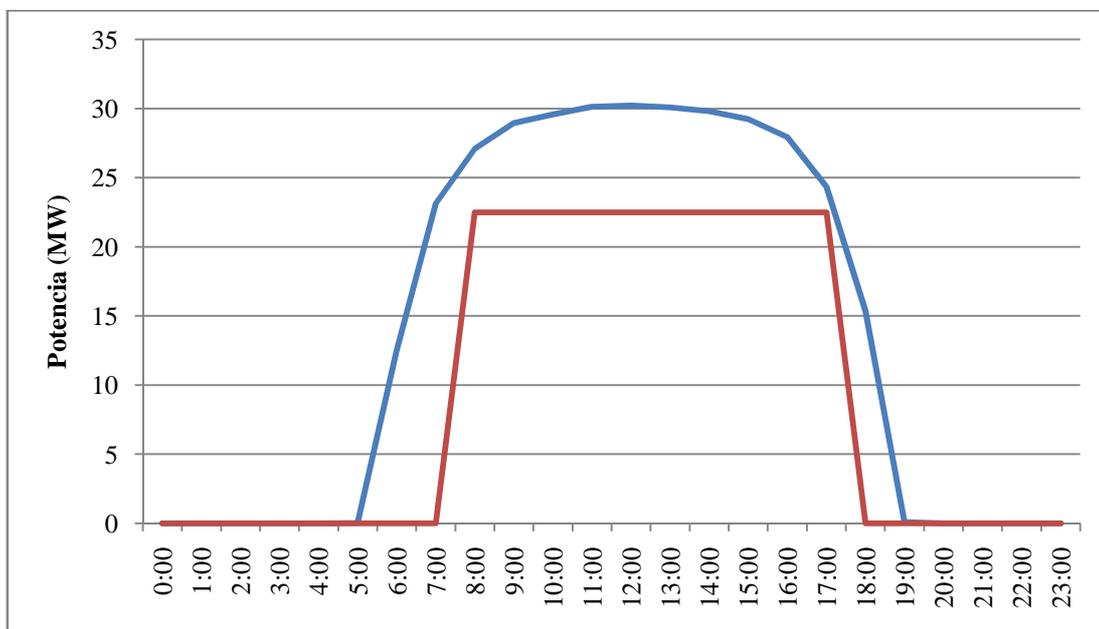
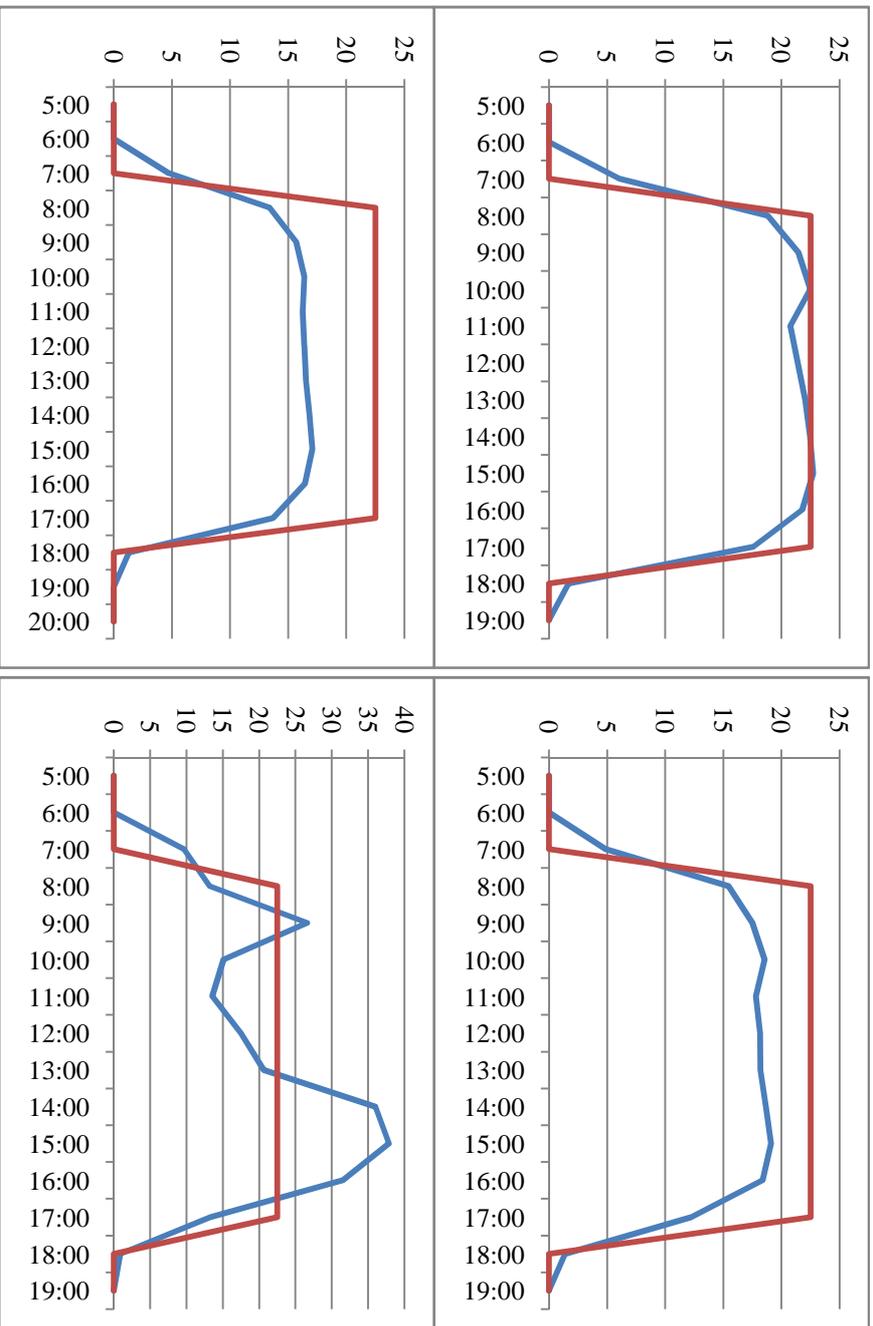


FIGURA 18: PRODUCCIÓN EL DÍA DE MAYOR RADIACIÓN SOLAR PARA SM=1,34



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA





UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

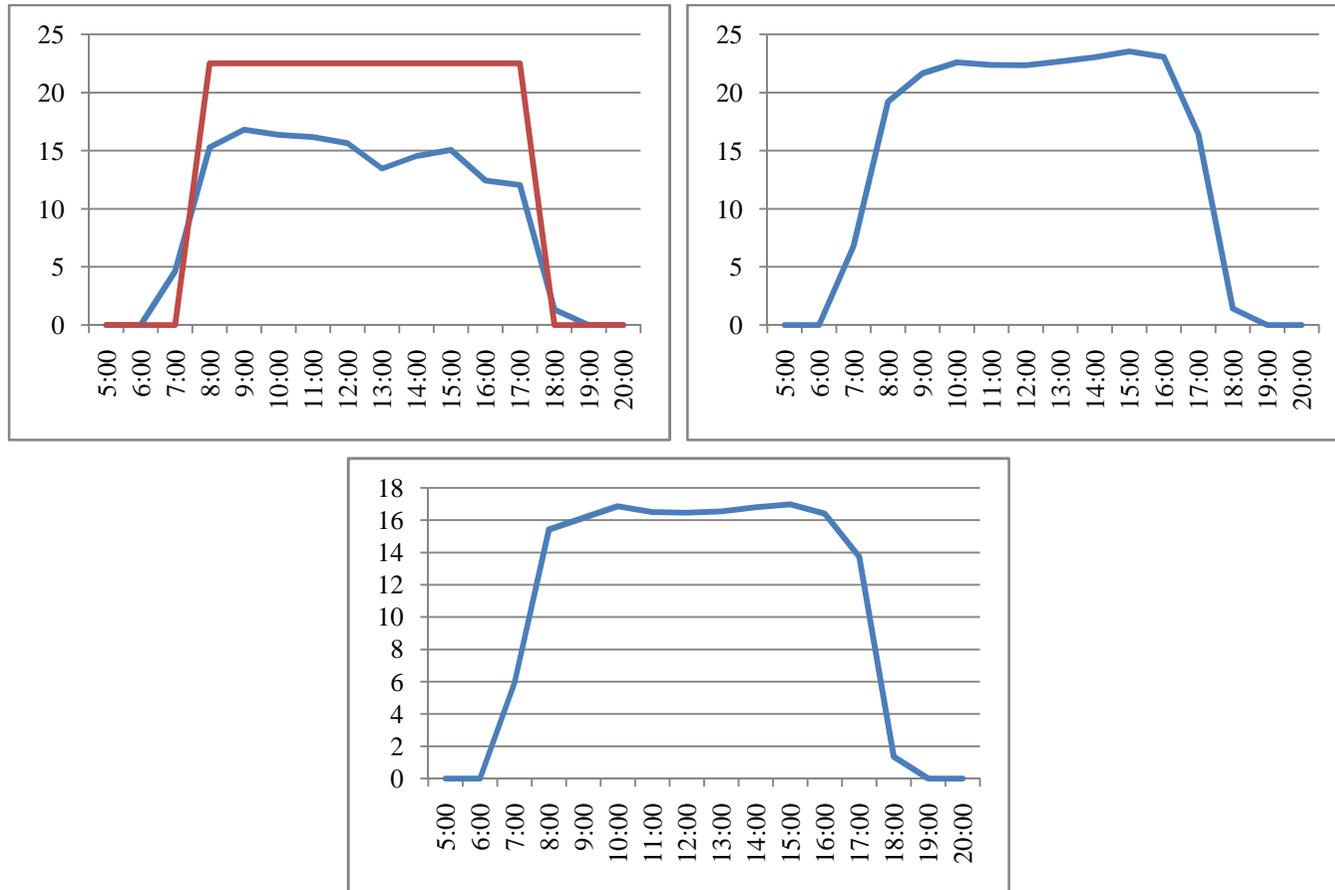


FIGURA 19: PRODUCCIÓN DE LA SEMANA DE MENOR RADIACIÓN EN UNA INSTALACIÓN CON SM=1,34



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Como se puede observar claramente en las gráficas un sistema con seguimiento solar aumenta notablemente la captación de radiación solar dando como resultado una curva más achatada que la obtenida por los módulos fotovoltaicos.

A partir de la semana de peor radiación se diseñará la cantidad de sales para almacenar la cantidad de energía necesaria para la producción continua de electricidad de la planta. Para calcular la cantidad necesaria de sales se han tenido en cuenta las pérdidas por carga y descarga de los tanques así como pérdidas por mantener las sales almacenadas durante cinco días como máximo.

El volumen de las sales es 0,4 veces el volumen de los tanques por lo que a partir de la cantidad de sales se pueden dimensionar los tanques. Para cubrir la potencia demandada durante la semana de menor radiación solar se necesitan 8.270,68 toneladas de NaNO_3 y 4.130,35 toneladas de KNO_3 , que suponen un volumen de sales fundidas total de $5.621,97 \text{ m}^3$. Para poder almacenar la cantidad de sales necesarias se necesitan 14.055 m^3 de tanques repartidos en dos tanques de $7027,5 \text{ m}^3$ cada uno.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Energía necesaria (kWhe)	Rendimiento Turbina	Energía acumulada en las sales (kWht)
237.594,2846	0,4	593.985,7115

TABLA 14: CANTIDAD DE ENERGÍA NECESARIA ACUMULADA EN LAS SALES

Sal	% cada sal	Prod. Total (kWht)	Prod. por sal (kWht)	Rend. Descarga	Rend. Carga	Perd. Alm. 5 días	kWht/m3	m3	kg/m3	ton
NaNO3	0,6	593.985,71	356.391,43	0,91	0,9	0,05	125	3.664,46	2257	8.270,68
KNO3	0,4	593.985,71	237.594,28	0,91	0,9	0,05	156	1.957,51	2110	4.130,35

TABLA 15: CANTIDAD DE SALES FUNDIDAS NECESARIA PARA EL ALMACENAMIENTO

m³ sal	Utilidad tanques	Volumen total (m3)	Volumen cada tanque (m³)
5.621,97	0,4	14.054,92	7.027,46

TABLA 16: VOLUMEN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**3.2.5 DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE COLECTORES CILINDRO-
PARABÓLICOS HÍBRIDA CON UNA CALDERA CONVENCIONAL DE GAS NATURAL**

El diseño de esta planta puede realizarse para un múltiplo solar de 1, para no perder energía perteneciente al campo solar, pero en este caso para que la central pueda funcionar de forma solo solar más días se dimensionara con un múltiplo solar superior a 1.

Para el dimensionamiento del campo solar se ha considerado la superficie necesaria para cubrir la producción de energía usando los datos de radiación media mensual en la zona obteniendo así una superficie de 141.942 m². Así aproximadamente la mitad de los meses no se utilizará la caldera auxiliar de gas natural mientras que la otra mitad será necesaria para abastecer la demanda de energía de la mina.

Superficie necesaria media mensual			
Rad. Mensual media (kWh/m²)	Superficie(m²)	Rendimiento	kWh/30 días
319,4475	140.811,6575	0,15	6747289,792

TABLA 17: SUPERFICIE MEDIA NECESARIA PARA CURBIR LA DEMANDA

Los colectores utilizados tienen una superficie de 150 m de largo y 5,77 m de ancho, agrupados en lazos de 4 colectores cada lazo. Así suman un total de 164 colectores agrupados en 41 lazos.

COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS	
Superficie total (m²)	141.942
Área colector	
Ancho(m)	5,77



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Largo (m)	150
Nº colectores en cada lazo	4
Nº colectores total	164
Nº lazos	41

TABLA 18: NÚMERO TOTAL DE COLECTORES Y DISPOSICIÓN PARA SM=1,17

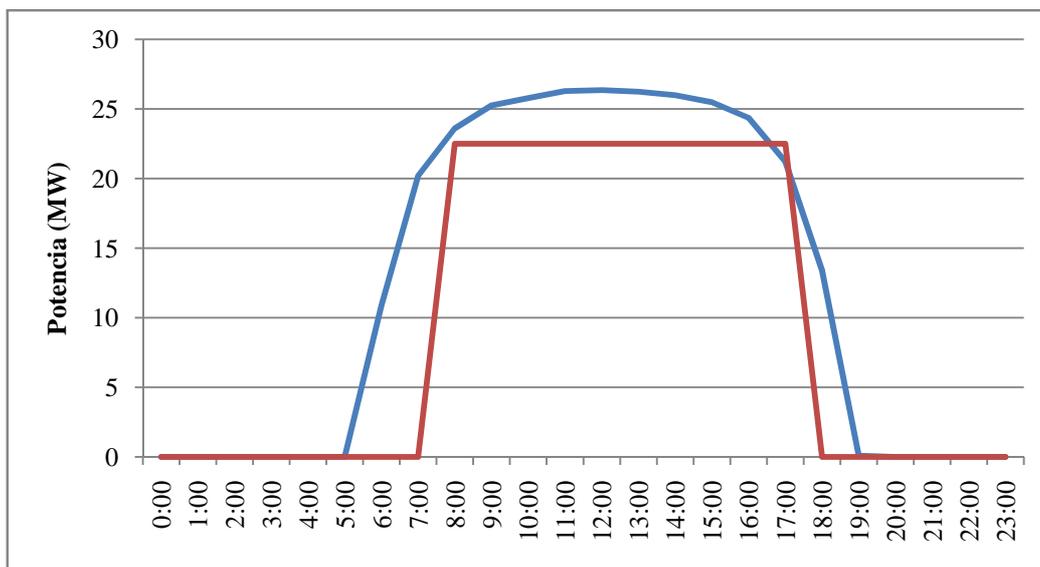


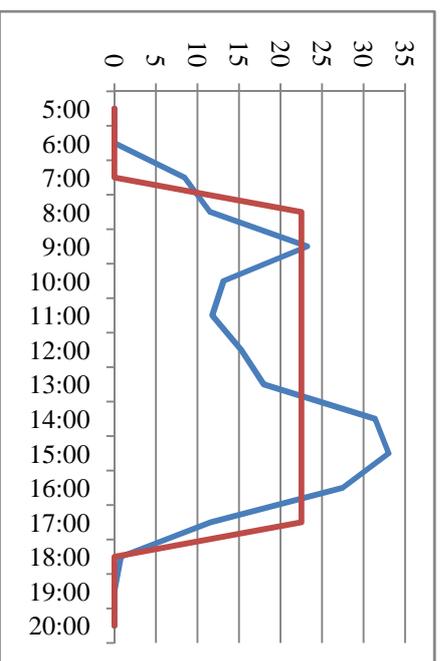
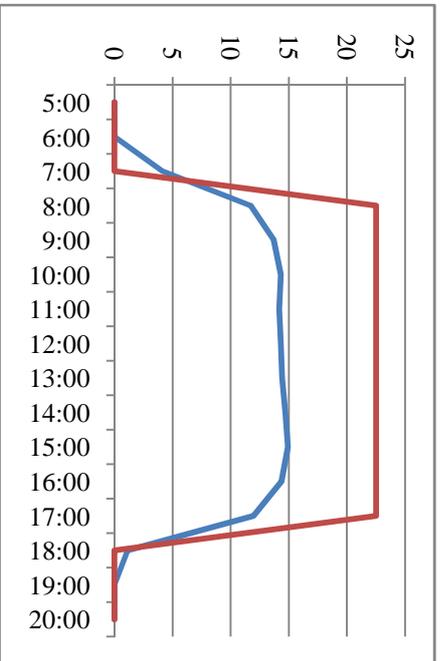
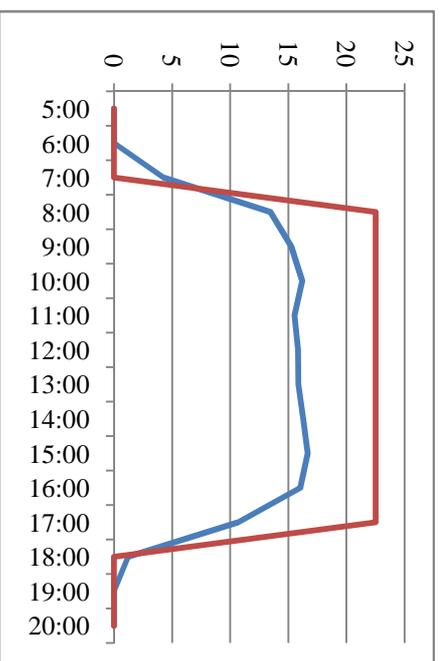
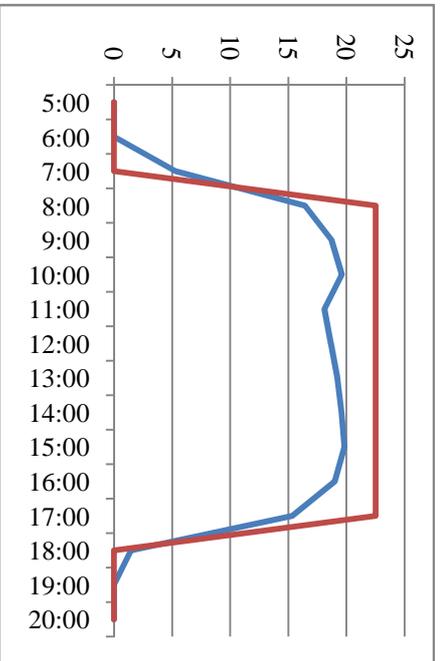
FIGURA 20: SOBREDIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO SOLAR EL DÍA DE MAYOR RADIACIÓN PARA SM=1,17

Se puede observar en la figura que el campo está sobredimensionado, pero el múltiplo solar es menor que en el caso de una instalación con almacenamiento en sales fundidas. El múltiplo solar de esta configuración es 1,17 trabajando la central de forma solo solar aproximadamente la mitad de los días del año.

El dimensionamiento de la caldera auxiliar es del 100% de la potencia nominal de la instalación, 22,5 MW. La caldera se sitúa en paralelo con el campo solar para poder abastecer el consumo de forma total. Aunque la caldera no entrega normalmente toda la potencia de la instalación una configuración en serie carece de sentido en nuestro estudio como ya se ha citado ya que la posibilidad de funcionar sin caldera es el objetivo principal.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA





UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

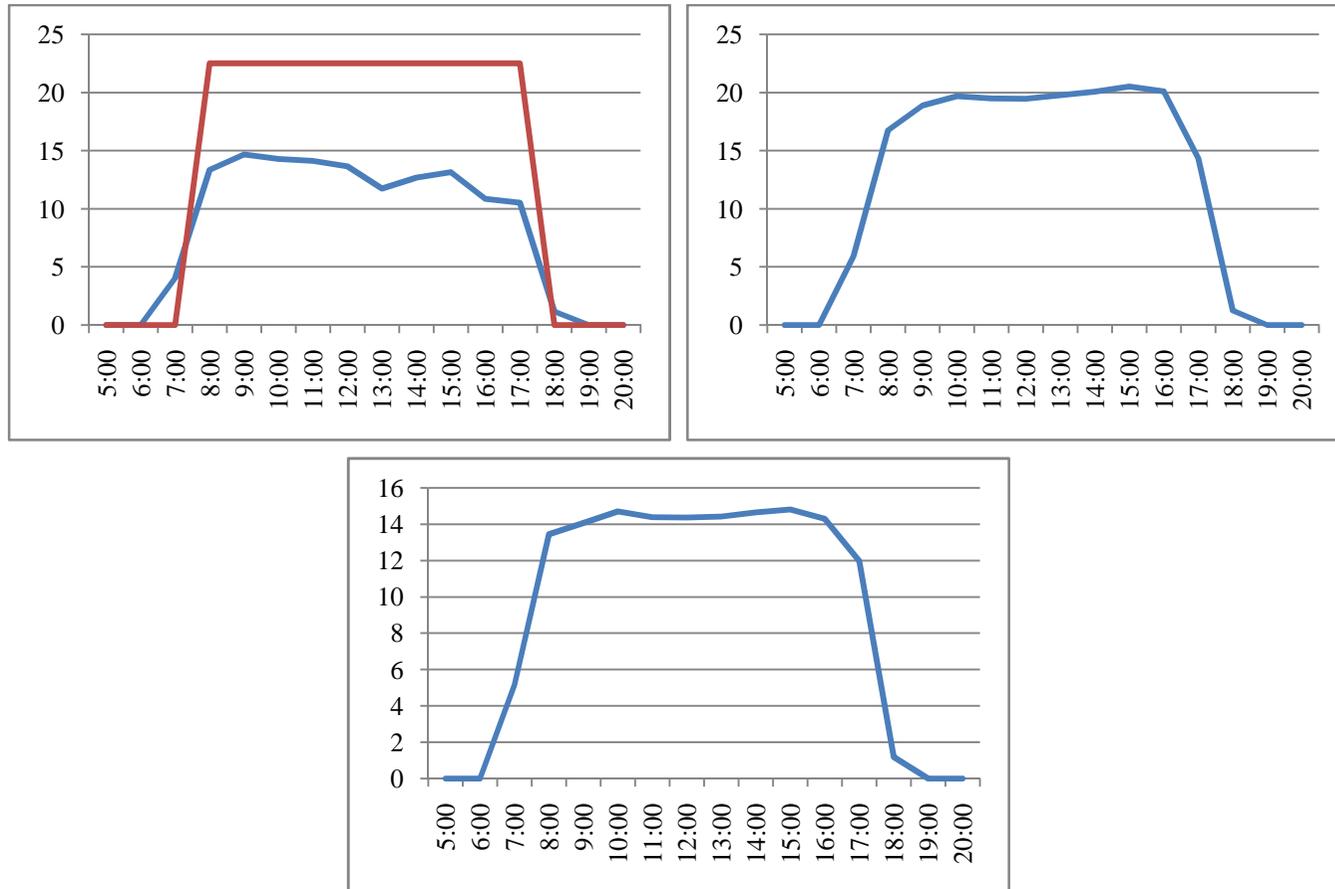


FIGURA 21: PRODUCCIÓN DE LA SEMANA CON MENOR RADIACIÓN EN UNA INSTALACIÓN CON SM=1,17



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Se puede observar comparando estas gráficas con las de la instalación anterior como la producción disminuye por tener un menor campo solar. También se puede apreciar como toda la energía generada durante el fin de semana se pierde durante todo el año al no poseer ningún sistema de almacenamiento.

Para calcular la cantidad de gas necesaria se contabiliza toda la producción que el campo solar no es capaz de cubrir.

Cantidad de gas natural anual				
P. necesaria (kWh)	Rendimiento	kWh	kWh/m³	m³
2.876.825,83	0,37	7.775.204,94	10,71	726.274,56

TABLA 19: CANTIDAD DE GAS NATURAL NECESARIA PARA CUBRIR LA DEMANDA

La utilización de gas natural supone emitir parte del CO₂ eliminado con la producción de energía mediante tecnologías solares.

Emisiones CO₂		
kWh	kg CO₂/kWh	kg CO₂
7.775.204,94	0,2016	1.567.481,32

TABLA 20: EMISIONES DE CO₂ EMITIDAS A CAUSA DEL USO DE GAS NATURAL

3.2.6 5 DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS HÍBRIDA CON UNA CALDERA CONVENCIONAL DE GAS NATURAL Y ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

Como se puede observar en las gráficas del apartado anterior la energía producida por el campo solar durante el fin de semana se pierde además de tener que utilizar la caldera de gas natural para rellenar huecos pequeños de potencia, lo que



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

supone utilizarla muy por debajo de su potencia nominal. Para ello se instalará un sistema de almacenamiento en sales fundidas que pueda almacenar la potencia producida durante el fin de semana de media, además de poseer una caldera auxiliar para poder cubrir los días donde la radiación baja por la meteorología.

Para dimensionar el campo solar se utilizará un múltiplo solar de 1, así el resto de días se utilizará el calor almacenado en el sistema de sales fundidas, y se encenderá la caldera auxiliar cuando la potencia necesaria sea mayor funcionando así más cerca de su potencia nominal.

Para dimensionar el campo solar se utiliza la radiación al mediodía del día de mayor radiación solar obteniendo una superficie de 121.170 m².

Radiación (W/m²)	Superficie (m²)	Rendimiento	Potencia nominal de la instalación (MW)
1.237,69	121.139,84	0,15	22,49

TABLA 21: SUPERFICIE NECESARIA PARA LA INSTALACIÓN CON MÚLTIPLO SOLAR DE 1

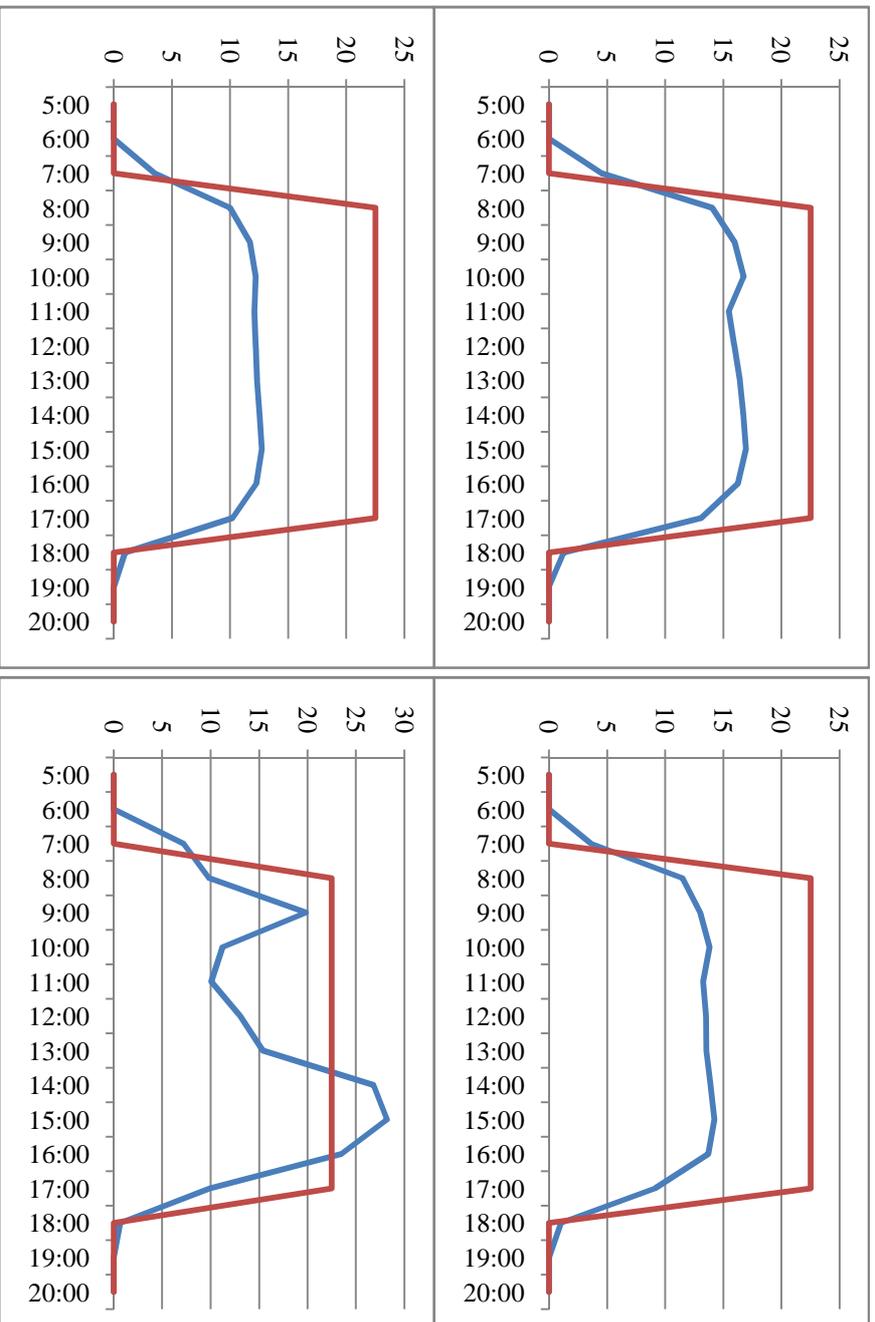
Los colectores utilizados tienen una superficie de 150 m de largo y 5,77 m de ancho, agrupados en lazos de 4 colectores cada lazo. Así suman un total de 140 colectores agrupados en 35 lazos.

COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS	
Superficie total (m²)	121.170
Área colector	
Ancho(m)	5,77
Largo (m)	150
Nº colectores en cada lazo	4
Nº colectores total	140
Nº lazos	35

TABLA 22: NÚMERO DE COLECTORES Y DISPOSICIÓN PARA SM=1



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA





UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

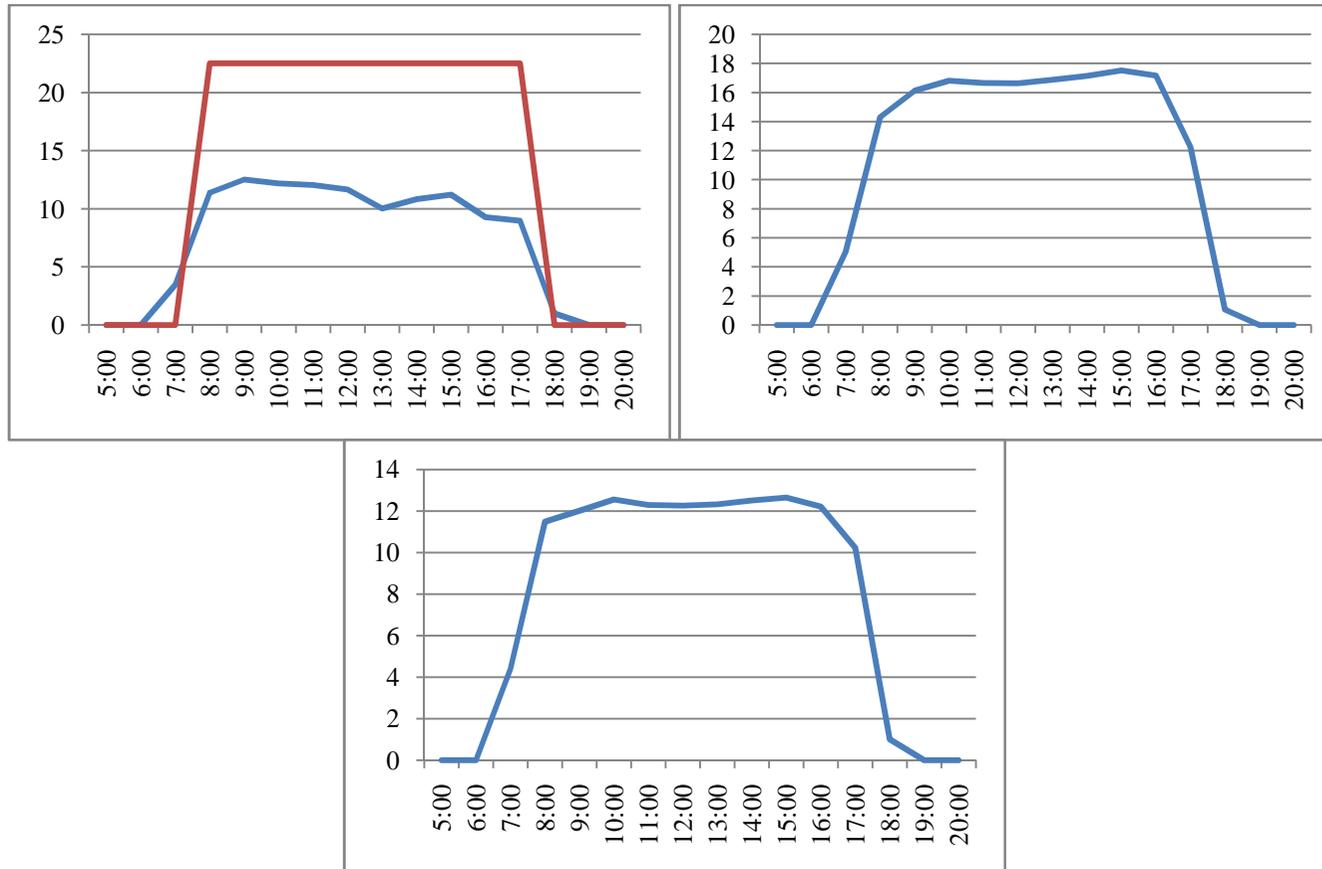


FIGURA 22: PRODUCCIÓN DE LA SEMANA CON MENOR RADIACIÓN CON SM=1



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

En las gráficas se observa como comparando con el resto de instalaciones la producción del campo solar es menor, pero con el sistema de almacenamiento en sales fundidas se puede almacenar la energía producida durante el fin de semana. En la siguiente gráfica se ve como el múltiplo solar es 1 en el día de mayor radiación solar.

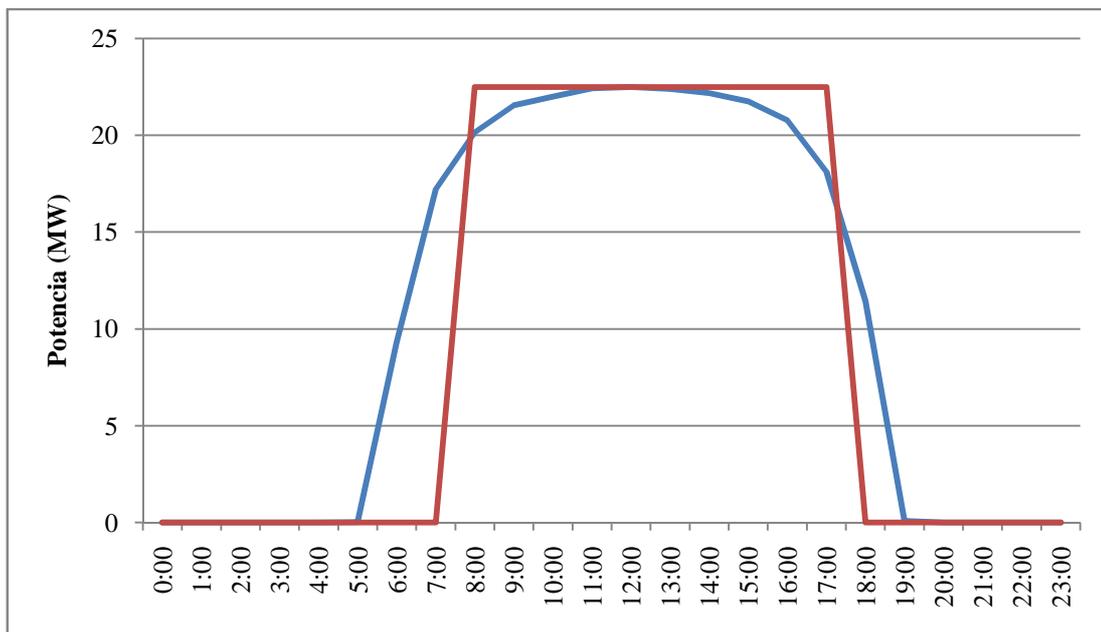


FIGURA 23: PRODUCCIÓN DEL DÍA DE MAYORA RADIACIÓN SOLAR CON SM=1

Para dimensionar el sistema de almacenamiento se toma la potencia media durante el fin de semana y se diseña las toneladas de sal necesarias para almacenarla. La potencia que no es capaz de producir las sales fundidas se producirá a través de la caldera auxiliar alimentada con gas natural.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Potencia media (kWhe)	Potencia fin de semana (kWhe)	Rendimiento turbina	Potencia acumulada (kWht)
114.505,65	229.011,30	0,4	572.528,25

TABLA 23: POTENCIA ACUMULADA DURANTE EL FIN DE SEMANA EN EL SISTEMA DE SALES FUNDIDAS

Sales	% cada sal	Producción total (kWht)	kWht/m ³	m ³	kg/m ³	ton
NaNO ₃	0,6	343.516,95	125	2.748,14	2257	6.202,54
KNO ₃	0,4	229.011,30	156	1.468,02	2110	3.097,52

TABLA 24: CANTIDAD NECESARIA DE SALES FUNDIDAS

m ³ sal	Utilidad tanques	Volumen total (m ³)	Volumen cada tanque (m ³)
4.216,16	0,4	10.540,39	5.270,20

TABLA 25: VOLUMEN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

PRODUCCIÓN SALES ANUALMENTE

kWht acumula	Rendimiento descarga	Rendimiento carga	Perdidas almacenamiento 5 días	kWht produce	Rendimiento turbina	kWhe produce
29.771.469,00	0,91	0,9	0,05	23.163.691,46	0,40	9.265.476,58

TABLA 26: PRODUCCIÓN ANUAL DE LAS SALES FUNDIDAS



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

PRODUCCIÓN GAS NATURAL ANUALMENTE

Potencia falta (kWhe)	Potencia GN	Rendimiento	kWht	kWh/m ³	m ³
11.250.688,38	1.985.211,80	0,37	5.365.437,29	10,7056	501.180,44

TABLA 27: CANTIDAD DE GAS NATURAL NECESARIA

EMISIONES CO₂

kWht	kg CO ₂ /kWh	kg CO ₂
5.365.437,29	0,2016	1.081.672,16

TABLA 28: EMISIONES DE CO₂ DEL GAS NATURAL

Para el almacenamiento térmico se necesitan 6.202,54 toneladas de NaNO₃ y 3.097,52 toneladas de KNO₃. Se necesita un volumen total de 10.540,4 m³ en dos tanques de 5.270,2 m³ cada uno.

La potencia que no produce ni el campo solar ni el almacenamiento en sales fundidas se produce mediante la caldera auxiliar alimentada de gas natural. Para producir dicha potencia se necesitan 501.180,44 m³ de gas natural que emiten 1.082,7 toneladas de CO₂ a la atmósfera.

El esquema normal de instalación de una planta con almacenamiento en sales fundidas y caldera auxiliar es el expresado en la siguiente figura.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

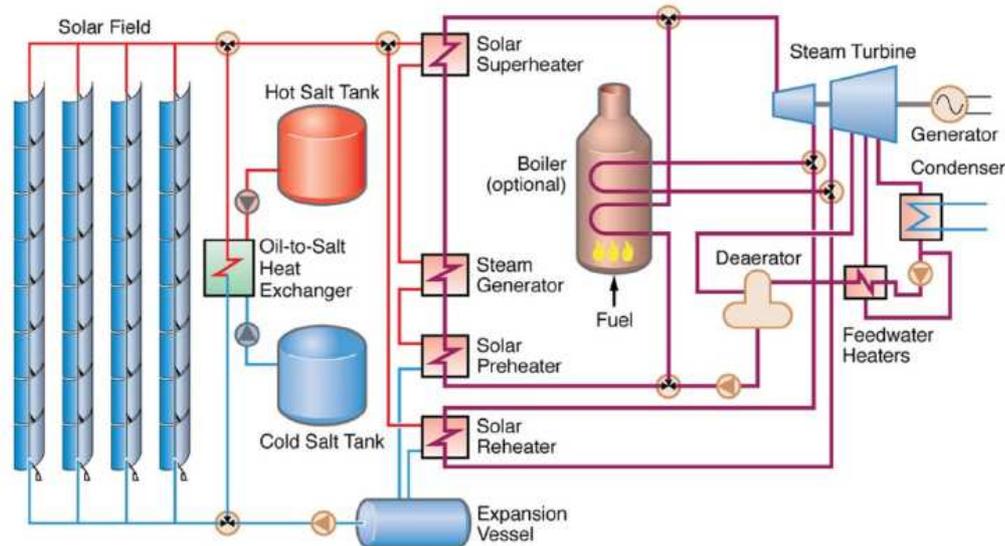


FIGURA 24: ESQUEMA DE INSTALACIÓN DE UNA PLANTA HÍBRIDA CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

3.3 PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL O TORRE

Las plantas termosolares aprovechan la energía térmica del sol para transformándola en energía eléctrica. En la tecnología de receptor central dicha energía es captada a través de un campo de heliostatos que reflejan la radiación hacia una torre o receptor central.

En el receptor central se encuentra el fluido caloportador que absorbe el calor del sol adquiriendo temperaturas muy elevadas. En las plantas de receptor central se usan principalmente agua o sales fundidas como fluido caloportador. Las plantas cuyo fluido caloportador es agua se llaman de generación directa de vapor. Estas plantas cuentan con numerosas ventajas como la no utilización de dos fluidos distintos en el ciclo.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Las plantas de generación directa de vapor pueden poseer almacenamiento en vapor, como es el caso de la PS20 en España, durante un corto periodo de tiempo. En este caso el estudio no sólo se basa en la producción de la planta sino en el ajuste a la demanda de la mina, por lo que el almacenamiento en un corto periodo de tiempo no se tomará en consideración. La generación directa de vapor es el mejor sistema cuando se evalúa la hibridación de la planta con una caldera auxiliar de combustible fósil sin la presencia de almacenamiento en sales.

Las plantas que utilizan sales como fluido caloportador están dotadas de dos tanques uno caliente y otro frío donde se acumulan las sales para ascender al receptor mediante un sistema de bombeo y después generar vapor cediendo el calor a través de un intercambiador. Cuando el almacenamiento en sales se plantea como solución para aumentar la producción de la planta y su gestionabilidad parece que la utilización de sales como fluido caloportador es la opción más razonable. De esta manera aumentando la cantidad de sales de la planta y el volumen de los tanques se podría conseguir el almacenamiento deseado.

Las plantas de receptor central en la actualidad suponen el mayor desafío tecnológico en energía solar ya que poseen un elevado potencial de adquirir mayores eficiencias y menos coste. La mayor eficiencia se debe a que el fluido caloportador aumenta su temperatura en lo alto del receptor donde se concentra toda la radiación reflejada. Además la utilización de sales como fluido caloportador o la generación directa de vapor también influyen en el citado rendimiento.

El esquema básico de una central termosolar que utiliza como fluido caloportador sales fundidas es el siguiente:



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

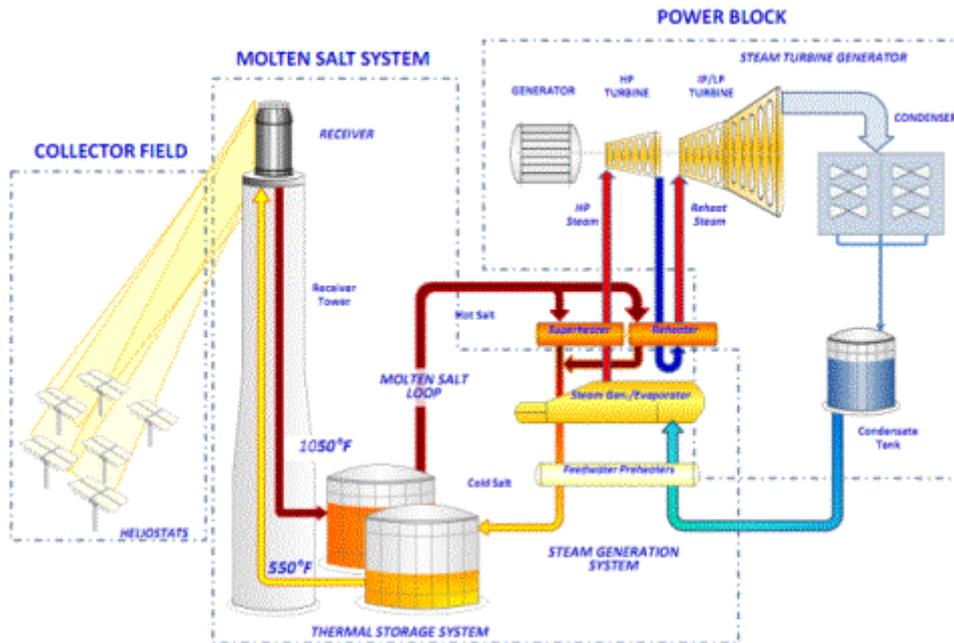


FIGURA 25: ESQUEMA DE UNA PLANTA DE RECEPTOR CENTRAL CON SALES FUNDIDAS

3.3.1 ELEMENTOS DE UNA PLANTA DE RECEPTOR CENTRAL O TORRE

CAMPO SOLAR

El campo solar está formado por heliostatos, superficies planas que reflejan la radiación hacia el receptor central con seguimiento en dos ejes. Los heliostatos son uno de los componentes básicos de una planta de receptor central, y su mantenimiento es muy importante para mantener el rendimiento del campo solar, los heliostatos deben de estar limpios y deben protegerse de condiciones meteorológicas adversas. El rendimiento medio del campo solar es del 45%.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

RECEPTOR CENTRAL

El receptor central es la parte más importante de la instalación. Su altura depende de las dimensiones del campo de heliostatos que dirigen la radiación hacia el receptor, la colocación del campo de heliostatos y la disposición del receptor están directamente relacionadas. Dentro del receptor circula mediante un sistema de bombeo el fluido caloportador que al llegar a la parte superior de la torre absorbe el calor de la radiación solar elevando su temperatura.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques de almacenamiento aparecen en las plantas donde el fluido caloportador son sales fundidas. Como se ha explicado con anterioridad en el almacenamiento en sales normalmente existen dos tanques uno caliente y otro frío con temperaturas de 290°C y 565°C respectivamente. Las sales fundidas son bombeadas del tanque frío hacia el receptor central donde aumentan su temperatura y son almacenadas en el tanque caliente. Las sales del tanque caliente son dirigidas a un generador de vapor donde ceden el calor obtenido en un intercambiador para generar el vapor que alimenta al ciclo de potencia. Las sales tras haber cedido el calor son dirigidas de nuevo al tanque frío.

GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor es un intercambiador de calor donde el fluido caloportador cede el calor al sistema de agua/vapor que alimenta el ciclo Rankine. Como se ha mencionado con anterioridad el generador de vapor puede tener diferentes etapas, así como la turbina para aumentar la eficiencia del ciclo de potencia. En las plantas con generación directa de vapor no existe generador de vapor ya que este se genera directamente en el receptor central.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

CICLO DE POTENCIA

El ciclo de potencia consta de un ciclo Rankine como el utilizado en las plantas termosolares de colectores cilindro-parabólicos. Es un ciclo de vapor que a través de la turbina de vapor y su alternador acoplado genera la energía eléctrica de la planta. El ciclo de potencia tiene un rendimiento del 40%.

CALDERA AUXILIAR

Las plantas termosolares pueden estar dotadas de una caldera auxiliar alimentada con un combustible fósil acoplada en serie o en paralelo. La caldera proporciona la energía necesaria cuando el campo solar no es suficiente para cubrir la potencia demandada. En plantas sin almacenamiento en sales y con caldera auxiliar la generación directa de vapor y la posibilidad de su almacenamiento a corto plazo parece la opción más razonable.

3.3.2 DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

Para dimensionar el campo solar de la planta se tienen en consideración el rendimiento medio de la planta, a partir del rendimiento del campo solar y del ciclo de potencia.

Rendimiento medio del campo solar	45%
Rendimiento del ciclo de potencia	40%
Rendimiento total de la planta	18%

TABLA 29: RENDIMIENTO TOTAL DE LA PLANTA DE RECEPTOR CENTRAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

El campo solar se dimensiona para poder cubrir la potencia en el mes de menor radiación solar, Julio, lo que supone una superficie de 135.360 m², 1128 heliostatos de 120 m². El campo solar está sobredimensionado con un múltiplo solar de 1,34.

Superficie total (m²)	135.360
Área heliostato (m²)	120
Nº heliostatos	1128

TABLA 30: SUPERFICIE EN UNA INSTALACIÓN CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

Superficie necesaria en el mes de menor radiación solar			
Rad. Mensual (kWh/m²)	Superficie(m²)	Rendimiento	kWh/30 días
277,05	135.300,28	0,18	6.747.289,79

TABLA 31: SUPERFICIE NECESARIA PARA CUBRIR LA PRODUCCIÓN EL MES DE JULIO

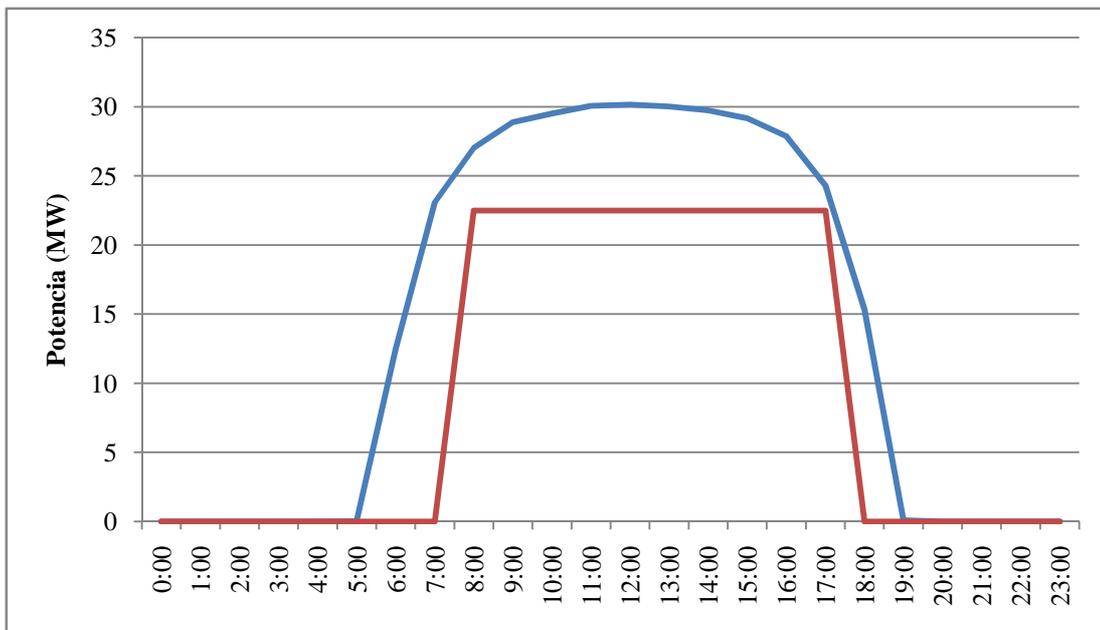
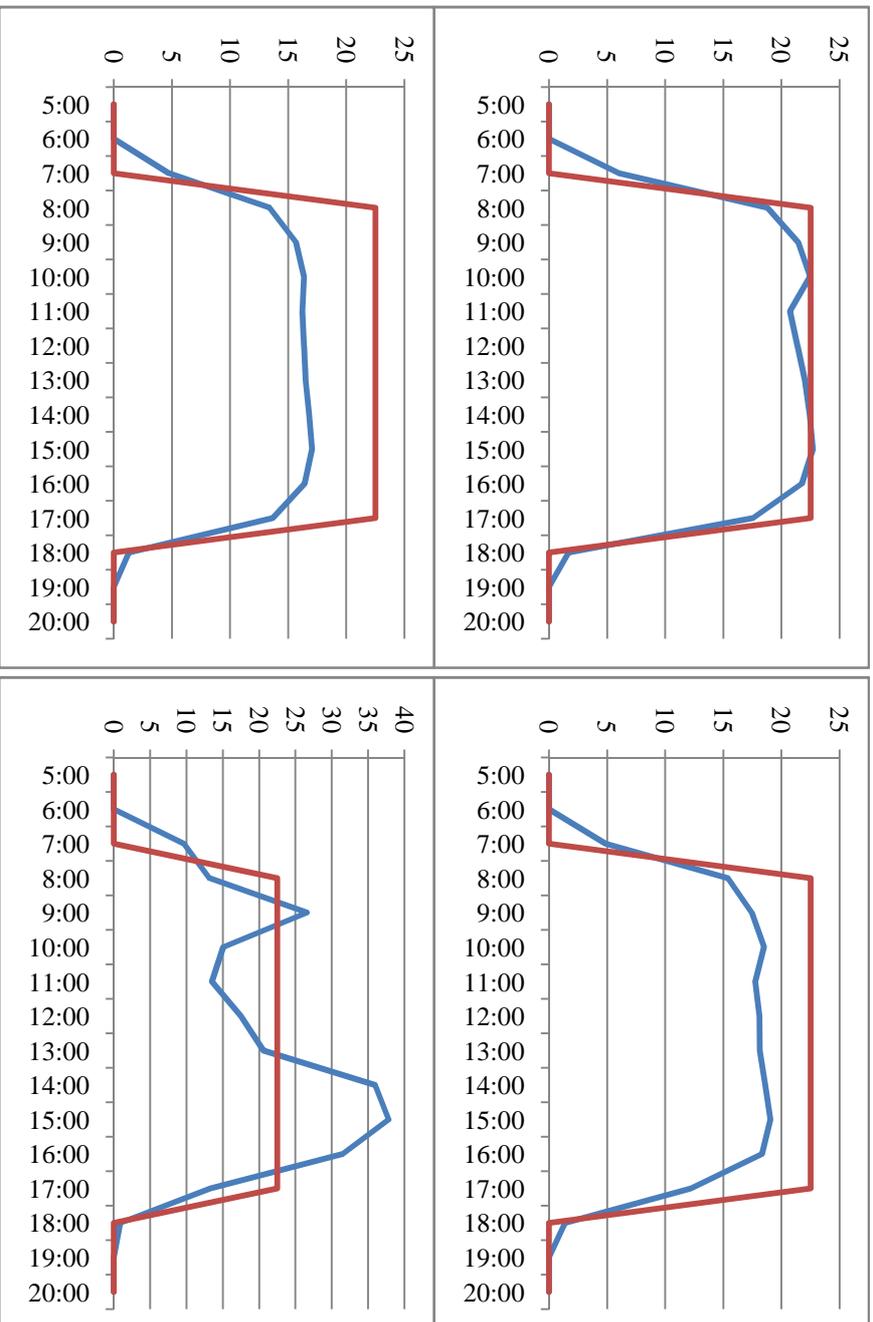


FIGURA 26: PRODUCCIÓN DEL DÍA DE MAYOR RADIACIÓN SOLAR EN UNA CENTRAL DE TORRE CON SM=1,34



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA





UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

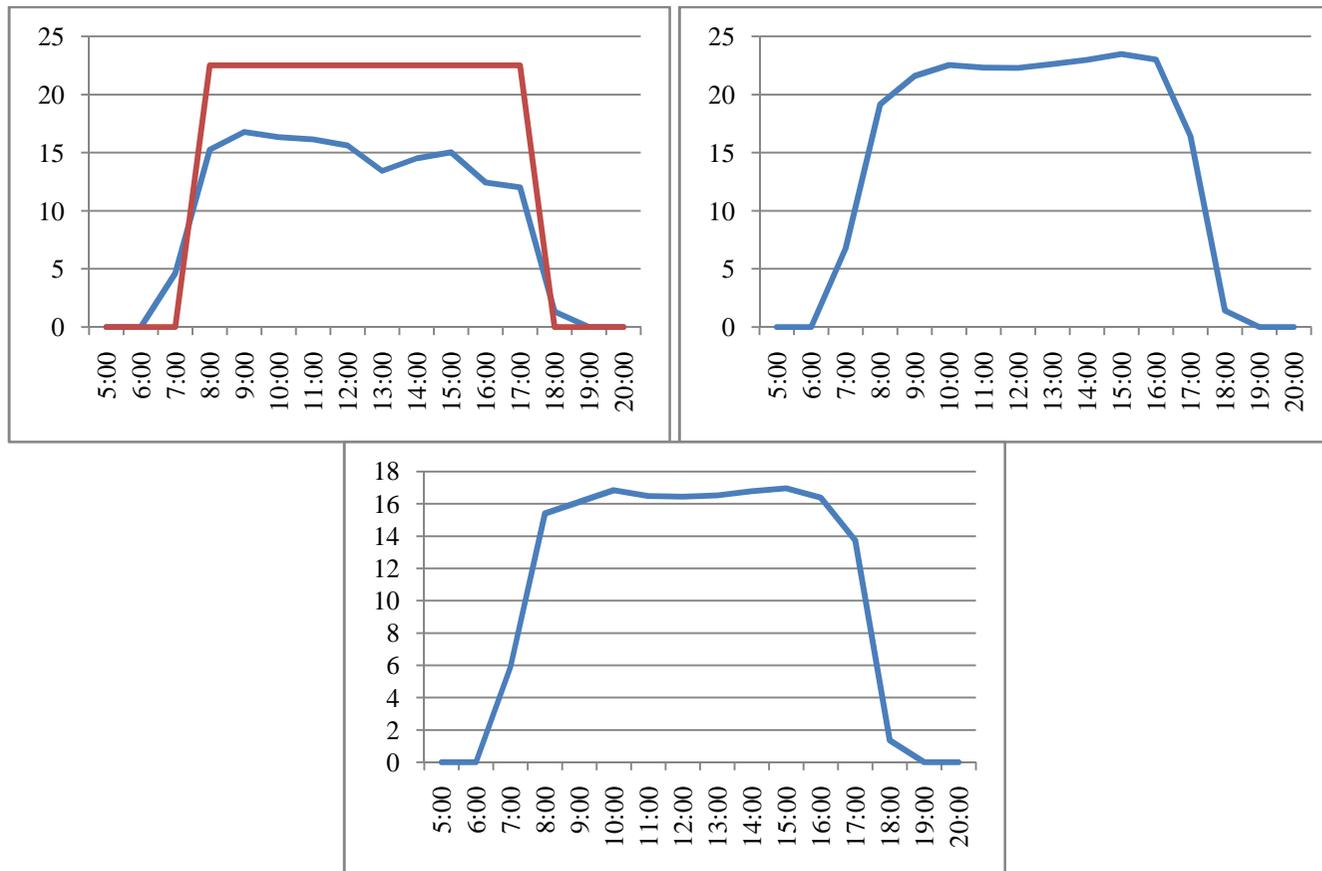


FIGURA 27: PRODUCCIÓN DE LA SEMANA DE MENOR RADIACIÓN SOLAR EN UNA CENTRAL DE TORRE CON SM=1,34



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Como se puede observar en las gráficas se necesita el almacenamiento en sales para poder producir la energía necesaria. Así se contabilizarán las sales necesarias para producir la energía de un día sumadas a las necesarias para el almacenamiento.

En total se necesitan 16.162,59 toneladas de NaNO_3 y 8.071,53 toneladas de KNO_3 que suman un volumen total de 27.466,16 m^3 repartidos en los dos tanques cada uno de 13.733,08 m^3 .

Producción para cubrir la potencia que no se produciría la peor semana		
Producción eléctrica (kWh)	Rendimiento turbina	Producción sales (kWh)
239.397,67	0,4	598.494,18

TABLA 32: PRODUCCIÓN NECESARIA PARA CUBRIR LA DEMANDA LA PEOR SEMANA

Producción para cubrir la potencia de un día		
Producción eléctrica (kWh)	Rendimiento turbina	Producción sales (kWh)
224.909,67	0,4	562.274,15

TABLA 33: PRODUCCIÓN PARA CUBRIR LA POTENCIA DE UN DÍA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Producción para cubrir la potencia que no se produciría la peor semana

Sal	% cada sal	Prod. por sal (kWht)	Rend. Descarga	Rend. Carga	Perd. Alm. 5 días	kWht/m ³	m ³	kg/m ³	ton
NaNO ₃	0,6	359.096,50	0,91	0,9	0,05	125	3.692,27	2257	8.333,48
KNO ₃	0,4	239.397,67	0,91	0,9	0,05	156	1.972,37	2110	4.161,70

TABLA 34: CANTIDAD DE SALES PARA CUBRIR EL ALMACENAMIENTO

Producción que se necesita para cubrir un día entero

Sales	% cada sal	Prod. Por sal (kWht)	Rend. Descarga	Rend. Carga	Perd. Alm. 5 días	kWht/m ³	m ³	kg/m ³	ton
NaNO ₃	0,6	337.364,49	0,91	0,9	0,05	125	3.468,82	2257	7.829,13
KNO ₃	0,4	224.909,66	0,91	0,9	0,05	156	1.853,00	2110	3.909,84

TABLA 35: CANTIDAD DE SALES PARA CUBRIR LA DEMANDA DE UN DÍA

m ³ sal	Utilidad tanques	Vol. Total (m ³)	Vol. cada tanque
10.986,46	0,4	27.466,16	13.733,08

TABLA 36: VOLUMEN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

3.3.3 DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL HÍBRIDA CON CALDERA AUXILIAR DE GAS NATURAL

La planta híbrida es de generación directa de vapor, en vez de utilizar sales fundidas, ya que no existe almacenamiento en la misma. Para no tener que utilizar la caldera todos los días se sobredimensionará un poco el campo solar utilización la radiación media mensual. Se instala finalmente una superficie de 117.360 m², que corresponde con 978 heliostatos.

Superficie necesaria media mensual			
Rad. Mensual media (kWh/m²)	Superficie(m²)	Rendimiento	kWh/30 días
319,4475	117.343,05	0,18	6747289,792

TABLA 37: SUPERFICIE SOLAR DE LA INSTALACIÓN DE RECEPTOR SOLAR HÍBRIDA

Superficie total (m²)	135.360
Área heliostato (m²)	120
Nº heliostatos	1128

TABLA 38: Nº DE HELIOSTATOS EN UNA PLANTA DE RECEPTOR CENTRAL HÍBRIDA

El múltiplo solar es 1,17 como se observa en la figura.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

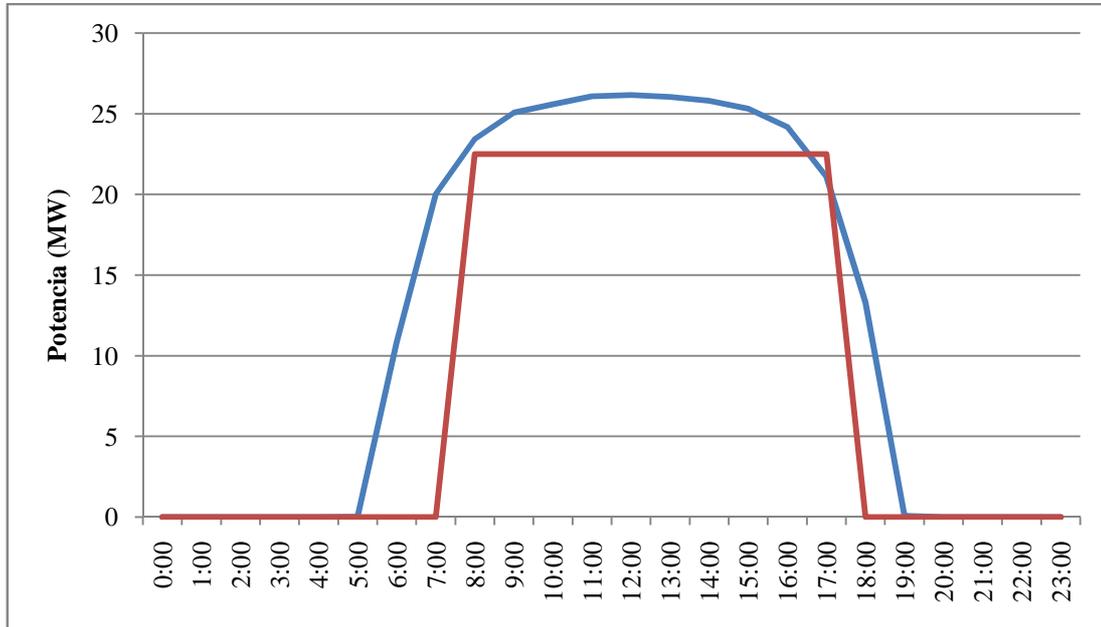


FIGURA 28: SOBREDIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO SOLAR CON SM=1,17

En las gráficas se observa como la potencia producida el fin de semana se pierde. El almacenamiento de vapor no sería una opción en este caso ya que es un almacenamiento de corta duración.

El gas natural necesario para cubrir la demanda de la mina se calcula a partir de la producción diaria de la planta en comparación con la demandada por la mina.

Cantidad de gas natural anual				
P. necesaria (kWh)	Rendimiento	kWht	kWht/m³	m³
3.104.271,92	0,37	8.839.924,10	10,71	783.694,90

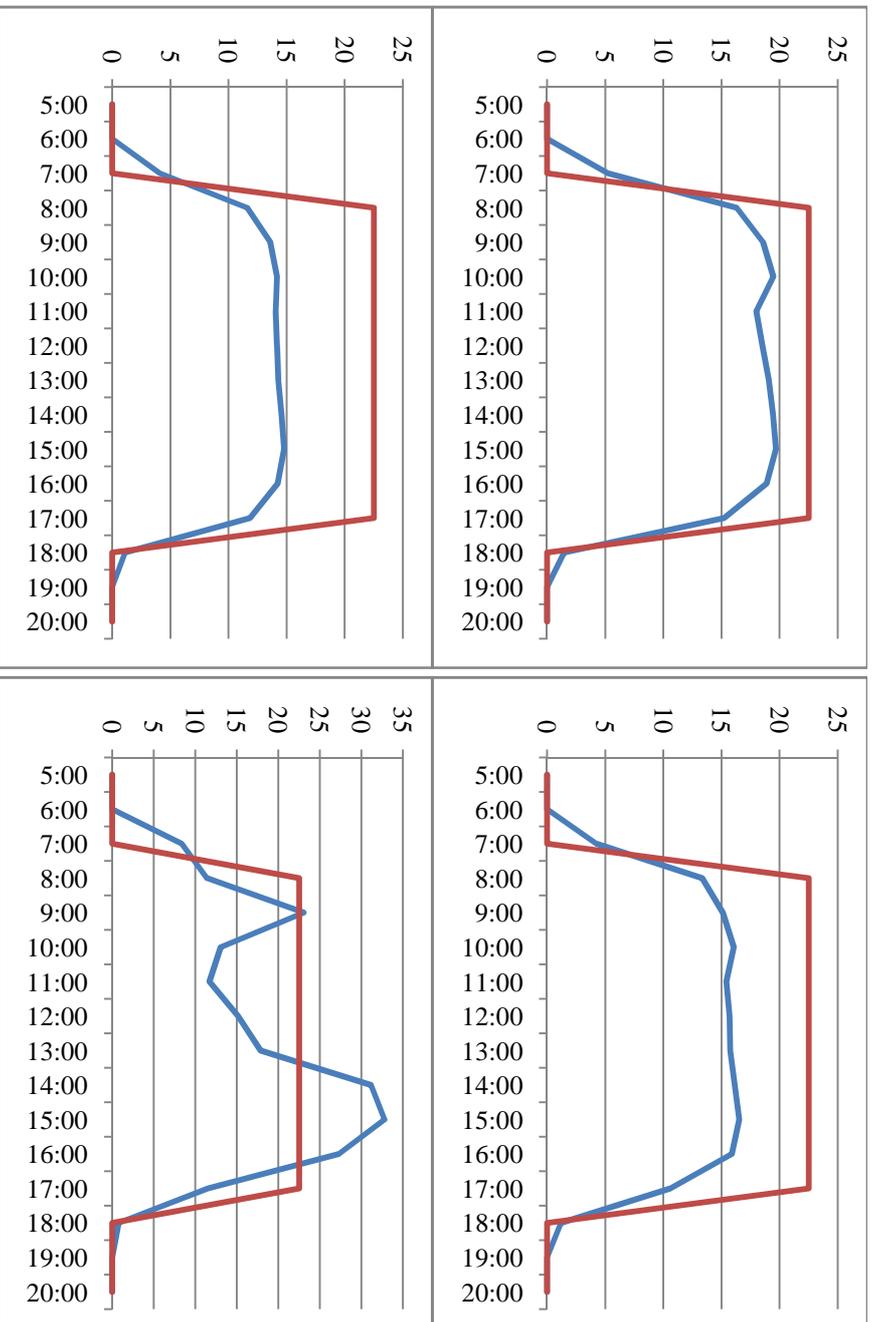
TABLA 39: CANTIDAD DE GAS NECESARIA

Emisiones CO2		
kWht	kg CO2/kWh	kg CO2
8.839.924,10	0,2016	1.691.408,70

TABLA 40: EMISIONES DE CO2



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA





UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

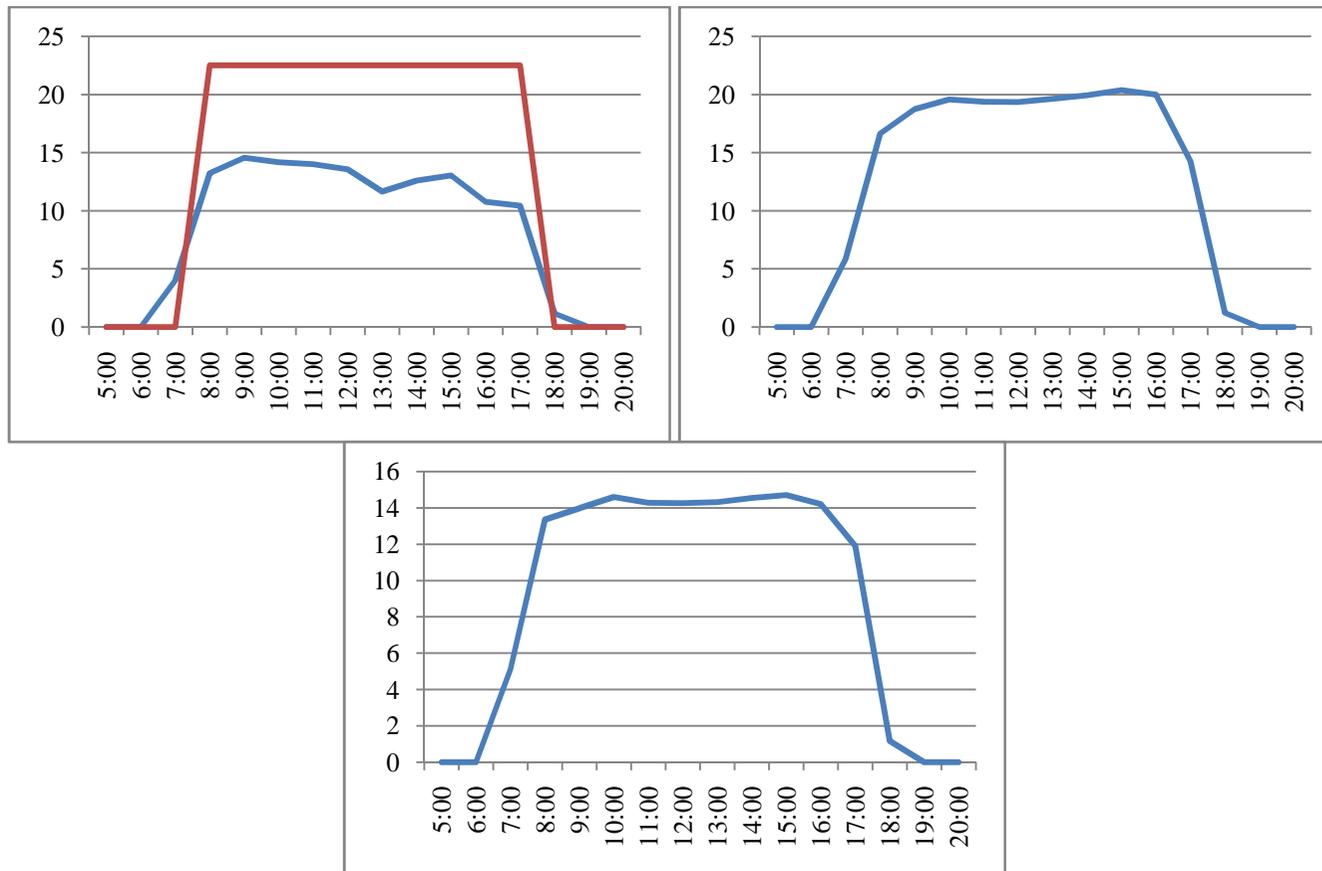


FIGURA 29: PRODUCCIÓN DE LA PEOR SEMANA EN UNA PLANTA TERMSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL HIBRIDA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

3.3.4 PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL HÍBRIDA CON CALDERA AUXILIAR Y ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

En la siguiente planta termosolar se dimensionará con un múltiplo solar de 1, así se almacenará el fin de semana la energía en las sales fundidas y para la falta de producción durante los meses de menor radiación se instalará una caldera auxiliar alimentada con gas natural.

Para dimensionar el campo solar de heliostatos se tomará la radiación solar al mediodía del día de mayor radiación solar. Finalmente se diseña una superficie de 101.040 m² que corresponde con 842 heliostatos.

Radiación (W/m²)	Superficie (m²)	Rendimiento	Potencia nominal de la instalación (MW)
1.237,69	100.949,71	0,18	22,49

TABLA 41: DIMESIÓN DEL CAMPO SOLAR PARA SM=1

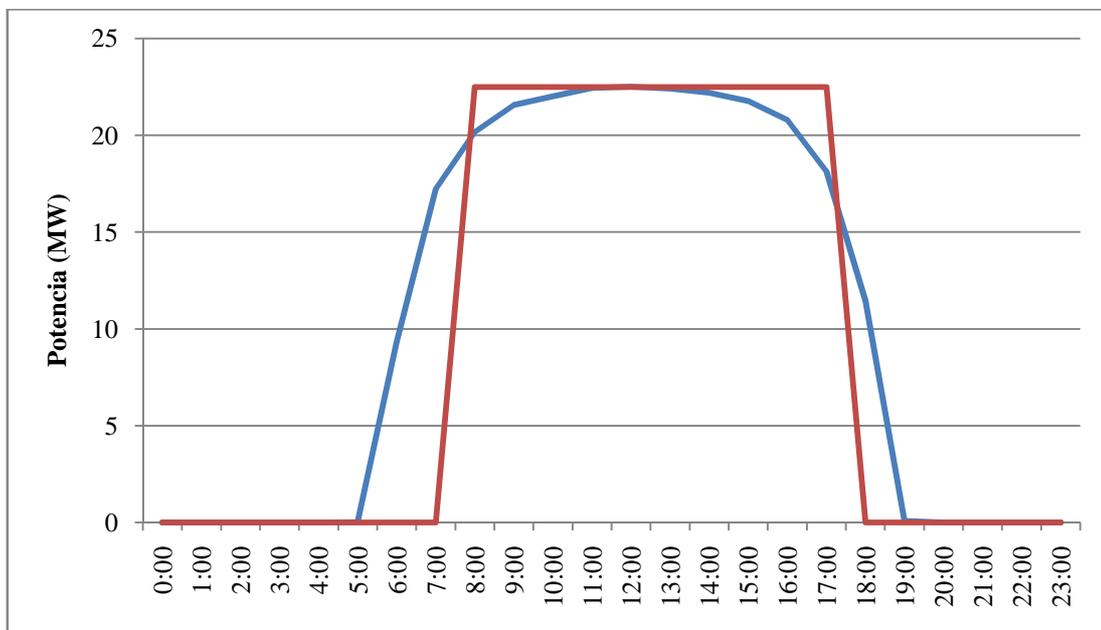
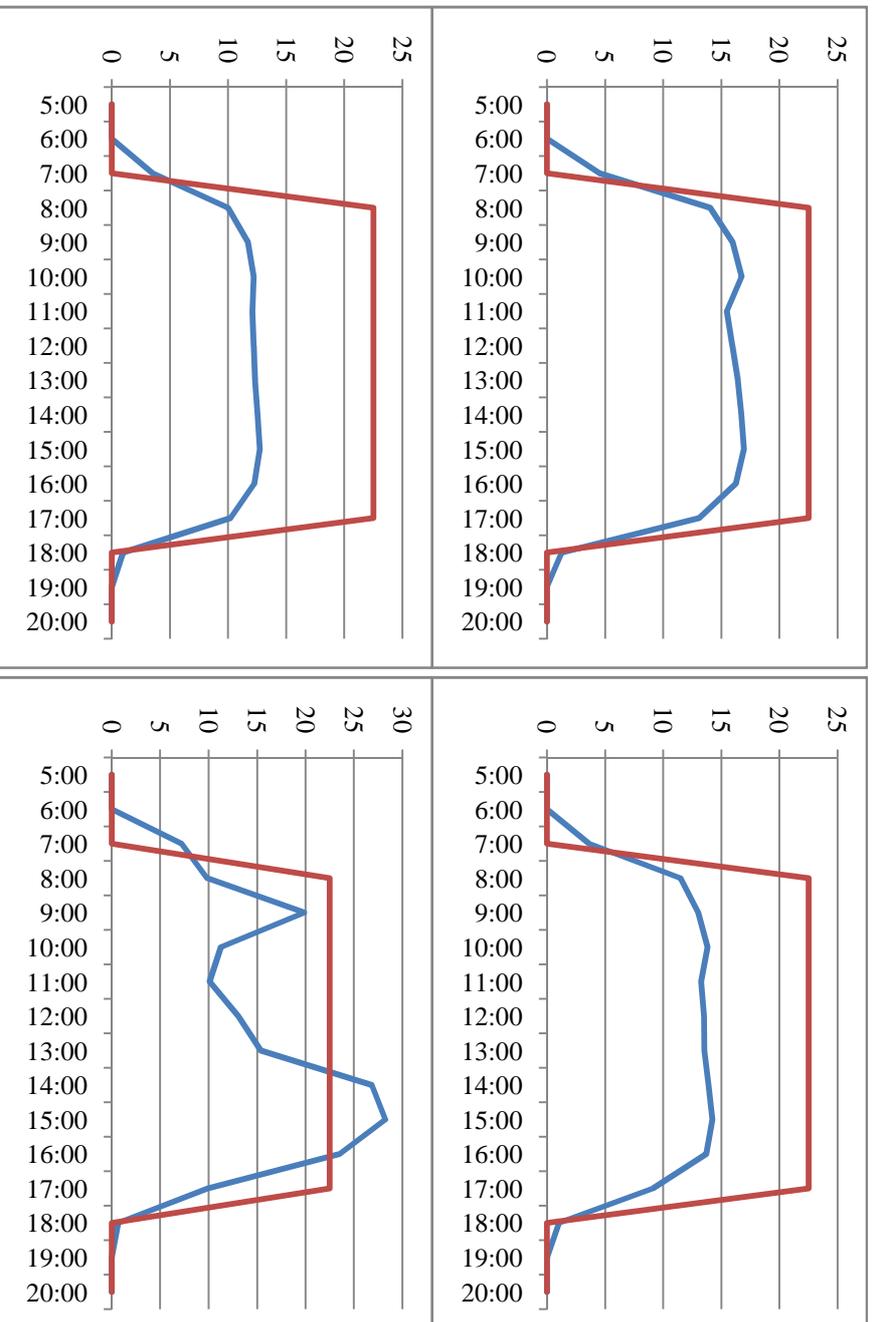


FIGURA 30: PRODUCCIÓN DE LA PLANTA PARA SM=1



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA





UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

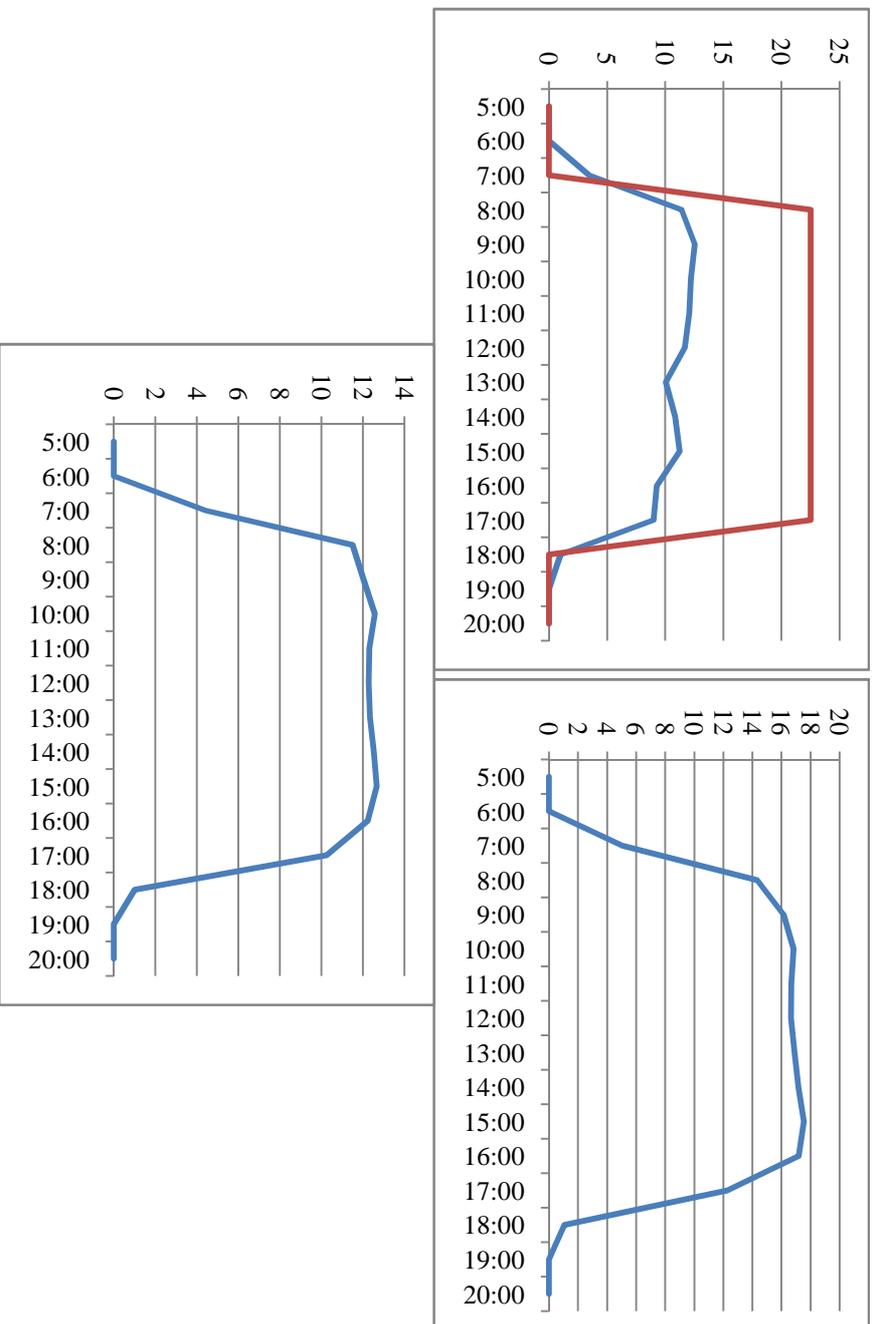


FIGURA 31: PRODUCCIÓN DE UNA CENTRAL DE TORRE CON SM=1



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

La cantidad de sales fundidas de la instalación se diseñará a partir de la producción de un día sumado a lo que la planta es capaz de almacenar durante el fin de semana. El resto de potencia se entregará alimentando la caldera auxiliar con gas natural.

En las gráficas se puede observar como al poseer menor campo solar la producción es menor, pero al tener el almacenamiento térmico esta producción aumentaría sensiblemente. Este es un ejemplo de que aún con el almacenamiento térmico hay semanas que es necesario disponer de una caldera auxiliar si se desea entregar toda la energía demanda cuando es demandada.

La cantidad de sales utilizada es 14.035,66 toneladas de NaNO_3 y 7.009,35 toneladas de KNO_3 , por lo que se necesitan dos tanques cada uno de 11.926 m^3 . La cantidad de sales para la producción diaria de energía ya se ha calculado, así que se calculará la cantidad necesaria para poder acumular la potencia media producida durante el fin de semana.

SALES			
P. media	kWhe acumula	Rend. Turbina	kWht acumula
114.579,36	229.158,72	0,4	572.896,80

TABLA 42: POTENCIA PRODUCIDA DURANTE EL FIN DE SEMANA

Se necesitarán $482.512,93 \text{ m}^3$ de gas natural lo que supone emitir 1.041,38 toneladas de CO_2 .

Emisiones CO2		
kWht	kg CO2/kWh	kg CO2
5.165.590,47	0,20	1.041.383,04

TABLA 43: EMISIONES DE CO2 PRODUCIDAS



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Sal	% cada sal	Prod. Total (kWh)	kWh/m ³	m ³	kg/m ³	ton
NaNO ₃	0,60	343.738,08	125,00	2.749,90	2.257,00	6.206,53
KNO ₃	0,40	229.158,72	156,00	1.468,97	2.110,00	3.099,52

TABLA 44: TONELADAS DE SAL NECESARIAS PARA ALMACENAR POTENCIA DURANTE EL FIN DE SEMANA

PRODUCCIÓN SALES ANUALMENTE						
kWh acumula	R. Descarga	R. Carga	Perd. Alm. 5 días	kWh produce	Rend. Turbina	kWh produce
29.790.633,60	0,91	0,90	0,05	23.178.602,47	0,40	9.271.440,99

TABLA 45: POTENCIA PRODUCIDA POR LAS SALES FUNDIDAS

PRODUCCIÓN GAS NATURAL ANUALMENTE				
P. falta (kWh)	P. GN(kWh)	Rendimiento	kWh/m ³	m ³
11.182.709,46	1.911.268,47	0,37	10,71	482.512,93

TABLA 46: CANTIDAD DE GAS NATURAL NECESARIA PARA CUBRIR LA DEMANDA



CAPÍTULO 4 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 GASTOS DE INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA PLANTA FOTVOLTAICA DISEÑADA

Para calcular el coste que se debe pagar por la electricidad lo primero es disponer de los gastos de inversión y mantenimiento cada tecnología.

Costes inversión (€)			
	€/Wp		Total (€)
Inversores	0,19		7.660.800
Otros costes	0,19		7.660.800
Obra civil	0,11		4.435.200
Estructura	0,12		4.838.400
Margen contratista llave en mano	0,09		3.628.800
Cableado	0,01		403.200
	€/panel	Nº módulos	
Módulos	370	126000	46.620.000
	€/kWh	kWh/baterías	Nº baterías
Baterías	1000	1000	711
			711.000.000
Total inversión			786.247.200

TABLA 47: COSTES DE INVERSIÓN DE LA PLANTA FOTVOLTAICA

Costes de mantenimiento (€)		
	m€/MWp/año	€/año
Seguro	5,8	233.856
Gestión	12	483.840
Alquiler suelo	2,8	112.896
Mantenimiento	26,7	1.076.544
Total mantenimiento		1.907.136

TABLA 48: GASTOS DE MANTENIMIENTO DE LA PLANTA FOTVOLTAICA



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

**4.2 GASTOS DE INVERSIÓN Y DE MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS
TERMOSOLARES CILINDRO-PARABÓLICAS DISEÑADAS**

Para calcular el coste de la electricidad necesitamos saber los costes de inversión y mantenimiento de las plantas. El precio del gas natural no es siempre el mismo, como ya se ha comentado, así que se calcularán los costes de mantenimiento en función de tres precios de gas diferentes 5 \$/MMBtu, 10 \$/MMBtu y 20 \$/MMBtu. Según se observa en la gráfica siguiente el precio de gas natural oscila siempre entre esos valores.

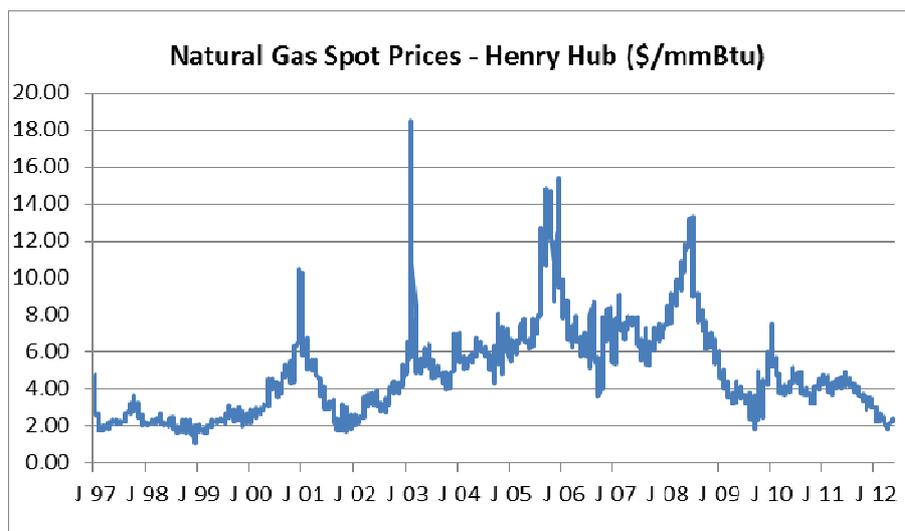


FIGURA 32: OSCILACIONES EN EL PRECIO DEL GAS NATURAL CON LOS AÑOS

En la siguiente tabla se transforma el precio del gas natural a las unidades que se tratan durante todo el proyecto.

\$/MMBtu	€/€	MMBtu/Btu	Btu/kWh	kWh/MWh	€/MWh
5,00	0,74	0,000001	3.412,97	1000	12,56
10,00	0,74	0,000001	3.412,97	1000	25,12
20,00	0,74	0,000001	3.412,97	1000	50,24

TABLA 49: CAMBIO DE UNIDADES EN EL PRECIO DEL GAS NATURAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Costes de inversión (€)				
		SALES	GN	SALES+GN
	€/m2	€	€	€
Sistema colector	190	30.915.660,00	26.968.980,00	23.022.300,00
	M€/MW	€	€	€
Bloque de potencia	0,68	15.300.000,00	15.300.000,00	15.300.000,00
Construcción	0,77	17.325.000,00	17.325.000,00	17.325.000,00
Receptor	0,8	18.000.000,00	18.000.000,00	18.000.000,00
Conexión y costes de propiedad	0,65	14.625.000,00	14.625.000,00	14.625.000,00
Margen del contratista llave en mano	0,45	10.125.000,00	10.125.000,00	10.125.000,00
Ingeniería, gestión del proyecto	0,58	13.050.000,00	13.050.000,00	13.050.000,00
Otros	0,23	5.175.000,00	5.175.000,00	5.175.000,00
Sales	0,44	13.938.864,70		13.435.329,60
Almacenamiento	0,22	6.969.432,35		6.717.664,80
Caldera Auxiliar			375.000,00	375.000,00
Tuberías, instalación			60.000,00	60.000,00
Estación Gas			180.000,00	180.000,00
Distribución GN Planta			180.000,00	180.000,00
Total		114.508.297,05	94.395.000,00	114.547.994,40

TABLA 50: COSTES DE INVERSIÓN DE LAS DIFERENTES CENTRALES CILINDRO-PARABÓLICAS

Costes de mantenimiento y operación (€)				
		SALES	GN	SALES+GN
	M€/MW/año	€	€	€
Otros	0,04	900.000,00	900.000,00	900.000,00
Mantenimiento	0,04	900.000,00	900.000,00	900.000,00
Personal	0,02	450.000,00	450.000,00	450.000,00
Seguros	0,01	225.000,00	225.000,00	225.000,00
	€/MWht			
Gas Natural	12,56		97.654,45	67.388,43
Total (€)		2.475.000,00	2.572.654,45	2.542.388,43
	€/MWht			
Gas Natural	25,12		195.308,90	134.776,85
Total (€)		2.475.000,00	2.670.308,90	2.969.553,71



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

	€/MWht			
Gas Natural	50,24		390.617,80	269.553,71
Total (€)		2.475.000,00	5.828.890,06	5.916.272,70

TABLA 51: COSTES DE MANTENIMIENTO DE LAS DIFERENTES CENTRALES CILINDRO-PARABÓLICAS

4.3 GASTOS DE INVERSIÓN Y DE MANTENIMIENTO DE LAS PLANTAS TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL DISEÑADAS

Los costes de inversión y mantenimiento se calculan para poder calcular el precio de la electricidad. Para valorar las fluctuaciones del gas natural seguiremos el mismo procedimiento que en el caso anterior.

Costes de inversión (€)				
		SALES	GN	SALES+GN
	€/m2	€	€	€
Sistema colector	128	17.326.080,00	15.022.080,00	12.933.120,00
	M€/MW	€	€	€
Bloque de potencia	0,89	20.025.000,00	20.025.000,00	20.025.000,00
Construcción	0,77	17.325.000,00	17.325.000,00	17.325.000,00
Receptor	1,6	36.000.000,00	36.000.000,00	36.000.000,00
Conexión y costes de propiedad	0,65	14.625.000,00	14.625.000,00	14.625.000,00
Margen del contratista llave en mano	0,45	10.125.000,00	10.125.000,00	10.125.000,00
Ingeniería, gestión del proyecto	0,58	13.050.000,00	13.050.000,00	13.050.000,00
Otros	0,23	5.175.000,00	5.175.000,00	5.175.000,00
Sales	0,44	14.044.663,33		13.443.978,24
Almacenamiento	0,0825	2.633.374,37		2.520.745,92
Caldera Auxiliar			375.000,00	375.000,00
Tuberías, instalación			60.000,00	60.000,00
Estación Gas			180.000,00	180.000,00
Distribución GN Planta			180.000,00	180.000,00
Total		133.003.037,70	117.120.000,00	133.084.724,16

TABLA 52: COSTES DE INVERSIÓN DE LAS DIFERENTES PLANTAS DE RECEPTOR CENTRAL



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Costes de mantenimiento y operación (€)				
		SALES	GN	SALES+GN
	M€/MW/año	€	€	€
Otros	0,043	967.500,00	967.500,00	967.500,00
Mantenimiento	0,043	967.500,00	967.500,00	967.500,00
Personal	0,022	495.000,00	495.000,00	495.000,00
Seguros	0,011	247.500,00	247.500,00	247.500,00
	€/MWht			
Gas Natural	12,56		97.654,45	67.388,43
Total		2.677.500,00	2.775.154,45	2.744.888,43
	€/MWht			
Gas Natural	25,12		195.308,90	134.776,85
Total		2.677.500,00	2.872.808,90	2.812.276,85
	€/MWht			
Gas Natural	50,24		390.617,80	269.553,71
Total		2.677.500,00	3.068.117,80	2.947.053,71

TABLA 53: COSTES DE MANTENIMIENTO DE LAS DIFERENTES PLANTAS DE RECEPTOR SOLAR

4.4 LCOE

El precio de la energía eléctrica se puede definir por unidad de energía como LCOE, *Levelized Cost of Energy*. El LCOE representa el coste teórico de generar energía, incluyendo la tasa interna de retorno (TIR), los costes de mantenimiento e inversión, y la vida útil de la planta.

La ecuación del LCOE se deduce a partir del valor actual neto de la inversión, siendo este igual a cero. El flujo de caja de una central se supone como el LCOE por



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

la energía generada menos el mantenimiento. Así despejando el LCOE obtenemos la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{Inv + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1 + TIR)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1 + TIR)^t}} \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right)$$

Donde:

- Inv: se define como la inversión inicial
- M_t : es el mantenimiento previsto para el año t
- TIR: Tasa Interna de Retorno, en este caso se tomará 8%
- E_t : es la energía generada durante ese año
- n: vida útil de la planta, se tomarán 25 años

4.4.1 LCOE DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA DISEÑADA

Para calcular el LCOE son necesarios los siguientes datos:

Inversión (€)	786.247.200
Costes de mantenimiento (€)	1.907.136
TIR	8%
Energía anual (kWh)	58.476.511,53

TABLA 54: COSTES DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA DISEÑADA

$$LCOE = \frac{786.247.200 + \sum_{t=1}^{25} \frac{1.907.136}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 1,2922 \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right)$$



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

El LCOE de la planta fotovoltaica es muy elevado. Este hecho se debe al uso de baterías como medio de almacenamiento (única posibilidad existente en la tecnología fotovoltaica) ya que su coste unitario es muy elevado.

4.4.2 LCOE DE LAS DIFERENTES PLANTAS TERMOSOLARES DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS DISEÑADAS

Para calcular el LCOE son necesarios los siguientes datos:

	SALES	GN	SALES+GN
Inversión (€)	114.508.297,05	94.395.000,00	114.547.994,40
Costes de mantenimiento (€)	2.475.000,00	2.572.654,45	2.542.388,43
		2.670.308,90	2.969.553,71
		5.828.890,06	5.916.272,70
TIR	8%	8%	8%
Energía anual (kWh)	58.476.511,53	58.476.511,53	58.476.511,53

TABLA 55: COSTES DE INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS DIFERENTES PLANTAS DE CCP

ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

$$LCOE = \frac{114.508.297,05 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.475.000,00}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2258 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

El LCOE con almacenamiento en sales fundidas y tecnología CCP es mucho menor que el obtenido en la planta fotovoltaica. Sigue siendo un precio alto de comercialización de la electricidad pero empieza a ser más competitivo.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

PLANTA HÍBRIDA CON CALDERA AUXILIAR

En las plantas que utilizan gas natural se van a obtener diferentes precios dependiendo del precio asignado para el gas natural. A la hora de evaluar que tecnología es la más recomendable deben tenerse en cuenta los diferentes precios.

- 5 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{94.395.000,00 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.572.654,45}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,1952 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

- 10 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{94.395.000,00 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.670.308,90}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,1969 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

- 20 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{94.395.000,00 + \sum_{t=1}^{25} \frac{5.828.890,06}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2509 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

Se puede observar que el precio de la electricidad utilizando una planta híbrida con caldera auxiliar es menor salvo si el precio del gas aumentase



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

notablemente. Este es un dato a tener presente ya que el precio del gas natural está sujeto a muchas variables difíciles de controlar y predecir.

PLANTA HÍBRIDA CON CALDERA AUXILIAR Y ALMACENAMIENTO EN SALES
FUNDIDAS

En esta planta el coste de la inversión es más elevado, y el uso de gas natural hace que no haya un precio fijo para la generación de energía sino que varíe con el precio del mismo.

- 5 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{114.547.994,40 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.542.388,43}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2270 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

- 10 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{114.547.994,40 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.969.553,71}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2343 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

- 20 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{114.547.994,40 + \sum_{t=1}^{25} \frac{5.916.272,70}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2847 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Debido a tener instalados los dos sistemas el precio de la energía en este caso es el más elevado de los tres. Supone el caso más fiable para entregar la potencia demandada pero sus costes empiezan a estar alejados de precios competitivos de mercado.

4.4.4 LCOE DE LAS DIFERENTES PLANTAS TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL DISEÑADAS

Para calcular el LCOE son necesarios los siguientes datos:

	SALES	GN	SALES+GN
Inversión (€)	133.003.037,70	117.120.000,00	133.084.724,16
Costes de mantenimiento (€)	2.677.500,00	2.775.154,45	2.744.888,43
		2.872.808,90	2.812.276,85
		3.068.117,80	2.947.053,71
TIR	8%	8%	8%
Energía anual (kWh)	58.476.511,53	58.476.511,53	58.476.511,53

TABLA 56: COSTES DE INVERSIÓN Y MATENIMIENTO DE LAS DISTINTAS PLANTAS DE RECEPTOR CENTRAL

ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

$$LCOE = \frac{133.003.037,70 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.677.500,00}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2589 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

Se puede observar como el precio de generar energía actualmente es más caro en centrales de receptor solar que de colectores cilindro-parabólicos. La tecnología de receptor central es más novedosa y existen menos MW instalados en la actualidad.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

PLANTA HÍBRIDA CON CALDERA AUXILIAR

Como en el caso de colectores cilindro-parabólicos las plantas que utilizan gas natural se van a obtener diferentes precios dependiendo del precio asignado para el gas natural. A la hora de evaluar que tecnología es la más recomendable deben tenerse en cuenta los diferentes precios.

- 5 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{117.120.000,00 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.775.154,45}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2351 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

- 10 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{117.120.000,00 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.872.808,90}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2368 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

- 20 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{117.120.000,00 + \sum_{t=1}^{25} \frac{3.068.117,80}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2657 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Al igual que en el caso de almacenamiento en sales fundidas el precio de generar energía actualmente con tecnología de receptor central es más elevado que el de colectores cilindro-parabólicos.

PLANTA HÍBRIDA CON CALDERA AUXILIAR Y CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

Como en el caso de colectores cilindro-parabólicos las plantas que utilizan gas natural junto con almacenamiento en sales tienen unos costes de inversión y mantenimiento más elevados, pero corresponde con la tecnología de menor riesgo a la hora de generar la energía demandada por el cliente. Se van a obtener diferentes precios dependiendo del precio asignado para el gas natural, por lo que a la hora de evaluar que tecnología es la más recomendable deben tenerse en cuenta los diferentes precios.

- 5 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{133.084.724,16 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.744.888,43}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2601 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

- 10 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{133.084.724,16 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.812.276,85}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2613 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

- 20 \$/MMBtu

$$LCOE = \frac{133.084.724,16 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.947.053,71}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2636 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

El precio de generar energía resulta muy elevado y se queda fuera de un mercado competitivo para generar electricidad.

CAPÍTULO 5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este capítulo se quiere analizar la sensibilidad en el precio de generar energía eléctrica introduciendo determinados riesgos a las plantas diseñadas. Las plantas se han diseñado para que en cualquier ocasión puedan entregar al cliente, la mina de Chuquicamata, toda la energía que esta demanda. Para disminuir el precio de generar energía el cliente está dispuesto a asumir un pequeño riesgo en la generación de energía.

5.1 ANÁLISIS FOTOVOLTAICO

Como se observa en el apartado anterior la utilización de baterías en los sistemas fotovoltaicos aumenta el coste de la energía hacia precios muy alejados de



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

los precios de mercado. La instalación de una planta fotovoltaica con almacenamiento en baterías no sería una solución económicamente viable es nuestro estudio.

Si eliminamos las baterías de la planta diseñada se obtiene un riesgo de 32,5% con un LCOE de 0,1532 €/kWh. El riesgo obtenido es muy elevado, por eso se analiza el precio de la electricidad con un riesgo del 5% y del 10%.

Costes inversión (€)		
	€/Wp	Total (€)
Inversores	0,19	7.660.800
Otros costes	0,19	7.660.800
Obra civil	0,11	4.435.200
Estructura	0,12	4.838.400
Margen contratista llave en mano	0,09	3.628.800
Cableado	0,01	403.200
	€/panel	Nº módulos
Módulos	370	126000
Total inversión		75.247.200

TABLA 57: INVERSIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA SIN BATERÍAS

Costes de mantenimiento (€)		
	m€/MWp/año	€/año
Seguro	5,8	233.856
Gestión	12	483.840
Alquiler suelo	2,8	112.896
Mantenimiento	26,7	1.076.544
Total mantenimiento		1.907.136

TABLA 58: COSTES DE INVERSIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA SIN BATERÍAS

$$LCOE = \frac{75.247.200 + \sum_{t=1}^{25} \frac{1.907.136}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,1532 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Primero se calcula el número de módulos necesarios para adquirir dicho riesgo, y a partir de ahí se calculan los costes de inversión y mantenimiento para hallar el precio de generar la energía necesaria.

Riesgo	Nº módulos
5%	157.556
10%	153.328

TABLA 59: Nº DE MÓDULOS NECESARIOS PARA ADQUIRIR UN RIESGO DEL 5% Y DEL 10%

Costes de inversión (€)			
	€/módulo	Nº módulos	Total(€)
Módulos	370	157.556	58.295.720
	€/Wp	Wp	
Inversores	0,19	50.417.920	9.579.404,80
Otros costes	0,19	50.417.920	9.579.404,80
Obra civil	0,11	50.417.920	5.545.971,20
Estructura	0,12	50.417.920	6.050.150,40
Margen contratista llave en mano	0,09	50.417.920	4.537.612,80
Cableado	0,01	50.417.920	504.179,20
Total inversión (€)			94.092.443,20

TABLA 60: COSTES DE INVERSIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA SIN BATERÍAS Y RIESGO DEL 5%

Costes de mantenimiento (€)		
	m€/MWp/año	€/año
Seguro	5,8	292.424
Gestión	12	605.015
Alquiler suelo	2,8	141.170
Mantenimiento	26,7	1.346.158
Total (€)		2.384.768

TABLA 61: COSTES DE MANTENIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA SIN BATERÍAS Y RESIGO DEL

5%



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

$$LCOE = \frac{94.092.443,20 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.384.768}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,1915 \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right)$$

Costes de inversión (€)			
	€/módulo	Nº módulos	Total(€)
Módulos	370	153.328	56.731.360
	€/Wp	Wp	
Inversores	0,19	49.064.960	9.322.342,40
Otros costes	0,19	49.064.960	9.322.342,40
Obra civil	0,11	49.064.960	5.397.145,60
Estructura	0,12	49.064.960	5.887.795,20
Margen contratista llave en mano	0,09	49.064.960	4.415.846,40
Cableado	0,01	49.064.960	490.649,60
Total inversión (€)			91.567.481,60

TABLA 62: COSTES DE INVERSIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA SIN BATERÍAS Y RIESGO DEL 10%

Costes de mantenimiento (€)		
	m€/MWp/año	€/año
Seguro	5,8	284.577
Gestión	12	588.780
Alquiler suelo	2,8	137.382
Mantenimiento	26,7	1.310.034
Total (€)		2.320.773

TABLA 63: COSTES DE MANTENIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA SIN BATERÍAS Y RIESGO DEL 10%

$$LCOE = \frac{91.567.481,60 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.320.773}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,1864 \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right)$$

Se puede observar que con poco riesgo podemos obtener precios de la energía muy bajos, el mayor problema reside en que una planta sin baterías no es una



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

solución técnicamente viable ya que la energía no se entregaría cuando el cliente la demanda.

A demás un riesgo del 5% o del 10% en esta planta no supone que sólo el 5 o el 10% de los días la planta no sea capaz de entregar la energía dada ya que si no se puede almacenar aunque produzca la energía que la planta demanda está energía no se produciría cuando es necesaria y se perdería. Este modelo de planta sin almacenamiento implica grandes pérdidas de energía durante el fin de semana, en verano por el sobredimensionamiento y durante los picos, que en esta tecnología son más acusados al no tener seguimiento.

5.2 ANÁLISIS DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS CON ALMACENAMIENTO EN SALES

El precio de la energía en una central de colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento en sales fundidas se acerca a un precio competitivo de mercado, pero el cliente quiere disminuir costes por lo que se plantea insertar al proyecto un riesgo del 5% y del 10%.

RIESGO 5%

Riesgo 5%	
Superficie (m²)	160.983
Toneladas de sal	
NaNO₃	3.886,86
KNO₃	1.941,08

TABLA 64: CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA DE CCP CON ALMACENAMIENTO EN SALES CON RIESGO DEL 5%



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Inversión		
	€/m2	€
Sistema colector	190	30.586.770,00
	M€/MW	€
Bloque de potencia	0,68	15.300.000,00
Construcción	0,77	17.325.000,00
Receptor	0,8	18.000.000,00
Conexión y costes de propiedad	0,65	14.625.000,00
Margen del contratista llave en mano	0,45	10.125.000,00
Ingeniería, gestión del proyecto	0,58	13.050.000,00
Otros	0,23	5.175.000,00
Sales	0,44	8.188.330,37
Almacenamiento	0,22	4.094.165,18
Total		105.882.495,55

TABLA 65: COSTES DE INVERSIÓN DE UNA PLANTA CCP CON SALES Y RIESGO 5%

Costes de mantenimiento y operación		
	M€/MW/año	€
Otros	0,04	900.000,00
Mantenimiento	0,04	900.000,00
Personal	0,02	450.000,00
Seguros	0,01	225.000,00
Total		2.475.000,00

TABLA 66: COSTES DE MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA CCP CON SALES Y RIESGO 5%

$$LCOE = \frac{105.882.495,55 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.475.000,00}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2119 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

RIESGO 10%

Riesgo 10%	
Superficie (m²)	158.387
Toneladas de sal	
NaNO₃	2.595,85
KNO₃	1.296,36

TABLA 67: CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA CCP CON ALMACENAMIENTO EN SALES Y RIESGO 10%

Inversión		
	€/m²	€
Sistema colector	190	30.093.435,00
	M€/MW	€
Bloque de potencia	0,68	15.300.000,00
Construcción	0,77	17.325.000,00
Receptor	0,8	18.000.000,00
Conexión y costes de propiedad	0,65	14.625.000,00
Margen del contratista llave en mano	0,45	10.125.000,00
Ingeniería, gestión del proyecto	0,58	13.050.000,00
Otros	0,23	5.175.000,00
Sales	0,44	5.468.590,09
Almacenamiento	0,22	2.734.295,05
Total		101.802.885,14

TABLA 68: COSTES DE INVERSIÓN DE UNA PLANTA CCP CON SALES Y RIESGO 10%

Costes de mantenimiento y operación		
	M€/MW/año	€
Otros	0,04	900.000,00
Mantenimiento	0,04	900.000,00
Personal	0,02	450.000,00
Seguros	0,01	225.000,00
Total		2.475.000,00

TABLA 69: COSTES DE MANTENIMIENTO DE UNA CENTRAL CCP CON SALES Y RIESGO 10%



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

$$LCOE = \frac{101.802.885,14 + \sum_{t=1}^{25} \frac{2.475.000,00}{(1 + 0,08)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{58.476.511,53}{(1 + 0,08)^t}} = 0,2054 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right)$$

Se puede observar que reduciendo el riesgo únicamente en un 5% el precio de la energía baja considerablemente, mientras que al reducirlo un 5% más hasta un 10% el precio no disminuye tanto en función de lo que aumenta el riesgo.

El análisis de aumentar riesgos en el resto de tecnologías no se realizan ya que aumentar el riesgo significaría aumentar la producción a base de gas natural, y teniendo en cuenta el carácter renovable del proyecto se intenta evitar.

En las siguientes gráficas se observa como el múltiplo solar descendo cuando aumentamos el riesgo a 1,33 para un riesgo del 5% y 1,31 para un riesgo del 10%.

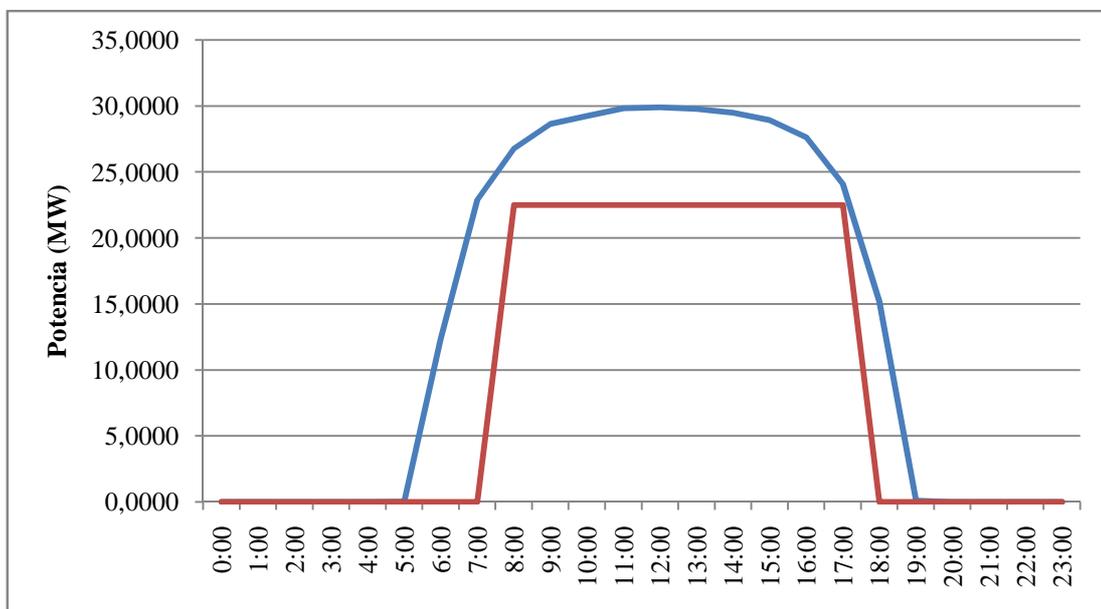


FIGURA 33: MÚLTIPLO SOLAR PARA UN RIESGO DEL 5%



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

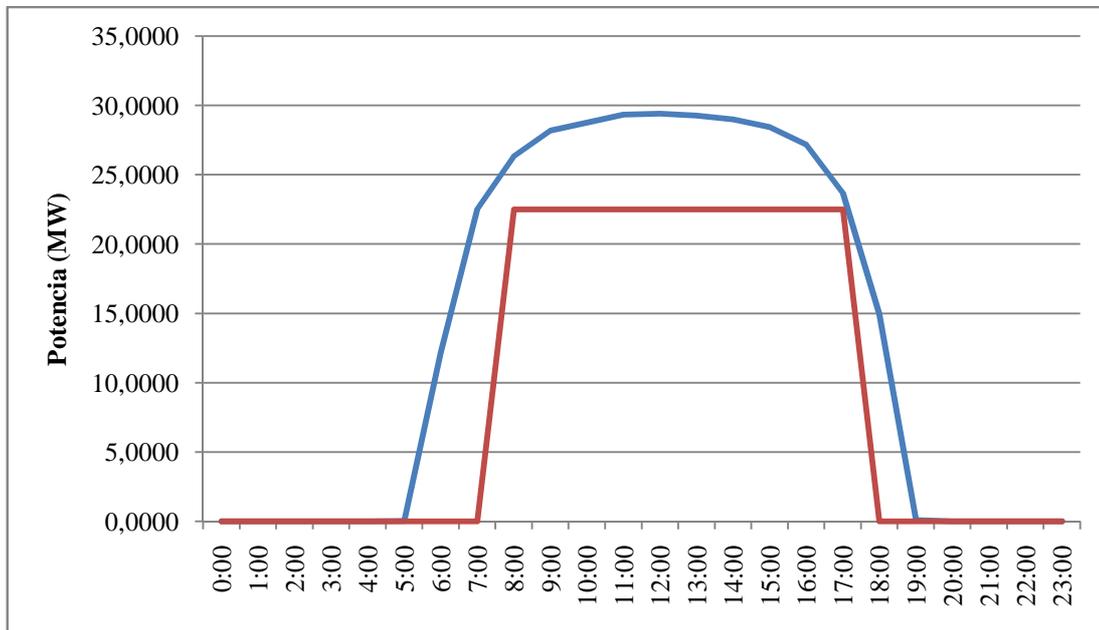


FIGURA 34: MÚLTIPLO SOLAR PARA UN RIESGO DEL 10%

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES

Tras la realización del estudio se derivan las siguientes conclusiones de las diferentes tecnologías presentadas.

FOTOVOLTAICA

Las plantas fotovoltaicas con almacenamiento en baterías actualmente no son viables económicamente debido al alto coste de las baterías. Como se ha mencionado con anterioridad el almacenamiento es un requisito necesario en el estudio presentado ya que permite la gestionabilidad de la planta. Así la opción de implanta tecnología fotovoltaica queda descartada para el cliente.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Como se ha observado las plantas fotovoltaicas sin almacenamiento sí que suponen una alternativa económicamente viable si la planta está conectada a red para poder dar salida a toda la energía generada.

RECEPTOR CENTRAL O TORRE

Las plantas de receptor central poseen un futuro muy prometedor dentro de las energías renovables. Actualmente no existen muchas plantas en funcionamiento de esta tecnología y los costes siguen resultando mayores, pero con un abaratamiento de los costes es una tecnología con posibilidad de rendimientos más elevados lo que es equivalente a más económica a largo plazo. En este estudio queda descartada debido a coste más elevado que la tecnología cilindro-parabólica.

COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS

El precio de generar energía con esta tecnología es el menor presentado durante todo el estudio. Dentro de las posibilidades que ofrece la tecnología la hibridación de la planta con almacenamiento en sales fundidas queda descartada. Técnicamente es la opción más fiable con mayor grado de gestionabilidad y sin pérdida de energía solar producida pero sus altos costes de inversión y mantenimiento hacen que el coste de generar energía sea muy elevado en comparación con las otras dos tecnologías.

El precio de generar energía con una planta híbrida de gas natural es actualmente el más bajo, debido a sus menores costes de inversión. Esta solución no supone una tecnología 100% renovables ya que se utiliza un combustible fósil (gas natural) para apoyar la falta de producción solar de algunos meses. Los costes calculados en esta tecnología pueden oscilar entre los valores citados teniendo en cuenta el cambio en el precio del combustible así como los impuestos por emisiones u otros factores. Con esta tecnología se emitirían 1.567,5 toneladas de CO₂ al año a la atmósfera.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Precio del gas natural (\$/MMBtu)	LCOE (€/kWh)
5	0,1952
10	0,1969
20	0,2509

TABLA 70: LCOE EN PLANTA CCP CON GAS NATURAL

El precio de generar energía con una planta con almacenamiento en sales fundidas es muy competitivo, además técnicamente supone un mejor aprovechamiento de la energía ya que puede almacenarse durante el fin de semana y durante los picos producidos aunque durante los meses de mayor radiación se pierda energía. Para disminuir el precio se le puede añadir un poco de riesgo a la planta, abaratando así costes de inversión. Esta tecnología es 100% renovable y su implantación en la mina de Chuquicamata evitaría la emisión de 21.636.309,27 toneladas de CO₂ anuales a la atmósfera.

LCOE (€/kWh)	
Riesgo 0%	0,2258
Riesgo 5%	0,2119
Riesgo 10%	0,2054

TABLA 71: LCOE DE CCP CON ALMACENAMIENTO EN SALES

BIBLIOGRAFÍA

Baiges, D. M. (2008). *Número gordos en el análisis económico-financiero*. España: Cinter.

Comisión Chilena del Cobre. (2012). *Actualización del estudio prospectivo al año 2020 del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre*. Chile.

Comisión Nacional de Energía. (2011). *Diagnóstico y perspectiva para la operación de los terminales de GNL en Chile*. Chile.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Consejo Minero. (2014). *Reporte anual 2012-2013*. Chile.

Díaz, T., & Carmona, G. (2009). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. España: Mc Graw Hill.

Gapminder. (s.f.). Recuperado el 27 de Junio de 2014, de <http://www.gapminder.org/>

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2011). *Plan de Energías Renovables 2011-2020*. Madrid, España.

Instituto Nacional de estadísticas. (s.f.). Recuperado el 25 de Junio de 2014, de <http://www.ine.cl/>

Instituto Nacional de Estadísticas INE. (2011). *Análisis del comportamiento del consumo eléctrico y la actividad minera*. Chile.

International Energy Agency. (s.f.). Recuperado el 28 de Junio de 2014, de <http://www.iea.org/Sankey/index.html#c=Chile&s=Balanc>

Kost, C., Mayer, J. N., Thomsen, J., Hartmann, N., Senkpiel, C., Philipps, S., y otros. (2013). *Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies*. Fraunhofer: Institut for Solar Energy Systems ISE.

National Renewable Energy Laboratory. (2012). *SunShot Vision study*. Estados Unidos.

Pita, M. J. (2008). Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífico. *Tesis doctoral*. España.

Red Eléctrica de España. (2009). *Emisiones de CO2 producidas en el sistema eléctrico español*. Madrid, España: Gabinete de prensa.

Renewable Energy World. (s.f.). Recuperado el 29 de Junio de 2014, de <http://www.renewableenergyworld.com/rea/tech/why>



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

U.S. Energy Information Administration. (s.f.). Recuperado el 5 de Julio de 2014, de <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>

ANEXO I

CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS

Module type	KD 320GH-4YB
Cell technology	Polycrystalline
Maximum power	320 W (+5/-3%)
Maximum power voltage	40,1 V
Maximum power current	7,99 A
Open circuit voltage (Voc)	49,5 V
Short circuit current (Isc)	8,60 A
Dimensions	
Length	1662 mm
Width	1320 mm
Depth	46 mm
Weight	27,5 kg
Performance guarantee	20 years 80%
Cell efficiency	16%
Module efficiency	14,50%
Manufacturer	Kyocera



UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS

IM + 20E High Energy Plus	
Energy (kWh)	1000
Continuous discharge power (kW)	500
Peak discharge power 1 min (kW)	500
Nominal charge power (kW)	500
Current max (A)	600
Voltage range (V)	588-790
Dimensions L x W x H (m)	6,1 x 2,5 x 2,9
Dimensions including roof L x W x H (m)	7,0 x 3,0 x 3,3
Weight (t)	16,5
Precio (euros/kWh)	1000
