

Universidad Carlos III de Madrid

Repositorio institucional e-Archivo

<http://e-archivo.uc3m.es>

Trabajos académicos

Proyectos Fin de Carrera

2011-12

Análisis de ciclo de vida de una central termosolar

Bueso Losada, Guillermo

<http://hdl.handle.net/10016/14397>

Descargado de e-Archivo, repositorio institucional de la Universidad Carlos III de Madrid



Universidad
Carlos III de Madrid

PROYECTO FIN DE CARRERA

ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR

Autor: Guillermo Bueso Losada

Tutor: Javier Villa Briongos

Leganés, diciembre de 2011

Título: Análisis de ciclo de vida de una central termosolar

Autor:

Director:

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día ___ de _____ de 20__ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

RESUMEN

Se ha estudiado el comportamiento ambiental de una central termosolar de receptor central con almacenamiento de sales fundidas e hibridada con caldera auxiliar de gas natural desde la cuna a la tumba. Se ha obtenido el impacto ambiental por kWh generado en la central por medio de un análisis de ciclo de vida y se ha comparado este resultado con el que actualmente se dispone del mix eléctrico español obteniéndose que la central termosolar está muy por debajo de la media actual en cuanto a impacto ambiental de su ciclo de vida y emisiones equivalentes al medio.

También se han comparado 2 tipos de combustible fósil para la caldera auxiliar, como son el gas natural y el fuel oil, concluyéndose que el gas natural es el combustible más favorable de los dos desde el punto de vista de su ciclo de vida ambiental para la hibridación de una central térmica solar de receptor central.

Por último, en el proyecto se han utilizado las 2 metodologías de evaluación de impactos más usadas, como son el Ecoindicator-99 y la CML 2000. Se ha comprobado que ambas metodologías valoran, en general, diferentes aspectos de un ciclo de vida de una actividad o producto, siendo ambas metodologías compatibles.

INDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	9
1.1 Introducción	9
1.2 Objetivos.....	9
1.3 Medios empleados.....	10
1.4 Estructura de la memoria.....	10
2. CENTRAL TÉRMICA SOLAR	11
2.1 Introducción	11
2.2 La radiación solar como fuente de energía.....	12
2.3 Localización	13
2.4 Tipos de centrales Termosolares.....	15
2.4.1 Concentradores cilíndricos parabólicos	17
2.4.2 Discos parabólicos	23
2.4.3 Planta con Receptor Central	24
2.5 Comparación de tecnologías	36
3. EL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA	38
3.1 Introducción	38
3.2 Normativa	39
3.3 Fases del análisis de ciclo de vida.....	39
3.3.1 Definición de objetivo y alcance del análisis de ciclo de vida.....	40
3.3.2 Análisis del inventario del ciclo de vida	43
3.3.3 Evaluación de impactos del ciclo de vida	43
3.3.4 Interpretación del ciclo de vida.....	44
3.4 Metodologías del ACV	44
3.4.1 Metodología de impacto ambiental (“midpoint”). CML 2000.....	45
3.4.2 Metodología de daño (“endpoint”). Ecoindicator 99	49
3.5 Software de ACV	50
3.6 Limitaciones del análisis de ciclo de vida	51
4. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE CENTRAL TÉRMICA SOLAR	53
4.1 Objetivo	53
4.2 Alcance.....	53
4.2.1 Unidad funcional y flujo de referencia	53
4.2.2 Límites del sistema	54
4.2.3 Criterios de corte.....	55
4.2.4 Calidad de los datos.....	55
4.4 Características de la central estudiada.....	57
4.5 Análisis del inventario del ciclo de vida.....	60
4.6 Evaluación de impactos del ciclo de vida	63
4.7 Interpretación del ciclo de vida	78
4.8 Alternativa al diseño inicial. Caldera auxiliar Fuel-oil	83
5. CONCLUSIONES	88
6. ANÁLISIS ECONÓMICO	89
6.1 Análisis económico-financiero	89
6.2 Presupuesto.....	92
7. BIBLIOGRAFÍA	95
8. ANEXOS	98
ANEXO I: PROCESOS SELECCIONADOS	98

ANEXO II: INVENTARIO	99
ANEXO III: FACTORES DE CARACTERIZACIÓN POR SUSTANCIA SEGÚN CATEGORÍA. ECOINDICATOR-99	110
ANEXO IV: CARACTERIZACIÓN DE LOS IMPACTOS EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN POR kWh. ECOINDICATOR-99	116
ANEXO V: CARACTERIZACIÓN DE LOS IMPACTOS EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN POR kWh. CML 2000	116
ANEXO VI: ELEMENTOS DEL CICLO AGUA-VAPOR [12]	116

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa global del recurso solar. /SCHOTT memorandum on solar thermal power plant technology/	14
Figura 2. Mapa radiación solar en España. /http://www.demaderayluz.com/	15
Figura 3. Planta con aceite térmico (HTF).....	22
Figura 4. Planta DSG de generación de vapor directa	22
Figura 5. Esquema de central con sales fundidas y ciclo Rankine en bloque de potencia	35
Figura 6. Fases del Análisis de Ciclo de Vida	40
Figura 7. Esquema de flujos de un ciclo de vida	42
Figura 8. Límites del sistema	54
Figura 9. Menu principal Simapro	56
Figura 10. Esquema del funcionamiento de la central	58
Figura 11. Árbol campo solar	64
Figura 12. Evaluación de impacto del campo solar	65
Figura 13. Árbol torre centra	66
Figura 14. Evaluación de impacto torre central	67
Figura 15. Árbol edificios.....	67
Figura 16. Evaluación de impacto edificios	68
Figura 17. Árbol bloque de potencia	69
Figura 18. Evaluación de impacto bloque de potencia	69
Figura 19. Árbol almacenaje térmico.....	70
Figura 20. Evaluación de impacto almacenaje térmico	70
Figura 21. Árbol operación	71
Figura 22. Evaluación de impacto operación	71
Figura 23. Árbol central termosolar	72
Figura 24. Evaluación de impacto central termosolar. Ecoindicator-99.....	73
Figura 25. Resultados normalizados central solar. Ecoindicator-99.....	74
Figura 26. Resultados normalizados agrupados central solar. Ecoindicator-99.	75
Figura 27. Resultados ponderados central solar. Ecoindicator-99	75
Figura 28. Puntuación única central solar. Ecoindicator-99.	76
Figura 29. Distribución caracterización. CML 2000.....	77
Figura 30. Distribución normalización. CML 2000.....	78
Figura 31. Caracterización emisiones equivalentes por kWh.....	80
Figura 32. Caracterización impactos ambientales por kWh	81
Figura 33. Comparativa resultados normalizados por categorías.	82
Figura 34. Comparativa puntuación única.....	83
Figura 35. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural. CML84	
Figura 36. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural. Ecoindicator-99	86
Figura 37. Puntuación única hibridación fuel oil-gas natural. Ecoindicator-99. ...	87
Figura 38. Diagrama T-S ciclo Rankine.....	121

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Centrales CCP operativas	18
Tabla 2. Centrales CCP en construcción	18
Tabla 3. Centrales CCP en proyecto.....	19
Tabla 4. Comparativa de tecnologías de planta.....	36
Tabla 5. Sustancias equivalentes. CML 2000	49
Tabla 6. Características técnicas de la central.....	59
Tabla 7. Materiales de construcción del campo solar.....	60
Tabla 8. Procesos asociados a la construcción del campo solar	60
Tabla 9. Materiales de construcción de la torre.....	61
Tabla 10. Procesos asociados a la construcción de la torre	61
Tabla 11. Materiales de construcción de los edificios	61
Tabla 12. Procesos asociados a la construcción de los edificios	61
Tabla 13. Materiales de construcción del bloque de potencia.....	61
Tabla 14. Procesos asociados a la construcción del bloque de potencia	61
Tabla 15. Materiales de construcción del almacenamiento térmico	62
Tabla 16. Procesos asociados a la construcción del almacenaje	62
Tabla 17. Materiales asociados a la vida útil de la central	62
Tabla 18. Procesos asociados la vida útil de la central	62
Tabla 19. Materiales asociados la fase de desmantelamiento	62
Tabla 20. Procesos asociados a la fase de desmantelamiento.....	62
Tabla 21. Categorías de impacto. CML2000.....	63
Tabla 22. Categorías de impacto. Ecoindicator-99	64
Tabla 23. Evaluación de impacto. Método Ecoindicator-99.....	73
Tabla 24. Caracterización de impactos. Método CML 2000.....	76
Tabla 25. Emisiones equivalentes por kWh	79
Tabla 26. Comparativa impactos.....	81
Tabla 27. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural.CML .	85
Tabla 28. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural. Ecoindicator-99	86
Tabla 29. Análisis financiero desde año -2 a 3.....	90
Tabla 30. Análisis financiero desde año 4 a 8.....	91
Tabla 31. Análisis financiero desde año 9 a 13.....	91
Tabla 32. Análisis financiero desde año 14 a 18.....	91
Tabla 33. Análisis financiero desde año 19 a 23.....	92
Tabla 34. Análisis financiero desde año 24 a 30.....	92
Tabla 35. Material amortizable	93
Tabla 36. Costes de personal	93
Tabla 37. Detalle presupuesto del proyecto	94

GLOSARIO

ACV	<i>Análisis de Ciclo de Vida</i>
AICV	<i>Análisis de Inventario del Ciclo de Vida</i>
BDI	<i>Beneficio Después de Impuesto</i>
CCP	<i>Concentrador Cilíndrico Parabólico</i>
DALY	<i>Disability Adjusted Life Years</i>
DSG	<i>Direct Steam Generation</i>
GN	<i>Gas Natural</i>
HDPE	<i>High Density Polyethylene</i>
HTF	<i>Heat Transfer Fluid</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IVA	<i>Impuesto al Valor Añadido</i>
OMS	<i>Organizacion Mundial de la Salud</i>
PVC	<i>Polyvinyl chloride</i>
SEGS	<i>Solar Electricity Generating System</i>

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

En el presente proyecto se estudiarán y valorarán los efectos directos e indirectos que se generan a raíz de la construcción y vida de una central térmica solar sobre el medio ambiente. Para ello se recurrirá al Análisis de Ciclo de Vida como herramienta para este estudio.

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) es un método de estudio por el cual se puede evaluar el posible impacto de una central térmica solar hacia el medio ambiente tomando en cuenta diversas actividades relacionadas con ella y en diferentes fases de la vida de la central (construcción, operación, etc.).

Las centrales térmicas solares, o centrales termosolares, pasan por ser una de las fuentes de energía renovable con más potencial e interesantes de la actualidad. Estas centrales, cuya función es la de transformar la radiación proveniente del sol en electricidad, son una de las opciones fuertes de cara a la reducción del papel de las energías provenientes de fuentes fósiles o nucleares. Además constituyen una alternativa prometedora en países con pocos recursos naturales pero que si reciben gran cantidad de radiación solar durante el año (norte de África por ejemplo).

1.2 Objetivos

El objetivo de este proyecto es el de realizar un análisis de ciclo de vida de una central termosolar de receptor central para determinar el impacto ambiental que producen este tipo de centrales durante las distintas fases de su vida, desde la cuna a la tumba.

Con este fin resulta necesario caracterizar los efectos medioambientales derivados de la central termosolar, distinguir las etapas de su vida y cuantificar las emisiones, residuos y consumo que se generan de esta actividad.

1.3 Medios empleados

La realización del análisis de ciclo de vida se ha basado en la normativa ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006.

También se ha utilizado el software Simapro[®] 7 y las bases de datos con las que cuenta el programa. http://www.pre.nl/content/simapro-lca-software?gclid=CMvX_4rm1KwCFQMPfAodqnfy6g

1.4 Estructura de la memoria

- Capítulo 1: Introducción

Breve resumen del proyecto y exposición de objetivos

- Capítulo 2: Central térmica solar:

Introducción de los tipos de centrales termosolares y su funcionamiento.

- Capítulo 3: Análisis de ciclo de vida

Normativa, etapas, metodología, etc., de un análisis de ciclo de vida

- Capítulo 4: Análisis de ciclo de vida de una central termosolar

Estudio particular del análisis de ciclo de vida de una central termosolar de receptor central.

- Capítulo 5: Conclusión

Resumen de los resultados obtenidos del estudio.

- Capítulo 6: Análisis económico

Resumen de los costes de la central termosolar y del proyecto realizado.

Capítulo 2

CENTRAL TÉRMICA SOLAR

El presente capítulo expone los tipos de centrales termosolares existentes en la actualidad indicando las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellas, así como repasar los principios en los que se basan estas centrales para transformar la radiación solar en electricidad.

2.1 Introducción

Las centrales termosolares se encuadran dentro de las energía llamadas limpias, renovables. Esto es debido a que su fuente primaria de energía es el sol, una fuente de energía limpia e inagotable, si bien, la radiación solar no es el único factor que entra en el funcionamiento de la mayoría de estas centrales comerciales, también hay sales, aceites o incluso aportes de energía provenientes de combustibles fósiles que generan residuos y emisiones perjudiciales para el medio ambiente. Este hecho hace que el estudio medioambiental del funcionamiento de la central tenga importancia a la hora de valorar si este tipo de centrales se pueden considerar realmente limpias.

El funcionamiento de las centrales termosolares se centra en el aprovechamiento de la radiación solar, utilizando para ello colectores solares con el fin de calentar un fluido. Este fluido será el encargado de mover una turbina de vapor o un motor para generar finalmente electricidad. Dentro de este proceso opcionalmente existen alternativas dirigidas al almacenaje del calor captado durante el día o una fuente de energía fósil con el fin de apoyar la producción de potencia y cubrir la demanda durante las 24h del día.

Esas alternativas existentes y los diferentes tipos de colectores solares son estudiados en más profundidad en los siguientes apartados.

2.2 La radiación solar como fuente de energía

La energía solar ha sido siempre el motor real de casi todos los procesos de la biosfera y ha estado siempre acompañando al hombre. En la actualidad muchos son los recursos agotables e inagotables de los que el hombre dispone para satisfacer toda la demanda energética.

En el año 2008, el consumo energético global ascendió a 474 EJ, de los cuales más del 80% provinieron de la combustión de combustibles fósiles.

En el 2009, debido a la crisis global, el consumo energético global cayó un 1.1%, algo que ocurre por primera vez en 30 años.

A pesar de este último dato, la demanda energética está previsto que vaya aumentando incesantemente año tras año, mientras que por otro lado la disponibilidad de estos recursos fósiles vayan menguando y otros sistemas alternativos tomen cada vez más fuerza. Uno de estos es, por supuesto, la radiación solar.

La radiación solar es el recurso más abundante del planeta, aproximadamente la energía que recibe la Tierra del Sol sumando toda su superficie asciende a 174 petavatios [1] [1 petavatio= 10^{15} W]. La forma en la que se aproveche todo este torrente energético será clave en un futuro para satisfacer toda la demanda energética prevista.

La concentración solar es uno de estos sistemas de aprovechamiento de la energía solar. Históricamente el ser humano ha echado mano de este modelo para alcanzar sus necesidades energéticas [2], [3]:

- 700 A.C.: se utilizaban cristales de aumento para concentrar los rayos del sol y crear fuego.

- 350-200 A.C. Los griegos descubren las secciones cónicas y la concentración focal de la parábola.
- Se dice que Arquímedes construyó una lupa de gran magnitud contra los romanos para evitar que Siracusa fuera invadida.
- En 1866, Auguste Mouchot, fue el primero en usar una estructura parabólica para crear el primer motor solar. Sin embargo la primera patente de Colector Solar la obtuvo el italiano Alessandro Battaglia en 1886.
- En 1884 Ericsson desarrolló el primer concentrador cilindro-parabólico de bajo coste para bombeo.
- En 1913 Shuman finalizó una estación solar térmica parabólica de 55 CV en Meadi, Egipto.
- En 1968, el profesor Giovanni Francia construyó la primera planta de concentración solar, la cual era capaz de producir 1 MW.

En la actualidad existen numerosas centrales termosolares comerciales. En España, por ejemplo, están la PS10 y PS20 de Sevilla o la central Andasol en Granada.

2.3 Localización

Para que una central termosolar sea viable y rentable, el sistema de concentración térmica solar requiere de unos niveles altos de irradiación solar. Este es un factor fundamental para la rentabilidad de una planta y estos niveles se pueden medir por satélite. En la siguiente figura se muestra un mapa mundial para la implementación de centrales termosolares [4].

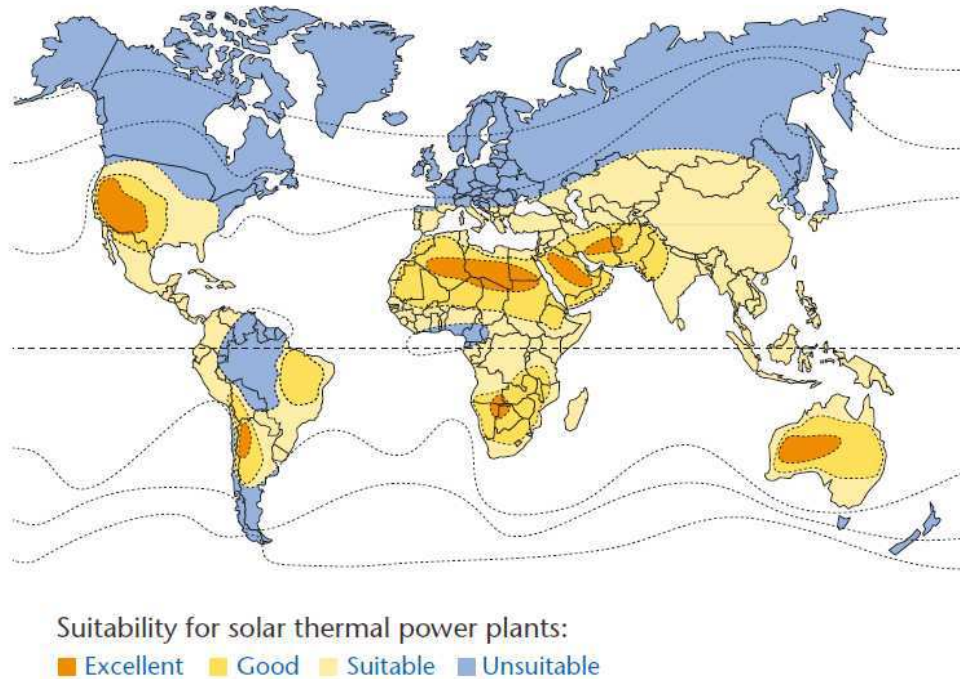


Figura 1. Mapa global del recurso solar. /SCHOTT memorandum on solar thermal power plant technology/

Los lugares adecuados deben ofrecer al menos 2.000 kWh de electricidad por metro cuadrado de luz solar, mientras que lo ideal serían 2.500 kWh/m². Los lugares indicados también deben ofrecer poca humedad atmosférica, es decir, estepas, sabanas, semidesiertos o desiertos. Y que se encuentren situados entre los 40° de latitud. Entre las áreas más prometedoras del planeta se encuentran el sur-oeste de Estados Unidos, Centro y Sur de América, Oriente Medio, países mediterráneos, Irán, Pakistán, regiones desérticas de la India, China y Australia.

España se encuentra dentro de los países cuyos requisitos geográficos y ambientales son favorables para la implantación de este tipo de centrales. Además es posiblemente el mejor dentro de la Unión Europea.

Dentro del país, las zonas más favorables para este tipo de centrales se encuentran en Andalucía. En la siguiente figura se muestra el mapa de radiación solar de España.



Figura 2. Mapa radiación solar en España. <http://www.demaderayluz.com/>

2.4 Tipos de centrales Termosolares

Diversos son los modelos de centrales termosolares desarrollados en la actualidad. Comercialmente se han desarrollado 3 tipos de central principalmente como son las centrales de concentradores cilíndricos parabólicos, de concentradores con receptor central y con discos parabólicos. Estos 3 tipos de central se diferencian por el tipo de colector solar que utilizan y que afecta al diseño de la totalidad de la central.

El funcionamiento de las centrales basadas en concentradores cilíndricos parabólicos esta basado en el paso de un aceite u otro liquido a través de un tubo, el cual es calentado gracias a la radiación solar. Esta radiación solar proviene de los colectores parabólicos que redirigen los rayos del sol directamente al tubo. La temperatura que alcanza el líquido que circula por los tubos es aprovechada para realizar el ciclo termodinámico en la central.

Por su parte, las centrales basadas en concentradores con un receptor central en forma de torre basan su funcionamiento en calentar una zona puntual de la torre central gracias a los rayos solares, los cuales son desviados hacia esa parte por un campo de helióstatos. Este modelo es, junto con el de los colectores parabólicos comentado anteriormente, de los más usados comercialmente en la actualidad.

Los colectores de discos parabólicos (disco Stirling) están contruidos para concentrar los rayos solares que llegan al espejo parabolizado en un punto para que ese calor mueva un motor y se genere electricidad. Este modelo puede llegar a conseguir una gran eficiencia aunque en la actualidad no hay construido ninguna central comercial que utilice este método.

Existen otros modelos menos desarrollados comercialmente, como pueden ser las centrales termosolares Fresnel, cuya función es la de generar vapor destinado la producción de electricidad. Este vapor se consigue tras calentar un tubo a partir de una serie de espejos planos enfocando directamente al mismo. El diseño es similar al de las centrales con colectores cilíndricos parabólicos aunque con menor coste económico. En Murcia, en 2009, se inauguró la primera central termosolar con tecnología Fresnel en España, la cual utilizaba una superficie especular de 18.000m^2 para generar una potencia de 1.4MW.

Otra tecnología poco desarrollada es la chimenea solar, aún en desarrollo, la cual calienta aire a través de unos colectores solares y el cual se impulsa hacia las turbinas al ascender por una torre. La altura de estas chimeneas rondarían los 1.000 m y la potencia de los proyectos en estudio varía de 40MW a 100MW.

A continuación se describen con más en detalle los 3 tipos de central termosolar más utilizados en la actualidad: la central de colectores cilíndricos parabólicos, la de concentradores con receptor central y la de discos parabólicos.

2.4.1 Concentradores cilíndricos parabólicos

Las centrales de concentradores cilíndricos parabólicos están formados por grandes campos de colectores solares que captan la radiación solar. Estos colectores siguen al sol desde el Este al Oeste durante el día con el fin de recibir continuamente radiación. Estos campos de helióstatos siguen al sol durante el día en un eje para aprovechar lo máximo de la radiación en cada momento. Cada colector refleja los rayos solares directamente a la zona central del cilindro donde se encuentra un receptor lineal por el cual circula un fluido térmico (heat transfer fluid, HTF). El HTF alcanza temperaturas que rondan los 390°C que se aprovechan para mover una turbina dentro de un ciclo convencional.

Las SEGS (Solar Electricity Generating System) llevan en funcionamiento de los años 80, constan de 9 plantas y aún siguen en funcionamiento produciendo un total de 354 MWe.

La primera planta de SEGS se construyó en California en 1984, SEGS I, llega a los 14MW, por otro lado otras 8 SEGS se han ido construyendo sumándose a la anterior. De la SEGS II a la VII producen un total de 30 MW y por último de la SEGS VIII a la IX producen 80 MW cada una sumando en total los 354 MW diarios antes comentados.

En España también se han ido construyendo a lo largo de los años centrales de concentradores cilíndricos. Este tipo de centrales, al ser la tecnología más avanzada y comercializada dentro de las termosolares, es la que cuenta con un mayor número de instalaciones en el país. A continuación se detallan las que hay hoy en día operativas [5]:

<u>Nombre de Central Solar</u>	<u>Localidad</u>	<u>Provincia</u>	<u>Potencia (MW)</u>
La Risca	Alvarado	Badajoz	50
La Florida	Alvarado	Badajoz	50
La Dehesa	La Garrovilla	Badajoz	50
Extresol1	Torre de San Miguel	Badajoz	50
Extresol 2	Torre de San Miguel	Badajoz	50

Majadas	Majadas	Cáceres	50
Manchasol 1	Alcazar de San Juan	Ciudad Real	50
Puertollano Ibersol	Puertollano	Ciudad Real	50
Palma de Río II	Palma de Río	Córdoba	50
Andasol 1	Aldeire	Granada	50
Andasol 2	Aldeire	Granda	50
Solnova 1	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50
Solnova 3	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50
Solnova 4	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	50

Tabla 1. Centrales CCP operativas

Esto hace un total de 700 MW aproximadamente de electricidad producidos en la actualidad directamente a través de la tecnología CCP en España.

Aparte de las mencionadas, en España se siguen construyendo centrales termosolares CCP, a día de hoy las siguientes se encuentran en proceso de construcción:

Nombre de Central Solar	Localidad	Provincia	Potencia (MW)
Aries Solar Extremadura-2	Badajoz	Badajoz	50
Solaben 2	Logrosán	Cáceres	50
Solaben 3	Logrosán	Cáceres	50
Termosol-50	San José del Valle	Cádiz	50
Arcosol-50	San José del Valle	Cádiz	50
Aries Solar 1A	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50
Aries Solar 1B	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	50
Helios I	Puerto Lápice	Ciudad Real	50
Helios II	Puerto Lápice	Ciudad Real	50
Palma de Río I	Palma de Río	Córdoba	50
Sol Guzman	Palma de Río	Córdoba	50
Solacor 1	El Carpio	Córdoba	50
Solacor 2	El Carpio	Córdoba	50
Andasol 3	Aldeire	Granada	50
Helioenergy 1	Écija	Sevilla	50
Helioenergy 2	Écija	Sevilla	50
Lebrija 1	Lebrija	Sevilla	50

Tabla 2. Centrales CCP en construcción

Además de las que ya están puestas en funcionamiento y las que están en proceso de construcción, también hay preasignadas un buen número de centrales termosolares CCP en España:

Nombre de Central Solar	Localidad	Provincia	Potencia (MW)
La Africana	Fuente Palmera	Córdoba	50
Consol Orellana	Orellana	Badajoz	50
Morón	Morón de la Frontera	Sevilla	50
Manchasol 2	Alcázar	Ciudad Real	50
Olivenza 1	Olivenza	Badajoz	50
Extresol 3	Torre de San Miguel	Badajoz	50
Solaben 1	Logrosán	Cáceres	50
Termosol 1	Navalvillar de la Pela	Badajoz	50
Termosol 2	Navalvillar de la Pela	Badajoz	50
Borges	Aigües Blanques	Lérida	22
Extremasol 1	Villanueva de la Serena	Badajoz	50
Solaben 6	Logrosán	Cáceres	50
Cáceres	Galísteo	Cáceres	50
Casablanca	Talarubias	Badajoz	50
Enerstar Villena	Alicante	Alicante	50
Arenales	Morón de la Frontera	Sevilla	50

Tabla 3. Centrales CCP en proyecto

Estos datos dejan a las claras que la tecnología de concentradores cilíndricos parabólicos es la más madura desde el punto de vista del desarrollo y comercialización dentro de las termosolares.

2.4.1.1 Configuración de planta

En la actualidad 2 tipo de plantas CCP, las que utilizan un fluido térmico (HTF) para acumular el calor procedente de los concentradores solares para que luego ese fluido transmita el calor obtenido para generar vapor en el ciclo termodinámico de la planta, y luego están las plantas DSG (Generación Directa de Vapor), las cuales eliminan todo el circuito intermedio del HTF generando directamente el vapor a través de los concentradores solares para el ciclo termodinámico.

Las plantas DSG son una evolución de las plantas con HTF aunque todavía no han llegado a su fase comercial, como si lo han hecho las que usan el HTF.

Las plantas termosolares de CCP están divididas en 2 zonas principalmente, el campo solar y el bloque de potencia.

El Campo Solar

El campo solar es la zona de la central donde se encuentran los helióstatos, responsables de captar la radiación proveniente del sol y calentar el fluido que circula por los tubos absorbedores de los CCP.

Cada CCP esta formado por una serie de módulos de colectores. Cada módulo está compuesto por una estructura metálica que soporta el resto de las piezas que son, básicamente, un espejo reflector y un tubo absorbedor. Esta estructura también gira en un eje buscando la posición adecuada respecto al Sol para captar la mayor cantidad de radiación solar a lo largo del día.

Los módulos se van juntando uno tras otro para formar los colectores llegando a longitudes superiores a los 150 metros.

Un módulo convencional de CCP tendría una longitud de 12 metros de longitud y estaría compuesto por 28 espejos reflectantes y 3 tubos absorbedores. El CCP estaría compuesto por 12 módulos, lo que hace un total de 150m, 336 espejos y 36 tubos.

En la central termosolar de Puertollano [6], por ejemplo, están instalados 352 colectores de 150m que hacen un total de 287.760 m² de superficie de captación total, 12.672 tubos absorbedores y 118.272 espejos reflectores.

El tubo absorbedor está conformado por 2 tubos concéntricos (uno exterior de vidrio y uno interior de acero por donde circula el fluido) separados por una zona de vacío. Dentro de los tubos absorbedores en la actualidad dos son los proveedores importantes en este sector, la alemana SCHOTT y la israelí SOLEL. Ambas copan en la actualidad todo el mercado de tubos absorbedores.

En un futuro se espera la llegada de nuevos tubos de vacío y soldadura vidrio-metal, como los que hacen ya las empresas mencionadas, que incrementarán la oferta y reducirán los precios actuales.

También se esperan la comercialización de nuevos modelos tales como los tubos sin soldadura vidrio-metal, que durarían más y serían más fiables a costa de un coste y eficiencia menor, y tubos con nuevos recubrimientos selectivos y anti-reflexivos, que se están diseñando aún en los laboratorios, y que darían una mayor eficiencia y una alta durabilidad térmica.

El espejo reflectante es otra de las partes fundamentales del colector ya que tiene como misión la de reflejar sobre el tubo absorbedor la radiación solar directa que incide sobre la superficie, además de concentrar en la mayor medida toda esta radiación sobre el tubo. La superficie especular se consigue a través de películas de aluminio o plata depositadas sobre una superficie soporte que suele ser de vidrio, plástico o metal.

Los espejos reflectantes y los tubos se sostienen sobre una estructura soporte metálica, cuya misión únicamente es la de dar rigidez a los elementos que componen el módulo. Esta estructura dispone también de un sistema de seguimiento del sol que hace girar sobre un eje al colector para así aprovechar la mayor radiación solar posible durante el día. Los nuevos diseños de las estructuras soporte andan encaminados en disminuir el coste del montaje sin mermar la calidad y precisión del colector.

La complejidad y la extensión del campo solar en este tipo de centrales térmicas hacen del análisis de ciclo de vida una herramienta interesante para evaluar si el impacto en la construcción y el mantenimiento de estos campos solares acarrearán un impacto comparable al que se reduce con respecto a otro tipo de centrales térmicas.

El Bloque de Potencia

En el bloque de potencia se convierte en energía eléctrica el calor absorbido por los colectores solares. Como se ha visto en el inicio del apartado, hay dos tipos de configuración de la planta, las plantas de HTF (fluido térmico) y las

DSG (el vapor se genera directamente de los colectores). La diferencia básica en cuando al bloque de potencia radica en la existencia de un intercambiador térmico, existente en las plantas de HTF, mediante el cual se transmite el calor obtenido del campo solar y que lo porta el fluido térmico (normalmente aceite) al fluido del ciclo. Quitando este paso intermedio, tanto las plantas con HTF como las DSG tienen una configuración idéntica [6].

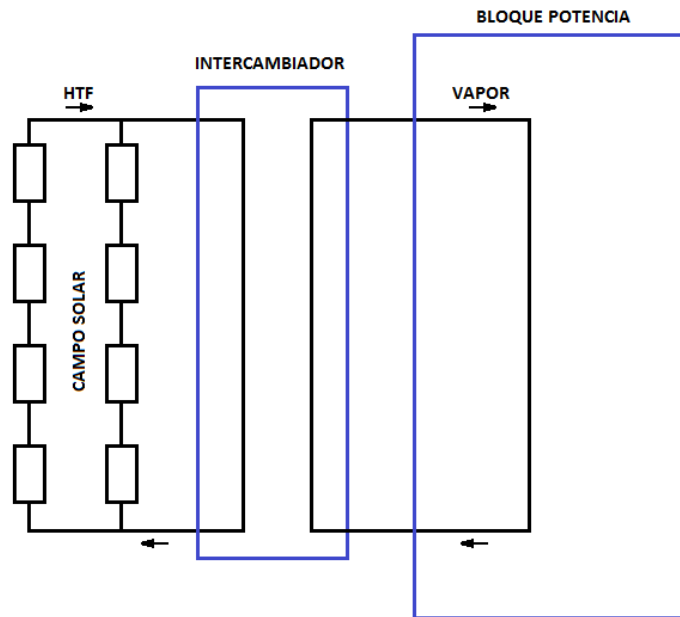


Figura 3. Planta con aceite térmico (HTF)

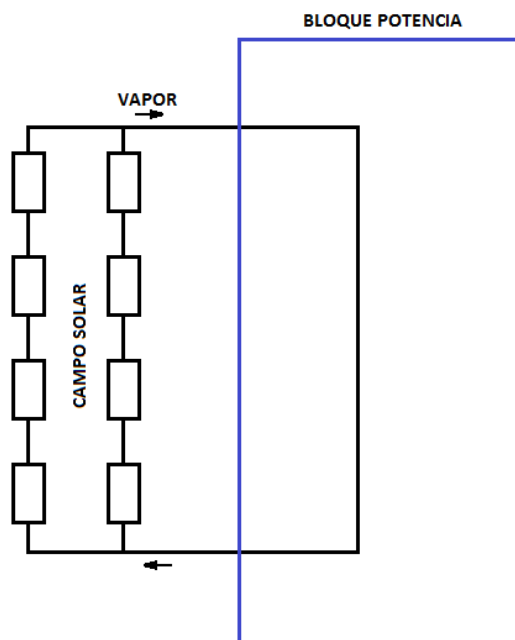


Figura 4. Planta DSG de generación de vapor directa

El calor absorbido por el fluido del ciclo es convertido en energía eléctrica en una turbina de vapor convencional por medio de un alternador.

A parte de los elementos fundamentales para el funcionamiento básico de una central termosolar de CCP, existen unos elementos auxiliares que mejoran el rendimientos de la misma durante su vida aunque con el problema de no ser respetuosos con el medio ambiente. Las dos alternativas que se manejan en la construcción de este tipo de centrales de CCP con fluido térmico son la instalación de una caldera auxiliar y la de un dispositivo de almacenamiento térmico.

La caldera auxiliar se instala con el fin de suministrar calor al fluido HTF con el fin de que la central siga en funcionamiento en días nublados o en momentos en los que la actividad solar no sea suficiente como para completar un pico de demanda puntual, así se evita que la central tenga etapas de inactividad

Por otro lado los almacenamientos térmicos responden a la necesidad de dotar a la central de un suministro extra de calor cada día. Esto se consigue mediante la utilización de generalmente sales fundidas, aunque hay otras opciones tales como hormigón o materiales de cambio de fase, aunque no son tan eficientes en la actualidad, y que tienen la función de ir almacenado parte del calor suministrado al HTF durante el día para poder alargar un tiempo el funcionamiento de la central una vez el sol deja de dar calor.

2.4.2 Discos parabólicos

El sistema de disco parabólico es relativamente pequeño, una unidad independiente está compuesta por un colector, un receptor y un motor. Una planta de 250 KW estaría compuesta por 10 discos parabólicos de 25KW cada uno y requeriría de menos de una hectárea de superficie [7].

La tecnología de disco parabólico utiliza un plato parabólico de espejos reflectantes para concentrar y enfocar los rayos del sol hacia un receptor que

está montado sobre el plato. En ese receptor se absorbe toda la energía térmica y se transfiere a un motor, el cual transforma la energía térmica en mecánica mediante la compresión del fluido de trabajo cuando este está frío, calentándolo y expandiéndolo a través de una turbina o pistón, en donde se pone en marcha un generador eléctrico. En un sistema de disco parabólico el fluido térmico puede llegar a los 750°C.

El disco parabólico usa un colector solar de 2 ejes para seguir la trayectoria del sol durante el día. Dicho colector solar puede estar formado por un solo o por muchos espejos.

Bastantes prototipos de discos parabólicos han sido fabricados en los últimos años con éxito. Entre estos se encuentra el disco de 10KW diseñado por la empresa Schlaich, Bergermann and Partner, otro de 25KW diseñado por SAIC o el gran disco de 100m² de la Universidad Nacional Australiana. Por parte del consorcio europeo se desarrolla el "Eurodish", un disco parabólico de motor Stirling de 10KW.

Los discos parabólicos son la tecnología de concentradores solares más eficiente que existe, se estima que alcanza el 29,4% de eficiencia en la conversión de energía solar. Desafortunadamente esta tecnología esta aún poco desarrollada debido al gran coste de su construcción. Hoy en día se busca bajar en coste de los prototipos para así alcanzar modelos comerciales más asequible y rentables.

2.4.3 Planta con Receptor Central

Esta tecnología es, después de las centrales CCP, la más madura desde el punto de vista comercial y tecnológico.

En este tipo de centrales se tiene una serie de espejos móviles o helióstatos, que forman el sistema concentrador de la central, que van siguiendo al sol durante el día para reflejar la radiación solar hacia una torre central en donde

se encuentra un receptor. En este receptor es en donde se transfiere toda esta energía térmica a un fluido que a través de un ciclo termodinámico convencional y un alternador acaba generando la electricidad.

Según la tecnología elegida, el fluido de trabajo de este tipo de centrales puede ser vapor de agua, aire, sodio fundido o sales fundidas. En el caso de las que utilizan el vapor de agua, este es el que mueve directamente la turbina, en cambio en los demás fluidos se tiene que transferir el calor al ciclo a través de un intercambiador.

En España ya hay construidas centrales de este tipo y en funcionamiento en Sanlúcar la Mayor. Las centrales PS10 y PS20 tienen una potencia de 11 y 20 MW respectivamente.

Estas 2 centrales han sido las únicas operativas en España de la tecnología de receptor central. La central PS10, construida por Abengoa Solar y CIEMAT en Sanlúcar la Mayor lleva conectada a la red eléctrica desde el Febrero de 2007 y tiene una vida operativa de 25 años. Su receptor central es de vapor saturado y tiene una potencia de 11 MW conseguida gracias a 624 helióstatos y a una torre de 114m de altura.

Poco después de la construcción de la PS10, en Mayo de 2009, se inauguró la PS20, también de Abengoa Solar y en el mismo lugar. Central y con una potencia de 20MW. Esta central está operativa en la actualidad y esta compuesta por 1255 helióstatos y su receptor central se encuentra ubicado en una torre de 150m de altura.

Por otro lado estas 2 centrales no son las única de este tipo que se encuentren en España, recientemente se ha inaugurado la central Gemasolar, que se sitúa en la provincia de Sevilla. Gemasolar es la primera planta a escala comercial que aplica la tecnología de receptor central con el almacenamiento térmico en sales fundidas. Dicha central esta diseñada para suministrar una potencia eléctrica nominal de 19.9MW y una producción eléctrica anual de 110GWh [8].

El campo solar con el que cuenta la planta está compuesto por 2.650 helióstatos que ocupan una superficie de 185 hectáreas.

Señalar que es la primera central comercial que se apoya en el almacenamiento térmico en sales fundidas para prolongar el funcionamiento de la planta en los momentos de ausencia de radiación solar. Dichas sales alcanzan los 500° de temperatura y permiten una autonomía de generación eléctrica de hasta 15h. En el análisis de ciclo de vida posterior se cuantificará el impacto ambiental que conlleva esta alternativa en el diseño de la central. La construcción y mantenimiento de los tanques y de las propias sales conllevarán un impacto sobre el medio ambiente.

2.4.3.1 Configuración de planta

En una central de torre la radiación solar es colectada por una serie de espejos, llamados helióstatos, los cuales, mediante 2 ejes van siguiendo al sol para colectar y reflejar los rayos del sol hacia la parte superior de una torre, en donde se encuentra el receptor. El receptor absorbe la energía solar concentrada y la transfiere al fluido térmico que fluye a través del mismo. Dependiendo de los diferentes tipos de fluidos térmicos, tales como el agua, sales molten, sodio líquido, etc., la temperatura que alcanza se encuentra entre los 500°C hasta los más de 1000°C.

Campo de helióstatos

El campo de helióstatos está formado por un gran número de helióstatos (desde cientos a miles). Los helióstatos son espejos que están dirigidos por un sistema de seguimiento solar en 2 ejes. El sistema de seguimiento controla 2 actuadores que mueven al espejo en 2 ejes. El espejo refleja la luz solar desde la mañana hasta la puesta del sol volviendo a su posición inicial al final del día.

El helióstato está compuesto por [9]:

- Reflector solar
- Una unidad de seguimiento con un motor
- La base
- Sistema electrónico de control

Los helióstatos representan una gran parte del coste de la central termosolar de torre, por tanto un gran esfuerzo es invertido en desarrollar helióstatos de buena calidad óptica, alta fiabilidad y bajos costos específicos de la zona. Debido a consideraciones económicas, los grandes helióstatos de 100 a 200 m² son aplicados en los proyectos vigentes. Existen 2 tipos principales de helióstatos disponibles, de facetas y de membrana.

Los helióstatos de facetas consisten en rectángulos conformados de facetas, cada una de entre 2 y 4 m². Estas facetas reflectantes están montadas sobre una estructura de acero. Cada helióstato tiene un movimiento independiente para seguir al sol y reflejar toda esa radiación proveniente de sus rayos hacia el receptor de la central. Esto lleva a una alta precisión de enfoque que conlleva altos costos. Este tipo de helióstatos son los más utilizados en las centrales de hoy en día.

Con el fin de disminuir el peso de los helióstatos y así reducir el material y los costes de transporte, se crearon los helióstatos de membrana tensionada. Láminas de plástico o membranas de metal son montadas en un marco circular para generar tensión a la membrana. Por encima se montan espejos delgados cubriendo la membrana y así proporcionar una vida larga al helióstato. Esta superficie lisa proporciona una alta eficiencia en cuanto a la reflexión solar. La membrana puede ser deformada a través de los cambios de presión dentro del helióstato para así poder controlar la longitud del enfoque.

Un helióstato de este tipo puede tener un diámetro de 14m y un área de concentración de 150m². Su peso, sin contar la base, puede ser de aproximadamente 7,5 toneladas. El manejo de estos helióstatos supondría una reducción en el coste de la central.

La última planta construida en España, Gemasolar, cuenta en su campo solar con helióstatos de 115m^2 del tipo de facetas.

Debido a su extensión y a la cantidad de materiales que lo conforman, el campo de helióstatos será una de las partes claves en el ACV.

Receptor y torre

El único receptor de la central de torre se encuentra en la parte superior de la misma torre. Como soporte de este receptor se encuentra la torre que comúnmente suele tener una altura que oscila entre los 80 y 130m, construida de hormigón y acero.

La altura de la torre va proporcional a lo denso y extenso del campo de helióstatos con el fin de evitar sombras y objetos que interfieran en la luz solar. Al mismo tiempo, los factores técnicos (precisión del sistema de seguimiento de los espejos, factores económicos, etc.) tienen que ser tomados en cuenta a la hora de elegir la altura de la torre.

El receptor de la torre transforma la energía solar recolectada de los helióstatos en energía térmica del fluido térmico. Este fluido térmico suele ser vapor de agua o sales fundidas. En últimas investigaciones también se aplica aire en el receptor. Los receptores de agua-vapor son los más extendidos a día de hoy, mientras que el receptor de sales fundidas es el elegido para la última gran central construida en el mundo, la española Gemasolar.

A continuación se explica más en detalle estos 3 tipos de receptores según el fluido térmico que utilizan:

- **Receptor volumétrico de aire:**

En estos receptores se utiliza al aire como fluido de trabajo del receptor. Este aire es conducido por un absorbedor que ha sido calentado hasta los 600 o

800°C. Como material absorbente se aplica alambre de acero o material cerámico poroso. Debido a la estructura del material poroso absorbente, las pérdidas térmicas son bajas porque la superficie externa del absorbedor es mucho más pequeña que la del área de transferencia del material poroso.

Otras ventajas de este tipo de receptores son la buena manejabilidad del aire, la relativa simpleza del diseño, tiempo de inicio corto o la baja inercia térmica. Por otro lado, una desventaja clara respecto a otro tipo de receptores es la baja capacidad térmica del aire.

La ventaja del aire como fluido de trabajo será la de no ser un fluido tóxico, ni corrosivo y fácil de manejar. Además el aire no está sujeto a restricciones de temperatura y se mantiene en una fase en el rango de temperaturas requerido. Por otro lado su principal desventaja es que requiere un volumen grande de flujo y un sistema de almacenamiento térmico por separado.

- Receptor de sales fundidas:

El sistema de receptor de tubo cerrado es actualmente el favorito si se utilizan las sales fundidas como fluido de trabajo. Las sales fundidas son bombeadas a través de tuberías negras en donde son calentadas por la radiación solar reflejada de los colectores solares.

Las sales fundidas están compuestas por sodio o nitrato potásico. A diferencia del aire, las sales fundidas tienen mucha más capacidad térmica por lo que pueden ser usados para el almacenaje térmico. Otra ventaja de este fluido es que se mantiene en una fase durante el todo el proceso, aunque para mantener a estas en la fase líquida y evitar su cristalización se deben calentar durante la noche para no bajar de los 120-140°C, esto aumenta el coste de operación de la central. Otra desventaja de las sales es su alta corrosividad.

El desarrollo de los receptores de sales fundidas fue impulsado por las instituciones de investigación americanas, así como las empresas Boeing, Bechtel, etc. Y su operación fue exitosa en la planta de 10MW Solar 2 de

California en 1996. Actualmente esta tecnología es la utilizada por la planta Gemasolar de España, planta de 17MW.

- Receptor de agua-vapor:

La estructura de los receptores de agua-vapor es esencialmente la misma que para los de sales fundidas. En este caso el agua es la que pasa por los conductos del receptor y en donde es calentada, evaporada y posiblemente sobrecalentada por lo que el sistema de la turbina es directamente suministrada por este vapor saturado.

En la década de los 80 se demuestra que la generación directa de vapor en el receptor tenía numerosos problemas debido a las dificultades relacionadas con la transferencia de calor y la fatiga del material. Posteriormente la empresa española Abengoa desarrollo la técnica del receptor de vapor saturado y la aplicó a la central termosolar PS10.

Un tanque de almacenamiento de vapor saturado se integró en el sistema a fin de garantizar la continua operación.

Almacenaje térmico

Comparado con otras tecnologías de energía renovable, la termosolar posee una gran ventaja en cuanto a poder almacenar la energía recogida en forma de calor. El almacenaje térmico puede incrementar la disponibilidad y el factor de capacidad de la planta y así mejorar la flexibilidad del sistema. Para almacenar la energía térmica en las plantas termosolares se pueden elegir diferentes sistemas: sales sólidas, 2 tanques de sales fundidas, materiales sólidos, agua saturada a presión, etc. Actualmente el sistema más probado es el almacenaje térmico por medio de 2 tanques de sales fundidas.

El almacenaje térmico por medio de dos tanques de sales fundidas fue implementado para una planta de termosolar de cilindros parabólicos, Andasol

1, el cual se construyó con un intercambiador entre el aceite térmico del campo solar y de las sales, un tanque frío de sales fundidas a 290°, un tanque caliente de sales fundidas a 385° y 2 tuberías de circulación. La sustancia de almacenaje utilizada es una mezcla de 60% de nitrato sódico (NaNO_3) y 40% de nitrato potásico (KNO_3), la cual ha sido probada como la mejor combinación.

En esta central, en días soleados, el calor transportado por el aceite térmico es transferido por medio de un intercambiador a las sales fundidas, las cuales van a parar al tanque caliente de sales. En el atardecer o en días nublados, la mezcla de sales ayuda a calentar al sistema para que la central siga generando electricidad.

Existen otras formas de almacenaje térmico como son con hormigón o con materiales cerámicos.

Las centrales de torre cuyo fluido térmico está compuesto por las sales fundidas utilizan esas mismas sales que son calentadas en el receptor como almacenaje térmico. Así ocurre, por ejemplo, con la central termosolar española Gemasolar, la cual almacena directamente las sales fundidas, recién calentadas en el receptor central de la torre, en el tanque de sales calientes, disponiendo también de otro tanque de sales frías, las cuales provienen del generador de vapor y se almacenan a la espera de volver a ser bombeadas al receptor central. La central Gemasolar, gracias a esto, tiene una capacidad de almacenaje de 15 horas

Por tanto, el almacenaje térmico en este tipo de centrales tiene como ventajas:

- Permite alcanzar un mayor coeficiente de utilización [coeficiente de utilización: relación de las horas totales de trabajo respecto de las horas totales posibles].
- Elevada eficiencia energética.
- Menor coste relativo por unidad producida.

- Mayor número de horas de operación de la turbina en condiciones nominales, se reduce notablemente el funcionamiento de la turbina a carga parcial.
- Reduce el número de ciclos de parada y arranque del sistema de generación.
- Electricidad despachable de forma segura, predecible y programable
- Se evitan los problemas causados a la red de distribución por otras fuentes de energías renovables como la fotovoltaica o la eólica.

La gran cantidad de sales que se necesitan par el circuito o la construcción de los tanques de almacenamiento son aspectos que se tomarán en cuenta en el ACV posterior para cuantificar la desventaja desde el punto de vista ambiental que se genera del uso de esta alternativa al diseño de las centrales termosolares de receptor central.

Hibridación

La hibridación consiste el la utilización combinada de la energía solar con un aporte de energía proveniente de combustible fósil para la generación de la electricidad en la central.

Las razones de la hibridación son la adaptación de la generación a la demanda de electricidad, estabilidad de la producción, mayor gestionabilidad, mayor utilización de los equipos de generación eléctrica, mayor rendimiento del ciclo Rankine y sirve como apoyo en los arranques.

Existen diversas formas de hibridar una central térmica solar (caldera de gas, turbina de gas, ciclo combinado). La hibridación por medio de caldera de gas puede darse en paralelo o en serie [10]:

- Hibridación en paralelo: consiste en el precalentamiento del fluido de transferencia de calor en una caldera de gas, de modo que durante los periodos de transitorios, arranques o cuando pueda ser interesante por

las condiciones del mercado de electricidad, la caldera de gas sustituye parcialmente al campo solar.

- Hibridación en serie: consiste en el sobrecalentamiento adicional del vapor procedente de la instalación solar aumentando así la temperatura y mejorando el rendimiento de la turbina.

El respaldo energético también se puede dar por medio de una turbina de gas suplementaria como se muestra en el esquema siguiente:

En España está regulada la utilización de hibridación en centrales termosolares. Por ejemplo la hibridación con gas natural, la más utilizada, está limitado a un 15% de la producción total. Otras fuentes de combustible, como puede ser la biomasa, tiene una limitación menos severa, llegando al 50%.

Estas fuentes de energía auxiliares tendrán una influencia importante dentro del ACV, se obtendrá que gran parte del impacto ambiental generado durante la vida operativa de la central será debido a la hibridación con fuentes de energía fósiles. Se propondrán dos tipos de hibridación, con caldera de gas natural y con caldera de fuel-oil para determinar cuales de estos 2 tipos de combustibles fósiles afecta menos al resultado final del ACV de la central estudiada.

Bloque de potencia

En el bloque de potencia de la central es en donde se desarrolla el ciclo Rankine, fundamental en el proceso de transformar la energía térmica recolectada de la radiación solar en energía eléctrica.

Para poder describir el ciclo de potencia de las plantas termosolares de receptor central, hay que tener en cuenta el fluido de trabajo que emplean, puesto que cada una tiene un funcionamiento diferente. Por lo tanto, se van a

describir los ciclos de las plantas que emplean vapor saturado, sales fundidas o aire volumétrico como fluido de trabajo.

Las plantas que tienen como fluido de trabajo vapor de agua, como las plantas PS 10 y PS 20 de Sevilla, se basan en los ciclos termodinámicos Rankine. El ciclo Rankine consiste en calentar agua hasta evaporarla y elevar la presión del vapor. Éste se lleva una turbina donde se produce energía cinética a medida que pierde presión (el fluido se expande). Su camino continúa hacia el condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para poder entrar en la bomba que le subirá la presión para que pueda ser nuevamente introducido en el generador de vapor [11].

Las plantas que emplean como fluido de trabajo sales fundidas, como la planta Gemasolar en Sevilla, tienen un funcionamiento diferente con respecto a las de vapor de agua. La luz solar incide sobre los helióstatos reflejándola hacia el receptor. En el receptor, las sales fundidas se calientan y se dirigen al tanque donde se almacenan a temperaturas superiores a 500°. Del tanque caliente se dirigen a un intercambiador de calor, donde las sales transfieren el calor para generar vapor de agua, el cual mueve una turbina y el generador que produce los 17 MW de potencia de la planta (ciclo Rankine). Al salir del intercambiador de calor, las sales se almacenan en otro tanque (tanque frío), de donde se bombean a lo alto de la torre comenzado nuevamente el ciclo. Estos tanques son de gran capacidad y casi adiabáticos – tienen unas pérdidas de 1° /día – donde se produce el almacenamiento de las sales, permitiendo funcionar hasta 15 horas (según lo previsto) mientras los tanques tengan energía térmica suficiente.

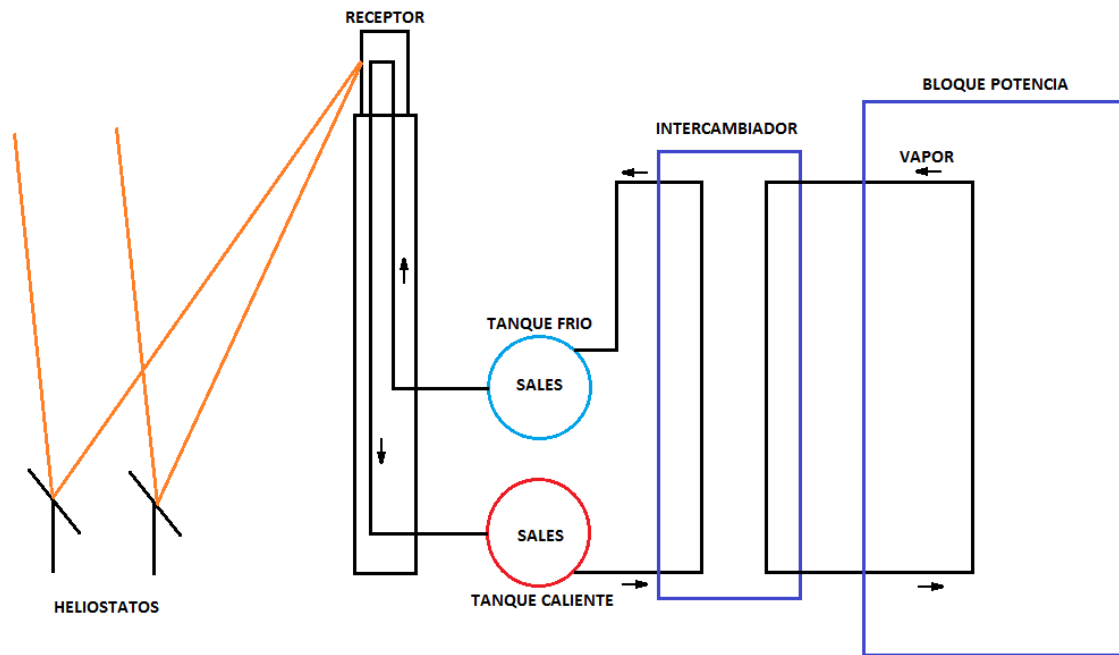


Figura 5. Esquema de central con sales fundidas y ciclo Rankine en bloque de potencia

Por último se tienen las centrales basadas en receptores volumétricos de aire, estas centrales cuentan con menos experiencia de operación a nivel de central que la de receptor exterior de sales fundidas, en cambio ha afinado diseños y demostrado la operación de sus componentes solares en proyectos llevados a cabo en diversos centros de investigación. Estas también llevan a cabo el ciclo de potencia con un ciclo Rankine.

- El ciclo agua-vapor

La principal función del ciclo agua-vapor es transportar vapor desde el tren generador hasta la turbina de vapor, y retornar hasta la caldera o el intercambiador el agua condensada.

Se utiliza vapor como fluido calor-transportador principalmente porque es un fluido barato y accesible en casi cualquier parte, es posible ajustar con gran precisión su temperatura, por la relación existente entre presión y temperatura, controlando ésta a través de válvulas reguladoras, es capaz de transportar grandes cantidades de energía con poca masa y es capaz de realizar ese transporte a cierta distancia, entre los puntos de generación y consumo.

Los principales inconvenientes de usar vapor de agua son, sus altas presiones, necesita de un tratamiento muy estricto para que no sea corrosivo ni produzca incrustaciones y es necesario un gran volumen.

En el Anexo VI se desarrolla con más detalle los componentes protagonistas en el ciclo agua-vapor de la central.

2.5 Comparación de tecnologías

En esta sección se recapitulará la información técnica de los 3 tipos de centrales más desarrollados (torre, cilindro-parabólicos, disco Stirling) para compararlos y analizar las ventajas y desventajas de cada una.

	Capacidad (Mwe)	Eficiencia solar máxima	Ratio concentración	Eficiencia solar anual	Área requerida m ² /(MWh)
Cilindro-Parabólicos	10-200	20%*	25-100	9-11%*	4-6
Receptor Central	10-150	20%-35%*	300-1000	16-18% 15-25%*	8-12
Disco Stirling	0,01-0,4	29%	1000-3000	16-18% 18-23%*	30-40

*esperada, no demostrada

Tabla 4. Comparativa de tecnologías de planta.

Los sistemas de torre y disco Stirling son los mas eficientes. Además de esto las centrales de cilindros parabólicos, con una relativa alta eficiencia tienen un bajo coste de inversión, y sus tecnologías de almacenaje e hibridación son lo suficiente maduras. La tecnología de cilindros parabólicos cuenta como desventajas su baja temperatura de operación, la cual produce una menor calidad del vapor en el ciclo. Los fluidos térmicos utilizados en este tipo de centrales tienen limitaciones de temperatura.

La ventaja de las centrales de receptor central radica en su elevada temperatura de operación, la cual hace la conversión térmica en eléctrica más eficiente y su capacidad de almacenaje mayor. Por el contrario, esta alta temperatura de operación requiere una alta tecnología (mayores costes). Además los requisitos geográficos para el área del terreno de la planta es

menor puesto que esta tecnología no cuenta con instalaciones de grandes bloques. Cada helióstato tiene su propio terreno y ángulo para dirigir su radiación hacia el receptor, sin embargo esta autonomía en cada helióstato, el cual se dirige con un doble eje, aumenta los costes de la central y su control y mantenimiento es más difícil.

Debido a la alta proporción de concentración solar, los discos Stirling pueden alcanzar elevadas temperaturas y una gran eficiencia. Además su diseño independiente hace que estas centrales sean flexibles en su uso y en muchas condiciones externas diferentes. Por el contrario, las desventajas de esta tecnología radican en su diseño descentralizado, lo que hace que la conversión de energía solar en eléctrica no sea tan efectiva. Los platos Stirling de gran tamaño conllevan unas estructuras y sistemas de seguimiento fuertes, estas piezas requieren un mantenimiento costoso y frecuente. También es destacable su elevada cantidad de área requerida de terreno por MW.

Capítulo 3

EL ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

En el presente capítulo se describen los componentes fundamentales del análisis de ciclo de vida con el fin de guiar el análisis realizado para una central térmica solar realizado en el capítulo 4.

3.1 Introducción

El análisis de ciclo de vida (ACV) es una herramienta de análisis que cuantifica los impactos ambientales de un producto o servicio desde la “cuna a la tumba”, es decir, desde la adquisición de la materia prima para la producción de ese producto o servicio, hasta la eliminación de los residuos del final de la vida del mismo.

En cada una de esas etapas del proceso se estudian las entradas (materias prima, energía, etc.) y salidas (emisiones, residuos, etc.) desde el punto de vista ambiental y se evalúan, con esto se obtienen las cargas ambientales que se producen en cada etapa del producto o actividad estudiada. Las cargas ambientales se refieren a los impactos ambientales asociados a la salud humana, recursos y efectos ambientales.

El análisis de ciclo de vida proporciona un medio para comparar las entradas y salidas de dos productos o procesos, identificar que etapa del ciclo de vida de un proceso o producto tiene el mayor impacto ambiental o de salud pública, orientación para el desarrollo de nuevos procesos o productos o para proporcionar información a los responsables de tomar decisiones, tales como gobiernos u organizaciones no gubernamentales.

3.2 Normativa

Las normas ISO (International Organization for Standardization) que se refieren al análisis del ciclo de vida son las normas:

- *ISO 14040:2006, Gestión ambiental. Análisis de ciclo de vida y marco de referencia*
- *ISO 14044:2006, Gestión ambiental. Análisis de ciclo de vida. Requisitos y directrices,*

Estas dos normas son las últimas revisiones de la estandarización europea del ACV y vienen a sustituir y agrupar las antiguas ISO que trataban el tema, que eran:

- *ISO 14040:1998 Gestión medioambiental. Análisis de ciclo de vida. Principios y estructura*
- *ISO 14041:1999 Gestión medioambiental. Análisis de ciclo de vida. Definición del objetivo y alcance y el análisis de inventario*
- *ISO 14042:2001 Gestión medioambiental. Análisis del ciclo de vida. Evaluación de impacto del ciclo de vida*
- *ISO 14043:2001 Gestión medioambiental. Análisis del ciclo de vida. Interpretación del ciclo de vida.*

3.3 Fases del análisis de ciclo de vida

Basándonos en lo que nos marca la normativa vigente al respecto, es decir, en la ISO 14040:2006 y la ISO 14044:2006, el estudio del ACV se compone de 4 fases que son:

- Fase 1: objetivo y alcance del estudio.
- Fase 2: análisis del inventario
- Fase 3: evaluación del impacto
- Fase 4: interpretación

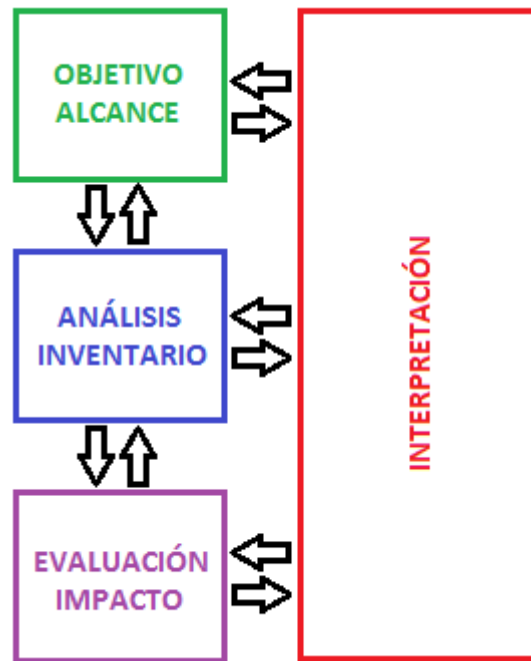


Figura 6. Fases del Análisis de Ciclo de Vida

3.3.1 Definición de objetivo y alcance del análisis de ciclo de vida

Definir el objetivo y el alcance de un estudio de ciclo de vida es fundamental, ya que establece las condiciones en las cuales se lleva a cabo el mismo.

El objetivo del estudio puede ser el de comparar el desempeño ambiental de diferentes productos o el encontrar una forma de reducir el impacto ambiental de un producto o servicio identificando en que parte del proceso se generan mayores cargas al ecosistema o a la salud. Los resultados de un ACV pueden ser usados de forma interna como base para el diseño ecológico, o externamente para marketing o para conseguir un etiquetado ecológico.

El alcance del análisis se decide según la aplicación prevista del estudio y es fijado en los siguientes términos:

- **Unidad funcional:**

Esta es la unidad de referencia del estudio, es una cantidad definida y clara de las funciones realizadas por el sistema estudiado. El propósito de una unidad funcional es la de proporcionar una referencia desde la cual se puedan relacionar las entradas y salidas del sistema, y para asegurarnos que los resultados obtenidos con el análisis puedan ser posteriormente comparables. El carácter comparativo de los resultados de los análisis de ciclo de vida es fundamental cuando se están evaluando sistemas diferentes dado que hay que asegurar que estas comparaciones se hacen desde una base común, y esta es la unidad funcional.

El flujo de referencia es la cantidad del producto del sistema necesario para producir la unidad funcional.

- **Limites del sistema:**

Los límites del sistema definen los procesos incluidos en el sistema estudiado. La elección de los límites del sistema tiene un gran impacto en los resultados finales del ACV. Los límites del sistema ideales serían infinitos, ya que entrarían en el estudio todos los procesos asociados al sistema, y esto sería imposible, por tanto es necesario fijar estos límites a procesos relevantes en el sistema en relación con el objetivo del estudio.

Los criterios utilizados para establecer los límites son importantes para el grado de confianza en los resultados del análisis. Solo se deben eliminar etapas del ciclo de vida, entradas o salidas, procesos, si estos no afectan significativamente a las conclusiones del estudio. Si es omitido alguno de estos aspectos se debe indicar de forma clara en el estudio el por qué de esta omisión.

Los límites del sistema pueden ser reajustados a lo largo del estudio.

- **Asignación:**

La asignación de las cargas ambientales de las diferentes funciones del sistema es una parte importante del ACV. Por ejemplo, un sistema de producción puede dar lugar a más de un producto y se deben determinar que productos tienen cargas ambientales en el proceso.

- **Flujos elementales:**

Son los flujos de entradas y salidas del sistema. Recursos, emisiones y residuos que atraviesan los límites del sistema. En el ACV estos flujos se clasifican en categorías de impacto ambiental utilizando para ello factores de caracterización.

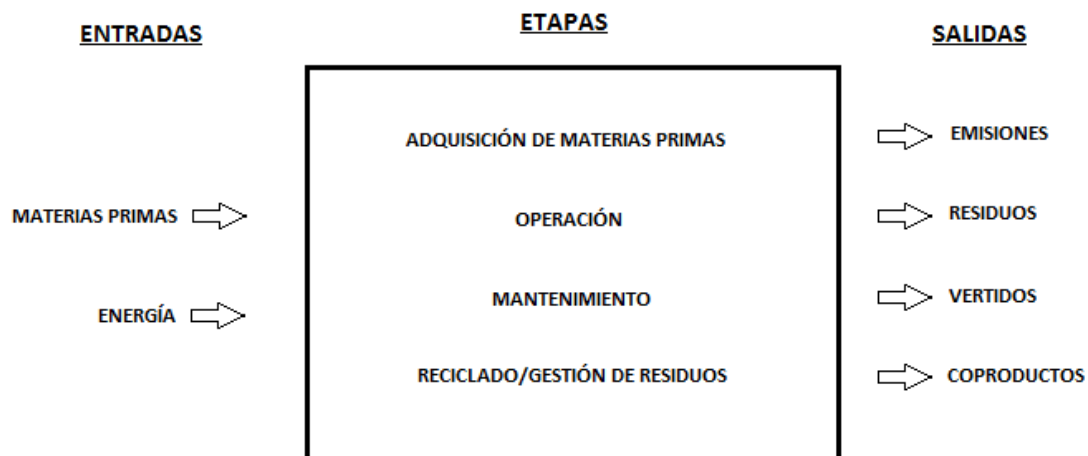


Figura 7. Esquema de flujos de un ciclo de vida

- **Criterios de corte:**

Son los criterios que se usan para decidir que entradas o salidas se incluyen en el estudio. Hay 3 criterios de corte para decidir que entradas se incluyen en la evaluación, que son la masa, incluyendo todas las entradas que representan más de un porcentaje definido en la entrada de masa del producto que está siendo modelado; de energía, inclusión de aquellas entradas que representen más de un porcentaje definido en la entrada de energía del sistema; y de importancia ambiental, incluyendo todas las entradas que representen más de

una cantidad definida adicional a la cantidad estimada de datos individuales del sistema del producto que estén especialmente seleccionados por su importancia ambiental.

Un criterio común suele ser la regla del 1 por ciento, en la cual se afirma que se incluirá el 99 por ciento del flujo de masa, de energía y de impacto medioambiental del producto.

3.3.2 Análisis del inventario del ciclo de vida

Fase en donde se realiza la recopilación de los datos y los procedimientos de cálculo adecuados para cuantificar las entradas y salidas del sistema estudiado. La recopilación de datos es la parte más difícil y la que más tiempo conlleva. El resultado del análisis del inventario es un listado de los flujos cuantificados hacia y desde el sistema. Después de la recopilación de datos se pasarán a los procedimientos de cálculo, que darán validación a los datos recopilados, relacionarán los datos con los procesos unitarios y con el flujo de referencia de la unidad funcional.

Las entradas al sistema serán la energía, materias primas y transporte necesario, y las salidas comprenderán las emisiones al aire, los vertidos al agua o los residuos al suelo.

La definición del objetivo guía a la colección de datos y cálculos, aunque a menudo es al revés, en donde es necesario hacer reajustes en los límites del sistema o en los métodos de asignación.

3.3.3 Evaluación de impactos del ciclo de vida

En esta fase se evalúan lo significativo de los impactos ambientales utilizando los datos de la fase anterior. Se asociaran los elementos del inventario con las

categorías de impactos ambientales específicos y con los indicadores de esas categorías para entender estos impactos, es decir, se clasifican.

La transparencia es crítica en esta fase ya que la evaluación de categorías de impacto puede introducir subjetividad al estudio.

En la fase de evaluación también se asignan las cargas ambientales a las distintas categorías de impacto para más tarde poderlos comparar.

Cuantificación del valor de los resultados del indicador de categoría con respecto a la información de referencia, esto es normalización.

3.3.4 Interpretación del ciclo de vida

En la fase de interpretación se sacan las conclusiones y son evaluados los análisis, las hipótesis y las decisiones adoptadas. La fase de interpretación puede consistir en:

- Comprobación de la coherencia en el estudio, evaluando si los supuestos, métodos y datos utilizados en el estudio son consistentes.
- Comprobación de la integridad, en donde se revisa si todos los procesos y datos se incluyen en el estudio.
- Contribución del análisis y evaluación de la sensibilidad e incertidumbre del mismo.

La interpretación del ciclo de vida intenta mostrar de forma comprensible y coherente la presentación de los resultados del ACV, de acuerdo con la definición del objetivo y el alcance del estudio.

3.4 Metodologías del ACV

Las metodologías para realizar un ACV se pueden agrupar en 2 grupos en función del objetivo final:

- Evaluación del impacto ambiental
- Evaluación del daño

La evaluación del daño ambiental cuantifica el efecto ambiental sobre diversas categorías (acidificación, destrucción capa de ozono, etc.) del producto o servicio analizado. Esta categoría alcanza la evaluación de los efectos indirectos sobre el ser humano (“*midpoints*”).

La evaluación del daño son metodologías que estudian los efectos últimos (“*endpoints*”) del impacto ambiental. Identifican y definen el daño causado al ser humano y a los sistemas naturales.

3.4.1 Metodología de impacto ambiental (“midpoint”). CML 2000

Este método viene a ser una actualización de su antecesor, el CML 1992, publicado por el “Centre of Environmental Science” de la Universidad de Leiden, Holanda.

La CML es una guía que proporciona una lista de categorías de impacto. Para cada una de esas categorías se establece una unidad de referencia, expresando el impacto como la cantidad equivalente de cada uno de los compuestos m_i (kg) en función de los factores de caracterización (F_i) [13]:

$$(\text{kg sustancia equivalente}) = F_i \cdot m_i$$

F_i = factor de caracterización de la sustancia i (Kg de sustancia equivalente)

m_i = cantidad de recurso i extraído

Las categorías consideradas según los aspectos de sostenibilidad ambiental son:

- **Acidificación:**

Algunos tipos de emisiones de contaminantes al aire como son los óxidos de nitrógeno y el sulfuro, en contacto con el agua existente en la atmósfera forman compuestos ácidos que en contacto con el ecosistema (suelo, agua, etc.) provocan una disminución del pH. El indicador de acidificación es expresado en kg de SO₂ equivalente por kg de la sustancia i emitido:

$$\text{Acidificación} = \sum_i (F_i \text{AC} \cdot m_i)$$

La escala geográfica de este indicador varía entre la local y la continental.

- **Agotamiento de la capa de ozono:**

El agotamiento de la capa de ozono se debe a las emisiones de contaminantes específicos. La disminución de la capa de ozono causa el aumento de la radiación solar que llega a la superficie de la tierra, esto es un impacto para la salud humana.

El indicador para esta categoría está expresado en kg de CFC-11 equivalente (clorofluorocarbono 11).

$$\text{Agotamiento de la capa de ozono} = \sum_i (F_i \text{ACO} \cdot m_i)$$

La escala geográfica de este indicador es global.

- **Agotamiento de recursos abióticos:**

Son los recursos naturales, relacionada con la extracción de minerales y combustibles fósiles. El facto de caracterización vendrá asociado a la sustancia de referencia, que en este caso es el antimonio.

$$\text{Agotamiento Abiótico} = \sum_i (F_i \text{AA} \cdot m_i)$$

La escala geográfica de este indicador es global.

- **Cambio climático:**

El efecto invernadero es el fenómeno por el cual determinados gases, que son componentes de la atmósfera planetaria, retienen parte de la energía que el suelo emite por haber sido calentado por la radiación solar. Ciertas emisiones de gases contribuyen al aumento de este efecto invernadero con el consiguiente sobrecalentamiento de la tierra. Los principales responsables del aumento de este efecto invernadero son los gases de vapor de agua, el CO₂ y otra serie de gases como el N₂O.

El impacto de esta categoría se calcula utilizando un factor de caracterización (F_iCG) que se expresa en kg de CO₂ equivalente por kg de emisión.

$$\text{Cambio Climático} = \sum_i (F_i \text{CG} \cdot m_i)$$

Esta categoría tiene un horizonte temporal de 100 años y el ámbito geográfico es global.

- **Eutrofización:**

La eutrofización se refiere al aporte más o menos masivo de nutrientes inorgánicos en un ecosistema acuático. Este incremento puede conllevar a un aumento en la producción de la biomasa lo que produce una disminución del contenido de oxígeno en el agua.

El potencial de eutrofización se expresa en kg de PO₄ equivalente por kg de emisión.

$$\text{Eutrofización} = \sum_i (F_i \text{EU} \cdot m_i)$$

La escala geográfica de este indicador varía entre local y global.

- **Toxicidad humana y ecotoxicidad:**

Esta categoría calcula la toxicidad potencial valorando seis categorías de impacto (ecotoxicidad acuática en agua dulce y agua salada, ecotoxicidad en el sedimento de agua dulce y agua salada, ecotoxicidad terrestre y toxicidad humana) y cinco compartimentos emisores (aire, agua dulce, mar, suelo agrícola y suelo industrial). De la combinación de estas 6 categorías y 5 compartimentos se derivan 30 potenciales de toxicidad para cada sustancia.

$$\text{Toxicidad Humana} = \sum_i \sum_{\text{ecomp}} (F_{i\text{TH,ecomp,t}} \cdot m_{i,\text{ecomp}})$$

$F_{i\text{TH,ecomp,t}}$ es el potencial de toxicidad humana, factor de caracterización de la sustancia i emitida al compartimento ambiental ecomp durante el horizonte de tiempo t . Se expresa en kg de 1,4-diclorobenceno equivalente.

La escala geográfica de este indicador será global, continental o local.

- **Foto-oxidación química:**

La foto-oxidación consiste en la producción ozono troposférico debido a la reacción de óxidos de nitrógeno con ciertos compuestos orgánicos volátiles bajo la influencia de la radiación solar. Este fenómeno se da principalmente durante los meses de verano. El CO también puede contribuir a la formación de este fenómeno. Este impacto es perjudicial para la salud humana y los ecosistemas.

El potencial de creación de ozono fotoquímico se expresa en kg de etileno equivalente por kg de emisión.

$$\text{Foto-oxidación Química} = \sum_i (F_{i\text{FQ}} \cdot m_i)$$

El horizonte temporal es de 5 días y la escala geográfica varía entre local y continental.

CATEGORÍA DE IMPACTO	REFERENCIA SUSTANCIA EQUIVALENTE
Acidificación	kg de SO ₂
Agotamiento capa de ozono	kg de CFC-11
Agotamiento recursos abióticos	kg de Sb
Cambio climático	kg de CO ₂
Eutrofización	kg de PO ₄
Toxicidad humana y ecotoxicidad	kg de 1,4-diclorobenceno
Foto-oxidación	kg de Etileno

Tabla 5. Sustancias equivalentes. CML 2000

3.4.2 Metodología de daño (“endpoint”). Ecoindicador 99

El Eco-indicator 99 es la metodología promovida por el Ministerio Holandés de Vivienda, Ordenación territorial y Medioambiente. Esta versión es la actualización de su predecesor, el Eco-indicator 95.

El Eco-indicator 99 modela el daño para las emisiones en los procesos mediante el análisis de destino, exposición, análisis de efectos y finalmente el análisis de daños. Las 3 características de daño consideradas por el Eco-indicator 99 son los referidos a los recursos, a la calidad del medio ambiente y a la salud humana [14].

- Daños a la salud humana:

Categoría en la que se incluyen el número y la duración de las enfermedades, y los años de vida perdidos debidos a la muerte prematura por causas ambientales. Las categorías de impacto aquí incluidas son: cambio climático, disminución del ozono estratosférico, efectos cancerígenos y respiratorios (de compuestos orgánicos e inorgánicos) y radiación ionizante. Se expresa como el número de años de vida perdidos y el número de años que han sufrido una enfermedad. Ambos combinan bajo el nombre de “años de vida sometidos a una discapacidad” (DALYs) término también utilizado por el banco mundial y la OMS.

- **Daños en la calidad del medio ambiente:**

En esta categoría se incluyen el efecto sobre la diversidad de especies, especialmente en las plantas vasculares y los organismos sencillos. Entre las categorías de impacto que le afectan están la ecotoxicidad, la acidificación, eutrofización y el uso del suelo. Se expresa como el número de especies desaparecidas en un área determinada durante un tiempo determinado. Esta definición no es tan homogénea como la definición de salud humana:

- Ecotoxicidad expresada como el porcentaje de todas las especies presentes en el ambiente viviendo bajo estrés tóxico (PDF). Como este no es un daño observable, se utiliza un factor de conversión.

- Acidificación y eutrofización se consideran como una sola categoría de impacto. Se modela el daño a las especies objetivo (plantas vasculares) en áreas naturales.

- El uso del suelo está basado en datos empíricos de la afección a las plantas vasculares en función del uso del suelo y del tipo de suelo.

- **Daños a los recursos:**

En esta categoría se incluye la necesidad extra de energía requerida en el futuro para extraer mineral de baja calidad y recursos fósiles. La disminución de los recursos brutos, tales como arena y gravilla se incluyen dentro del uso del suelo. Se expresa como MJ de energía extra.

3.5 Software de ACV

Existen en el mercado una serie de herramientas que facilitan el cálculo de los análisis de ciclo de vida. Cada herramienta tiene sus propias características aunque casi todas se basan en la misma metodología y presentan rasgos comunes. La mayoría de estas herramientas incluyen bases de datos que

pueden variar en extensión y calidad. Las bases de datos de inventarios públicos suelen venir incluidos en la mayoría de estos programas.

En estos programas informáticos se introducen los datos que se han recabado en el inventario del ACV para más tarde realizar los cálculos propios de la fase del AICV.

A continuación se exponen algunas de las herramientas informáticas aplicadas al ACV que se ofrecen en el mercado:

- Simapro[®]: El programa informático de análisis de ciclo de vida más utilizado. Desarrollado por la empresa holandesa Pre Consultants. Su principal característica es que compara y analiza complejos productos descomponiéndolos en todos sus materiales y procesos.
- Gabi[®]: Programa informático para el análisis de ciclo de vida, desarrollado por la Stuttgart University destaca por ofrecer la posibilidad de un análisis económico.
- Umberto[®]: Herramienta potente y flexible para la aplicación del ACV y realizar análisis de flujos de materiales y energía dentro de la industria. Desarrollado por la Ifeu-Institute de Alemania.

Para la realización del análisis de ciclo de vida de la central termosolar se ha elegido la herramienta informática Simapro[®]. Dicho software, además de incluir una extensa base de datos, pasa por ser el software más extendido en los estudios de análisis de ciclo de vida y cuyos resultados son sencillos y de fácil comparación.

3.6 Limitaciones del análisis de ciclo de vida

El análisis de ciclo de vida tiene sus limitaciones. Así es conveniente señalar que este estudio no da una imagen completa del desempeño ambiental de un producto o servicio. En primer lugar, un ACV no tiene en cuenta todos los aspectos ambientales de un producto del sistema. Por ejemplo, los

ecosistemas no se ven reflejados en los resultados de un ACV. Además, el contexto temporal o geográfico de las emisiones y el uso de recursos por lo general no se considera. Por ejemplo, el impacto real causado por emisiones de contaminantes acidificantes dependerá en gran medida de las características del receptor. El lapso de tiempo sobre el cual un contaminante es emitido también puede ser de importancia, ya que el ambiente puede ser capaz de manejar pequeñas emisiones durante un largo período de tiempo, mientras que una única emisión grande puede causar un gran daño.

Al comparar los productos o servicios, la elección de la categoría de impacto ambiental es muy importante de cara a los resultados. Por ejemplo, si se compara la energía nuclear con otros métodos de producción de energía, el aspecto de los residuos radiactivos, probablemente se debe incluir para llegar a unos resultados justos. Está también el problema de decidir que impacto ambiental es el más importante. Los resultados de un ACV dependen mucho de los límites del sistema y de otros aspectos de la metodología. Esto significa que dos ACV para un mismo producto pueden mostrar resultados muy diferentes. A través de la normalización y del desarrollo de bases de datos se intenta hacer que el ACV sea una herramienta fiable.

Capítulo 4

ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA DE CENTRAL TÉRMICA SOLAR

En el presente capítulo se realizará el análisis de ciclo de vida sobre una central térmica solar de receptor central a través de la aplicación informática Simapro[®].

4.1 Objetivo

El objetivo global este ACV es aumentar el conocimiento del impacto ambiental que se generan durante la vida de una central termosolar en el sur de España.

La principal aplicación prevista del estudio es:

- El apoyo para el desarrollo del proceso (elección de los materiales, métodos de producción, etc.)
- Proporcionar una base para una futura declaración ambiental del proceso.
- Información comercial y pública de la central.

4.2 Alcance

El alcance del estudio se fijará en los siguientes términos.

4.2.1 Unidad funcional y flujo de referencia

La unidad funcional usada en este ACV es 1 kWh de energía eléctrica producida y suministrada a la red desde la central. Todas las entradas y salidas al sistema irán referidas a esta unidad funcional. El flujo de referencia es la

construcción, operación y el final de la vida de la central térmica solar estudiada, de potencia nominal 17MW.

4.2.2 Límites del sistema

Los procesos incluidos en el análisis delimitan los límites del sistema del estudio, estos serán:

- Extracción, procesado y transporte de materias primas para la construcción de la central.
- Transporte de las partes que forman la central
- Operación de la planta
- Desmantelamiento de la planta. Transporte y tratamiento de residuos (reciclaje/depósito/destrucción).

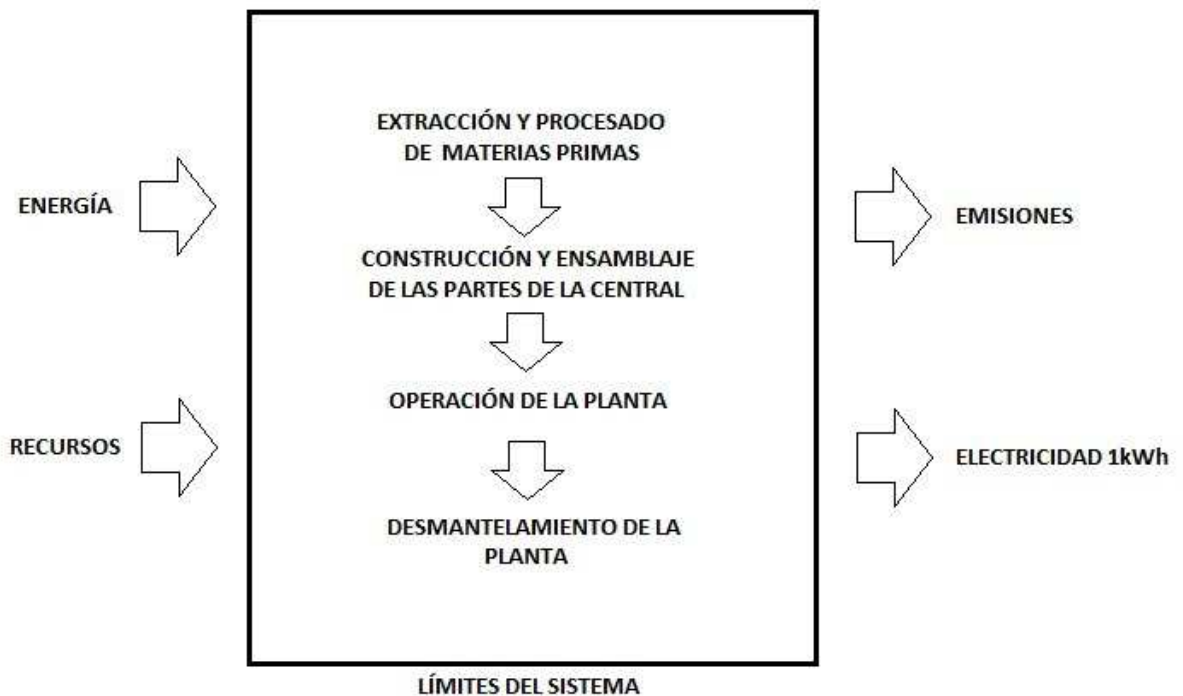


Figura 8. Límites del sistema

Fuera del estudio quedarán los posibles reemplazos de partes dañadas o averiadas de la central, así como escapes o accidentes ocasionados durante la vida útil de la misma, que está fijada en 30 años. Tampoco se consideran en el estudio las partes correspondientes al transporte de la energía eléctrica a la población (tendidos eléctricos, subestaciones, etc.).

La razón principal de su no inclusión en el estudio será la de facilitar la comparación de los resultados del estudio con los de otros sistemas de generación de energía. A su vez los componentes protagonistas del transporte de la energía eléctrica a la red son comunes para otros tipos de centrales, no sería un elemento distintivo de este tipo de centrales como para valorar su estudio.

4.2.3 Criterios de corte

La regla general para la omisión de datos irrelevantes para el estudio es que el total de los resultados del inventario se referirán al 99% de flujo elemental de la masa, de la energía y de los impactos ambientales de la central.

4.2.4 Calidad de los datos

Se van a tomar como referencia los materiales y procesos que nos ofrecen las bases de datos con las que cuenta el programa Simapro[®].

4.3 Metodología

Una vez se ha fijado el objetivo y el alcance del proyecto, para proceder al ACV se recabará la información necesaria para construir el inventario de materiales y procesos que se necesitarán para la construcción y operación de la central termosolar. La cantidad de estos materiales y procesos se irán dividiendo en compartimentos, según la fase de la vida de la central (construcción, operación

o desmantelamiento) y según el bloque de la central al que corresponde (zona del campo solar, torre del receptor, etc.).

Una vez se tiene el inventario se pasa a la construcción del ACV en el software seleccionado. En el presente proyecto se ha utilizado el programa informático Simapro[®] como base para la realización del ACV.

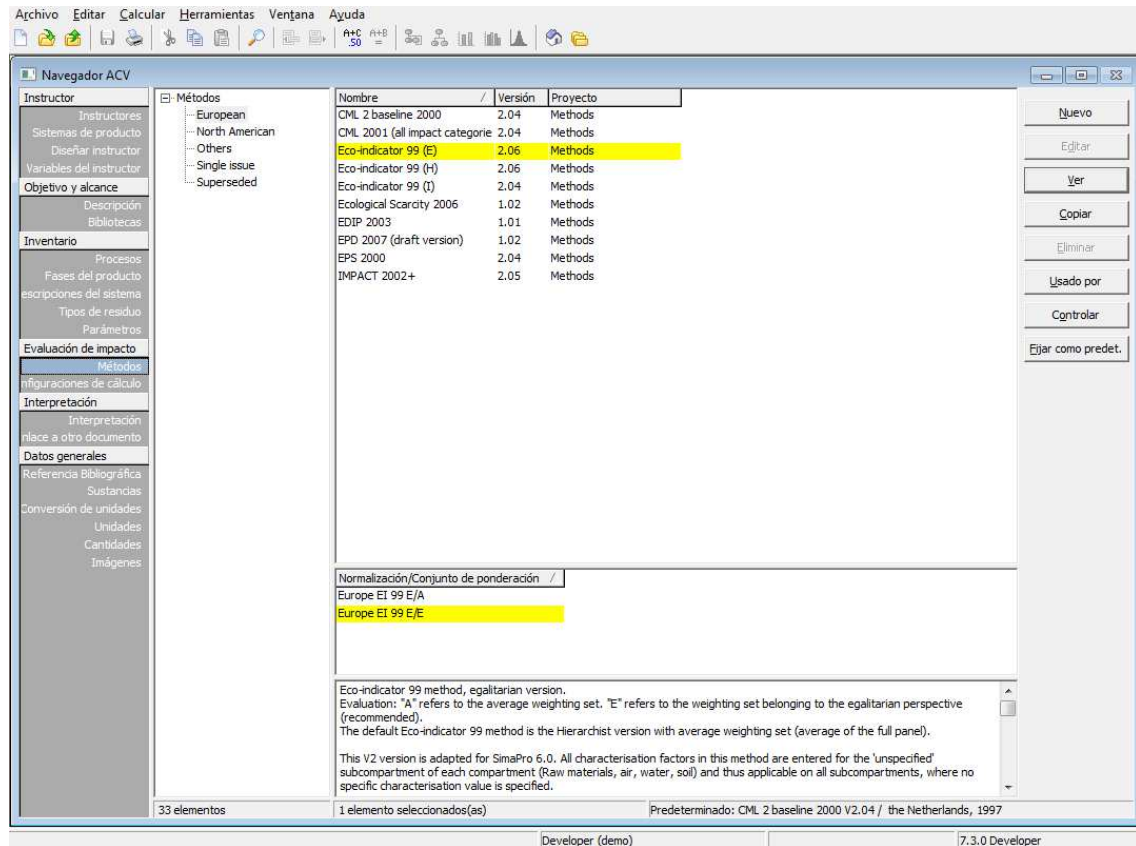


Figura 9. Menú principal Simapro

A partir de los datos recopilados en el inventario, se construyen los árboles de materiales y procesos, en dichos árboles se ordenan los procesos y materiales que se han tomado en consideración para cada bloque. Se construirá el árbol correspondiente a la construcción del campo solar, a la construcción del bloque de potencia, etc. Simapro[®] nos indicará en cada árbol qué material o proceso tiene más o menos peso dentro al ACV o respecto a una categoría de impacto en concreto.

Los materiales y procesos recopilados en el inventario son introducidos en el Simapro[®] relacionando los mismo con los que nos ofrece las extensas bases de datos del programa.

Una vez se han generado todos los árboles de materiales y procesos se genera el ACV con el árbol general de la vida de la central y a partir de ahí, eligiendo con que metodología se quiere que se estudie el ACV, ya sea Ecoindicator, CML u otra, se obtienen los resultados.

4.4 Características de la central estudiada

Se someterá al estudio del ACV una central termosolar de receptor central. Dicha central se quiere construir en el sur de España. Se busca que la central esté construida en una zona cuyo índice de radiación solar anual sea alto, su clima no sea húmedo pero que dicha una zona no sea excesivamente seca en cuanto a recursos hídricos, debido a que la central termosolar necesitará agua para su funcionamiento.

La central térmica solar tendrá una potencia nominal de 17 MW. Estará provista de 2 tanques de sales fundidas que permiten un almacenamiento térmico y que harán que la central pueda operar a plena carga hasta 16 horas. Se prevé que la central este produciendo electricidad durante 6230h anuales. Las sales fundidas, que actuarán como fluido térmico, son una mezcla de un 60% de nitrato de sodio y de un 40% de nitrato potásico). Las sales fundidas se almacenarán en 2 tanques, uno de sales calientes (565^o) y otro de sales frías (290^o). La central estará provista de un suplemento de energía por medio del gas natural, quiere decir que la central estará hibridada con gas natural. La legislación española al respecto permite una hibridación con gas natural que aporte un 15% como máximo de la producción diaria de electricidad del complejo solar. Este aporte térmico proveniente del gas es suministrado mediante una caldera de 16MWt que aportará calor al circuito de sales fundidas a partir de la combustión del gas, como se muestra en la figura de abajo. Esta caldera entrará en funcionamiento cuando las sales fundidas pierdan excesiva

temperatura durante las horas de parado, impidiendo así que se solidifiquen, o para mantener las sales en la temperatura óptima para el funcionamiento de la central en momentos de escaso aporte solar.

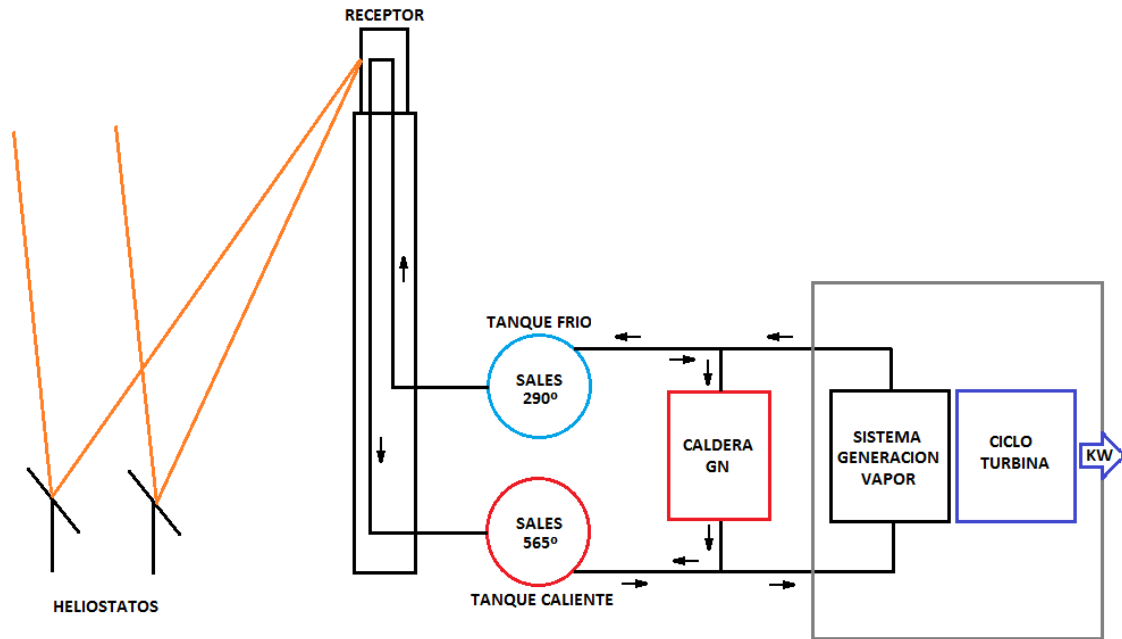


Figura 10. Esquema del funcionamiento de la central

El campo solar, responsable de transmitir y focalizar la radiación solar hacia el receptor de la torre, estará conformado por 2650 helióstatos. Cada helióstato tendrá una superficie aproximada de 100m², resultando una superficie reflectante total de 264.825m².

La radiación solar de la zona se fija en 5.47 kWh/m² diaria de media durante el año, por tanto anualmente el campo solar recibirá 1997 kWh/m² del sol. La eficiencia del campo solar asciende al 45.6%.

La central generará una energía eléctrica anual de 104.014 MWh. Un 85% de esa energía generada por la central proviene de la radiación solar:

$$E_{e, solar} = E_{radiación solar} \cdot A_{reflectante} \cdot \eta_{neta de la planta}$$

$$E_{e, solar} = 1,997MWh/m^2 \cdot 264.825m^2 \cdot 0.167 = 104.014 = 88.412 MWh$$

En España, la legislación fija que el aporte de energía proveniente de combustibles fósiles a la central no puede sobrepasar el 15% del total producido por la central. Para la central estudiada, la caldera auxiliar de gas natural aportará el 15% del total de la energía eléctrica producida.

El 15% de la energía producida anualmente por la central suponen 15.602MWh provenientes de la caldera auxiliar.

Si se considera una eficiencia para la caldera del 85% y una eficiencia del ciclo térmico del 39%, se obtiene la cantidad de gas necesario para alcanzar esa producción de energía:

$$E_{e, caldera} = GN_{consumido} \cdot \eta_{caldera} \cdot \eta_{ciclo\ térmico}$$

Se obtiene que anualmente son consumidos 46.957 MWh de gas natural en la caldera auxiliar.

	Central de torre
Potencia nominal	17 MW
Área ocupada	150 ha
Eficiencia campo solar	45.6%
Eficiencia ciclo térmico	39.09%
Eficiencia neta de la planta	16.72%
Radiación directa anual	1997 kWh/m ²
Número helióstatos	2650
Superficie reflectante	264.825 m ²
Factor de utilización	71,10%
Horas de utilización anual	6.228
Vida útil	30 años
Energía generada anual	104.014 MWh
Energía generada en la vida útil	3.120 GWh
Capacidad almacenamiento	16h
Consumo de GN	46.957 MWh/a
Consumo de electricidad	10.757 MWh/a
Consumo de agua	300.000 T/a

Tabla 6. Características técnicas de la central

4.5 Análisis del inventario del ciclo de vida

Esta fase consiste en la cuantificación de las entradas y salidas del sistema aplicado en estudio, en la que se incluye el uso de recursos (materias primas y energía), las emisiones a la atmósfera, suelo y aguas y la generación de residuos. Los datos obtenidos en esta fase son el punto de partida para la Evaluación de Impacto de Ciclo de Vida.

En la construcción, vida y desmantelamiento de la central se dan diversos flujos de entrada (materias primas, transporte, etc.) y de salida (emisiones al aire, al agua, etc.). En este apartado se muestra el inventario que se considera para el análisis de ciclo de vida de la central en sus diferentes etapas.

Para la construcción de las diferentes partes de la central (campo solar, torre, etc.) se necesitarán toneladas de materiales de construcción. En las siguientes tablas se detallarán la cantidad de estos materiales y los procesos asociados a la construcción inventariados para el estudio. Algunos datos han sido estimados y otros tomados de estudios sobre centrales similares [15].

- **Campo solar:**

Materiales	Toneladas
Hormigón	19.365
Vidrio	3.181
Cobre	72
Acero refuerzo	9.204
Lubricante	107

Tabla 7. Materiales de construcción del campo solar

Procesos	Cantidad
Transporte (Camión 40T a 50Km)	1.596.450 tKm
Excavación hidráulica	8.250 m ³

Tabla 8. Procesos asociados a la construcción del campo solar

El proceso de transporte ha sido evaluado con la siguiente expresión:

$$\text{Transporte (Camión 40T a 50Km)} = \text{Cantidad de material} * \text{Distancia (50Km)}$$

- **Torre central:**

Materiales	Toneladas
Hormigón	476
Acero refuerzo	52

Tabla 9. Materiales de construcción de la torre

Procesos	Cantidad
Transporte (Camión 40T a 50Km)	26.400 tKm
Excavación hidráulica	200 m ³

Tabla 10. Procesos asociados a la construcción de la torre

- **Edificios y urbanización:**

Materiales	Toneladas
Hormigón	10.602
Acero refuerzo	351
Tubos HDPE	80
Tubos PVC	23
Grava	8.500

Tabla 11. Materiales de construcción de los edificios

Procesos	Cantidad
Transporte (Camión 40T a 50Km)	977.800 tKm
Excavación hidráulica	500 m ³

Tabla 12. Procesos asociados a la construcción de los edificios

- **Bloque potencia**

Materiales	Toneladas
Acero refuerzo	407
Cerámica	17
Acero Cromado	62
Hormigón	200
Aleación Magnesio AZ91	15
Tubos PVC	15

Tabla 13. Materiales de construcción del bloque de potencia

Procesos	Cantidad
Transporte (Camión 40T a 50Km)	35.800 tKm

Tabla 14. Procesos asociados a la construcción del bloque de potencia

- **Almacenamiento**

Materiales	Toneladas
Hormigón	2.714
Acero refuerzo	269
Acero Carbono	1.333
Acero Cromado	78
60%NaNO ₃ 40%KNO ₃	12.266
Aislamiento	250
Arena	65

Tabla 15. Materiales de construcción del almacenamiento térmico

Procesos	Cantidad
Transporte (Camión 40T a 50Km)	848.750 tKm

Tabla 16. Procesos asociados a la construcción del almacenaje

La central se estima que tenga una vida útil de 30 años. Durante este funcionamiento se consideran los siguientes flujos de materiales y procesos:

Materiales	Toneladas/año
Agua	300.000 T/a

Tabla 17. Materiales asociados a la vida útil de la central

La central durante sus 30 años de vida consumirá un total de 9.000.000T de agua aproximadamente.

Procesos	Cantidad
Consumo de gas natural	46.957 MWh/a
Consumo red eléctrica	10.757 MWh/a

Tabla 18. Procesos asociados la vida útil de la central

En la fase de desmantelamiento de la central se consideran los siguientes flujos del sistema:

Materiales	Toneladas
Desechos	61.396

Tabla 19. Materiales asociados la fase de desmantelamiento

Procesos	Cantidad
Transporte (Camión 40T a 50Km)	3.069.800 tKm

Tabla 20. Procesos asociados a la fase de desmantelamiento

4.6 Evaluación de impactos del ciclo de vida

Fase principal del ACV, en donde se evalúa cuantitativamente los impactos medioambientales y sobre el ser humano que ejerce una actividad como es la de la central termosolar.

Para evaluar dichos impactos se utilizará la herramienta informática Simapro[®] 7, cuya extensa base de datos de materiales nos ofrece la posibilidad de elegir los materiales y procesos adecuados para el estudio de nuestra central basándonos en el inventario realizado en el apartado anterior.

Simapro[®] permite elegir diversos métodos para la evaluación de los impactos, entre los más usados se encuentran los métodos CML 2000 y Ecoindicator-99. Para el análisis se utilizarán los 2 métodos.

Las categorías de impacto y los indicadores respectivos para la CML se dividen en:

Categoría de impacto	Indicador de impacto
Acidificación	kg SO ₂ eq
Agotamiento de recursos	kg Sb eq
Calentamiento global	kg CO ₂ eq
Destrucción de la capa de ozono	kg CFC-11 eq
Ecotoxicidad del medio acuático	kg 1,4-diclorobenceno eq
Ecotoxicidad del medio marino	kg 1,4-diclorobenceno eq
Ecotoxicidad del medio terrestre	kg 1,4-diclorobenceno eq
Eutrofización	kg PO ₄ eq
Formación ozono troposférico	kg C ₂ H ₄ eq
Toxicidad humana	kg 1,4-diclorobenceno eq

Tabla 21. Categorías de impacto. CML2000

Por otro lado, con la metodología del Ecoindicator-99 también se obtiene una visión cuantificada de los impactos ambientales y sobre la salud humana de la vida de la central, aunque valora de forma diferente a la anterior del CML2000. Esta metodología además tiene sus propias categorías de impacto e indicadores, en la siguiente tabla se muestran:

Categoría de impacto	Indicador de impacto
Acidificación/Eutrofización	PDF·m2año
Cancerígenos	DALY
Cambio climático	DALY
Ecotoxicidad	PDF·m2año
Comb. Fósiles	Excedente energía MJ
Uso suelo	PDF·m2año
Minerales	Excedente energía MJ
Capa de ozono	DALY
Radiación	DALY
Resp. Inorgánicos	DALY
Resp. Orgánicos	DALY

Tabla 22. Categorías de impacto. Ecoindicator-99

Se empieza introduciendo los datos en el programa Simapro[®]. Se detallan los materiales y procesos del Simapro[®] seleccionados en el anexo I. Primero se introduce en el programa la unidad funcional del análisis. Como se ha comentado con anterioridad, la unidad funcional será 1 kWh. Para que todo el ciclo de vida esté relacionado con ese kWh se calcularán los kWh totales que la central generará durante sus 30 años de vida y, con ese valor, se podrá proporcionar todas las cantidades de materiales y procesos.

$$\text{KWh totales} = 104.014.000 \text{ kWh/año} \cdot 30 \text{ años} = 3,12 \cdot 10^9 \text{ kWh}$$

$$\text{Factor} = (3,12 \cdot 10^9)^{-1} = 3,2 \cdot 10^{-10}$$

A continuación se crean los árboles de flujos de materiales y procesos considerados en el estudio para cada parte de la central termosolar. Se comienza introduciendo los datos recopilados en la fase de análisis de inventario del campo solar.

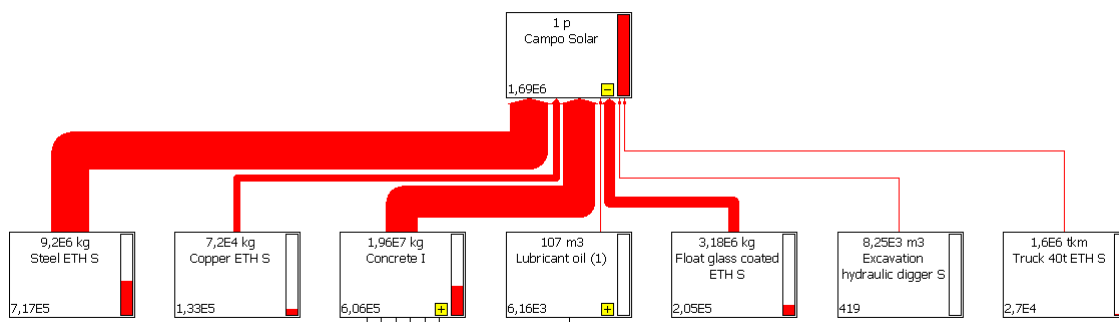


Figura 11. Árbol campo solar

En la figura anterior se muestra el árbol creado en el Simapro[®], se puede observar como el acero y el hormigón son los materiales (procesos de generación de esos materiales estaría mejor dicho) que más afectan en el proceso de construcción del campo solar, normal si se tiene en cuenta que son los 2 materiales predominantes en el campo solar, aunque el material más usado, el hormigón, no es el que más impacto genera en el árbol, sino el acero, cuyo proceso de generación es más contaminante que el del hormigón.

En la siguiente figura se muestra la gráfica de evaluación del daño, en ella se puede observar como afecta cada material proporcionalmente a cada categoría de impacto del Ecoindicator-99. Cada barra de la gráfica representa el total del impacto en cada categoría y su cantidad es relativa, es decir, la categoría cambio climático puede tener un impacto absoluto mucho mayor en el ciclo que el de la Ecotoxicidad, en cambio ambas barras se representan con la misma longitud.

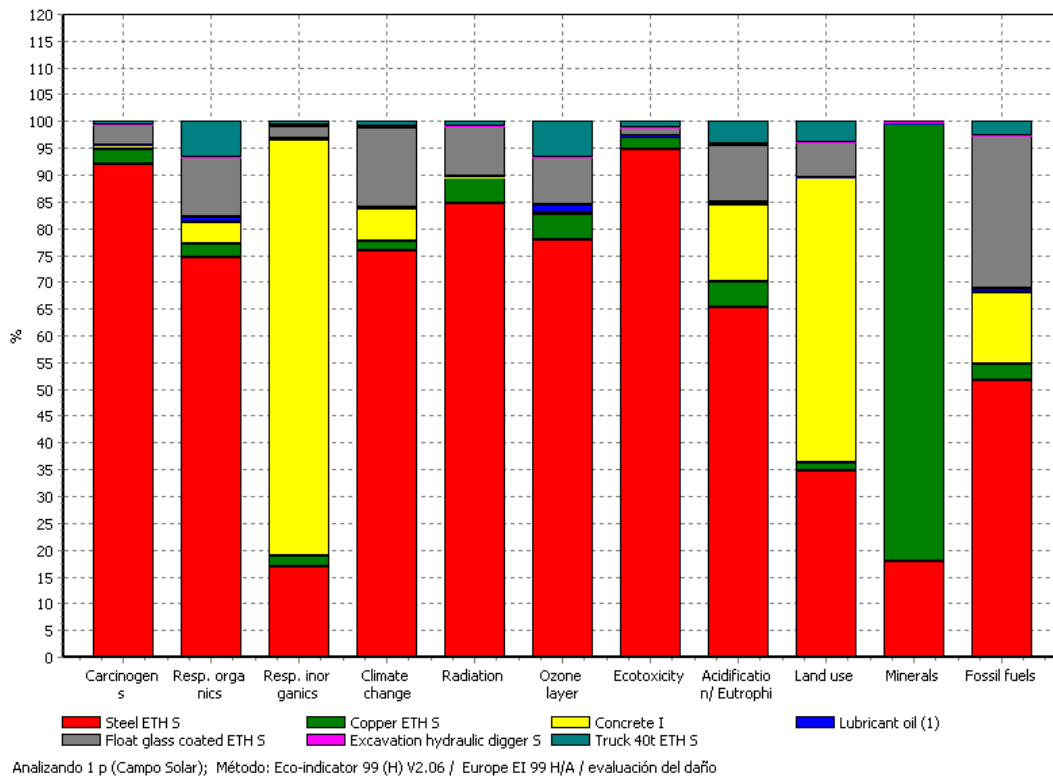


Figura 12. Evaluación de impacto del campo solar

Se puede apreciar que el proceso más predominante en las categorías de impacto es del acero. En 8 de las 11 categorías de impacto el acero es el

material que más impacto genera comparado con el resto. El hormigón es el que más afecta en la categoría de daños respiratorios inorgánicos y del uso de suelo, y por último el cobre sobresale en la categoría de recursos minerales. Se recuerda que esta gráfica no indica que proceso es el que más afecta en el ciclo de vida, puesto que son cantidades relativas a cada categoría de impacto.

Para la construcción de la torre del receptor central se crea un árbol idéntico que para el campo solar, aunque esta vez con los materiales y procesos inventariados para este bloque:

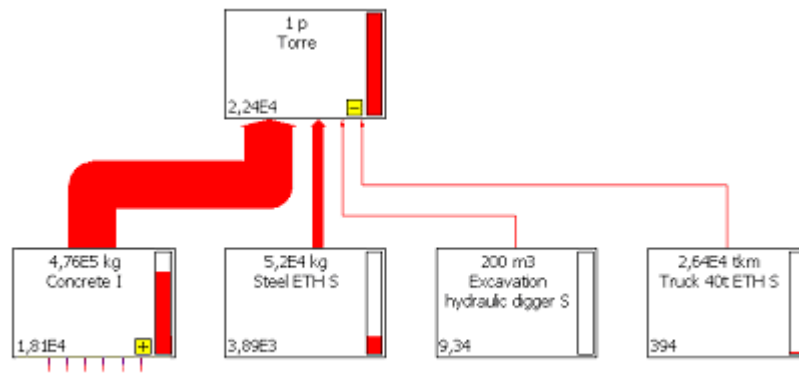


Figura 13. Árbol torre centra

En esta ocasión el hormigón es claramente el proceso más protagonista en el árbol de flujos de la construcción de la torre de la central. La cantidad de este material necesaria es determinante a la hora de los impactos. En la siguiente figura se muestra el impacto relativo de cada proceso a cada categoría de impacto.

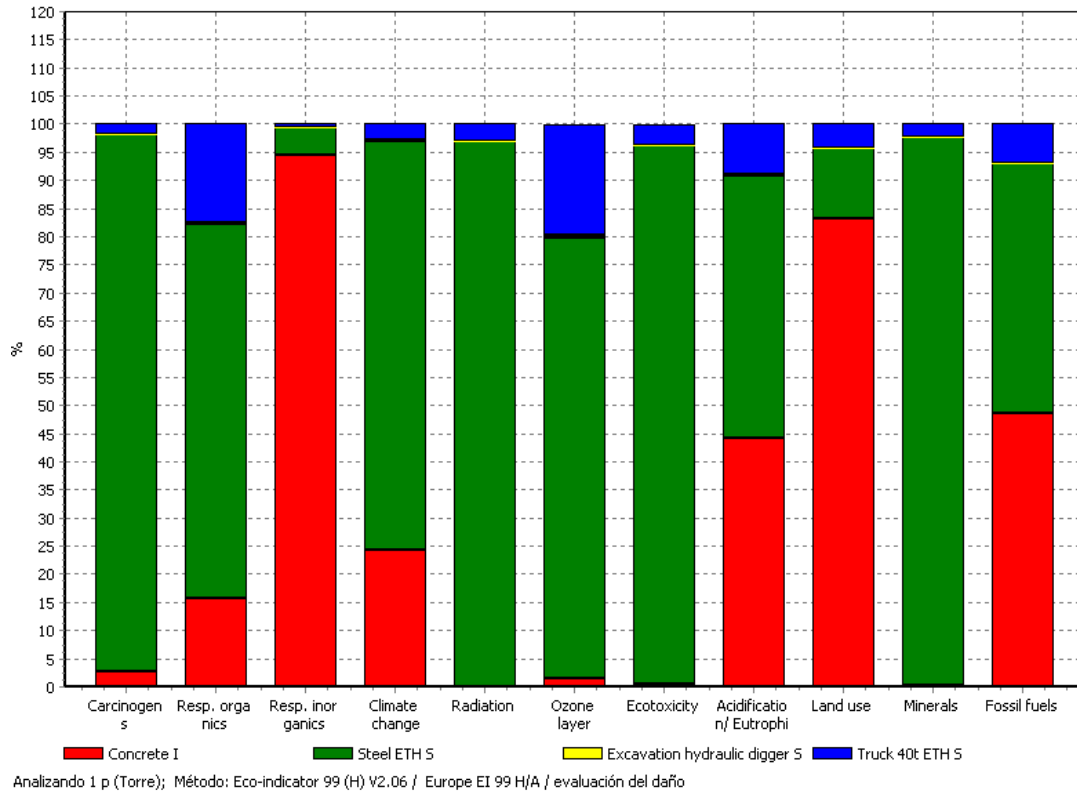


Figura 14. Evaluación de impacto torre central

El acero sigue siendo el protagonista en la mayoría de los impactos considerados en el Ecoindicador-99, aunque seguramente las categorías en las que el hormigón es protagonista (daños respiratorios inorgánicos, acidificación/eutrofización, uso de suelo y recursos fósiles) sean las que más impacto absoluto tengan sobre el ciclo de la central.

En la construcción de los edificios de la central se consideraron los materiales y procesos expuestos en la fase de análisis de inventario, el árbol de la construcción de este elemento de la central queda como se muestra en la siguiente figura:

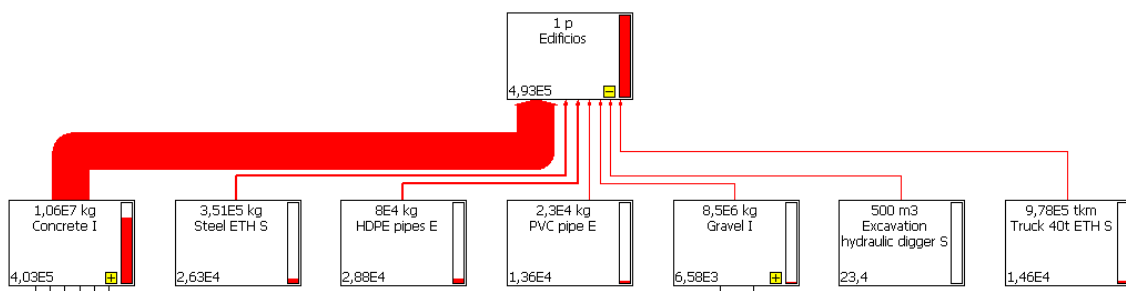


Figura 15. Árbol edificios

En este elemento de la central hay más variedad a la hora del reparto de los impactos de cada proceso en cada categoría como se puede ver en la siguiente figura, aunque como se aprecia en el árbol anterior, el hormigón será, teniendo en cuenta todas las categorías, el que más peso tenga en el impacto ambiental en la construcción de los edificios de la central:

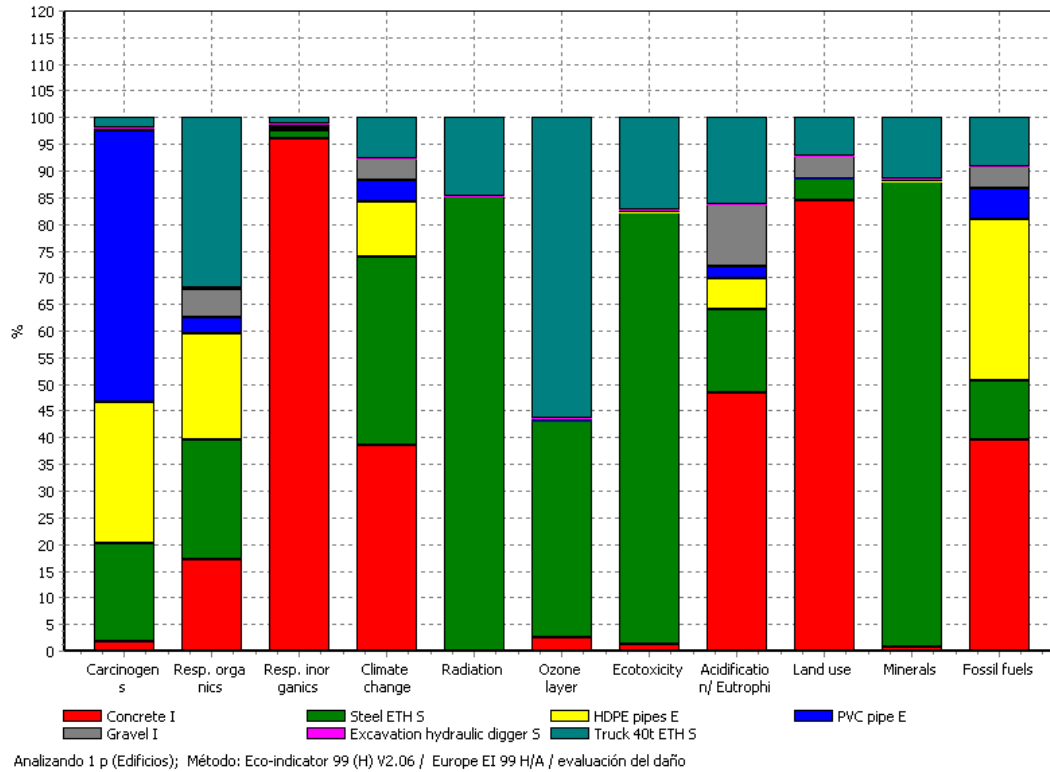


Figura 16. Evaluación de impacto edificios

Los plásticos, como son el PVC o el HDPE afectan especialmente a la categoría de cancerígenos, el hormigón en categorías como el uso de tierra o a daños respiratorios inorgánicos, el acero claramente en las categorías de radiación, ecotoxicidad y minerales, etc..

A continuación se muestra el árbol correspondiente a la construcción del bloque de potencia de la central

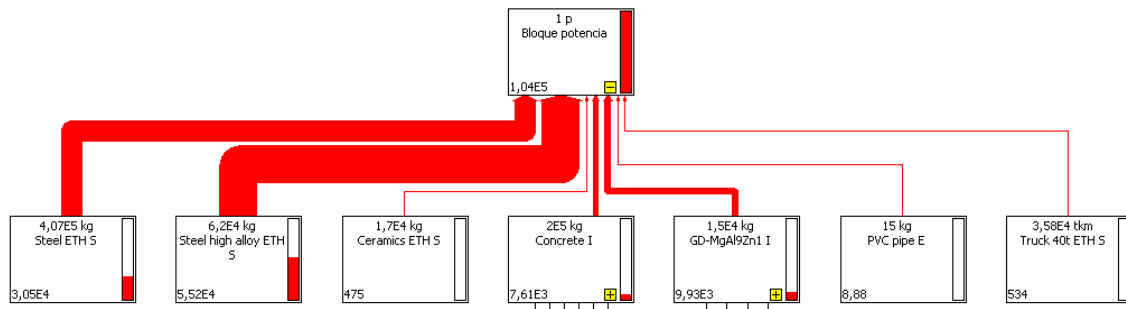
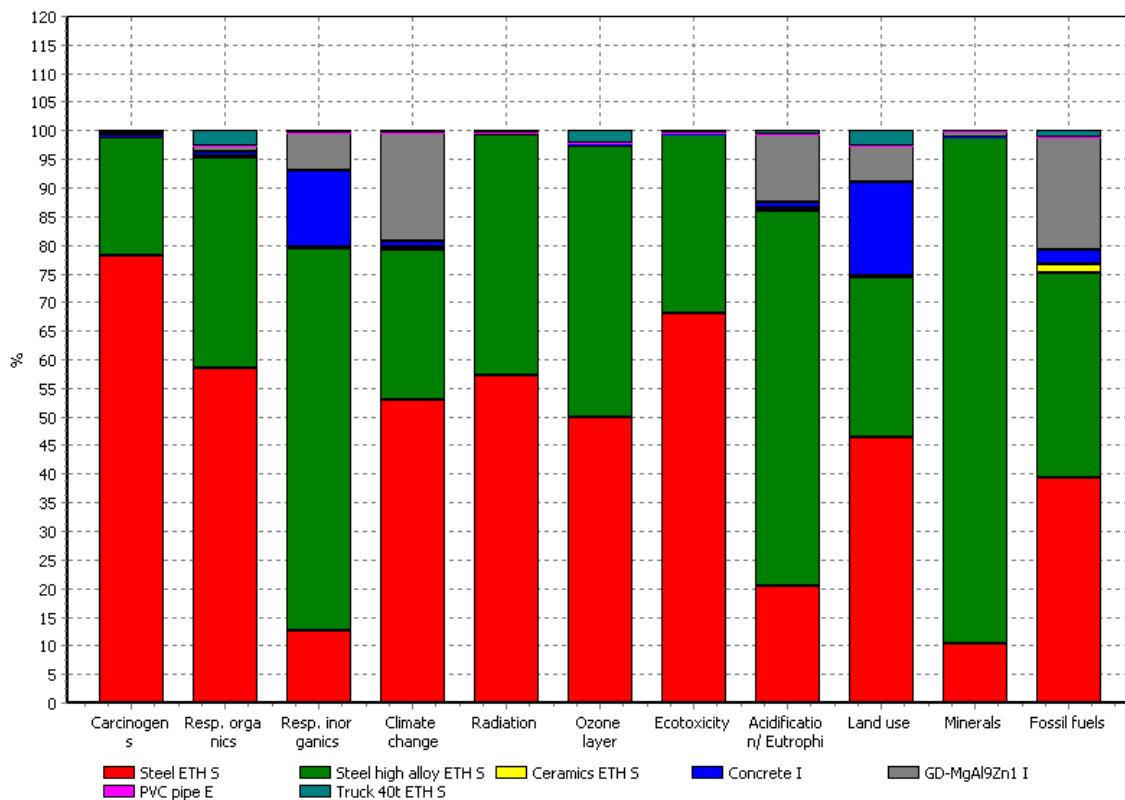


Figura 17. Árbol bloque de potencia



Analizando 1 p (Bloque potencia); Método: Eco-indicador 99 (H) V2.06 / Europe EI 99 H/A / evaluación del daño

Figura 18. Evaluación de impacto bloque de potencia

El acero y el acero cromado se reparten el protagonismo en todas las categorías de impacto del bloque de potencia de la central.

Un elemento propio de nuestra configuración de planta termosolar será el almacenamiento térmico. Los 2 tanques de almacenamiento y el circuito de sales fundidas será fundamental a la hora de permitir a la central producir por más tiempo y de forma estable la electricidad.

Para el estudio, en las bases de datos disponibles para el ACV que vienen con el software Simapro[®] no se encuentran disponibles las sales elegidas para el modelo de almacenamiento de la central (NaNO₃ y KNO₃), por tanto se han tenido que sustituir estas 2 sales por otro material parecido. Para nuestro análisis se ha considerado al NaCl como sustituto de las sales originales.

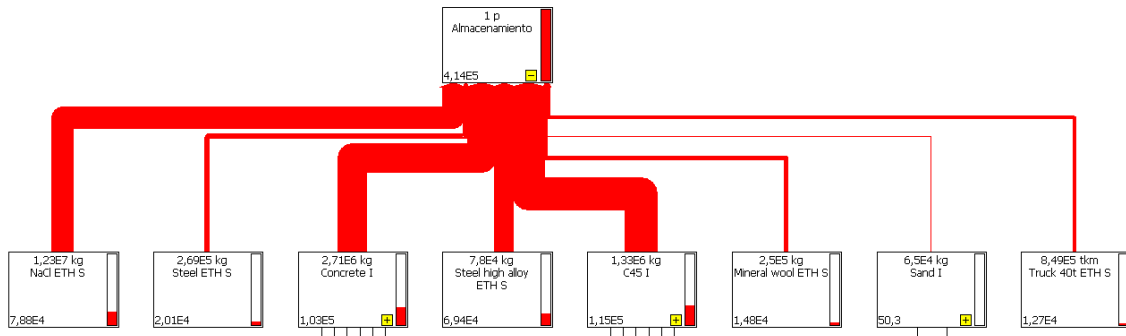
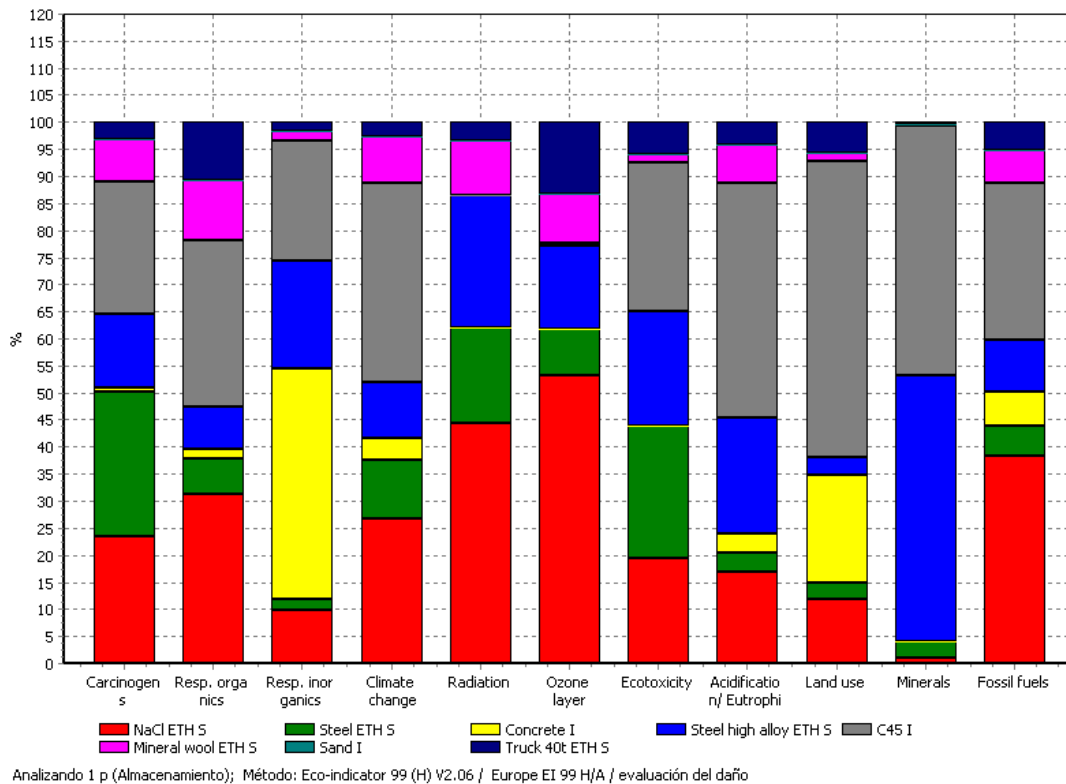


Figura 19. Árbol almacenaje térmico

Las sales, el acero al carbono, el acero cromado y el hormigón serán los elementos más influyentes de los que se necesitan para la construcción del almacenaje térmico de la central. En la siguiente figura observamos la distribución de los impactos de cada material en cada categoría.



Analizando 1 p (Almacenamiento); Método: Eco-indicator 99 (H) V2.06 / Europe EI 99 H/A / evaluación del daño

Figura 20. Evaluación de impacto almacenaje térmico

Durante los 30 años de vida se ha considerado que se necesita para la operación de la central los siguientes elementos: agua (refrigeración, limpieza, etc.), el uso de una fuente auxiliar de energía por medio de una caldera de gas natural y el consumo de electricidad de la red española (sistema de seguimiento de los helióstatos, alumbrado, etc.).

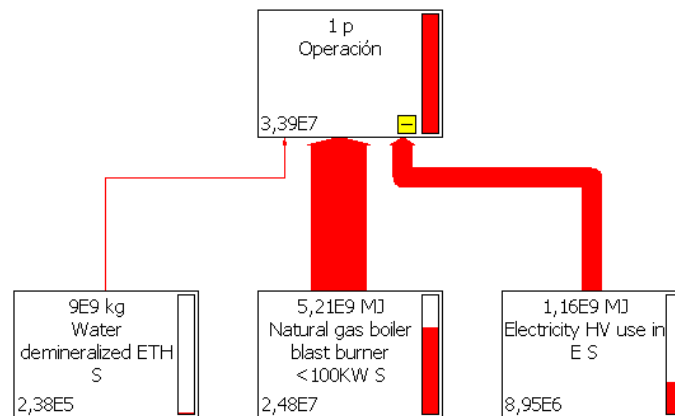


Figura 21. Árbol operación

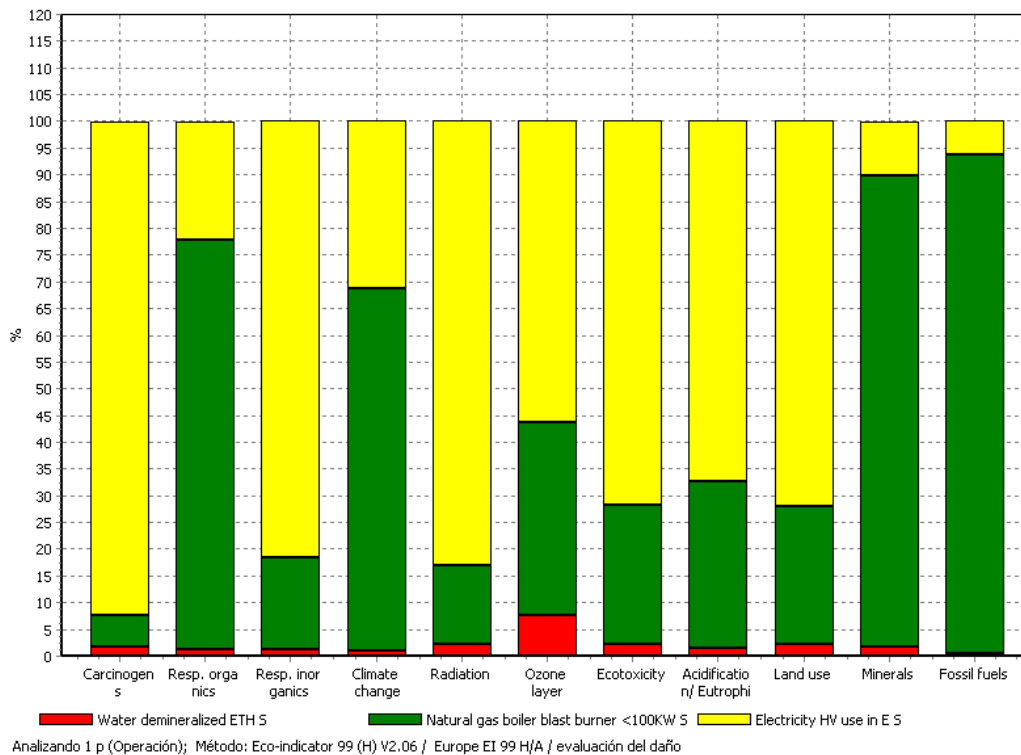


Figura 22. Evaluación de impacto operación

Como se puede ver en la gráfica correspondiente a la evaluación de impactos según categoría de impacto, la quema de gas natural en la caldera auxiliar y el consumo de electricidad son, casi en su totalidad, los procesos más contaminantes durante la vida de la central.

Ensamblando todos estos procesos en un único árbol que represente la vida de la central termosolar y relacionando todos a través de la unidad funcional (1 kWh) se puede comparar que procesos tienen más o menos peso, desde el punto de vista medioambiental, durante la vida de la misma.

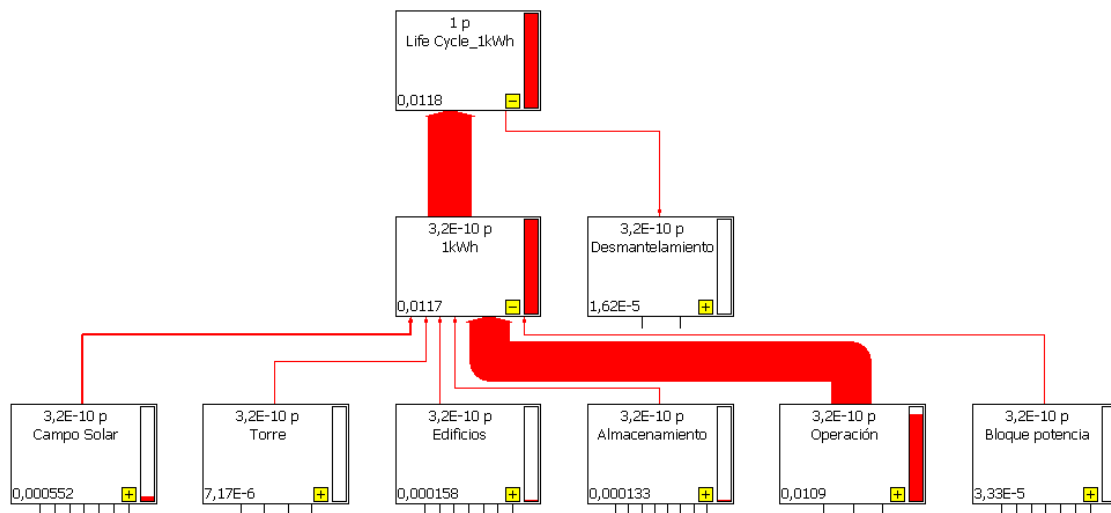


Figura 23. Árbol central termosolar

En este tipo de árbol, Simapro[®] nos da una visión del flujo de puntuación única (valor que calcula a partir de las diferentes categorías de impacto del método seleccionado) en el cual se ve que el proceso correspondiente a la operación de la central será el más contaminante comparado con el resto. Recordamos que estos valores están relacionados entre si por la unidad funcional, es decir, el proceso operación está comparado con el resto a partir de 1 kWh producido en la central y no por la operación durante toda la vida de la central.

En la siguiente figura se verá mejor como afecta cada uno de los procesos estudiados a cada categoría de impacto según el método Ecoindicator-99:

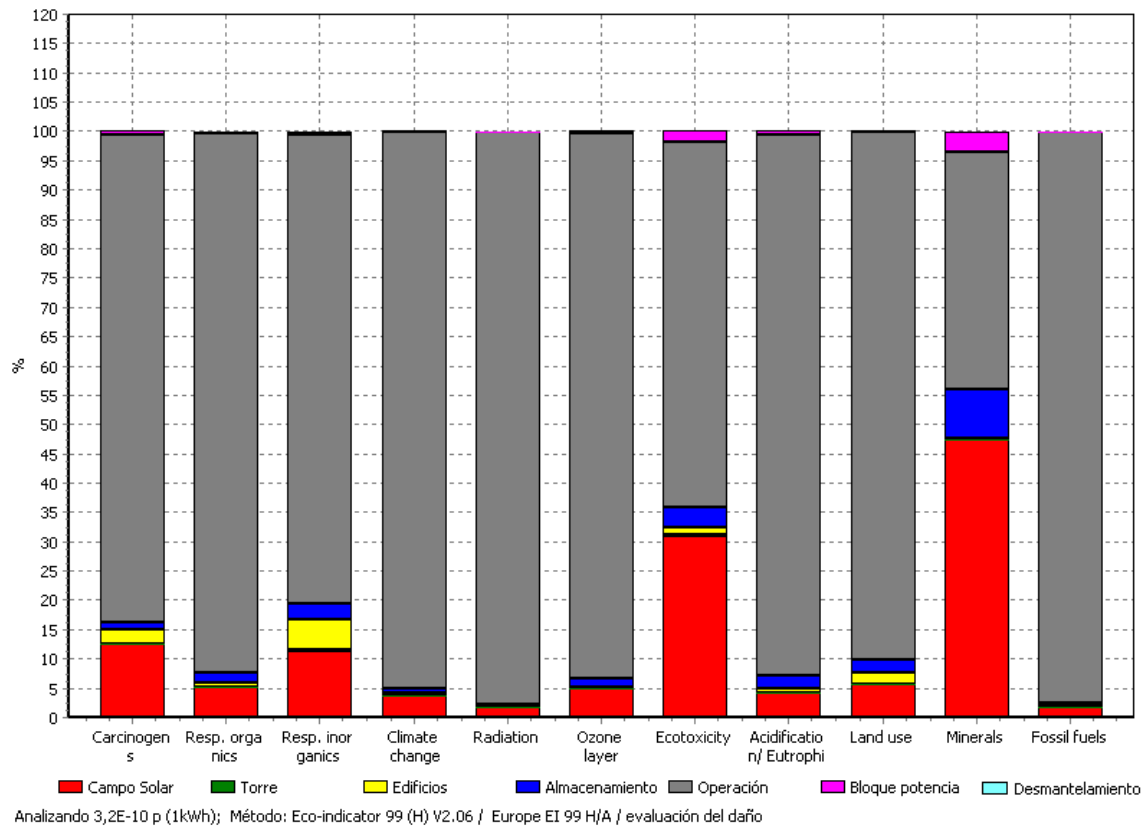


Figura 24. Evaluación de impacto central termosolar. Ecoindicador-99

A continuación se muestran los valores de los indicadores del Ecoindicador-99 obtenidos para cada categoría de impacto ambiental de cada una de las 3 fases de la vida de la central, estos valores están relacionados con la producción de 1 kWh eléctrico de la central:

Categoría de impacto	Unidad	Total	Construcción	Operación	Desmantelamiento
Cancerígenos	DALY	8,14E-09	1,37E-09	6,75E-09	1,23E-11
Resp. Orgánicos	DALY	1,27E-10	1,00E-11	1,16E-10	9,67E-13
Resp. Inorgánicos	DALY	9,17E-08	1,84E-08	7,30E-08	1,79E-10
Cambio climático	DALY	3,98E-08	2,04E-09	3,77E-08	3,59E-11
Radiación	DALY	2,15E-09	4,74E-11	2,10E-09	6,62E-13
Capa de ozono	DALY	3,73E-11	2,56E-12	3,45E-11	2,48E-13
Ecotoxicidad	PDF*m2yr	1,81E-03	6,81E-04	1,12E-03	1,41E-05
Acidificación/ Eutrofización	PDF*m2yr	2,17E-03	1,65E-04	1,99E-03	8,49E-06
Uso suelo	PDF*m2yr	3,46E-03	3,40E-04	3,10E-03	1,48E-05
Minerales	MJ surplus	2,19E-03	1,30E-03	8,84E-04	2,94E-06
Comb. Fósiles	MJ surplus	3,12E-01	7,96E-03	3,04E-01	3,03E-04

Tabla 23. Evaluación de impacto. Método Ecoindicador-99.

Los valores de cada proceso que conforma la fase de la construcción de la central se pueden ver detalladamente en el anexo IV.

Elementos opcionales en la fase de evaluación de impacto de un ACV son la normalización y ponderación de cada categoría de impacto. Estos elementos facilitan la labor de comparar ACVs ya que valoran cuantitativamente cada categoría, aunque también aportan subjetividad al estudio.

El objetivo de la normalización es la de mostrar la magnitud relativa de cada uno de los resultados de los indicadores, es decir, muestra hasta qué grado la categoría de impacto contribuye de forma significativa al problema ambiental. Gracias a la normalización se podrán detectar que categorías de impacto contribuyen poco y por tanto pueden ser excluidas del estudio y demuestra el orden de magnitud de los problemas ambientales generados por el ciclo de vida. El Simapro[®], basándose en factores de normalización, permite obtener las categorías de impacto del ciclo de vida con valores normalizados.

Para nuestro caso se detecta que las categorías ambientales que realmente destaca negativamente son las correspondientes a fuentes fósiles, efectos respiratorios sustancias inorgánicas y cambio climático.

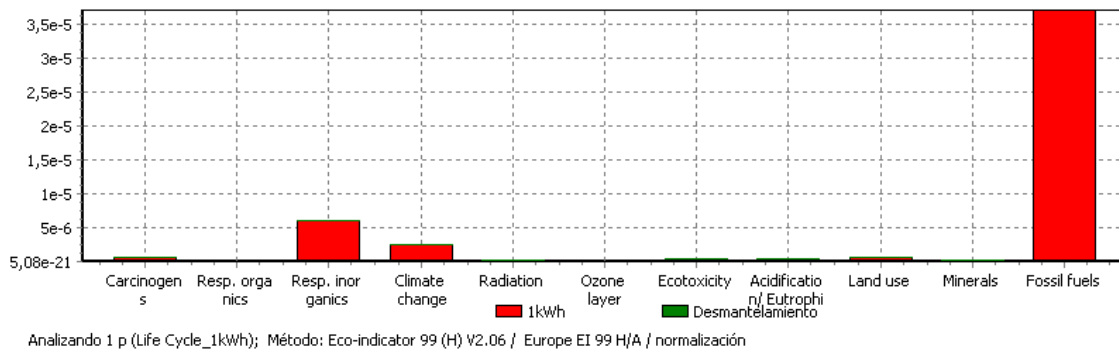


Figura 25. Resultados normalizados central solar. Ecoindicador-99

Si se agrupan en los 3 tipos de impacto que recoge el Ecoindicador-99 (daño sobre los recursos, daño sobre la salud humana y daño sobre el ecosistema) se obtiene que el mayor daño se ejerce sobre los recursos minerales seguido por el daño sobre la salud humana:

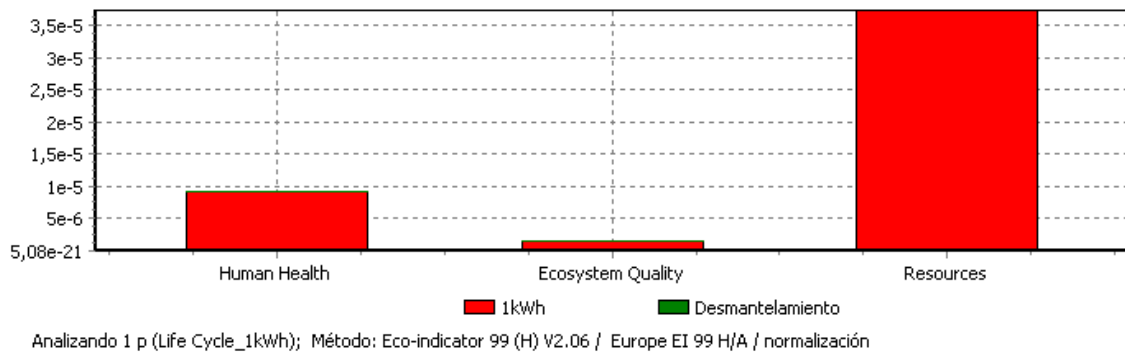


Figura 26. Resultados normalizados agrupados central solar. Ecoindicator-99

La metodología del Ecoindicator-99 también permite ponderar los resultados del ciclo de vida. La ponderación evalúa cualitativamente la importancia relativa de las distintas categorías de impacto.

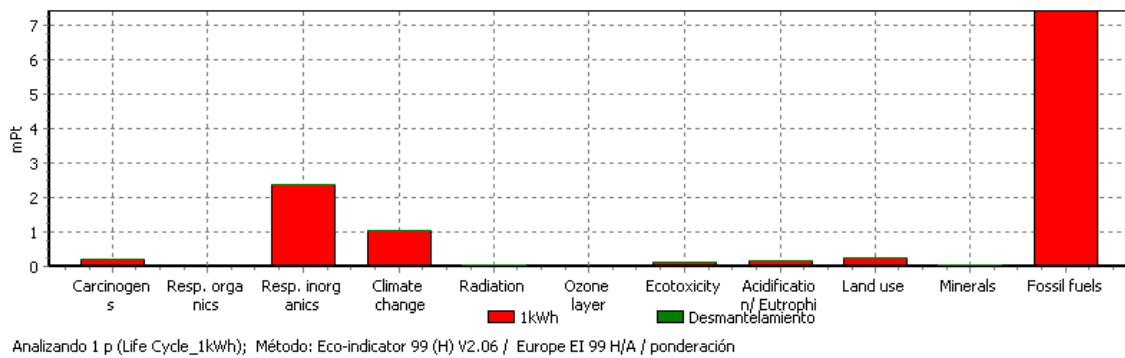


Figura 27. Resultados ponderados central solar. Ecoindicator-99

En la siguiente figura se observa lo que afecta la actividad de la central para generar 1 kWh, agrupando las diferentes categorías de impacto ponderadas:

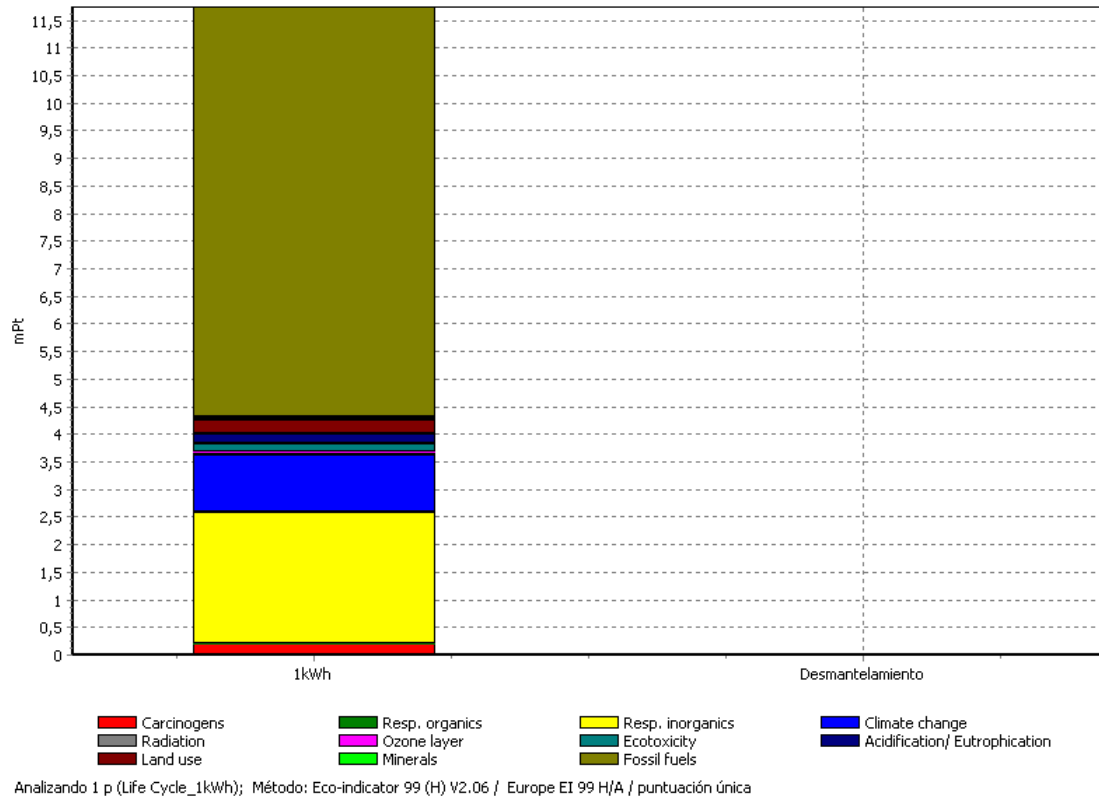


Figura 28. Puntuación única central solar. Ecoindicador-99.

Una vez se ha realizado el ACV de acuerdo al Ecoindicador-99, a continuación se recogen los resultados obtenidos con la metodología de CML.

Los procesos de construcción, operación y desmantelamiento serán los mismos que con el método anterior. Se pasa directamente a caracterizar cada categoría de impacto ambiental.

Categoría de impacto	Unidad	Total	Construcción	Operación	Desmantelamiento
Agotamiento Rec. Abióticos	g Sb eq	1,60E+00	8,90E-02	1,51E+00	1,23E-03
Acidificación	g SO2 eq	1,04E+00	6,63E-02	9,69E-01	1,19E-03
Eutrofización	g PO4 eq	3,49E-02	3,11E-03	3,16E-02	1,89E-04
Calentamiento global	g CO2 eq	1,91E+02	9,77E+00	1,81E+02	1,73E-01
Agotamiento capa de ozono	g CFC-11 eq	3,48E-05	2,40E-06	3,22E-05	2,19E-07
Toxicidad humana	g 1,4-DB eq	6,69E+01	6,30E+00	6,05E+01	7,01E-02
Ecotox. agua dulce	g 1,4-DB eq	1,06E+01	9,48E-01	9,67E+00	1,05E-02
Ecotox. agua marina	g 1,4-DB eq	2,97E+04	2,78E+03	2,69E+04	3,43E+01
Ecotox.terrestre	g 1,4-DB eq	4,52E-01	3,07E-02	4,20E-01	4,49E-04
Foto-oxidación química	g C2H4	5,76E-02	6,10E-03	5,14E-02	9,21E-05

Tabla 24. Caracterización de impactos. Método CML 2000.

La metodología de CML caracteriza cada categoría de impacto relacionándola con el Kg de un sustancia particular para cada categoría emitida al ambiente. En el capítulo 3 del presente proyecto se detallan cuales son esas sustancias y la forma en la que se caracterizan para cada categoría.

Las caracterizaciones de cada proceso de la construcción de la central se pueden ver detalladamente en el anexo V.

En la siguiente figura se puede observar la distribución del impacto para cada categoría según cada proceso. Los valores de cada barra representan el 100% del impacto de cada categoría y la distribución de los impactos de cada proceso de la central sobre esa categoría en concreto. El campo solar y, sobretudo, la operación de la central son los procesos que más afectan ya que copan la mayor parte de cada categoría de impacto.

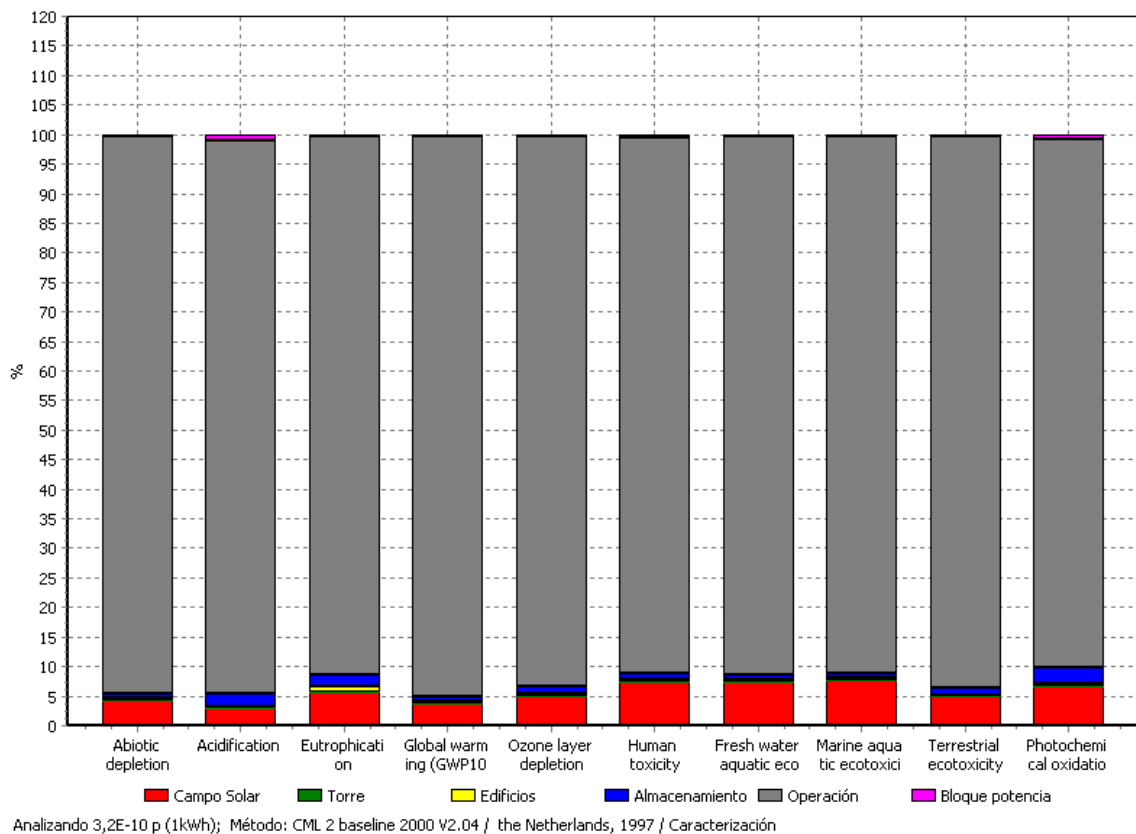


Figura 29. Distribución caracterización. CML 2000

Para comprobar que categorías afectan por encima del resto se obtienen a partir del Simapro[®] los resultados normalizados para cada categoría de impacto.

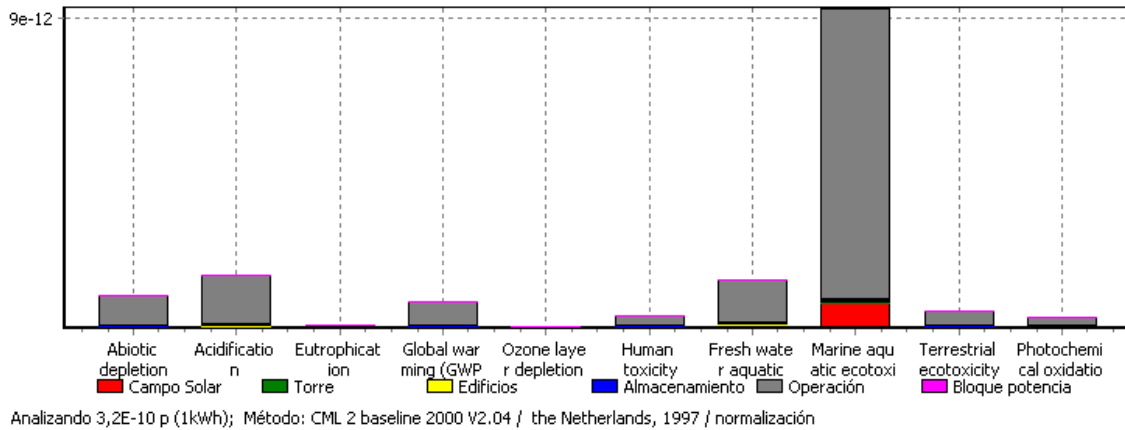


Figura 30. Distribución normalización. CML 2000

Se puede observar que para el método CML las categorías de impacto correspondientes a la capa de ozono y a la eutrofización son insignificantes. Por el contrario las correspondientes al agua, acidificación, agotamiento de recursos y calentamiento global son las que obtienen un impacto más notable. Cabe a destacar la categoría de la ecotoxicidad del medio marino por encima del resto.

4.7 Interpretación del ciclo de vida

En el estudio se han obtenido los impactos ambientales por kWh de una central termosolar de receptor central, contemplando todo el ciclo de vida desde la extracción de materiales hasta la disposición final de estos.

Para la evaluación de los impactos ambientales generados durante el ciclo de vida de la central se ha optado por utilizar dos metodologías diferentes con el fin de comparar los resultados de cada uno.

El método CML está encuadrado dentro de los métodos denominados de “puntos intermedios”, esto quiere decir que se centran más en las emisiones

particulares de cada material y proceso por separado. Esta metodología nos es útil en nuestro ACV para valorar objetivamente un dato que nos es interesante dentro del sector energético, como es la emisión equivalente de CO₂ que genera el proceso. En nuestra central se ha obtenido un valor de dióxido de carbono equivalente de 191 g/kWh. Está cifra sin duda sería mucho menor de no haber elegido el modelo de planta híbrida ya que la mayor parte de la emisión de CO₂ equivalente viene de la combustión del gas natural en la caldera auxiliar y del consumo de la red eléctrica española. Según datos del 2005 [16], las emisiones de CO₂ equivalente del mix eléctrico español por kWh ascendería a 542 g CO₂ eq/kWh, por tanto pese a ser una emisión no del todo propia de una fuente de energía plenamente limpia, si es una mejora desde el punto de vista medioambiental con respecto a otros modelos energéticos.

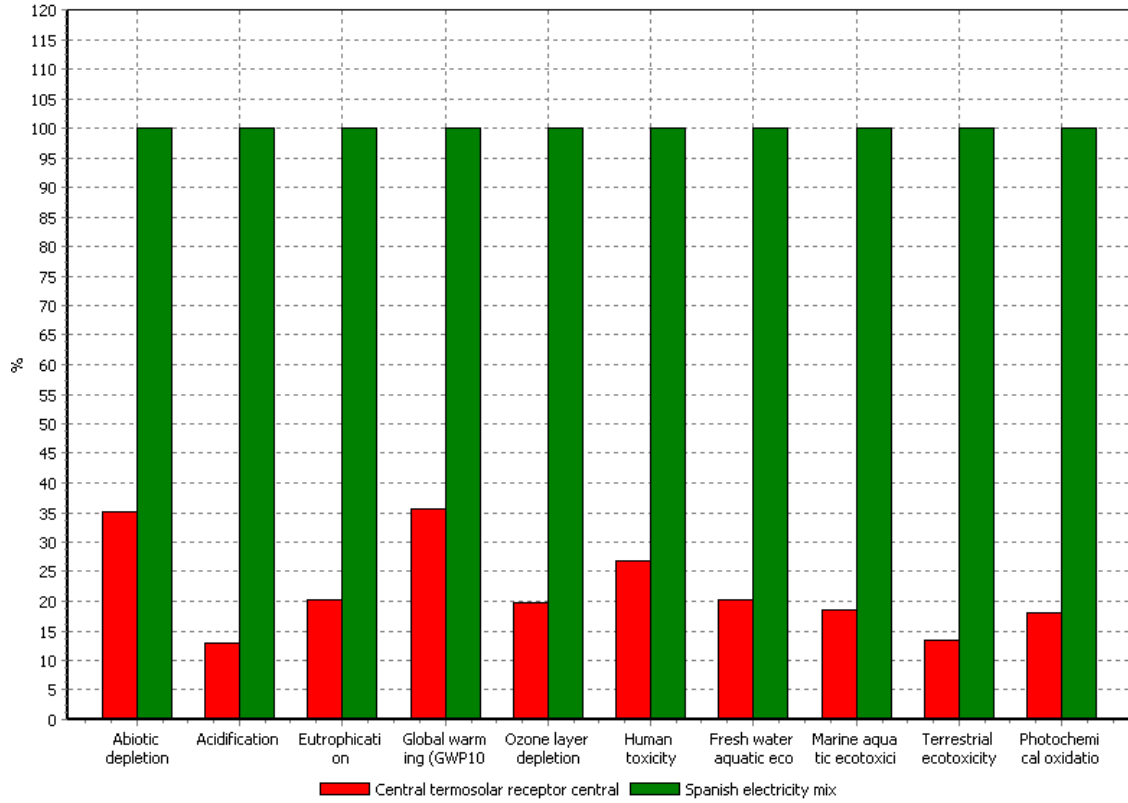
La base de datos utilizada por Simapro[®] en este aspecto para el mix eléctrico español (ETH-ESU 96) valora en 537 g CO₂ eq/kWh emisión equivalente contando con todos los medios productivos de electricidad en España, incluyendo, por supuesto, los que utilizan fuentes fósiles como materia prima.

En el resto de categorías ambientales tenidas en cuenta por la CML también se ha observado una disminución del impacto ambiental. En la siguiente tabla se muestran los valores de impacto de la central termosolar y del mix eléctrico español:

Categoría de impacto	Unidad	Central termosolar receptor central	Mix eléctrico español	Diferencia
Agotamiento Rec. Abióticos	g Sb eq	1,60	4,56	64,86%
Acidificación	g SO2 eq	1,04	8,09	87,19%
Eutrofización	g PO4 eq	3,49E-02	0,172	79,65%
Calentamiento global	g CO2 eq	191	537	64,40%
Agotamiento capa de ozono	g CFC-11 eq	3,48E-05	1,77E-04	80,32%
Toxicidad humana	g 1,4-DB eq	66,9	250	73,29%
Ecotox. agua dulce	g 1,4-DB eq	10,6	52,5	79,73%
Ecotox. agua marina	g 1,4-DB eq	2,97E+04	1,60E+05	81,39%
Ecotox.terrestre	g 1,4-DB eq	0,452	3,35	86,52%
Foto-oxidación química	g C2H4	5,76E-02	0,319	81,94%

Tabla 25. Emisiones equivalentes por kWh

Se puede observar que la mejora en la totalidad de categorías ambientales es significativa. La emisión de CO₂ eq se reduce en un 64% respecto a la media que se genera en España.



Comparando 1 p (Central termosolar receptor central) con 1 p (Spanish electricity mix); Método: CML 2 baseline 2000 V2.04 / the Netherlands, 1997 / Caracterizac

Figura 31. Caracterización emisiones equivalentes por kWh

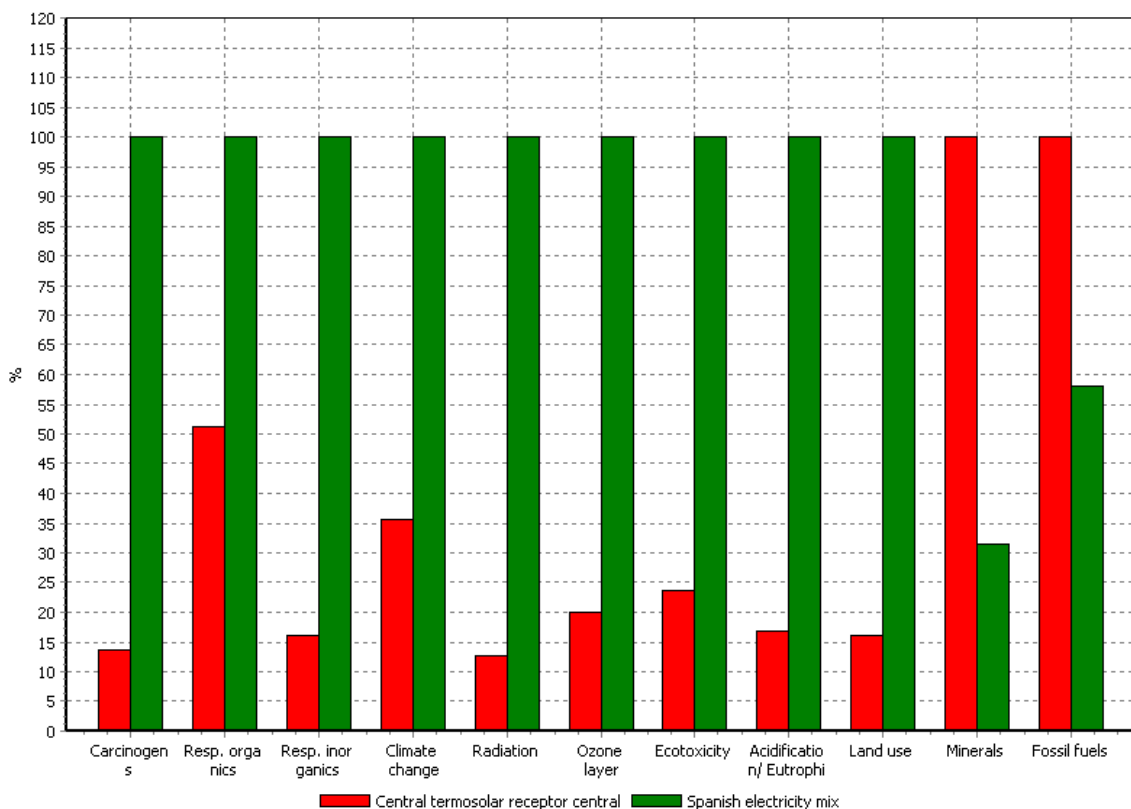
Por otro lado, el método Ecoindicator-99 está encuadrado dentro de los métodos denominados de “puntos finales”, este tipo de metodología valora los temas de interés ambiental, tales como la salud de los seres humanos, la extinción de las especies, la disponibilidad de recursos para las futuras generaciones, etc..Por está razón el Ecoindicator nos ofrece otra visión diferente a la que nos ha dado la CML. En la siguiente tabla se comparan los impactos que se genera del mix eléctrico español por kWh con los impactos obtenidos por el estudio de ACV de la central:

Categoría de impacto	Unidad	Central termosolar receptor central	Mix eléctrico español	Diferencia
Cancerígenos	DALY	8,14E-09	5,99E-08	86,42%
Resp. Orgánicos	DALY	1,27E-10	2,48E-10	48,70%
Resp. Inorgánicos	DALY	9,17E-08	5,727E-07	84,00%

Cambio climático	DALY	3,98E-08	1,12E-07	64,50%
Radiación	DALY	2,15E-09	1,68E-08	87,21%
Capa de ozono	DALY	3,73E-11	1,86E-10	80,00%
Ecotoxicidad	PDF*m2yr	0,0018	0,0077	76,62%
Acidificación/ Eutrofización	PDF*m2yr	0,0022	0,0129	82,95%
Uso suelo	PDF*m2yr	0,0035	0,0214	83,64%
Minerales	MJ surplus	0,0022	0,0007	-214,29%
Comb. Fósiles	MJ surplus	0,3123	0,1816	-71,97%

Tabla 26. Comparativa impactos

Y en la siguiente figura se comparan dichos resultados:

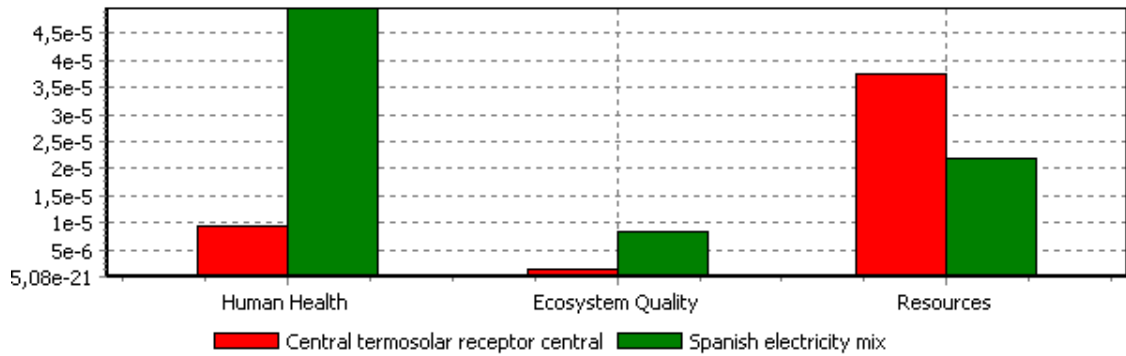


Comparando 1 p (Central termosolar receptor central) con 1 p (Spanish electricity mix); Método: Eco-indicator 99 (H) V2.06 / Europe EI 99 H/H / Caracterización

Figura 32. Caracterización impactos ambientales por kWh

Para el Ecoindicador-99 la central termosolar sigue siendo menos perjudicial para el medio que los actuales procedimientos de producción energética. Salvo en 2 categorías la central reduce el impacto ambiental del mix eléctrico español. Es menos contaminante en categorías importantes desde el punto de vista de un central de producción energética como puede ser la categoría de cambio climático, mejora en un 64% este impacto, misma cifra que con la

metodología CML. Las 2 categorías que empeoran serían las correspondientes a daños a los recursos.



Comparando 1 p (Central termosolar receptor central) con 1 p (Spanish electricity mix); Método: Eco-indicator 99 (H) V2.06

Figura 33. Comparativa resultados normalizados por categorías.

Este aumento de los daños a los recursos respecto a otro tipo de instalaciones energéticas viene a consecuencia de la gran cantidad de materiales y recursos que se necesitan para la construcción y operación de una central termosolar híbrida en comparación con otro tipo de centrales más contaminantes pero más fáciles de construir y mantener. De todos modos, como se demuestra en la siguiente figura, la puntuación única con la que califica el Ecoindicador a la central termosolar es inferior a la de la media nacional, por tanto para este método la central es más rentable medioambientalmente hablando respecto a otro tipo de centrales eléctricas.

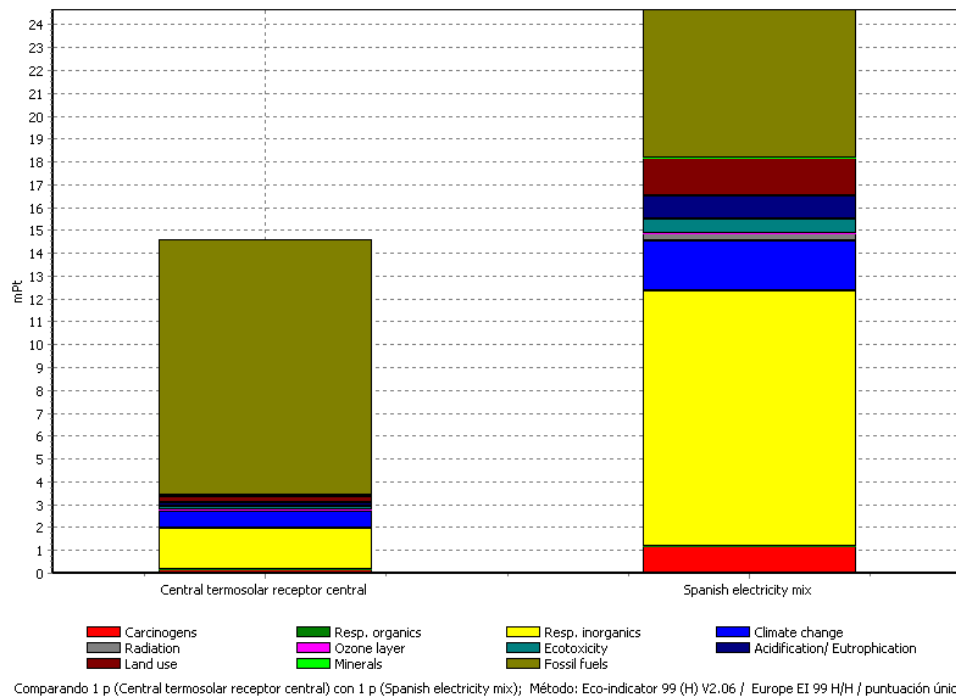


Figura 34. Comparativa puntuación única.

4.8 Alternativa al diseño inicial. Caldera auxiliar Fuel-oil

En el presente estudio se consideró que la energía eléctrica que la central termosolar necesita para su operación venía directamente de la red, por tanto sus valores de impacto venían dados por los del mix energético español. Si se considerara que gran parte de esa electricidad que la central demanda fuera consumida de la propia producción los valores de impacto de estudio se reducirían en parte, aunque esto sería en detrimento de aportar energía eléctrica más limpia al propio mix español, por tanto no sería un cambio cuantitativo globalmente hablando.

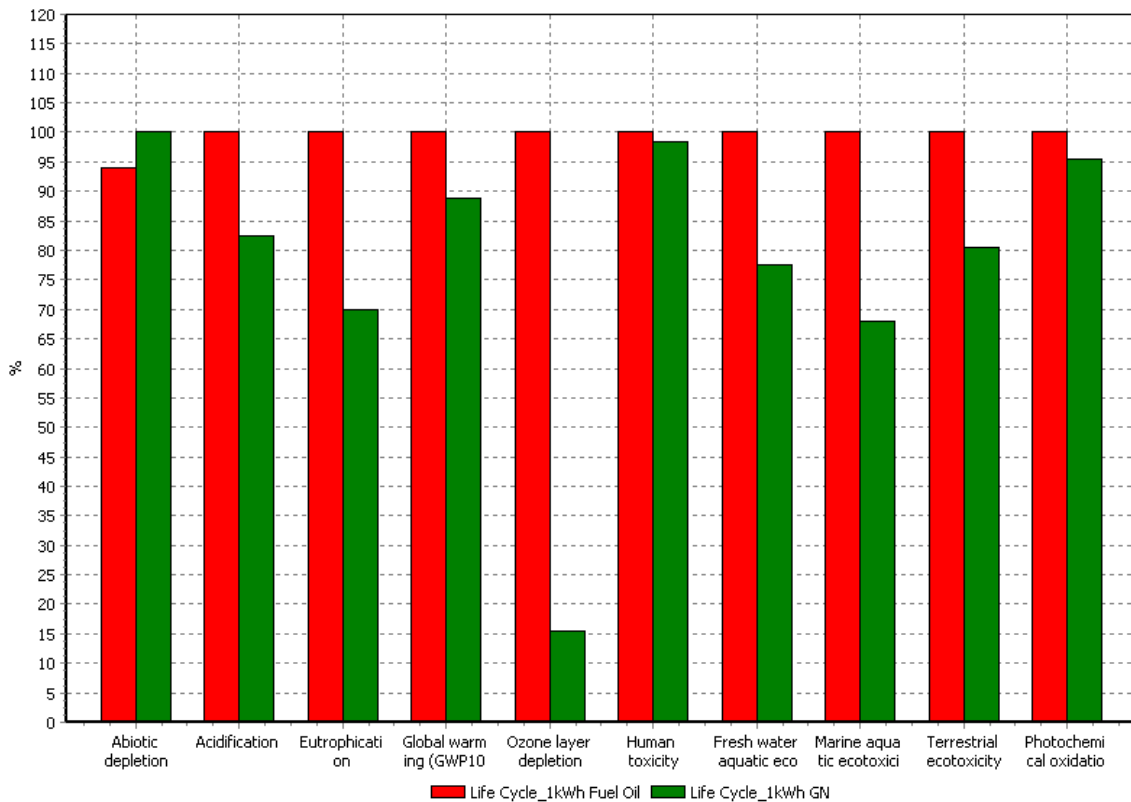
Para el tipo de combustible que se utiliza en la caldera auxiliar se eligió el gas natural, por su experiencia en el sector y por ser una fuente de energía asequible en la zona de construcción de la central. Si bien es cierto, la combustión del gas natural es el proceso más contaminante del estudio, por tanto se puede valorar otra fuente de combustible para el estudio.

Se propone fuel oil como fuente de combustible alternativa para la caldera auxiliar con eficiencias idénticas para ambos casos.

Los datos al respecto de los g CO₂ eq para la generación de calor por medio de combustión de gas o fuel en una caldera para Simapro[®] son de 266 g CO₂ eq por kWh para el gas y de 318 g CO₂ eq para el fuel oil, en cambio pueden haber más factores que nos inclinen por una fuente de energía o por otra.

Introducimos los datos correspondientes al proceso de fuel oil quemado en caldera procedente de la base de datos ETH-ESU 96 dentro del ciclo de vida anteriormente realizado y comparamos los resultados obtenidos con los del gas natural.

Primero se compara que impacto tiene este cambio de caldera en los resultados con la metodología de la CML 2000.



Comparando 1 p (Life Cycle_1kWh Fuel Oil) con 1 p (Life Cycle_1kWh GN); Método: CML 2 baseline 2000 V2.04 / the Netherlands, 1997 / Caracterización

Figura 35. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural. CML

Gráficamente se puede observar que en general una hibridación con fuel oil produce un impacto negativo mayor en casi todas las categorías, solo en la categoría de agotamiento del medio el fuel oil saca mejor calificación ambiental.

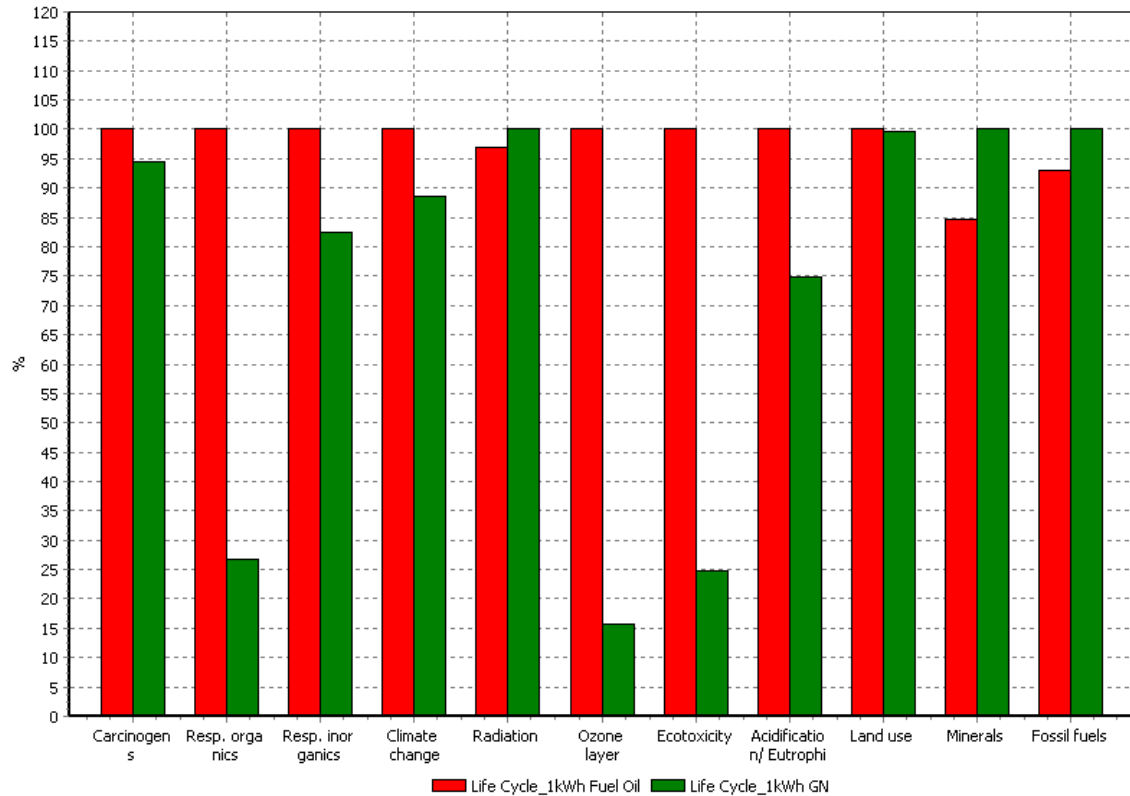
En la siguiente tabla se muestran los resultados numéricos para cada categoría de impacto:

Categoría de impacto	Unidad	1kWh Central+Fuel Oil	1kWh Central+GN	Diferencia
Agotamiento Rec. Abióticos	kg Sb eq	0,0015	0,001604	-6,93%
Acidificación	kg SO2 eq	0,00126	0,00104	17,46%
Eutrofización	kg PO4 eq	0,00004997	0,00003493	30,10%
Calentamiento global	kg CO2 eq	0,215	0,1912	11,07%
Agotamiento capa ozono	kg CFC-11eq	2,24E-07	3,48E-08	84,48%
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq	0,068	0,0669	1,62%
Ecotox. agua dulce	kg 1,4-DB eq	0,0137	0,01063	22,41%
Ecotox. agua marina	kg 1,4-DB eq	43,6797	29,7167	31,97%
Ecotox.terrestre	kg 1,4-DB eq	0,000561	0,000452	19,43%
Foto-oxidación química	kg C2H4	0,00006032	0,00005756	4,58%

Tabla 27. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural.CML

El cambio a fuel oil conlleva un aumento de un 11% en la emisión de CO₂ equivalente por kWh producido de la central. Con todo esto se comprueba que según la metodología de puntos intermedios CML, la hibridación con fuel oil sería más perjudicial para el medio ambiente con respecto a la de gas natural.

Se estudia ahora el caso utilizando como metodología la correspondiente a puntos finales Ecoindicator-99.



Comparando 1 p (Life Cycle_1kWh Fuel Oil) con 1 p (Life Cycle_1kWh GN); Método: Eco-indicator 99 (H) V2.06 / Europe EI 99 H/A / evaluación del daño

Figura 36. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural. Ecoindicator-99

En la figura también se puede observar que el fuel oil tampoco mejora en casi ninguna categoría de impacto el comportamiento del gas natural, únicamente mejora en las categorías de agotamiento de recursos (minerales y fósiles) y en la categoría de radiación, aunque como vimos anteriormente en los resultados normalizados, esta categoría tenía un impacto global despreciable. En la siguiente tabla se puede ver más detalladamente como afecta cuantitativamente este cambio en cada categoría.

Categoría de impacto	Unidad	1kWh Central+Fuel Oil	1kWh Central+GN	Diferencia
Cancerígenos	DALY	8,61E-09	8,14E-09	5,47%
Resp. Orgánicos	DALY	4,74E-10	1,27E-10	73,20%
Resp. Inorgánicos	DALY	1,11E-07	9,17E-08	17,50%
Cambio climático	DALY	4,49E-08	3,98E-08	11,30%
Radiación	DALY	2,09E-09	2,15E-09	-3,04%
Capa de ozono	DALY	2,36E-10	3,73E-11	84,22%
Ecotoxicidad	PDF*m2yr	0,00735	0,001815	75,31%
Acidificación/ Eutrofización	PDF*m2yr	0,0029	0,002168	25,24%
Uso suelo	PDF*m2yr	0,0035	0,003457	1,23%
Minerales	MJ surplus	0,00185	0,00219	-18,38%
Comb. Fósiles	MJ surplus	0,2904	0,31231	-7,54%

Tabla 28. Comparativa central híbrida fuel oil-central híbrida gas natural. Ecoindicator-99

En la categoría de cambio climático coincide con la metodología CML en cuanto al aumento del impacto en un 11% con respecto al gas natural.

En la siguiente figura se muestra la puntuación única que el Ecoindicador-99 otorga a cada tipo de hibridación pudiendo observar que la hibridación con fuel oil obtiene un valor de impacto ambiental global más elevado durante su vida que lo que se alcanza con el gas natural.

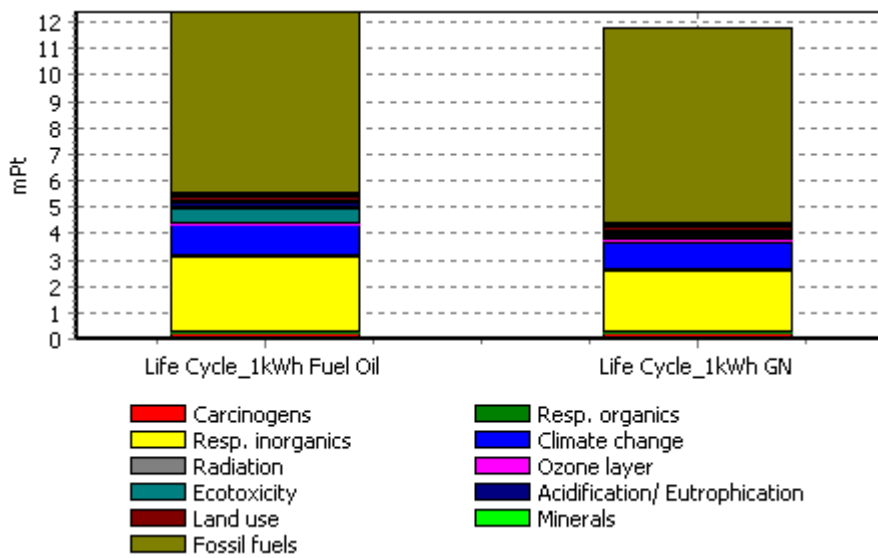


Figura 37. Puntuación única hibridación fuel oil-gas natural. Ecoindicador-99.

Capítulo 5

CONCLUSIONES

Se ha encontrado que el proceso de la operación de la central es el que más impacto ambiental genera durante la vida de la central, en particular el de la combustión de gas natural en la caldera auxiliar y el consumo de energía eléctrica de la red.

Como alternativa al diseño inicial se ha sustituido el gas natural como combustible auxiliar por el fuel-oil. Se ha comprobado que el gas natural es la mejor opción como combustible para la caldera auxiliar, siendo el fuel-oil más contaminante en la mayoría de las categorías de impacto.

Se ha encontrado que las metodologías del Ecoindicator-99 y CML son compatibles ya que dan una visión diferente pero complementaria respecto de un análisis de ciclo de vida. Una se centra en los daños finales del proceso o producto (Ecoindicator) mientras que otra valora más las emisiones que se genera de las actividades asociadas al proceso estudiado.

Se concluye que la metodología del análisis de ciclo de vida nos da una visión ambiental global de un producto o proceso y sus resultados son útiles para poder comparar con otros productos o procesos similares. Se ha encontrado que es interesante para valorar que proceso de la vida de un producto o proceso es más contaminante y mejorable. Por el contrario, como puntos negativos del análisis, se ha comprobado que la metodología del ACV puede llegar a no dar una imagen real de un producto o actividad si no se hace con el suficiente cuidado ya que los límites del estudio y la calidad de los datos son fijados por el que hace el estudio y una mala elección de los mismo pueden generar resultados poco fiables. Además la fase de evaluación de impactos es una fase que aporta subjetividad al estudio, donde el que hace el análisis puede valorar más o menos diferentes aspectos de una actividad o producto.

Capítulo 6

En el presente capítulo se desarrollará el apartado económico del proyecto. Se presenta un análisis económico-financiero de la central termosolar y el presupuesto del proyecto realizado.

ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1 Análisis económico-financiero

A continuación se muestra un breve análisis de costes de la central termosolar.

Para el análisis se han considerado los siguientes datos:

- Gastos:
 - Equipamiento: Se ha considerado que la central necesita una inversión de 180.000.000€ en los equipos necesarios para construir la misma. Este apartado engloba la adquisición de los helióstatos, receptor central, materiales de construcción, etc.
 - Materia prima: El gasto anual en materia prima viene exclusivamente del gas natural destinado a la caldera auxiliar. La otra fuente de energía es la radiación solar, la cual es gratuita. El coste del gas natural se ha fijado en 21,1€/MWh [17] mas un aumento anual del 5%.
 - Personal: Los costes de personal se han considerado de la siguiente forma: El primer año de construcción se necesitan 389 trabajadores cobrando de media 32.000€/año. En el segundo año de construcción se necesitan 442 trabajadores cobrando de media 32.000€/año. Durante los 30 años operativos de la central se necesitan 45 trabajadores cuyo salarios ascienden a 34.000€/año de media.
 - Mantenimiento: Este apartado engloba los costes de mantenimiento, reparaciones y gastos varios relativos a la operación de la central.

- Terrenos: La central se construye sobre 150ha. El terreno ocupado se compra a un precio de 14.000€/ha.
 - Permisos y licencias: Costes asociados a el pago de los permisos y licencias necesarios para la construcción de una central de este tipo.
 - Cánones: pago del canon urbanístico y el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras.
 - Seguros: Se contrata un seguro que asciende al 1% de la inversión inicial.
 - Préstamo: Se adquiere un préstamo por valor de 180.000.000€ con un interés del 10%.
 - Amortización: Se considera una amortización lineal a lo largo de los 30 años de operación de la central.
- Ingresos:
 - Venta del kWh: Según el Real Decreto RD 661/2007 [18], se considera un precio de venta estimado en 0,285€/kWh para los 25 primeros años operativos de la central y de un 0,228€/kWh para los años siguientes. Se ha considerado un aumento del 2% anual.
 - Ingresos:
 - Impuestos: Los impuestos empiezan a considerarse a partir del año 15 de la operación de la central. El impuesto considerado es del 30%.

A continuación se muestran los cálculos realizados con la tabla Excel:

		-2	-1	1	2	3
Gastos	Materia Prima			990.793 €	1.040.332 €	1.092.349 €
	Equipamiento	80.000.000 €	100.000.000 €			
	Personal	12.448.000 €	14.144.000 €	1.530.000 €	1.606.500 €	1.686.825 €
	Mantenimiento			1.500.000 €	1.575.000 €	1.653.750 €
	Terrenos	2.100.000 €				
	Permisos y licencias	15.860.000 €				
	Intereses prestamo			18.000.000 €	17.400.000 €	16.800.000 €
	Cánones			1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
	Seguros			2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €
	Amortización			6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €
Total gastos		110.408.000 €	114.144.000 €	31.266.313 €	30.867.352 €	30.478.444 €
Ingresos	Venta kWh			29.643.990 €	30.236.870 €	30.841.607 €
I-G				-1.622.323 €	-630.483 €	363.163 €
Impuestos				0	0	0
B.D.I				-1.622.323 €	-630.483 €	363.163 €
Beneficio acumulado				-1.622.323 €	-2.252.805 €	-1.889.642 €

Tabla 29. Análisis financiero desde año -2 a 3

		4	5	6	7	8
Gastos	Materia Prima	1.146.966 €	1.204.315 €	1.264.530 €	1.327.757 €	1.394.145 €
	Equipamiento					
	Personal	1.771.166 €	1.859.725 €	1.952.711 €	2.050.346 €	2.152.864 €
	Mantenimiento	1.736.438 €	1.823.259 €	1.914.422 €	2.010.143 €	2.110.651 €
	Terrenos					
	Permisos y licencias					
	Intereses prestamo	16.200.000 €	15.600.000 €	15.000.000 €	14.400.000 €	13.800.000 €
	Cánones	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
	Seguros	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €
	Amortización	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €
Total gastos		30.100.090 €	29.732.819 €	29.377.184 €	29.033.767 €	28.703.179 €
Ingresos	Venta kWh	31.458.439 €	32.087.608 €	32.729.360 €	33.383.947 €	34.051.626 €
I-G		1.358.349 €	2.354.789 €	3.352.177 €	4.350.181 €	5.348.447 €
Impuestos		0	0	0	0	0
B.D.I		1.358.349 €	2.354.789 €	3.352.177 €	4.350.181 €	5.348.447 €
Beneficio acumulado		-531.293 €	1.823.497 €	5.175.673 €	9.525.854 €	14.874.301 €

Tabla 30. Análisis financiero desde año 4 a 8

		9	10	11	12	13
Gastos	Materia Prima	1.463.852 €	1.537.045 €	1.613.897 €	1.694.592 €	1.779.321 €
	Equipamiento					
	Personal	2.260.507 €	2.373.532 €	2.492.209 €	2.616.819 €	2.747.660 €
	Mantenimiento	2.216.183 €	2.326.992 €	2.443.342 €	2.565.509 €	2.693.784 €
	Terrenos					
	Permisos y licencias					
	Intereses prestamo	13.200.000 €	12.600.000 €	12.000.000 €	11.400.000 €	10.800.000 €
	Cánones	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
	Seguros	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €
	Amortización	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €
Total gastos		28.386.062 €	28.083.089 €	27.794.968 €	27.522.440 €	27.266.286 €
Ingresos	Venta kWh	34.732.659 €	35.427.312 €	36.135.858 €	36.858.576 €	37.595.747 €
I-G		6.346.597 €	7.344.223 €	8.340.891 €	9.336.136 €	10.329.461 €
Impuestos		0	0	0	0	0
B.D.I		6.346.597 €	7.344.223 €	8.340.891 €	9.336.136 €	10.329.461 €
Beneficio acumulado		21.220.898 €	28.565.121 €	36.906.012 €	46.242.148 €	56.571.609 €

Tabla 31. Análisis financiero desde año 9 a 13

		14	15	16	17	18
Gastos	Materia Prima	1.868.287 €	1.961.702 €	2.059.787 €	2.162.776 €	2.270.915 €
	Equipamiento					
	Personal	2.885.043 €	3.029.295 €	3.180.760 €	3.339.798 €	3.506.788 €
	Mantenimiento	2.828.474 €	2.969.897 €	3.118.392 €	3.274.312 €	3.438.027 €
	Terrenos					
	Permisos y licencias					
	Intereses prestamo	10.200.000 €	9.600.000 €	9.000.000 €	8.400.000 €	7.800.000 €
	Cánones	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
	Seguros	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €
	Amortización	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €
Total gastos		27.027.324 €	26.806.415 €	26.604.459 €	26.422.406 €	26.261.251 €
Ingresos	Venta kWh	38.347.662 €	39.114.615 €	39.896.908 €	40.694.846 €	41.508.743 €
I-G		11.320.338 €	12.308.201 €	13.292.448 €	14.272.440 €	15.247.492 €
Impuestos		0	3.692.460 €	3.987.734 €	4.281.732 €	4.574.248 €
B.D.I		11.320.338 €	8.615.741 €	9.304.714 €	9.990.708 €	10.673.244 €
Beneficio acumulado		67.891.946 €	76.507.687 €	85.812.401 €	95.803.108 €	106.476.353 €

Tabla 32. Análisis financiero desde año 14 a 18

		19	20	21	22	23
Gastos	Materia Prima	2.384.461 €	2.503.684 €	2.628.868 €	2.760.311 €	2.898.327 €
	Equipamiento					
	Personal	3.682.127 €	3.866.234 €	4.059.545 €	4.262.523 €	4.475.649 €
	Mantenimiento	3.609.929 €	3.790.425 €	3.979.947 €	4.178.944 €	4.387.891 €
	Terrenos					
	Permisos y licencias					
	Intereses prestamo	7.200.000 €	6.600.000 €	6.000.000 €	5.400.000 €	4.800.000 €
	Cánones	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
	Seguros	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €
	Amortización	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €
	Total gastos	26.122.037 €	26.005.863 €	25.913.880 €	25.847.298 €	25.807.387 €
Ingresos	Venta kWh	42.338.917 €	43.185.696 €	44.049.410 €	44.930.398 €	45.829.006 €
I-G		16.216.880 €	17.179.833 €	18.135.530 €	19.083.100 €	20.021.619 €
Impuestos		4.865.064 €	5.153.950 €	5.440.659 €	5.724.930 €	6.006.486 €
B.D.I		11.351.816 €	12.025.883 €	12.694.871 €	13.358.170 €	14.015.133 €
Beneficio acumulado		117.828.169 €	129.854.052 €	142.548.923 €	155.907.093 €	169.922.226 €

Tabla 33. Análisis financiero desde año 19 a 23

		24	25	26	27	28	29	30
Gastos	Materia Prima	3.043.243 €	3.195.405 €	3.355.176 €	3.522.935 €	3.699.081 €	3.884.035 €	4.078.237 €
	Equipamiento							
	Personal	4.699.431 €	4.934.403 €	5.181.123 €	5.440.179 €	5.712.188 €	5.997.798 €	6.297.687 €
	Mantenimiento	4.607.286 €	4.837.650 €	5.079.532 €	5.333.509 €	5.600.184 €	5.880.194 €	6.174.203 €
	Terrenos							
	Permisos y licencias							
	Intereses prestamo	4.200.000 €	3.600.000 €	3.000.000 €	2.400.000 €	1.800.000 €	1.200.000 €	600.000 €
	Cánones	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €	1.000.000 €
	Seguros	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €	2.245.520 €
	Amortización	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €
	Total gastos	25.795.480 €	25.812.978 €	25.861.351 €	25.942.143 €	26.056.974 €	26.207.547 €	26.395.648 €
Ingresos	Venta kWh	46.745.586 €	47.680.498 €	38.907.286 €	39.685.432 €	40.479.141 €	41.288.723 €	42.114.498 €
I-G		20.950.106 €	21.867.519 €	13.045.935 €	13.743.289 €	14.422.167 €	15.081.177 €	15.718.850 €
Impuestos		6.285.032 €	6.560.256 €	3.913.780 €	4.122.987 €	4.326.650 €	4.524.353 €	4.715.655 €
B.D.I		14.665.074 €	15.307.264 €	9.132.154 €	9.620.302 €	10.095.517 €	10.556.824 €	11.003.195 €
Beneficio acumulado		184.587.300 €	199.894.564 €	209.026.718 €	218.647.021 €	228.742.537 €	239.299.361 €	250.302.556 €

Tabla 34. Análisis financiero desde año 24 a 30

Se prevé por tanto que la central acabe dando un beneficio aproximado de 250.000.000€ con una inversión inicial de 224.552.000€. La central da beneficio positivo a partir del tercer año de funcionamiento y empieza a ser rentable desde el quinto año.

6.2 Presupuesto

A continuación se detalla el presupuesto del proyecto con todos los recursos utilizados.

Recursos materiales:

Para la realización del proyecto se ha adquirido la licencia del software Simapro[®], versión analista y para un único usuario, por 1 año con un coste de 3.300€ IVA no incluido.

Se ha utilizado un ordenador y periféricos, la amortización de estos equipos se considera de 36 meses y su coste asciende a 1.768€ IVA no incluido. La duración del proyecto es de 3 meses. En la siguiente tabla se detalla el coste mensual y total de los equipos amortizables:

Equipos	Precio	Amortización	Coste unitario	Coste total
Ordenador	1.728 €	36 meses	48 €/mes	144 €
Impresora	240 €	36 meses	6,66 €/mes	20 €

Tabla 35 Material amortizable

Se adquieren normas ISO 14040 y 14044 por valor de 29,33€ y 40,1€ respectivamente, más 6.27 de gastos de envío, IVA no incluido.

Recursos humanos

En la siguiente tabla se detallan los costes de recursos humanos del personal que ha tomado parte del proyecto, IVA no incluido

Nombre	Puesto	Nº horas	Coste unitario	Coste total
Guillermo Bueso Losada	Ingeniero	268	50 €/hora	13400

Tabla 36. Costes de personal

Costes asociados a recursos humanos y materiales

Costes de material de oficina, 143€, IVA no incluido.

Gastos de desplazamientos 340€ y de teléfono 33,2€.

Presupuesto final del proyecto

Concepto	Coste (€)
Ordenador	144
Impresora	20
Software Simapro [©]	3.300
Normas ISO	75,7
Total recursos materiales	3.539,7
Ingeniero	13.400

Total recursos humanos	13.400
Material oficina	143
Desplazamientos	340
Teléfono	33,2
Total recursos auxiliares	516,2
Total parcial	17.455,9
Base imponible	17.455,9
I.V.A (18%)	3.142,062
TOTAL COSTES (I.V.A. incluido)	20.597,962

Tabla 37. Detalle presupuesto del proyecto

El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de VEINTE MIL QUINIENTOS NOVENTA Y OCHO EUROS.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS

[1] http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar

[2] Intro Tecn. Solar Termoeléctrica. 5 de Octubre de 2010, Puertollano (F. Téllez: TCS-Introducción)

[3] http://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated_solar_power#History

[4] Schott Memorandum:

http://www.schott.com/solar/english/download/schott_memorandum_e.pdf

[5] <http://www.protermsolar.com>

[6] Iberdrola renovables:

http://www.madrimasd.org/informacionidi/agenda/foros-mimasd/2008/documentos/energia/C_Hernandez_iberdrola_26_02_08.pdf

[7] Life Cycle Assessment of a Solar Thermal Concentrating System.

Christopher J. Koroneos, Socrates A. Piperidis, Christos A. Tatatzikidis, Dimitrios C. Rovas

[8] <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>

[9] Renewable Energy - Technology, Economics and Environment. Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese

[10] La hibridación de la energía solar termoeléctrica de alta temperatura con gas natural.

<http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividade>

<s/Seminarios/MURCIA%20220909/4-%20Maria%20Piedad%20Mart%C3%ADnez%20presentacion%20socoin.pdf>

[11] La energía solar térmica de alta temperatura como alternativa a las centrales térmica convencionales y nucleares. Xavier García Casals

[12] <http://www.opex-energy.com/index.html>

[13] Análisis de ciclo de vida (II) Metodología y etapas. G. Feijoo Costa, A. Hospido Quintana, A. Gallego Schmid, B. Rivela Carballal y M.T. Moreira Vilar

[14] The Eco-indicator 99. A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment. PRé Consultants

[15] "Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants". Peter Viebahn, Stefan Kronshage, Franz Trieb, Yolanda Lechon

[16] Advances in Energy Studies, Barcelona "The effects of using different mixes of energy sources in the generation of electricity in Europe"
http://www.societalmetabolism.org/aes2010/Proceeds/DIGITAL%20PROCEEDINGS_files/PAPERS/O_xxx_Xavier_Gabarrell_Full_Paper.pdf

[17] http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_GAS_Mayorista_Oct10.pdf

[18] <http://www.ae3000.com/energia-renovable-termosolar.php?idioma=es>

BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA:

- ISO 14040:20006 e ISO 14044:2006

- Manual de usuario SIMAPRO[©]

- Life cycle assessment of a concentrated solar power plant for the production of enriched methane by steam reforming process. Vincenzo Piemonte^{1*}, Marcello De Falco¹, Alberto Giaconia², Pietro Tarquini², Gaetano Iaquaniello³

- Weighting in LCA - approaches and applications. Bengtsson, Magnus;Steen, Bengt

- Life Cycle Assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. Vincenzo Piemonte ^{a,↑}, Marcello De Falco ^b, Pietro Tarquini ^c, Alberto Giaconia

- The Eco-indicator 99. A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment. Manual for Designers

ANEXOS

ANEXO I: PROCESOS SELECCIONADOS

Proceso	Proceso Simapro[®]	Unidad	Biblioteca
Acero	Steel ETH S	t	ETH-ESU 96
Acero carbono	C45 I	t	IDEMAT 2001
Acero cromado	Steel high alloy ETH S	t	ETH-ESU 96
Agua	Water demineralized ETH S	t	ETH-ESU 96
Aislamiento	Mineral wool ETH S	t	ETH-ESU 96
Aleación magnesio	GD-MgAl9Zn1 I	t	IDEMAT 2001
Arena	Sand I	t	IDEMAT 2001
Cerámica	Ceramic ETH S	t	ETH-ESU 96
Cobre	Copper ETH S	t	ETH-ESU 96
Electricidad	Electricity HV use in E S	MWh	ETH-ESU 96
Excavadora hidráulica	Excavation hydraulic digger S	m ³	ETH-ESU 96
Fuel oil en caldera	Fuel oil lowS in boiler	MWh	ETH-ESU 96
Gas natural en caldera	Natural gas boiler blast burner	MWh	ETH-ESU 96
Grava	Gravel I	t	IDEMAT 2001
HDPE	HDPE pipes E	t	Industry data 2.0
Hormigón	Concrete I	t	IDEMAT 2001
Lubricante	Lubricant oil	m ³	LCA Food DK
Mix eléctrico español	Electricity mix E S	MWh	ETH-ESU 96
Sales almacenaje	NaCl ETH S	t	ETH-ESU 96
Transporte camión 40T	Truck 40t ETH S	tKm	ETH-ESU 96
Tubos PVC	PVC pipe E	t	Industry data 2.0
Vidrio	Float glass coated ETH S	t	ETH-ESU 96

ANEXO II: INVENTARIO**Materia Prima**

No	Sustancia	Sección	Unidad	Total
1	Additives	Crudo	mg	311,5420493
2	Air	Crudo	mg	9,849288576
3	Animal matter	Crudo	pg	11,65382231
4	Baryte, in ground	Crudo	mg	102,5087463
5	Bauxite, in ground	Crudo	mg	79,47455964
6	Biomass	Crudo	µg	604,4452992
7	Calcite, in ground	Crudo	pg	2,14092E-21
8	Calcium sulfate, in ground	Crudo	ng	104,0611048
9	Chromium, in ground	Crudo	mg	11,32083984
10	Clay, bentonite, in ground	Crudo	mg	70,66983172
11	Clay, unspecified, in ground	Crudo	mg	87,79398933
12	Coal, 18 MJ per kg, in ground	Crudo	g	32,19712889
13	Coal, 29.3 MJ per kg, in ground	Crudo	mg	260,6599939
14	Coal, brown, 8 MJ per kg, in ground	Crudo	g	11,26304594
15	Cobalt, in ground	Crudo	ng	1,651362726
16	Copper, in ground	Crudo	mg	43,9126209
17	Dolomite, in ground	Crudo	ng	643,3162352
18	Energy, from biomass	Crudo	J	5,35246924
19	Energy, from coal	Crudo	J	176,1592959
20	Energy, from coal, brown	Crudo	J	0,066311181
21	Energy, from gas, natural	Crudo	kJ	1,055149955
22	Energy, from hydro power	Crudo	J	169,1681538
23	Energy, from hydrogen	Crudo	J	3,957406879
24	Energy, from oil	Crudo	kJ	1,261143963
25	Energy, from peat	Crudo	J	0,454581534
26	Energy, from sulfur	Crudo	J	-0,015069868
27	Energy, from uranium	Crudo	J	240,4387809
28	Energy, from wood	Crudo	J	13,86227645
29	Energy, geothermal	Crudo	J	1,065872912
30	Energy, kinetic (in wind), converted	Crudo	J	1,309009269
31	Energy, potential (in hydropower reservoir), converted	Crudo	kJ	126,847234
32	Energy, recovered	Crudo	J	-32,54254336
33	Energy, solar	Crudo	J	0,008883292
34	Energy, unspecified	Crudo	J	98,54200481
35	Feldspar, in ground	Crudo	ng	371,52
36	Ferromanganese	Crudo	ng	47,80899696
37	Fluorspar, in ground	Crudo	ng	26,734228
38	Gas, mine, off-gas, process, coal mining/kg	Crudo	mg	227,9654204
39	Gas, natural, 30.3 MJ per kg, in ground	Crudo	mg	158,8534669
40	Gas, natural, 35 MJ per m3, in ground	Crudo	l	52,55146282
41	Gas, natural, 36.6 MJ per m3, in ground	Crudo	mm3	226,9059264
42	Gas, off-gas, oil production, in ground	Crudo	mm3	211,7812162
43	Gas, petroleum, 35 MJ per m3, in ground	Crudo	cm3	312,4269245
44	Granite, in ground	Crudo	pg	0,002107221
45	Gravel, in ground	Crudo	g	12,0434059
46	Gypsum, in ground	Crudo	mg	90,389376
47	Iron ore, in ground	Crudo	µg	6,280053268
48	Iron, in ground	Crudo	g	5,369736053
49	Uso suelo II-III	Crudo	cm2a	53,74898344
50	Uso suelo II-III, sea floor	Crudo	cm2a	16,66683124

51	Uso suelo II-IV	Crudo	mm2a	184,2340728
52	Uso suelo II-IV, sea floor	Crudo	mm2a	171,8277367
53	Uso suelo III-IV	Crudo	mm2a	333,2063167
54	Uso suelo IV-IV	Crudo	mm2a	0,609845336
55	Lead, in ground	Crudo	mg	1,473440124
56	Limestone, in ground	Crudo	mg	68,16047446
57	Magnesium, in ground	Crudo	mg	5,366918404
58	Manganese, in ground	Crudo	mg	3,414672036
59	Marl, in ground	Crudo	g	4,096433613
60	Mercury, in ground	Crudo	ng	20,35182896
61	Methane	Crudo	µg	400,2509318
62	Molybdenum, in ground	Crudo	µg	469,2175065
63	Nickel, in ground	Crudo	mg	9,182781089
64	Nitrogen, in air	Crudo	mg	4,914291286
65	Occupation, arable	Crudo	mm2a	2,801900194
66	Occupation, forest	Crudo	mm2a	0,000315531
67	Occupation, industrial area	Crudo	mm2a	139,5040375
68	Occupation, traffic area	Crudo	mm2a	2,24142512
69	Occupation, urban, continuously built	Crudo	mm2a	5,250032873
70	Oil, crude, 41 MJ per kg, in ground	Crudo	mg	9,285945781
71	Oil, crude, 42.6 MJ per kg, in ground	Crudo	g	4,580548507
72	Oil, crude, 42.7 MJ per kg, in ground	Crudo	mg	108,7364433
73	Olivine, in ground	Crudo	ng	493,807168
74	Oxygen, in air	Crudo	µg	577,6024752
75	Palladium, in ground	Crudo	ng	1,489624741
76	Phosphorus pentoxide	Crudo	ng	16,5335752
77	Platinum, in ground	Crudo	ng	2,284820677
78	Potassium chloride	Crudo	µg	7,645037798
79	Rhenium, in ground	Crudo	ng	1,368809146
80	Rhodium, in ground	Crudo	ng	1,70898055
81	Rutile, in ground	Crudo	pg	53,0898104
82	Sand, quartz, in ground	Crudo	pg	7,2639E-12
83	Sand, unspecified, in ground	Crudo	g	11,05502605
84	Shale, in ground	Crudo	ng	294,6068054
85	Silicon, in ground	Crudo	mg	1,2668832
86	Silver, in ground	Crudo	µg	14,37682224
87	Sodium chloride, in ground	Crudo	g	5,590483676
88	Sodium nitrate	Crudo	pg	11,58657432
89	Sulfur, bonded	Crudo	ng	6,51853519
90	Sulfur, in ground	Crudo	µg	-1,627461888
91	Talc, in ground	Crudo	pg	4,80792E-16
92	Tin, in ground	Crudo	µg	7,985137045
93	Transformation, to industrial area	Crudo	mm2	3,249767931
94	Transformation, to urban, continuously built	Crudo	mm2	0,25338339
95	Unspecified input	Crudo	pg	43,12455136
96	Uranium ore, 1.11 GJ per kg, in ground	Crudo	pg	17,1696
97	Uranium, 451 GJ per kg, in ground	Crudo	ng	406,9848715
98	Uranium, 560 GJ per kg, in ground	Crudo	mg	1,356891979
99	Volume occupied, reservoir	Crudo	m3day	1,036277157
100	Water, cooling, drinking	Crudo	mg	4,135976817
101	Water, cooling, salt, ocean	Crudo	mg	330,6725037
102	Water, cooling, surface	Crudo	mg	261,9836576
103	Water, cooling, unspecified natural origin/kg	Crudo	g	1,314700989
104	Water, cooling, well, in ground	Crudo	mg	1,603794912

105	Water, process, drinking	Crudo	mg	65,53423408
106	Water, process, salt, ocean	Crudo	mg	4,787690016
107	Water, process, surface	Crudo	mg	31,15187074
108	Water, process, unspecified natural origin/kg	Crudo	mg	52,64561392
109	Water, process, unspecified natural origin/m3	Crudo	mm3	0,03129888
110	Water, process, well, in ground	Crudo	mg	7,076437312
111	Water, turbine use, unspecified natural origin	Crudo	l	618,3324633
112	Water, unspecified natural origin/kg	Crudo	kg	5,847023537
113	Wood, dry matter	Crudo	mg	338,9386174
114	Wood, unspecified, standing/kg	Crudo	µg	600,482989
115	Zeolite, in ground	Crudo	ng	244,2197473
116	Zinc, in ground	Crudo	µg	63,05747861

Emisión atmosférica

No	Sustancia	Sección	Unidad	Total
1	Acetaldehyde	Aire	µg	19,38928
2	Acetic acid	Aire	µg	323,4833
3	Acetone	Aire	µg	17,7012
4	Acrolein	Aire	ng	1,896969
5	Aldehydes, unspecified	Aire	µg	1,084349
6	Aluminum	Aire	mg	4,174953
7	Americium-241	Aire	µBq	10,43472
8	Ammonia	Aire	µg	321,9342
9	Antimony	Aire	µg	1,978811
10	Antimony-124	Aire	nBq	315,2869
11	Antimony-125	Aire	nBq	121,7595
12	Argon-41	Aire	Bq	2,476638
13	Arsenic	Aire	µg	12,49858
14	Asbestos	Aire	pg	0,353122
15	Barium	Aire	µg	57,0828
16	Barium-140	Aire	µBq	5,091852
17	Benzaldehyde	Aire	pg	650,3835
18	Benzene	Aire	µg	777,7195
19	Benzene, ethyl-	Aire	µg	112,5902
20	Benzene, hexachloro-	Aire	pg	74,18691
21	Benzene, pentachloro-	Aire	pg	198,7483
22	Benzo(a)pyrene	Aire	ng	564,8771
23	Beryllium	Aire	ng	640,6082
24	Boron	Aire	µg	674,2449
25	Bromine	Aire	µg	159,5616
26	Butane	Aire	mg	5,094333
27	Butene	Aire	µg	32,07643
28	Cadmium	Aire	µg	3,559289
29	Calcium	Aire	mg	2,207995
30	Carbon-14	Aire	mBq	994,9416
31	Carbon dioxide	Aire	g	169,7392
32	Carbon disulfide	Aire	pg	18,55179
33	Carbon monoxide	Aire	mg	206,6372
34	Cerium-141	Aire	nBq	63,43154
35	Cerium-144	Aire	µBq	111,1702
36	Cesium-134	Aire	µBq	391,194
37	Cesium-137	Aire	µBq	763,5779
38	Chlorinated fluorocarbons, soft	Aire	ng	143,5498
39	Chlorine	Aire	µg	302,6086

40	Chloroform	Aire	ng	136,2039
41	Chromium	Aire	µg	22,67201
42	Chromium-51	Aire	µBq	2,708965
43	Cobalt	Aire	µg	9,159739
44	Cobalt-57	Aire	nBq	1,961209
45	Cobalt-58	Aire	µBq	9,649639
46	Cobalt-60	Aire	µBq	20,9333
47	Copper	Aire	µg	37,13111
48	Curium-242	Aire	nBq	0,106821
49	Curium-244	Aire	nBq	0,968701
50	Curium alpha	Aire	µBq	16,60311
51	Cyanide	Aire	µg	1,512816
52	Dinitrogen monoxide	Aire	mg	3,830526
53	Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Aire	pg	62,44028
54	Ethane	Aire	mg	29,5932
55	Ethane, 1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a	Aire	pg	-5,1E-07
56	Ethane, 1,2-dichloro-	Aire	ng	356,8115
57	Ethane, 1,2-dichloro-1,1,2,2-tetrafluoro-, CFC-114	Aire	µg	12,10525
58	Ethane, chloro-	Aire	ng	577,3135
59	Ethane, dichloro-	Aire	µg	5,157395
60	Ethane, hexafluoro-, HFC-116	Aire	ng	863,5369
61	Ethanol	Aire	µg	35,69348
62	Ethene	Aire	µg	849,0655
63	Ethene, chloro-	Aire	ng	839,7066
64	Ethylene oxide	Aire	pg	4,917359
65	Ethyne	Aire	µg	4,316962
66	Fluoranthene	Aire	ng	226,2668
67	Fluoride	Aire	ng	216,4087
68	Fluorine	Aire	µg	3,56164
69	Formaldehyde	Aire	µg	266,8086
70	Heat, waste	Aire	MJ	2,954482
71	Helium	Aire	µg	314,7517
72	Heptane	Aire	µg	88,70345
73	Hexane	Aire	µg	185,7175
74	Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	Aire	µg	309,8638
75	Hydrocarbons, aliphatic, alkenes, unspecified	Aire	µg	115,8219
76	Hydrocarbons, aromatic	Aire	µg	10,55613
77	Hydrocarbons, chlorinated	Aire	ng	76,03903
78	Hydrocarbons, halogenated	Aire	pg	0,457252
79	Hydrocarbons, unspecified	Aire	µg	974,8532
80	Hydrogen	Aire	µg	34,06769
81	Hydrogen-3, Tritium	Aire	Bq	7,080448
82	Hydrogen chloride	Aire	mg	26,16326
83	Hydrogen cyanide	Aire	pg	1,55E-08
84	Hydrogen fluoride	Aire	mg	3,090749
85	Hydrogen sulfide	Aire	mg	1,41487
86	Iodine	Aire	µg	45,71048
87	Iodine-129	Aire	mBq	2,987593
88	Iodine-131	Aire	mBq	1,10303
89	Iodine-133	Aire	µBq	112,8897
90	Iodine-135	Aire	µBq	164,3134
91	Iron	Aire	mg	2,715511
92	Iron-59	Aire	nBq	42,49133
93	Krypton-85	Aire	Bq	51267

94	Krypton-85m	Aire	mBq	211,7934
95	Krypton-87	Aire	mBq	109,0253
96	Krypton-88	Aire	Bq	1,523525
97	Krypton-89	Aire	mBq	100,2134
98	Lanthanum	Aire	µg	1,891244
99	Lanthanum-140	Aire	µBq	1,998071
100	Lead	Aire	µg	77,63654
101	Lead-210	Aire	mBq	23,9733
102	Magnesium	Aire	mg	1,190402
103	Manganese	Aire	µg	237,4639
104	Manganese-54	Aire	nBq	701,0142
105	Mercaptans, unspecified	Aire	pg	780,1873
106	Mercury	Aire	µg	10,36025
107	Metals, unspecified	Aire	ng	517,9803
108	Methane	Aire	mg	861,5467
109	Methane, bromotrifluoro-, Halon 1301	Aire	µg	1,775129
110	Methane, chlorodifluoro-, HCFC-22	Aire	ng	83,89004
111	Methane, chlorotrifluoro-, CFC-13	Aire	ng	46,58625
112	Methane, dichloro-, HCC-30	Aire	µg	6,745962
113	Methane, dichlorodifluoro-, CFC-12	Aire	ng	74,46776
114	Methane, dichlorofluoro-, HCFC-21	Aire	µg	16,09446
115	Methane, tetrachloro-, CFC-10	Aire	µg	2,332513
116	Methane, tetrafluoro-, CFC-14	Aire	µg	7,772369
117	Methane, trichlorofluoro-, CFC-11	Aire	ng	346,3242
118	Methanol	Aire	µg	36,71949
119	Molybdenum	Aire	µg	5,981355
120	Naphthalene	Aire	ng	8,989657
121	Neptunium-237	Aire	nBq	0,548745
122	Nickel	Aire	µg	89,6623
123	Niobium-95	Aire	nBq	193,4108
124	Nitrogen	Aire	mg	31,00117
125	Nitrogen dioxide	Aire	mg	1,772118
126	Nitrogen oxides NMVOC, non-methane volatile organic compounds,	Aire	mg	237,7473
127	unspecified origin	Aire	mg	71,36185
128	Noble gases, radioactive, unspecified	Aire	mBq	250,3125
129	Organic substances, unspecified	Aire	µg	2,043553
130	Oxygen	Aire	ng	10,48748
131	PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Aire	µg	19,82407
132	Particulates	Aire	µg	19,43248
133	Particulates, < 10 µm	Aire	µg	30,33446
134	Particulates, < 10 µm (mobile)	Aire	mg	1,087951
135	Particulates, < 10 µm (stationary)	Aire	mg	39,28818
136	Particulates, > 10 µm	Aire	µg	203,724
137	Particulates, > 10 µm (process)	Aire	mg	75,86137
138	Particulates, SPM	Aire	mg	123,1263
139	Pentane	Aire	mg	2,577867
140	Phenol	Aire	µg	10,9575
141	Phenol, pentachloro-	Aire	pg	31,95327
142	Phosphorus	Aire	ng	32,52086
143	Phosphorus, total	Aire	µg	52,01984
144	Platinum	Aire	ng	68,98026
145	Plutonium-238	Aire	nBq	2,423248
146	Plutonium-241	Aire	µBq	919,0559
147	Plutonium-alpha	Aire	µBq	33,16911

148	Polonium-210	Aire	mBq	40,74588
149	Potassium	Aire	mg	1,395515
150	Potassium-40	Aire	mBq	5,78076
151	Promethium-147	Aire	µBq	282,3068
152	Propane	Aire	mg	10,76869
153	Propene	Aire	µg	35,71853
154	Propionic acid	Aire	µg	33,80736
155	Protactinium-234	Aire	µBq	332,3845
156	Radioactive species, other beta emitters	Aire	nBq	197,7819
157	Radioactive species, unspecified	Aire	Bq	35,43484
158	Radium-226	Aire	mBq	15,6405
159	Radium-228	Aire	mBq	2,833712
160	Radon-220	Aire	mBq	108,225
161	Radon-222	Aire	Bq	74611,9
162	Ruthenium-103	Aire	nBq	17,039
163	Ruthenium-106	Aire	mBq	3,316911
164	Scandium	Aire	ng	672,3539
165	Selenium	Aire	µg	24,33629
166	Selenium compounds	Aire	pg	0,081212
167	Silicates, unspecified	Aire	µg	4,710014
168	Silicon	Aire	mg	9,657511
169	Silver	Aire	pg	3,89841
170	Silver-110	Aire	µBq	1,143883
171	Sodium	Aire	µg	353,7974
172	Soot	Aire	µg	148,2724
173	Strontium	Aire	µg	60,19411
174	Strontium-89	Aire	µBq	1,207337
175	Strontium-90	Aire	µBq	548,7458
176	Styrene	Aire	pg	0,002234
177	Sulfur dioxide	Aire	mg	6,309323
178	Sulfur oxides	Aire	mg	757,1245
179	Sulfuric acid	Aire	ng	2,383749
180	t-Butyl methyl ether	Aire	µg	1,184475
181	Technetium-99	Aire	nBq	23,24187
182	Tellurium-123m	Aire	µBq	5,085156
183	Thallium	Aire	ng	520,5752
184	Thorium	Aire	µg	1,280649
185	Thorium-228	Aire	mBq	2,396316
186	Thorium-230	Aire	mBq	3,698746
187	Thorium-232	Aire	mBq	1,521492
188	Thorium-234	Aire	µBq	332,3845
189	Tin	Aire	ng	678,2744
190	Titanium	Aire	µg	201,3178
191	Toluene	Aire	µg	450,5074
192	Uranium	Aire	µg	1,572521
193	Uranium-234	Aire	mBq	3,987645
194	Uranium-235	Aire	µBq	193,4628
195	Uranium-238	Aire	mBq	8,300355
196	Uranium alpha	Aire	mBq	11,89115
197	Vanadium	Aire	µg	175,3777
198	VOC, volatile organic compounds	Aire	µg	19,71878
199	Xenon-131m	Aire	mBq	710,1474
200	Xenon-133	Aire	Bq	28,52192
201	Xenon-133m	Aire	mBq	37,43915

202	Xenon-135	Aire	Bq	8,144932
203	Xenon-135m	Aire	Bq	3,026155
204	Xenon-137	Aire	mBq	94,70546
205	Xenon-138	Aire	mBq	833,2139
206	Xylene	Aire	µg	490,4588
207	Zinc	Aire	µg	194,892
208	Zinc-65	Aire	µBq	4,02489
209	Zirconium	Aire	ng	67,48202
210	Zirconium-95	Aire	nBq	73,42703

Emisión hídrica

No	Sustancia	Sección	Unidad	Total
1	Acenaphthylene	Agua	µg	48,00079
2	Acidity, unspecified	Agua	ng	45,96472
3	Acids, unspecified	Agua	µg	18,84484
4	Aluminum	Agua	mg	52,526
5	Americium-241	Agua	mBq	1,37711
6	Ammonia, as N	Agua	µg	711,9121
7	Ammonium, ion	Agua	µg	1,322645
8	Antimony	Agua	ng	962,1829
9	Antimony-122	Agua	µBq	23,6693
10	Antimony-124	Agua	µBq	422,2427
11	Antimony-125	Agua	µBq	192,4309
12	AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	Agua	ng	795,5816
13	Arsenic, ion	Agua	µg	104,4593
14	Barite	Agua	mg	20,71685
15	Barium	Agua	mg	4,715051
16	Barium-140	Agua	µBq	23,6693
17	Benzene	Agua	µg	38,32211
18	Benzene, chloro-	Agua	pg	7,716609
19	Benzene, ethyl-	Agua	µg	5,371494
20	Beryllium	Agua	ng	94,40836
21	BOD5, Biological Oxygen Demand	Agua	µg	590,8493
22	Boron	Agua	µg	57,38791
23	Bromate	Agua	ng	3,073391
24	Cadmium-109	Agua	nBq	136,7398
25	Cadmium, ion	Agua	µg	4,128014
26	Calcium compounds, unspecified	Agua	µg	84,29292
27	Calcium, ion	Agua	mg	217,1717
28	Carbon-14	Agua	mBq	69,57032
29	Carbonate	Agua	µg	6,443089
30	Cerium-141	Agua	µBq	3,541802
31	Cerium-144	Agua	mBq	31,52182
32	Cesium	Agua	ng	242,0535
33	Cesium-134	Agua	mBq	69,83564
34	Cesium-136	Agua	nBq	126,8606
35	Cesium-137	Agua	mBq	647,6012
36	Chlorate	Agua	µg	1,77691
37	Chloride	Agua	g	1,783533
38	Chlorinated solvents, unspecified	Agua	ng	539,9267
39	Chlorine	Agua	ng	23,44043
40	Chloroform	Agua	µg	1,618239
41	Chromium	Agua	ng	976,3198
42	Chromium-51	Agua	µBq	519,385

43	Chromium VI	Agua	ng	244
44	Chromium, ion	Agua	µg	538,6435
45	Cobalt	Agua	µg	103,1197
46	Cobalt-57	Agua	µBq	24,18279
47	Cobalt-58	Agua	mBq	8,946555
48	Cobalt-60	Agua	mBq	312,6617
49	COD, Chemical Oxygen Demand	Agua	mg	1,774798
50	Copper, ion	Agua	µg	266,0372
51	Crude oil	Agua	µg	1,245435
52	Curium alpha	Agua	mBq	1,824961
53	Cyanide	Agua	µg	21,87871
54	Detergent, oil	Agua	ng	224,0343
55	Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Agua	pg	73,78346
56	DOC, Dissolved Organic Carbon	Agua	µg	776,0407
57	Ethane, 1,1-dichloro-	Agua	ng	14,92264
58	Ethane, 1,1,1-trichloro-, HCFC-140	Agua	pg	724,3984
59	Ethane, chloro-	Agua	ng	70,4289
60	Ethane, dichloro-	Agua	µg	2,64841
61	Ethane, hexachloro-	Agua	pg	58,84584
62	Ethene, chloro-	Agua	ng	1,989924
63	Ethene, tetrachloro-	Agua	ng	6,991684
64	Ethene, trichloro-	Agua	ng	441,3637
65	Fatty acids as C	Agua	mg	1,305843
66	Fluoride	Agua	mg	1,017687
67	Formaldehyde	Agua	ng	180,9526
68	Glutaraldehyde	Agua	µg	2,564412
69	Heat, waste	Agua	kJ	-16,136
70	Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	Agua	µg	37,96398
71	Hydrocarbons, aliphatic, alkenes, unspecified	Agua	µg	3,489495
72	Hydrocarbons, aromatic	Agua	µg	213,7184
73	Hydrocarbons, chlorinated	Agua	pg	454,46
74	Hydrocarbons, unspecified	Agua	µg	16,89509
75	Hydrogen	Agua	µg	2,311449
76	Hydrogen-3, Tritium	Agua	Bq	2051,693
77	Hydrogen sulfide	Agua	µg	6,447453
78	Hypochlorite	Agua	µg	214,8972
79	Hypochlorous acid	Agua	µg	215,0544
80	Iodide	Agua	µg	22,32751
81	Iodine-129	Agua	mBq	198,9491
82	Iodine-131	Agua	µBq	108,4203
83	Iodine-133	Agua	µBq	108,1333
84	Iron	Agua	mg	34,74605
85	Iron-59	Agua	nBq	418,9026
86	Iron, ion	Agua	ng	4,920352
87	Kjeldahl-N	Agua	µg	113,6341
88	Lanthanum-140	Agua	µBq	4,904318
89	Lead	Agua	µg	373,4017
90	Lead-210	Agua	µBq	805,8976
91	Magnesium	Agua	mg	41,93341
92	Manganese	Agua	mg	1,161296
93	Manganese-54	Agua	mBq	47,07605
94	Mercury	Agua	ng	520,7354
95	Metallic ions, unspecified	Agua	µg	2,220508
96	Methane, dichloro-, HCC-30	Agua	µg	9,215037

97	Methane, tetrachloro-, CFC-10	Agua	ng	10,66138
98	Molybdenum	Agua	µg	188,2726
99	Molybdenum-99	Agua	µBq	1,6518
100	Neptunium-237	Agua	µBq	87,85437
101	Nickel, ion	Agua	µg	266,9039
102	Niobium-95	Agua	µBq	13,41864
103	Nitrate	Agua	µg	344,2369
104	Nitrite	Agua	µg	53,52711
105	Nitrogen, organic bound	Agua	µg	29,23361
106	Nitrogen, total	Agua	µg	319,9645
107	Oils, unspecified	Agua	mg	6,00495
108	Organic substances, unspecified	Agua	µg	1,161714
109	PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Agua	µg	3,367874
110	Phenol	Agua	ng	92,05998
111	Phenols, unspecified	Agua	µg	63,35256
112	Phosphate	Agua	mg	3,100182
113	Phosphorus compounds, unspecified	Agua	ng	616,0014
114	Phosphorus, total	Agua	ng	246,3475
115	Phthalate, dimethyl tere-	Agua	ng	30,57813
116	Phthalate, dioctyl-	Agua	pg	240,4485
117	Phthalate, p-dibutyl-	Agua	ng	4,851634
118	Plutonium-241	Agua	mBq	135,8142
119	Plutonium-alpha	Agua	mBq	5,487448
120	Polonium-210	Agua	µBq	805,8976
121	Potassium	Agua	mg	16,7804
122	Potassium-40	Agua	mBq	1,012316
123	Potassium, ion	Agua	ng	257,7622
124	Protactinium-234	Agua	mBq	6,150175
125	Radioactive species, unspecified	Agua	mBq	325,9107
126	Radioactive species, alpha emitters	Agua	nBq	523,681
127	Radioactive species, from fission and activation	Agua	mBq	19,64076
128	Radioactive species, Nuclides, unspecified	Agua	µBq	4,242256
129	Radium-224	Agua	mBq	11,14476
130	Radium-226	Agua	Bq	25,39433
131	Radium-228	Agua	mBq	22,30572
132	Ruthenium	Agua	µg	2,391792
133	Ruthenium-103	Agua	µBq	7,918392
134	Ruthenium-106	Agua	mBq	331,6911
135	Salts, unspecified	Agua	mg	40,6868
136	Selenium	Agua	µg	262,1385
137	Silicon	Agua	µg	49,63458
138	Silver	Agua	ng	456,3954
139	Silver-110	Agua	µBq	424,0138
140	Sodium-24	Agua	µBq	728,7857
141	Sodium, ion	Agua	mg	510,0568
142	Solids, inorganic	Agua	mg	6,133003
143	Solved organics	Agua	ng	440,6375
144	Solved solids	Agua	µg	150,6558
145	Solved substances	Agua	mg	21,72464
146	Solved substances, inorganic	Agua	µg	84,76612
147	Strontium	Agua	mg	1,969614
148	Strontium-89	Agua	µBq	53,47149
149	Strontium-90	Agua	mBq	66,35548
150	Sulfate	Agua	mg	464,0679

151	Sulfide	Agua	µg	7,419898
152	Sulfur	Agua	ng	7,645346
153	Sulfur trioxide	Agua	µg	26,33319
154	Sulfuric acid	Agua	ng	345,6
155	Suspended solids, unspecified	Agua	µg	57,25651
156	Suspended substances, unspecified	Agua	µg	56,46435
157	t-Butyl methyl ether	Agua	ng	96,91281
158	Technetium-99	Agua	mBq	34,85146
159	Technetium-99m	Agua	µBq	11,13716
160	Tellurium-123m	Agua	nBq	997,8615
161	Tellurium-132	Agua	nBq	408,6938
162	Thorium-228	Agua	mBq	44,61204
163	Thorium-230	Agua	mBq	961,2148
164	Thorium-232	Agua	µBq	188,7129
165	Thorium-234	Agua	mBq	6,194777
166	Tin, ion	Agua	ng	61,24009
167	Titanium, ion	Agua	mg	3,110982
168	TOC, Total Organic Carbon	Agua	mg	17,15495
169	Toluene	Agua	µg	32,47422
170	Tributyltin	Agua	µg	1,336181
171	Triethylene glycol	Agua	µg	775,6377
172	Tungsten	Agua	µg	5,640856
173	Undissolved substances	Agua	mg	96,0213
174	Uranium-234	Agua	mBq	8,207498
175	Uranium-235	Agua	mBq	12,24762
176	Uranium-238	Agua	mBq	19,26841
177	Uranium alpha	Agua	mBq	402,4342
178	Vanadium, ion	Agua	µg	272,4061
179	VOC, volatile organic compounds as C	Agua	µg	78,05271
180	Xylene	Agua	µg	27,60623
181	Yttrium-90	Agua	µBq	2,724775
182	Zinc-65	Agua	mBq	1,537688
183	Zinc, ion	Agua	µg	608,268
184	Zirconium-95	Agua	mBq	2,826337

Emisión al suelo

No	Sustancia	Sección	Unidad	Total
1	Aluminum	Suelo	mg	1,320609
2	Arsenic	Suelo	ng	528,7204
3	Cadmium	Suelo	ng	5,902634
4	Calcium	Suelo	mg	5,287204
5	Carbon	Suelo	mg	3,989846
6	Chromium	Suelo	µg	6,605311
7	Cobalt	Suelo	ng	6,086319
8	Copper	Suelo	ng	30,41401
9	Heat, waste	Suelo	kJ	5,505593
10	Iron	Suelo	mg	2,634778
11	Lead	Suelo	ng	139,0642
12	Manganese	Suelo	µg	52,87204
13	Mercury	Suelo	ng	1,219637
14	Nickel	Suelo	ng	45,58782
15	Nitrogen	Suelo	ng	430,3037
16	Nitrogen, total	Suelo	ng	49,06866
17	Oils, biogenic	Suelo	µg	5,34687

18	Oils, unspecified	Suelo	µg	202,3163
19	Phosphorus	Suelo	µg	67,39485
20	Phosphorus, total	Suelo	ng	16,40096
21	Sulfur	Suelo	µg	792,2974
22	Zinc	Suelo	µg	20,19437

Flujo final de residuos

No	Sustancia	Sección	Unidad	Total
1	Chemical waste, inert	Desecho	µg	173,2358
2	Chemical waste, regulated	Desecho	µg	92,62056
3	Chemical waste, unspecified	Desecho	ng	8,91648
4	Coal tailings	Desecho	µg	30,27257
5	Compost	Desecho	ng	14,06864
6	Construction waste	Desecho	ng	668,2468
7	Dross	Desecho	ng	907,2
8	Dust, unspecified	Desecho	µg	125,7049
9	Metal waste	Desecho	µg	3,965941
10	Mineral waste	Desecho	µg	403,9755
11	Oil waste	Desecho	µg	444,4396
12	Packaging waste, paper and board	Desecho	µg	30,65133
13	Packaging waste, plastic	Desecho	pg	0,200469
14	Packaging waste, wood	Desecho	pg	4,844154
15	Plastic waste	Desecho	µg	160,4479
16	Process waste	Desecho	µg	58,6656
17	Production waste, not inert	Desecho	mg	1,257007
18	Slags	Desecho	mg	27,34869
19	Slags and ashes	Desecho	mg	1,211342
20	Waste in incineration	Desecho	µg	53,43802
21	Waste returned to mine	Desecho	mg	1,256845
22	Waste to recycling	Desecho	µg	120,2761
23	Waste, final, inert	Desecho	mg	21,75056
24	Waste, industrial	Desecho	µg	-87,3636
25	Waste, inorganic	Desecho	mg	1,307356
26	Waste, nuclear, high active/m3	Desecho	mm3	6,7E-05
27	Waste, nuclear, low and medium active/m3	Desecho	mm3	0,014159
28	Waste, solid	Desecho	µg	-566,182
29	Waste, unspecified	Desecho	µg	48,53397
30	Wood waste	Desecho	µg	29,6077
31	Zinc waste	Desecho	µg	20,16

ANEXO III: FACTORES DE CARACTERIZACIÓN POR SUSTANCIA SEGÚN CATEGORÍA. ECOINDICATOR-99

Categoría: Cancerígenos

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		DALY	8,14E-09
Acetaldehyde	Aire	DALY	4,19E-15
Arsenic	Aire	DALY	3,07E-10
Benzene	Aire	DALY	1,94E-12
Benzene, hexachloro-	Aire	DALY	6,12E-15
Benzo(a)pyrene	Aire	DALY	2,25E-12
Cadmium	Aire	DALY	4,81E-10
Chloroform	Aire	DALY	3,58E-15
Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Aire	DALY	1,12E-11
Ethane, 1,2-dichloro-	Aire	DALY	1,06E-14
Ethene, chloro-	Aire	DALY	1,75E-16
Ethylene oxide	Aire	DALY	9E-19
Formaldehyde	Aire	DALY	2,64E-13
Metals, unspecified	Aire	DALY	3,61E-13
Methane, dichloro-, HCC-30	Aire	DALY	2,94E-15
Methane, tetrachloro-, CFC-10	Aire	DALY	1,95E-12
Nickel	Aire	DALY	3,85E-12
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Aire	DALY	3,37E-12
Phenol, pentachloro-	Aire	DALY	2,3E-16
Styrene	Aire	DALY	5,45E-26
Arsenic, ion	Agua	DALY	6,86E-09
Benzene	Agua	DALY	1,58E-13
Cadmium, ion	Agua	DALY	2,94E-10
Chloroform	Agua	DALY	4,21E-14
Chromium VI	Agua	DALY	2,02E-19
Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Agua	DALY	1,49E-10
Ethene, chloro-	Agua	DALY	5,65E-19
Ethene, tetrachloro-	Agua	DALY	3,3E-18
Formaldehyde	Agua	DALY	8,99E-16
Metallic ions, unspecified	Agua	DALY	9,49E-14
Methane, dichloro-, HCC-30	Agua	DALY	4,58E-15
Methane, tetrachloro-, CFC-10	Agua	DALY	8,84E-15
Nickel, ion	Agua	DALY	1,84E-17
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Agua	DALY	8,76E-12
Phthalate, dioctyl-	Agua	DALY	1,6E-16
Arsenic	Suelo	DALY	6,98E-12
Cadmium	Suelo	DALY	2,35E-14
Nickel	Suelo	DALY	1,92E-19

Categoría: Cambio climático

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		DALY	3,98E-08
Butane	Aire	DALY	3,2E-12
Carbon dioxide	Aire	DALY	3,56E-08
Carbon monoxide	Aire	DALY	6,65E-11

Chloroform	Aire	DALY	1,13E-16
Dinitrogen monoxide	Aire	DALY	2,64E-10
Ethane, 1,1,1,2-tetrafluoro-, HFC-134a	Aire	DALY	-1,4E-25
Ethane, 1,2-dichloro-1,1,2,2-tetrafluoro-, CFC-114	Aire	DALY	2,64E-11
Ethane, hexafluoro-, HFC-116	Aire	DALY	1,73E-12
Methane	Aire	DALY	3,79E-09
Methane, bromotrifluoro-, Halon 1301	Aire	DALY	-1,3E-11
Methane, chlorodifluoro-, HCFC-22	Aire	DALY	2,35E-14
Methane, chlorotrifluoro-, CFC-13	Aire	DALY	1,45E-13
Methane, dichloro-, HCC-30	Aire	DALY	1,28E-14
Methane, dichlorodifluoro-, CFC-12	Aire	DALY	1,04E-13
Methane, dichlorofluoro-, HCFC-21	Aire	DALY	7,08E-13
Methane, tetrachloro-, CFC-10	Aire	DALY	-6,1E-13
Methane, tetrafluoro-, CFC-14	Aire	DALY	1,09E-11
Methane, trichlorofluoro-, CFC-11	Aire	DALY	7,62E-14
Propane	Aire	DALY	6,77E-12

Categoría: Ecotoxicidad

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		PDF*m2yr	0,001815
Arsenic	Aire	PDF*m2yr	7,4E-06
Benzene	Aire	PDF*m2yr	2,14E-09
Benzene, hexachloro-	Aire	PDF*m2yr	2,88E-12
Benzo(a)pyrene	Aire	PDF*m2yr	8,02E-08
Cadmium	Aire	PDF*m2yr	3,43E-05
Chromium	Aire	PDF*m2yr	9,36E-05
Copper	Aire	PDF*m2yr	5,42E-05
Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Aire	PDF*m2yr	8,24E-09
Fluoranthene	Aire	PDF*m2yr	9,89E-12
Lead	Aire	PDF*m2yr	0,000197
Mercury	Aire	PDF*m2yr	8,59E-06
Metals, unspecified	Aire	PDF*m2yr	1,32E-07
Nickel	Aire	PDF*m2yr	0,000637
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Aire	PDF*m2yr	1,55E-11
Phenol, pentachloro-	Aire	PDF*m2yr	4,25E-13
Toluene	Aire	PDF*m2yr	1,08E-10
Zinc	Aire	PDF*m2yr	0,000563
Arsenic, ion	Agua	PDF*m2yr	1,19E-06
Benzene	Agua	PDF*m2yr	1,84E-09
Cadmium, ion	Agua	PDF*m2yr	1,98E-06
Chromium	Agua	PDF*m2yr	6,71E-08
Chromium VI	Agua	PDF*m2yr	1,68E-08
Chromium, ion	Agua	PDF*m2yr	3,7E-05
Copper, ion	Agua	PDF*m2yr	3,91E-05
Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Agua	PDF*m2yr	1,38E-08
Lead	Agua	PDF*m2yr	2,76E-06
Mercury	Agua	PDF*m2yr	1,03E-07
Metallic ions, unspecified	Agua	PDF*m2yr	7,93E-10
Nickel, ion	Agua	PDF*m2yr	3,82E-05
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Agua	PDF*m2yr	7,07E-12
Phthalate, dioctyl-	Agua	PDF*m2yr	1,53E-13

Toluene	Agua	PDF*m2yr	5,62E-09
Zinc, ion	Agua	PDF*m2yr	9,91E-06
Arsenic	Suelo	PDF*m2yr	3,23E-07
Cadmium	Suelo	PDF*m2yr	5,87E-08
Chromium	Suelo	PDF*m2yr	2,8E-05
Copper	Suelo	PDF*m2yr	4,56E-08
Lead	Suelo	PDF*m2yr	1,79E-09
Mercury	Suelo	PDF*m2yr	2,05E-09
Nickel	Suelo	PDF*m2yr	3,34E-07
Zinc	Suelo	PDF*m2yr	6,02E-05

Categoría: Eutrofización/Acidificación

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		PDF*m2yr	0,002168
Ammonia	Aire	PDF*m2yr	5,01E-06
Nitrogen dioxide	Aire	PDF*m2yr	1,01E-05
Nitrogen oxides	Aire	PDF*m2yr	0,001358
Sulfur dioxide	Aire	PDF*m2yr	6,57E-06
Sulfur oxides	Aire	PDF*m2yr	0,000788

Categoría: Recursos fósiles

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		MJ surplus	0,312315
Coal, 18 MJ per kg, in ground	Crudo	MJ surplus	0,004991
Coal, 29.3 MJ per kg, in ground	Crudo	MJ surplus	6,57E-05
Energy, from coal	Crudo	MJ surplus	1,51E-06
Energy, from gas, natural	Crudo	MJ surplus	0,000158
Energy, from oil	Crudo	MJ surplus	0,000182
Gas, mine, off-gas, process, coal mining/kg	Crudo	MJ surplus	0,001495
Gas, natural, 30.3 MJ per kg, in ground	Crudo	MJ surplus	0,000723
Gas, natural, 35 MJ per m3, in ground	Crudo	MJ surplus	0,275895
Gas, natural, 36.6 MJ per m3, in ground	Crudo	MJ surplus	1,25E-06
Oil, crude, 41 MJ per kg, in ground	Crudo	MJ surplus	5,48E-05
Oil, crude, 42.6 MJ per kg, in ground	Crudo	MJ surplus	0,028079
Oil, crude, 42.7 MJ per kg, in ground	Crudo	MJ surplus	0,000669

Categoría: Uso tierra

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		PDF*m2yr	0,003457
Uso suelo II-III	Crudo	PDF*m2yr	0,002741
Uso suelo II-IV	Crudo	PDF*m2yr	0,000177
Uso suelo III-IV	Crudo	PDF*m2yr	0,00032
Uso suelo IV-IV	Crudo	PDF*m2yr	7,01E-07
Occupation, arable	Crudo	PDF*m2yr	3,22E-06
Occupation, forest	Crudo	PDF*m2yr	3,47E-11
Occupation, industrial area	Crudo	PDF*m2yr	0,000117
Occupation, traffic area	Crudo	PDF*m2yr	1,88E-06
Occupation, urban, continuously built	Crudo	PDF*m2yr	6,04E-06
Transformation, to industrial area	Crudo	PDF*m2yr	8,18E-05
Transformation, to urban, continuously built	Crudo	PDF*m2yr	8,75E-06

Categoría: Recursos minerales

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		MJ surplus	0,00219
Bauxite, in ground	Crudo	MJ surplus	3,97E-05
Chromium, in ground	Crudo	MJ surplus	1,04E-05
Copper, in ground	Crudo	MJ surplus	0,001612
Iron ore, in ground	Crudo	MJ surplus	1,82E-10
Iron, in ground	Crudo	MJ surplus	0,000274
Lead, in ground	Crudo	MJ surplus	1,08E-05
Manganese, in ground	Crudo	MJ surplus	1,07E-06
Mercury, in ground	Crudo	MJ surplus	3,37E-09
Molybdenum, in ground	Crudo	MJ surplus	1,92E-05
Nickel, in ground	Crudo	MJ surplus	0,000218
Tin, in ground	Crudo	MJ surplus	4,79E-06
Zinc, in ground	Crudo	MJ surplus	2,58E-07

Categoría: Capa de ozono

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		DALY	3,73E-11
Ethane, 1,2-dichloro-1,1,2,2-tetrafluoro-, CFC-114	Aire	DALY	1,08E-11
Methane, bromotrifluoro-, Halon 1301	Aire	DALY	2,24E-11
Methane, chlorodifluoro-, HCFC-22	Aire	DALY	3,53E-15
Methane, chlorotrifluoro-, CFC-13	Aire	DALY	4,89E-14
Methane, dichlorodifluoro-, CFC-12	Aire	DALY	6,43E-14
Methane, dichlorofluoro-, HCFC-21	Aire	DALY	6,76E-13
Methane, tetrachloro-, CFC-10	Aire	DALY	2,94E-12
Methane, trichlorofluoro-, CFC-11	Aire	DALY	3,64E-13

Categoría: Radiación

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		DALY	2,15E-09
Carbon-14	Aire	DALY	2,09E-10
Cesium-134	Aire	DALY	4,69E-15
Cesium-137	Aire	DALY	9,93E-15
Cobalt-58	Aire	DALY	4,15E-18
Cobalt-60	Aire	DALY	3,35E-16
Hydrogen-3, Tritium	Aire	DALY	9,91E-14
Iodine-129	Aire	DALY	2,81E-12
Iodine-131	Aire	DALY	1,76E-16
Iodine-133	Aire	DALY	1,06E-18
Krypton-85	Aire	DALY	7,18E-12
Lead-210	Aire	DALY	3,6E-14
Plutonium-238	Aire	DALY	1,62E-19
Plutonium-alpha	Aire	DALY	2,75E-15
Polonium-210	Aire	DALY	6,11E-14
Radium-226	Aire	DALY	1,42E-14
Radon-222	Aire	DALY	1,79E-09
Thorium-230	Aire	DALY	1,66E-13
Uranium-234	Aire	DALY	3,87E-13
Uranium-235	Aire	DALY	4,06E-15
Uranium-238	Aire	DALY	6,81E-14
Xenon-133	Aire	DALY	3,99E-15

Xenon-133m	Aire	DALY	5,24E-18
Americium-241	Agua	DALY	0
Antimony-124	Agua	DALY	3,46E-16
Antimony-125	Agua	DALY	0
Carbon-14	Agua	DALY	0
Cesium-134	Agua	DALY	9,78E-12
Cesium-137	Agua	DALY	1,1E-10
Cobalt-58	Agua	DALY	3,67E-16
Cobalt-60	Agua	DALY	1,38E-11
Curium alpha	Agua	DALY	0
Hydrogen-3, Tritium	Agua	DALY	9,23E-13
Iodine-129	Agua	DALY	0
Iodine-131	Agua	DALY	5,42E-17
Manganese-54	Agua	DALY	1,46E-14
Plutonium-alpha	Agua	DALY	0
Radium-226	Agua	DALY	3,3E-12
Ruthenium-106	Agua	DALY	0
Silver-110	Agua	DALY	2,16E-16
Strontium-90	Agua	DALY	0
Uranium-234	Agua	DALY	1,97E-14
Uranium-235	Agua	DALY	2,82E-14
Uranium-238	Agua	DALY	4,43E-14

Categoría: Respiración inorgánicas

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		DALY	9,17E-08
Ammonia	Aire	DALY	2,74E-11
Nitrogen dioxide	Aire	DALY	1,57E-10
Nitrogen oxides	Aire	DALY	2,11E-08
Particulates	Aire	DALY	2,14E-12
Particulates, < 10 um	Aire	DALY	1,14E-11
Particulates, < 10 um (mobile)	Aire	DALY	4,08E-10
Particulates, < 10 um (stationary)	Aire	DALY	1,47E-08
Particulates, SPM	Aire	DALY	1,35E-08
Sulfur dioxide	Aire	DALY	3,44E-10
Sulfur oxides	Aire	DALY	4,13E-08

Categoría: Respiración orgánicas

Sustancia	Compartimento	Unidad	Total
Total of all compartments		DALY	1,27E-10
Acetaldehyde	Aire	DALY	2,64E-14
Acetic acid	Aire	DALY	6,89E-14
Acetone	Aire	DALY	3,61E-15
Acrolein	Aire	DALY	3,22E-18
Aldehydes, unspecified	Aire	DALY	1,52E-15
Benzaldehyde	Aire	DALY	9,11E-19
Benzene	Aire	DALY	3,64E-13
Benzene, ethyl-	Aire	DALY	1,72E-13
Benzene, pentachloro-	Aire	DALY	4,17E-19
Benzo(a)pyrene	Aire	DALY	1,19E-15
Butane	Aire	DALY	3,86E-12
Butene	Aire	DALY	7,92E-14
Chloroform	Aire	DALY	6,73E-18

Dioxins, measured as 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin	Aire	DALY	1,31E-19
Ethane	Aire	DALY	7,81E-12
Ethane, 1,2-dichloro-	Aire	DALY	1,25E-16
Ethanol	Aire	DALY	2,98E-14
Ethene	Aire	DALY	1,81E-12
Ethyne	Aire	DALY	8,07E-16
Fluorine	Aire	DALY	3,95E-15
Formaldehyde	Aire	DALY	2,96E-13
Heptane	Aire	DALY	9,85E-14
Hexane	Aire	DALY	1,89E-13
Hydrocarbons, aliphatic, alkanes, unspecified	Aire	DALY	2,32E-13
Hydrocarbons, aliphatic, alkenes, unspecified	Aire	DALY	2,43E-13
Hydrocarbons, aromatic	Aire	DALY	2,22E-14
Hydrocarbons, chlorinated	Aire	DALY	2,66E-17
Hydrocarbons, halogenated	Aire	DALY	1,6E-22
Hydrocarbons, unspecified	Aire	DALY	1,25E-12
Methane	Aire	DALY	1,1E-11
Methane, bromotrifluoro-, Halon 1301	Aire	DALY	6,21E-16
Methane, dichloro-, HCC-30	Aire	DALY	9,78E-16
Methane, dichlorofluoro-, HCFC-21	Aire	DALY	5,63E-15
Methane, tetrachloro-, CFC-10	Aire	DALY	8,16E-16
Methanol	Aire	DALY	1,03E-14
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	Aire	DALY	9,13E-11
PAH, polycyclic aromatic hydrocarbons	Aire	DALY	4,16E-14
Pentane	Aire	DALY	2,19E-12
Phenol	Aire	DALY	2,3E-14
Phenol, pentachloro-	Aire	DALY	6,71E-20
Propane	Aire	DALY	4,12E-12
Propene	Aire	DALY	8,5E-14
Propionic acid	Aire	DALY	1,09E-14
t-Butyl methyl ether	Aire	DALY	3,93E-16
Toluene	Aire	DALY	6,13E-13
VOC, volatile organic compounds	Aire	DALY	1,27E-14
Xylene	Aire	DALY	1,08E-12

ANEXO IV: CARACTERIZACIÓN DE LOS IMPACTOS EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN POR kWh. ECOINDICATOR-99

Categoría de impacto	Unidad	Campo Solar	Torre	Edificios	Almacenamiento	Bloque potencia
Cancerígenos	DALY	1,02E-09	5,55E-12	1,93E-10	1,02E-10	5,31E-11
Resp. Orgánicos	DALY	6,57E-12	4,15E-14	8,37E-13	2,18E-12	3,70E-13
Resp. Inorgánicos	DALY	1,04E-08	2,08E-10	4,56E-09	2,62E-09	6,19E-10
Cambio climático	DALY	1,50E-09	8,85E-12	1,24E-10	3,07E-10	9,55E-11
Radiación	DALY	3,80E-11	1,87E-13	1,44E-12	5,35E-12	2,49E-12
Capa de ozono	DALY	1,81E-12	1,02E-14	1,33E-13	4,86E-13	1,25E-13
Ecotoxicidad	PDF*m2yr	0,00055608	3,11E-06	2,48E-05	6,32E-05	3,43E-05
Acidificación/ Eutrofización	PDF*m2yr	8,92E-05	7,03E-07	1,43E-05	4,88E-05	1,25E-05
Uso suelo	PDF*m2yr	0,00019431	3,01E-06	6,59E-05	7,09E-05	6,42E-06
Minerales	MJ surplus	0,00103461	1,07E-06	8,10E-06	0,00018	7,95E-05
Comb. Fósiles	MJ surplus	0,0052199	3,44E-05	0,00094069	0,00146489	0,00030392

ANEXO V: CARACTERIZACIÓN DE LOS IMPACTOS EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN POR kWh. CML 2000

Categoría de impacto	Unidad	Campo Solar	Torre	Edificios	Almacenamiento	Bloque potencia
Agotamiento Rec. Abióticos	kg Sb eq	6,71345E-05	3,97E-07	5,61596E-06	1,19E-05	3,9197E-06
Acidificación	kg SO2 eq	3,0208E-05	1,74E-07	2,73884E-06	2,34E-05	9,85834E-06
Eutrofización	kg PO4--- eq	1,92741E-06	1,57E-08	3,12517E-07	7,34E-07	1,18164E-07
Calentamiento global	kg CO2 eq	0,00720731	4,25E-05	0,000592927	0,001468	0,000457078
Capa de ozono	kg CFC-11 eq	1,7042E-09	9,51E-12	1,20604E-10	4,51E-10	1,18445E-10
Toxicidad humana	kg 1,4-DB eq	0,004884386	2,7E-05	0,000282184	0,000713	0,000395168
Ecotox. agua dulce	kg 1,4-DB eq	0,000772366	4,22E-06	4,68357E-05	7,96E-05	4,49405E-05
Ecotox. agua marina	kg 1,4-DB eq	2,272604734	0,012349	0,100746305	0,259715	0,133164224
Ecotox.terrestre	kg 1,4-DB eq	2,2095E-05	1,22E-07	1,08438E-06	5,66E-06	1,71077E-06
Foto-oxidación química	kg C2H4	3,77543E-06	2,11E-08	2,17809E-07	1,56E-06	5,18798E-07

ANEXO VI: ELEMENTOS DEL CICLO AGUA-VAPOR [12]

- Válvulas de bypass.

Son dos, de alta presión y de baja presión, su función es simular a la turbina, ya que a la salida de estas debe haber la misma presión y temperatura que si el vapor hubiera atravesado la turbina, para ajustar la presión se ayudan de una expansión, pero la temperatura es más alta: por ello deben tener un atemperador, también deben evacuar todo el caudal de forma constante, el ajuste de estas válvulas es muy sensible, debe estar coordinado con la válvula de admisión a la turbina, el commissioning de esta válvula es muy delicado [12].

- El condensador.

Esta situado a la salida de la turbina de vapor de baja presión su función principal es condensar el vapor, también se aprovecha en este punto para eliminar gases incondensables y nocivos ya que algunos son muy corrosivos como el oxígeno, se eliminan por métodos físico o químicos. La turbina va unida al condensador a través de una junta de expansión, además el condensador esta protegido contra las sobre presiones con sus correspondientes válvulas, también tiene protección catódica para evitar su corrosión.

Existen diferentes configuraciones de salida de la turbina al condensador pueden ser en dirección axial o radial, según la salida del vapor sea en la dirección del eje o en la dirección radial, la principales ventajas de la salida axial son una menor altura de cimentación y más eficiencia, su inconveniente es la dificultad para el acceso a uno de los cojinetes. Si la salida es radial su principal ventaja es la facilidad constructiva y sus inconvenientes son la gran altura de la cimentación y el mayor coste de la obra civil.

Los gases condensables son el 99 % del total, para su condensación se emplea agua fría que se hace pasar por un haz tubular del condensador, a una temperatura menor que la temperatura de saturación. Para la eliminación de los gases incondensables que son el otro 1% se utilizan dos sistemas o bien bombas de vacío eléctricas, que pueden ser de lóbulos rotativos, anillo líquido o de pistón oscilante y también se pueden utilizar eyectores de vapor. Los

eyectores de vapor se basan en el principio de Bernouilli y su principal ventaja es que son simples.

- Extracciones de la turbina.

En la turbina existen diferentes tomas por donde se saca vapor para ser usado principalmente en el condensador y en el desgasificador para eliminar los gases incondensables y para precalentar el agua. Dependiendo de la zona de la turbina de donde se saque el vapor este tendrá unos valores de presión y temperatura determinados.

- Precalentadores.

Son intercambiadores de carcasa-tubos, en forma de U, su función es precalentar el agua del desgasificador, lo precalientan por medio del vapor que se extrae de las turbinas.

- El desgasificador.

Su función consiste en eliminar los gases que no ha sido posible eliminar en el condensador, principalmente oxígeno y dióxido de carbono, lo hace por medio de una desgasificación térmica, complementaria de la desgasificación del condensador, de la adición de productos secuestrantes de oxígeno y también se encarga de precalentar el agua aprovechando la desgasificación térmica. La desgasificación térmica es más efectiva que la desgasificación química, que también se realiza en el condensador, se basa en que el oxígeno es menos soluble en el agua caliente, por lo que al aumentar la temperatura se desprende, algunas plantas no tienen este elemento, la desgasificación se realiza en el condensador, para ello el condensador esta equipado con unas boquillas en el fondo para calentar el agua con vapor procedente de la línea de vapor vivo.

- Bombas de alimentación.

Son las bombas encargadas de impulsar el agua desde el depósito de agua de alimentación al generador de vapor, elevando su presión a la de trabajo.

Normalmente son bombas centrífugas multietapa, varias bombas centrífugas en serie, y generalmente están duplicadas como medida de seguridad.

El principal problema que pueden sufrir estas bombas es el de la cavitación, ya que cuando la presión baja el líquido puede vaporizarse, las burbujas formadas en la aspiración de la bomba crecen y explotan, provocando cráteres, vibraciones, y un desgaste acelerado de la voluta y del rodete, para evitar la cavitación, hay que asegurar que el NPSH (altura mínima de aspiración) sea el correcto, también hay que asegurar que la entrada de líquido no está estrangulada y es suficiente.

- Bombas de condensado.

Son las bombas encargadas de enviar el agua condensada del condensador al depósito de agua de alimentación

- La turbina

La turbina de vapor de una planta de cogeneración es un equipo sencillo y, como máquina industrial, es una máquina madura, bien conocida y muy experimentada. Se conoce casi todo de ella. Más del 70 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbinas de vapor. El funcionamiento es muy sencillo: se introduce vapor a una temperatura y presión determinadas y este vapor hace girar unos álabes unidos a un eje rotor; a la salida de la turbina, el vapor que se introdujo tiene una presión y una temperatura inferior. Parte de la energía perdida por el vapor se emplea en mover el rotor. Necesita también de unos equipos auxiliares muy sencillos, como un sistema de lubricación, de refrigeración, unos cojinetes de fricción, un sistema de regulación y control, y poco más.

La turbina es un equipo tan conocido y tan robusto que si no se hacen barbaridades con él tiene una vida útil larga y exenta de problemas.

Existen varias clasificaciones de las turbinas dependiendo del criterio utilizado, aunque los tipos fundamentales que nos interesan son:

- Según el número de etapas o escalonamientos:

1) Turbinas monoetapa, son turbinas que se utilizan para pequeñas y medianas potencias.

2) Turbinas multietapa, aquellas en las que la demanda de potencia es muy elevada, y además interesa que el rendimiento sea muy alto.

- Según la presión del vapor de salida:

1) Contrapresión, en ellas el vapor de escape es utilizado posteriormente en el proceso.

2) Escape libre, el vapor de escape va hacia la atmósfera. Este tipo de turbinas despilfarra la energía pues no se aprovecha el vapor de escape en otros procesos como calentamiento, etc.

3) Condensación, en las turbinas de condensación el vapor de escape es condensado con agua de refrigeración. Son turbinas de gran rendimiento y se emplean en máquinas de gran potencia.

- Según la forma en que se realiza la transformación de energía térmica en energía mecánica:

1) Turbinas de acción, en las cuales la transformación se realiza en los álabes fijos.

2) Turbinas de reacción, en ellas dicha transformación se realiza a la vez en los álabes fijos y en los álabes móviles.

- Según la dirección del flujo en el rodete.

1) Axiales, el paso de vapor se realiza siguiendo la dirección del eje de la turbina. Es el caso más normal.

2) Radiales, el paso de vapor se realiza siguiendo todas las direcciones perpendiculares al eje de la turbina.

- Turbinas con y sin extracción.

En las turbinas con extracción se extrae una corriente de vapor de la turbina antes de llegar al escape.

- Ciclo Rankine

El alma de todo este proceso es el ciclo termodinámico que hace posible la transformación de la energía térmica en energía mecánica, y posteriormente en eléctrica. Este como ya se ha comentado es el ciclo Rankine:

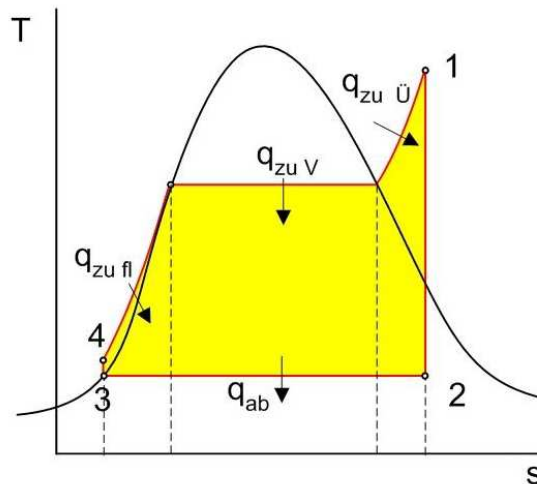


Figura 38. Diagrama T-S ciclo Rankine

El ciclo Rankine está caracterizado por 4 etapas por las que el fluido de trabajo pasa para transformar el calor en trabajo:

Etapa 1-2: Expansión del fluido de trabajo en la turbina desde la presión de la caldera o intercambiador de calor hasta la presión del condensador. Esta fase genera la potencia \dot{W} necesaria para que el generador eléctrico produzca electricidad.

$$\frac{\dot{W}_{turbina}}{\dot{m}} = h_1 - h_2$$

Etapa 2-3: Esta fase tiene lugar en el condensador. Pérdida de calor desde el fluido de trabajo hacia el circuito de refrigeración con el fin de que este fluido alcance el estado de líquido saturado.

$$\frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{m}} = h_2 - h_3$$

Etapa 3-4: Compresión isentrópica del fluido de trabajo en fase líquida mediante una bomba, para ello se suministra potencia al proceso. La presión del fluido se aumenta hasta los valores de la caldera (o intercambiador de calor en el caso de termosolares de sales fundidas, por ejemplo).

$$\frac{\dot{W}_{bomba}}{\dot{m}} = h_4 - h_3$$

Etapa 4-1: Transmisión de calor a presión constante sobre el fluido de trabajo. Este proceso tiene lugar en una caldera o intercambiador de calor. En un primer tramo del proceso el fluido de trabajo se calienta hasta la temperatura de saturación, luego tiene lugar el cambio de fase líquido-vapor y finalmente se obtiene vapor sobrecalentado, el cual será el que mueva la turbina en la fase posterior.

$$\frac{\dot{Q}_{in}}{\dot{m}} = h_1 - h_4$$

Sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos de las centrales termosolares son iguales al resto de centrales, un generador acoplado a la turbina, y un transformador para adecuar la tensión del generador a la tensión de red.

Los componentes que siguen a una central de este tipo son:

- Generador eléctrico:

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generara una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Para poder mover el generador se usa la energía generada en la combustión o la procedente de la captación solar, que a través de la turbina se convierte en un movimiento rotativo, el cual es transmitido por la turbina al generador a través del rotor.

El generador también puede ser usado en el arranque de la central como motor para mover la turbina y el compresor hasta que se alcance la velocidad necesaria para poder empezar a introducir combustible en la cámara de combustión y que sea la turbina la que arrastre al generador y al compresor, empezando entonces nuestra central a producir energía eléctrica.

El generador suele ser trifásico, esto quiere decir que produce un conjunto de tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud y por consiguiente, valor eficaz, que presentan diferencia de fase entre ellas de 120° , y están dadas en un orden determinado.

- Subestación

Una subestación eléctrica es usada para la transformación de la tensión de red o del generador a una tensión adecuada a las necesidades. En el caso de las centrales productoras lo se hace normalmente es elevar la tensión que esta dando el generador hasta la tensión de la red de distribución a la que se este conectado, puede luego haber otras subestaciones encargadas de elevar a un más la tensión para las líneas de distribución de larga distancia o disminuirla para el consumo. Lo que se consigue al elevar las tensiones es disminuir la intensidad que circula por las líneas obteniendo con ello una de reducción de perdidas y que la sección de los conductores sea menor con el consiguiente ahorro económico.

- Transformador

El transformador de tensión es el principal elemento de la subestación, es el encargado de convertir el valor de la tensión del generador en el valor de la tensión de la red donde volcamos la energía producida, por lo que es un punto crítico al ser por donde sale toda la energía eléctrica.

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

Los transformadores suelen ir encapsulados y bañados en aceites minerales para su refrigeración y aislamiento, ya que suelen calentarse por las corrientes eléctricas que circulan a través de ellos. Se debe tener especial cuidado con los aumentos de temperatura, para no sobrepasar ciertos limites ya que se podrían provocar altas presiones dentro de la carcasa del transformador e incluso explosiones que podrían acarrear serios problemas al estar el aceite

implicado. Los grandes transformadores de las centrales tienen sus propios sistemas de refrigeración para evitar estos posibles problemas.

- Líneas de distribución

Para la distribución de la energía eléctrica se suelen usar dos tipos de líneas eléctricas, según se requiera por condiciones económicas, de seguridad o estéticas:

- Líneas Aéreas, son las típicas líneas en las que los cables van colgados de postes ya sean de madera o de metal, se suelen usar para reducir costes, ya que nos ahorramos el coste del aislante al ir los cables desnudos, siendo el aislante el propio aire que separa las fases, y los costes que supondría tener que hacer las canalizaciones en el suelo, otra ventaja es que es más fácil ver donde se ha roto la línea. Los problemas que pueden presentar son el peligro de choque contra ellas por parte de aeronaves y aves, por lo que estas líneas deben tener boyas para que se vean. Se suelen usar en las redes de distribución de larga distancia y en zonas no habitadas.

- Líneas Enterradas, en este caso los cables están recubiertos por sus correspondientes aislantes, y van a través de canalizaciones que pueden ser tubos de plástico o metálicos, canales de cemento, zanjas excavadas en la tierra, colgados de paredes en túneles. Las desventajas son que se disipa peor el calor por lo que hay que utilizar secciones mayores de cable, puede ser difícil encontrar un avería, hay que hacer una obra civil mayor por lo que aumentan los costes y pueden ser seccionados al realizar obras con excavadoras sino se sabe bien su localización o no han sido marcados adecuadamente. Se suelen usar en zonas habitadas para evitar riesgos y por cuestiones estéticas.

- Sistema de respaldo

Los sistemas de respaldo son normalmente generadores diesel empleados en casos de averías o accidentes que dejen la instalación sin suministro de electricidad de la red, con ellos se consigue operar bajo mínimos, para poder

operar o parar la instalación de forma segura, hasta que se subsane el problema. Se suelen usar generadores con motores diesel ya que tienen un tiempo de reacción muy corto y los hay en un amplio rango de potencias, para casos puntuales y consumos pequeños se pueden utilizar baterías ya que no tienen tiempo de espera entre que se corta la electricidad y entran las baterías, ya que con los generadores diesel hay un pequeño de tiempo de reacción hasta que entran funcionar.