



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

INGENIERÍA EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA
CENTRAL TERMOSOLAR.**

José Luis Rivero Fuentes

Cádiz, 20 de Febrero 2011



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

INGENIERÍA EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

ESTUDIO DE VIABILIDAD TECNICO-ECONÓMICA DE UNA
CENTRAL TERMOSOLAR.

DEPARTAMENTO: ORGANIZACIÓN DE EMPRESAS

DIRECTOR DEL PROYECTO: ÁNGEL CERVERA PAZ

AUTOR DEL PROYECTO: JOSÉ LUIS RIVERO FUENTES

Cádiz, 20 de Febrero 2012

Fdo: José Luis Rivero Fuentes

Deseo expresar mi profundo agradecimiento a:

Mi esposa M^a Paz por apoyarme todos estos años sin condiciones. A mis hijos Carmen y Francisco espero que el esfuerzo que ven en sus padres para conseguir sus objetivos, les sirvan de motivación en su vida.

Mis Profesores de la Escuela Superior de Ingeniería, por darme un punto de vista diferente de las cosas y por haber contribuido a que mantuviera el interés por finalizar estos estudios.

Mi Profesor, Director del Proyecto, D. Ángel Cervera Paz por su apoyo.

Mis amigos; José Angel, Curro, José Antonio, Diego, Daniel. Que aunque no nos vemos mucho siempre están ahí.

Mis compañeros, Felipe, Carmen, M^a José, Severo, David y Luis por compartir desde el primer día de clase buenos momentos y tener apoyo mutuo para llegar al final.



ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR.

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

Índice capítulo 1: Memoria.

	pag.
0 Hoja de identificación.	21
0.1 Título del Proyecto.	21
0.2 Emplazamiento.	21
0.3 Peticionario.	21
0.4 Autor del Proyecto.	21
1 Objeto.	22
2 Alcance.	23
3 Antecedentes.	24
3.1 Introducción y justificación del uso de la energía termosolar.	24
3.2 Situación Energética actual en España.	29
3.3 Desarrollo de centrales termosolares en España.	38
3.4 Situación internacional de la energía termosolar.	41
3.5 Tecnologías termosolares existentes.	47
3.5.1 Disco Stirling.	47
3.5.2 Tecnología de Torre.	47
3.5.3 Tecnología cilindro-parabólica.	50
3.5.4 Reflectores lineales Fresnel.	53
3.6 Plan estratégico.	55
3.6.1 Misión.	55
3.6.2 Visión.	57
3.6.2 Visión.	57
3.6.3 Modelo de negocio.	58
3.6.4 Gestión de la energía termosolar en la red eléctrica.	58
3.6.5 Análisis del entorno sectorial.	59
3.6.5.1 Análisis PEST.	60
3.6.5.2 Análisis de la competencia en el sector: Modelo de Porter.	61
3.6.5.3 Análisis DAFO.	62
3.7 Análisis interno.	63
3.7.1 Análisis funcional.	63
3.7.2 Análisis del promotor.	65
3.8 Cadena de valor.	66
3.9 Plan de operaciones.	68
3.10 Plan de recursos humanos.	68
3.10.1 Organigrama y descripción de los puestos de trabajo.	69
3.11 Plan de financiación.	71

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

4	Normas y referencias.	72
4.1	Disposiciones legales y normas aplicables.	75
4.1.1	Normas.	75
4.1.2	Seguridad y salud.	76
4.1.3	Medioambiente.	76
4.1.4	Legislación Europea.	76
4.1.5	Legislación Española.	77
4.1.6	Legislación Andaluza.	77
4.2	Bibliografía	78
4.3	Páginas web	81
4.4	Programas y herramientas de diseño.	82
5	Definiciones y abreviaturas.	82
6	Requisitos de diseño.	94
6.1	Hipótesis de partida.	94
6.1.1	Mercado diario e interdiario.	94
6.1.2	Valor de la energía eléctrica en el mercado.	97
6.1.3	Valor económico de los fallos de predicción.	97
7	Análisis de soluciones. Diseño de una planta termosolar.	99
7.1	Descripción del emplazamiento seleccionado.	99
7.2	Elección del tamaño de la planta.	104
7.3	Condiciones del Terreno.	105
7.3.1	Obra Civil.	105
7.3.1.1	Movimiento de tierras.	105
7.3.1.2	Cimentación.	106
7.3.1.3	Bancada.	106
7.3.1.4	Zanjas.	107
7.3.1.5	Otros trabajos.	107
7.4	Descripción de los sistemas que configuran la planta.	107
7.4.1	Campo Solar.	108
7.4.1.1	Tecnología de Colectores Cilindro-Parabólicos.	108
7.4.1.1.1	Colector Solargenix.	110
7.4.1.1.2	Colector Eurotrough.	110
7.4.1.2	Sistema Solar.	112
7.4.1.2.1	Reflector Cilindro Parabólico.	113
7.4.1.2.2	Tubo Absorbente.	115
7.4.1.3	Sistema de Seguimiento Solar.	120
7.4.1.4	Estructura del Colector.	125
7.4.2	Elección del fluido calorífico a emplear en la planta.	127

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

7.4.2.1	Uso de aceite como fluido de trabajo en el campo solar.	128
7.4.2.2	Uso de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar.	131
7.4.2.3	Uso de agua-vapor como fluido de trabajo en el campo solar.	133
7.4.2.4	Conclusión.	134
7.4.2.5	Sistema defluido térmico HFT.	135
7.4.2.6	Tanque de Expansión.	136
7.4.2.7	Tanques de Rebose.	137
7.4.2.7.1	Sistema de Merma.	138
7.4.2.7.2	Sistema de Recuperación.	139
7.4.2.8	Tanque de Almacenamiento Auxiliar.	139
7.4.2.9	Bombas del Sistema de Fluido Térmico.	140
7.4.2.10	Aerorefrigerador y Aerocondensador.	140
7.4.2.11	Apoyo con combustible fósil. Caldera Auxiliar.	141
7.4.3	Elección del sistema de almacenamiento a emplear en la planta solar.	144
7.4.3.1	Almacenamiento en un tanque.	147
7.4.3.2	Almacenamiento en dos tanques.	148
7.4.3.3	Almacenamiento en un sistema multitanque.	148
7.4.3.4	Conclusión.	149
7.4.4	Sistema de conversión de potencia.	153
7.4.4.1	Generador de vapor.	154
7.4.4.1.1	Pre calentador ó Economizador.	155
7.4.4.1.2	Evaporador.	155
7.4.4.1.3	Sobrecalentador.	157
7.4.4.2	Bombas de Agua de Alimentación.	157
7.4.4.3	Turbina de Vapor.	157
7.4.4.3.1	Sistema de Extracción.	162
7.4.4.3.2	Sistema de la Turbina Alta Presión.	162
7.4.4.3.3	Sistema de la Turbina Baja Presión.	162
7.4.4.3.4	Sistema de Engranaje.	162
7.4.4.3.5	Sistema de Drenaje.	163
7.4.4.3.6	Sistema del Vapor de Escape.	163
7.4.4.3.7	Sistema del Bypass.	163
7.4.4.3.8	Sistema del Aceite Lubricante.	163
7.4.4.3.9	Sistema del Vapor de Sellos.	164
7.4.4.3.10	Sistema de Aceite Hidráulico.	164
7.4.4.3.11	Sistema de Ventilación.	165
7.4.4.4	Pre calentador.	165
7.4.4.5	Desgasificador.	166
7.4.4.6	Condensador.	166
7.4.4.6.1	Sistema de evacuación.	167
7.4.4.6.2	Sistema de limpieza de tubos.	167
7.4.4.7	Alternador y evacuación a la red.	167

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

7.4.4.8	Sistema de control.	168
7.4.4.9	Sistema eléctrico.	170
7.4.4.10	Sistemas de Aguas.	171
7.4.4.10.1	Sistema de Agua de Circulación.	171
7.4.4.10.2	Sistema de Agua de Alimentación.	172
7.4.4.10.3	Sistema de Tratamiento de Efluentes.	173
7.4.4.10.4	Redes de saneamiento.	174
7.4.4.10.5	Sistema contraincendios.	174
7.4.4.10.6	Limpieza de espejos.	175
7.4.4.11	Meteorología.	175
7.4.4.12	Sistema de dosificación química.	175
8	Resultados Finales.	177
8.1	Localización.	177
8.2	Procesos y operaciones.	177
8.3	Resultados Económicos.	178
8.3.1	Evaluación de la inversión.	178
8.3.2	Plan de financiación.	179
8.3.3	Rentabilidad.	180
8.3.4	Cálculo de rentabilidad y viabilidad. Análisis de sensibilidad.	181
8.3.5	Conclusiones.	182
9	Gestión del Proyecto. Planificación.	183
9.1	Estrategia de instalación.	185
9.1.1	Hitos que marcan la construcción.	185
9.1.2	Aspectos a tener en cuenta antes del inicio de la construcción.	189
9.1.3	La puesta en marcha.	190
9.1.4	Problemas habituales que provocan retrasos.	192
9.1.5	Conclusiones.	193
10	Orden de prioridad de los documentos básicos.	194

Índice de ilustraciones del capítulo 1.

		pag.
Ilustración 1	Esquema de los tres pilares del desarrollo sostenible.	25
Ilustración 2	Techo de potencia y generación con EERR en la España peninsular. "Renovables 100%", 2006.	26
Ilustración 3	Estimación de emisiones de CO2 evitadas entre los años 2011-2020: "IDAE".	28
Ilustración 4	Evolución de la demanda: "REE".	30
Ilustración 5	Indicadores anuales de potencia media horaria y energía diaria 2011. "REE".	30
Ilustración 6	Cobertura de la demanda anual: "REE".	31
Ilustración 7	Evolución de la producción 2011. "REE".	32
Ilustración 8	Evolución 2011 EERR. "REE".	32
Ilustración 9	Evolución emisiones CO2. "REE".	33
Ilustración 10	Intercambios eléctricos internacionales 2011. "REE".	34

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

Ilustración 11	Producción instalada a 31 de Dic. 2011: "REE".	35
Ilustración 12	Cobertura de la máxima demanda anual: "REE".	35
Ilustración 13	Crecimiento demanda Eléctrica: "REE".	36
Ilustración 14	Evolución de la Producción Eléctrica Bruta por Fuentes Energéticas: "REE".	37
Ilustración 15	Objetivo y trayectoria de española para el año 2020 para las EERR: "REE".	37
Ilustración 16	Localización y situación actual de centrales termoeléctricas en España 2011. Fuente: Protermsolar.	39
Ilustración 17	Fases de entrada en funcionamiento de los proyectos incluidos en el registro de preasignaciones. (Fuente: Martín Hernanz, 2010).	40
Ilustración 18	Previsión de producción MW para España hasta 2020.	41
Ilustración 19	Roadmap de la Agencia Internacional de la Energía.	42
Ilustración 20	Plantas en EE.UU.	42
Ilustración 21	Plantas en Oriente Medio y Norte de África.	43
Ilustración 22	Potencia termosolar prevista en 2020 de acuerdo a los PAN's de los distintos Estados Miembros.	46
Ilustración 23	Captador Disco Stirling.	47
Ilustración 24	Esquema de funcionamiento de la tecnología torre.	48
Ilustración 25	Vista de una torre y su campo de heliostatos.	49
Ilustración 26	Esquema de funcionamiento de la tecnología Cilindro-parabólica.	50
Ilustración 27	Colector cilindro-parabólico.	51
Ilustración 28	Esquema de funcionamiento de almacenamiento de sales fundidas.	52
Ilustración 29	Depósitos de sales fundidas.	53
Ilustración 30	Concentrador de Fresnel.	53
Ilustración 31	Elementos de las estrategias de éxito.	56
Ilustración 32	Modelo básico de nuestra estrategia.	56
Ilustración 33	Datos de empleo por subsectores. "IDEA".	57
Ilustración 34	Análisis PEST.	60
Ilustración 35	Modelo de las "Cinco Fuerzas de Porter".	61
Ilustración 36	Análisis de capacidades. PFC IOI 2010 Felipe González Cantos	65
Ilustración 37	Recursos y capacidades.	66
Ilustración 38	Evaluación de los recursos y capacidades.	66
Ilustración 39	Cadena de Valor.	67
Ilustración 40	Organigrama del proyecto.	70
Ilustración 41	Distribución de la Inversión Inicial.	71
Ilustración 42	Evolución del marco regulatorio español para el sector termoeléctrico.	76
Ilustración 43	Datos de entrada del Proyecto.	94
Ilustración 44	Límites horarios para la entrega de ofertas de producción y plazo de vigencia.	96
Ilustración 45	Zona de ubicación de la central.	100
Ilustración 46	Irradiación media diaria según zonas climáticas (Fuente: www.cleanergysolar.com).	101
Ilustración 47	Radiación Normal Directa. Fuente Nasa.	103
Ilustración 49	Esquema de funcionamiento de una central térmica-solar.	109
Ilustración 50	Parte trasera de la estructura de un colector Solargenix. (Fuente: http://www.nrel.gov).	110
Ilustración 51	Filas de colectores ET-150. (Fuente: Solar Millennium AG, 2009).	111
Ilustración 52	Datos de diseño del colector EUROTROUGH ET-150.	112
Ilustración 53	Reflector cilíndrico-parabólico (Fuente: EUROTROUGH. www.nrel.gov).	114
Ilustración 54	Tubo absorbedor SIEMENS UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).	116
Ilustración 55	Esquema de los componentes del tubo absorbedor Siemens UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).	116

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

Ilustración 57	Características técnicas del receptor SCHOTT PTR 70 y del SIEMENS UVAC 2010. (Fuente: Schott, 2010 y Siemens, 2010).	118
Ilustración 58	Imagen de la planta que tiene la firma Schott en Aznalcóllar (Sevilla) para la fabricación de tubos absorbedores. (Fuente: www.erasolar.es).	120
Ilustración 59	Seguimiento solar.	121
Ilustración 60	Mecanismo de seguimiento solar. www.centralesternosolares.com .	122
Ilustración 61	Unidad hidráulica sistema seguimiento.	122
Ilustración 62	Pantalla escada de control de la planta. www.renovetec.es .	123
Ilustración 63	Turbogrupos central Lebrija 1.	125
Ilustración 64	Sala de control Andasol I.	125
Ilustración 65	Estructura del colector 1. (Fuente: EUROTROUGH www.solarsteamtrain.com).	126
Ilustración 66	Estructura del colector 2.	126
Ilustración 67	Lazo de colectores cilindro parabólico del proyecto DISS en la PSA. (Fuente: PSA).	128
Ilustración 68	Propiedades de los aceites térmicos.	129
Ilustración 69	Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Calor específico (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	129
Ilustración 70	Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Densidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	130
Ilustración 71	Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Conductividad térmica (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	130
Ilustración 72	Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Viscosidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	130
Ilustración 72	Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Viscosidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	130
Ilustración 73	Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 variación de sus propiedades físicas con la temperatura - Calor específico (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	132
Ilustración 74	Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 variación de sus propiedades físicas con la temperatura – Densidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	132
Ilustración 75	Comparación de la sal Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 variación de sus propiedades físicas con la temperatura - Conductividad térmica (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	133
Ilustración 76	Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 variación de sus propiedades físicas con la temperatura – Viscosidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).	133
Ilustración 77	Tanques de rebose y de expansión Lebrija I.	137
Ilustración 78	Sistema de almacenamiento y circuito de vapor Proyecto Andasol 1.	145
Ilustración 79	Medios de almacenamiento utilizados en las plantas termosolares.	146
Ilustración 80	Fortalezas y debilidades de los sistemas de almacenamiento de un tanque, dos tanques y del multitanque.	149
Ilustración 81	Esquema del sistema de almacenamiento.	150
Ilustración 82	Tubería con trazo eléctrico.	151
Ilustración 83	Ciclo de vapor.	154
Ilustración 84	Calderín.	156
Ilustración 85	Turbina MHI de 150 MW con recalentamiento de un cilindro. (Fuente: http://www.mhi.co.jp/en/products/category/steam_turbine.html).	158
Ilustración 86	Turbina Siemens SST-700.	159

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

Ilustración 86	Turbina Siemens SST-700.	159
Ilustración 87	Pre calentador.	165
Ilustración 88	Desgasificador.	166
Ilustración 89	Condensador.	166
Ilustración 90	Sistema de control distribuido.	169
Ilustración 91	Scada recogida de datos para operación de la planta. Renovetec.	170
Ilustración 92	Diagrama unifilar planta eléctrica.	171
Ilustración 93	Planta de tratamiento.	176
Ilustración 94	Inversión Inicial.	179
Ilustración 95	Distribución de la Inversión Inicial.	179
Ilustración 96	Balance anual escenario medio.	180
Ilustración 97	Cuadro resumen del cálculo del VAN y el TIR según escenario.	181
Ilustración 98	Comparativa de Cash-flow neto según escenario.	181
Ilustración 99	Periodo de retorno según escenario.	182
Ilustración 100	Etapas de desarrollo del proyecto.	184
Ilustración 101	Diagrama de Gantt del Proyecto.	188

Índice capítulo 2: Anexos.

Anexo I: Cálculos técnicos.	195
1 Dimensionamiento y configuración del campo solar y sus componentes.	196
1.1 Punto de diseño.	198
1.2 Ángulo de incidencia.	199
1.3 Pérdidas ópticas.	200
1.4 Pérdidas geométricas.	202
1.5 Pérdidas térmicas.	204
1.6 Tipo de colector.	206
1.6.1 Tipo de aceite.	207
1.6.2 Caudal que debe circular por cada uno de los colectores.	209
1.6.3 Energía captada por el tubo absorbedor.	210
2 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.	214
2.1 Volúmen del tanque de almacenamiento de sales calientes.	216
2.2 Volúmen del tanque de almacenamiento de sales frías.	217
3 Cálculo de la potencia de bombeo.	218
3.1 Cálculo de la pérdida de carga en el circuito solar.	219
Cálculo de la potencia de bombeo y elección de la bomba.	224
4 Autoconsumos de la planta.	225
4.1 Embarrado de Media tensión.	225
4.2 Embarrado de Baja tensión.	226
4.3 Embarrado de Servicios vitales.	226
5 Cálculo del depósito de expansión de aceite.	226
6 Elección de la turbina y análisis de las prestaciones.	227
6.1 Turbina.	227
6.2 Bomba.	228
6.3 Condensador.	228
6.4 Desaireador abierto.	229
6.5 Desaireador cerrado.	229
6.6 Desarrollo del problema.	230
6.7 Descripción del ciclo. Recalentamiento y regeneración.	232

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

7	Cálculo de los componentes eléctricos principales.	235
7.1	Diseño del alternador.	235
7.2	Estación de regulación y medida.	237
7.3	Instalación eléctrica.	237
7.4	Alimentación a equipos de alta tensión.	238
7.5	Alimentación de servicios auxiliares.	239
7.6	Alimentación a equipos de baja tensión.	241
7.7	Alimentación a equipos de corriente continua.	243
7.8	Transformadores de la alimentación.	243
7.9	Canalizaciones y cables.	247
7.10	Instalación de alumbrado y fuerza.	247
7.11	Protecciones del generador.	248
7.12	Protecciones del transformador de potencia.	248
7.13	Red de tierra.	249
7.14	Sistema de control distribuido, equipos de teledisparo y telecontrol.	250
7.15	Equipos de medida comercial para telemedida de la Cia. eléctrica.	251
8	Aire comprimido.	251
9	Almacenamiento y distribución de N ₂ .	251
10	Modos de operación.	252
10.1	Estrategia de operación.	252
11	Cálculo de la producción.	260
Anexo II: Plan económico- financiero.		263
1	Introducción.	263
2	Evaluación de costes. Inversión inicial y explotación de la planta.	264
2.1	Inversión inicial.	264
2.1.1	Plan de financiación.	265
2.2	Coste de explotación.	268
2.2.1	Coste de operación y mantenimiento.	268
2.2.2	Costes varios.	270
2.3	Costes totales.	271
3	Evaluación de ingresos.	273
4	Amortizaciones.	276
5	Resultado.	277
5.1	Variabilidad económica. Criterio del VAN y el TIR.	279
5.2	Periodo de retorno (PAY-BACK)	281
6	Conclusiones, recomendaciones y principales líneas de investigación.	283
Anexo III: Tablas de radiación solar.		291
3.1	Radiación normal directa.	291
3.2	Insolacion media sobre superficie horizontal.	292
3.3	Insolación media diaria sobre superficie horizontal.	293
3.4	Media diaria de radiación normal directa.	294
3.5	Datos del valor del modificador del ángulo por incidencia.	295
3.6	Grado de carga de la planta termosolar.	296
Anexo IV: Colectores Eurotrough.		298
Anexo V: Fluido térmico Therminol VP-1.		304

Índice de ilustraciones del capítulo 2.

Ilustración 1	Cálculo de potencia térmica SAM	197
Ilustración 2	Cálculo de múltiplo solar SAM.	197
Ilustración 3	Planos y ángulos que describen un CCP.	199

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

Ilustración 4	Tubo absorbedor con suciedad.	201
Ilustración 5	Descripción de las pérdidas inherentes a cada colector.	203
Ilustración 6	Cálculo de las pérdidas ópticas y geométricas SAM	203
Ilustración 7	Descripción de las pérdidas térmicas en tubo absorbedor.	204
Ilustración 8	Pérdidas conjunto completo.	205
Ilustración 9	Características del colector Eurotrough ET100.	206
Ilustración 10	Propiedades físicas del Therminol VP-1.	207
Ilustración 11	Temperatura vs densidad Therminol VP-1.	207
Ilustración 12	Temperatura vs viscosidad Therminol VP-1.	207
Ilustración 13	Temperatura vs Cp Therminol VP-1.	208
Ilustración 14	Propiedades de las sales fundidas.	214
Ilustración 15	Cálculo de almacenamiento térmico SAM.	214
Ilustración 16	Longitudes equivalentes de diversos elementos discretos.	221
Ilustración 17	Elementos singulares en conexiones entre colectores.	222
Ilustración 18	Lay-out genérico del campo solar con nomenclatura en tramos.	222
Ilustración 19	Lay-out de la planta. Cuadrente 32 lazos.	223
Ilustración 20	Ciclo Rankine.	231
Ilustración 21	Diagrama T-s.	231
Ilustración 22	Datos de entrada para el ciclo Rankine.	233
Ilustración 23	Entalpías de puntos significativos en el ciclo Rankine.	233
Ilustración 24	Resultados del ciclo Rankine.	234
Ilustración 25	Datos de salida del programa Spower.exe.	234
Ilustración 26	Esquema del alternador.	236
Ilustración 27	Transformador A.T.	244
Ilustración 28	Transformador. M.T.	245
Ilustración 29	Transformador B.T.	246
Ilustración 30	Transformador de SSEE.	247
Ilustración 31	Modos de operación.	254
Ilustración 32	24h de operación en un día de enero. Andasol 1.	257
Ilustración 33	24h de operación en un día de agosto despejado. Andasol 1.	258
Ilustración 34	24h de operación en un día de noviembre despejado. Andasol 1.	259
Ilustración 35	Flujo de la energía anual.	264
Ilustración 36	Producción mensual a lo largo del año.	261
Ilustración 37	Producción mensual vs incidencia mensual.	262
Ilustración 38	Inversión inicial.	264
Ilustración 39	Resumen de las partidas iniciales más importantes.	265
Ilustración 40	Distribución de la inversión inicial.	266
Ilustración 41	Inversión anual.	267
Ilustración 42	Cuotas anual financiación.	268
Ilustración 43	Presupuesto anual O&M.	269
Ilustración 44	Costes O&M.	270
Ilustración 45	Costes totales.	272
Ilustración 46	Tarifa para el grupo b1.	274
Ilustración 47	Gráfica y tabla de ingresos previstos.	275
Ilustración 48	Gráfica de ingresos.	276
Ilustración 49	Balance anual.	278
Ilustración 50	Cash-flow neto.	279
Ilustración 51	Cálculo del Van y el Tir año 23.	281
Ilustración 52	Cálculo del Van y el Tir año 33.	281
Ilustración 53	Período de retorno.	283
Ilustración 54	El cinturón solar terrestre.	284
Ilustración 55	Comparación entre didintos fluidos en tecnologías de concentración.	289

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

Índice capítulo 3: Planos.

1.0	TR1-L-PTB-001 Vista de la Planta.	307
1.1	TR1-L-PTB-002 Localización de la Planta.	308
1.2	TR1-E-PTB-001 Diagrama Unifilar.	309
1.3	TR1-P-PTB-001 Circuito de Agua-Vapor.	310
1.4	TR1-P-PTB-002 Circuito de aceite.	311
1.5	TR1-P-PTB-003 Circuito de aceite.	312

Índice capítulo 4: Pliego de condiciones.

1	Consideraciones generales.	314
1.1	Objetivo.	314
1.2	Documentación del contrato de obra.	314
1.3	Disposiciones generales.	314
1.3.1	Formalización del contrato de obra.	314
1.3.2	Jurisdicción competente.	314
1.3.3	Responsabilidad del contratista.	315
1.3.4	Copia de documentos.	315
1.3.5	Suministro de materiales.	316
1.3.6	Hallazgos.	316
1.3.7	Principios básicos para el diseño y la construcción.	316
1.3.8	Requisitos para los fabricantes.	317
1.3.9	Gestión de calidad.	318
1.3.10	Instalación eléctrica.	318
1.3.11	Seguridad del trabajo.	319
1.3.12	Seguridad pública.	319
1.3.13	Organización del trabajo.	320
1.3.14	Replanteo de la obra.	320
1.3.15	Mejoras y variaciones sobre el proyecto	320
1.3.16	Recepción de materiales.	320
1.3.17	Organización.	320
1.3.18	Ejecución de las obras.	321
1.3.19	Subcontratación de las obras.	321
1.3.20	Plazo de ejecución.	322
1.3.21	Recepción provisional.	322
1.3.22	Período de garantía.	323
1.3.23	Recepción definitiva.	323
2	Condiciones económicas.	323
2.1	Definición.	323
2.2	Contrato de obra.	323
2.3	Fianzas.	324

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

2.3.1	Ejecución de trabajos con cargo a la fianza.	325
2.3.2	Devolución de las fianzas.	325
2.4	Precios.	325
2.4.1	Precio básico.	325
2.5	Precios contradictorios.	325
2.5.1	Reclamación de aumento de precios.	326
2.5.2	Acopio de materiales.	326
2.6	Obras por administración.	326
2.7	Valoración y abono de los trabajos.	327
2.7.1	Forma y plazos de abono de las obras.	327
2.7.2	Abono de trabajos presupuestados con partida alzada.	328
2.7.3	Abono de trabajos especiales no contratados.	328
2.7.4	Abono de trabajos ejecutados durante el plazo de garantía.	328
2.8	Varios	328
2.8.1	Mejoras, aumentos y/o reducciones de obras.	328
2.8.2	Unidades de obra defectuosas.	329
2.8.3	Seguro de las obras.	329
2.8.4	Conservación de la obra.	329
2.9	Plazos de ejecución.	329
2.10	Liquidación económica de las obras.	329
2.11	Liquidación final de obra.	330
3	Condiciones técnicas y particulares.	330
3.1	Especificación general de preparación del terreno	330
3.1.1	Objeto.	330
3.1.2	Normas, códigos y otras especificaciones.	330
3.1.2.1	Normas y códigos.	330
3.1.2.2	Especificaciones de aplicación.	330
3.1.2.3	Alcance.	330
3.1.3	Trabajos previos.	331
3.1.3.1	Deforestación, desbroce y limpieza.	331
3.1.3.2	Control de las aguas.	331
3.1.3.3	Eplanación del terreno.	332
3.1.3.4	Excavaciones y desmontes.	333
3.1.3.5	Rellenos y terraplenes.	334
3.1.3.6	Terraplén a media ladera.	334
3.1.3.7	Terraplén para caminos de acceso.	334
3.1.3.8	Método de evaluación de los trabajos.	335
3.1.4	Especificación general de ejecución de obras y estructuras de hormigón	335
3.1.4.1	Objeto y alcance.	335
3.1.4.2	Normas, códigos y otras especificaciones.	336
3.1.4.3	Hormigones - materiales.	336
3.1.4.4	Encofrados - materiales.	338
3.1.4.5	Materiales - acero para armar.	339
3.1.4.6	Estructuras de soportación.	340
3.1.4.7	Método de evaluación de los trabajos.	340
3.2	Especificación general de instalación de alta y baja tensión.	340

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

3.2.1	Conductores.	340
3.2.2	Centros de transformación.	342
3.2.3	Aparallaje de B.T. t equipos auxiliares.	343
3.2.4	Especificación general de las instalaciones de A.T.	344
3.2.5	Conexión a la red.	345
3.2.6	Mediciones.	345
3.2.7	Protecciones.	345
3.2.8	Puesta a tierra de las instalaciones.	345
3.2.9	Armónicos y compatibilidad electromagnética.	346
3.2.10	Etapas en la construcción.	346

Índice capítulo 5: Estado de las mediciones.

1	Estado de las mediciones.	348
1.1	Objeto.	348
1.2	Desglose.	348
1.2.1	Desarrollo, licencias y contratos.	348
1.2.2	Obra Civil.	349
1.2.3	Campo solar.	349
1.2.4	Bloque de potencia.	350
1.2.5	Sistema de fluido térmico HTF.	350
1.2.6	Sistema de almacenamiento térmico TES.	350
1.2.7	BOP y sistemas comunes.	351
1.2.8	Instalación eléctrica.	351
1.2.9	Integración.	352
1.2.10	Comisiones y seguros de la construcción.	352
1.2.11	EPC Management.	352

Índice capítulo 6: Presupuesto.

1	Presupuesto.	354
1.1	Desarrollo del Proyecto, Licencias y Contratos.	354
1.2	Obra Civil.	355
1.3	Campo Solar.	358
1.4	Isla de Potencia (Power Block).	359
1.5	Sistema de aceite térmico HTF.	361
1.6	Sistema de almacenamiento térmico TES	362
1.7	BOP y Sistemas Comunes.	363
1.8	Instalación eléctrica.	364
1.9	Integración.	365
1.10	Seguros y Comisiones de la Instalación.	365
1.11	Dirección del Proyecto.	365
1.12	Resumen del Presupuesto.	366

Índice capítulo 7: Estudios con entidad propia.

1	Estudio de Impacto Ambiental	368
1.1	Introducción	368
2	Descripción del Proyecto y sus acciones. Exámen de alternativas.	368
2.1	Localización de la actividad.	368
2.2	Descripción básica de la planta.	368
2.3	Descripción de la obra de a planta solar.	369
2.3.1	Acondicionamiento de la superficie terrestre y obras de urbanización.	369
2.3.2	Cimentaciones.	369
2.3.3	Instalacioness temporales de obra.	370
2.4	Descripción de los residuos generados.	370
2.4.1	Producción de residuos en la fase de construcción.	370
2.4.2	Producción de residuos en la fase de explotación.	371
2.5	Sistema de captación de aguas.	372
2.6	Descripción de los sistemas de tratamiento de agua y de los efluentes generados.	372
2.7	Acciones del proyecto susceptible de producir impactos.	373
2.7.1	Identificación, descripción y valoración de impactos.	373
2.7.1.1	Impactos en la fase de construcción.	379
2.7.1.2	Impactos en la fase de explotación.	382
2.7.1.3	Impactos en la fase de abandono.	384
2.8	Propuesta de medidas preventivas, correctoras y compensatorias. Plan Vig. Amb.	387
2.9	Exámen de las distintas alternativas.	395

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

2.9.1 Alternativas de sistemas de producción de energía.	395
2.9.2 Alternativas de localización de la planta.	396
3 Inventario Ambiental y descripción de interacciones ecológicas y ambientales clave.	402
3.1 Descripción del medio.	403
4 Conclusiones.	408
5 Legislación aplicable.	409
2 Estudio de Seguridad y Salud.	411
2.1 Obligaciones de las partes implicadas.	411
2.2 Objeto del estudio de seguridad y salud.	412
2.3 Características de la obra.	412
2.3.1 Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra.	412
2.3.2 Método de evaluación de riesgos.	414
2.3.2.1 Análisis del riesgo.	415
2.3.2.2 Valoración del riesgo.	416
2.4 Medidas de prevención y protección.	417
2.4.1 Medidas de protección colectiva.	417
2.4.2 Medidas de protección individual.	418
2.4.3 Medidas de protección a terceros.	418
2.4.4 Primeros auxilios.	418
3 Plan de Mantenimiento.	419
3.1 Generalidades.	419
3.2 Organización del mantenimiento.	420
3.3 Política de mantenimiento.	421
3.4 Criticidad de las instalaciones.	422
3.5 Programa de gestión de mantenimiento.	422
3.5.1 Módulo de activos.	424
3.5.2 Módulos de órdenes de trabajo.	424
3.5.3 Planificación.	425
3.5.4 Mantenimiento preventivo.	426
3.5.5 Contratos.	427
3.5.6 Almacén.	427
3.5.7 Compras.	427
3.5.8 Informes de mantenimiento. Indicadores clave de rendimiento.	428
3.5.9 Gestión de solicitudes de trabajo.	428
3.5.10 El permiso de trabajo.	431
3.6 Programa de mantenimiento preventivo.	432
3.7 Gestión de repuestos.	

Índice de ilustraciones del capítulo 7.

Ilustración 1	Matriz causa-efecto de la fase de construcción.	374
Ilustración 2	Matriz causa-efecto de la fase de operación.	374
Ilustración 3	Matriz causa-efecto de la fase de abandono.	375
Ilustración 4	Parámetro momento.	376
Ilustración 5	Parámetro de persistencia.	376

Capítulo 0: ÍNDICE GENERAL

Ilustración 6	Parámetro Reversibilidad.	377
Ilustración 7	Parámetro Recuperabilidad.	377
Ilustración 8	Tabla resumen de los parámetros de la metodología de matriz de importanci	378
Ilustración 9	Clasificación de impactos.	378
Ilustración 10	Tabla de valoración de impactos (parte 1).	386
Ilustración 11	Tabla de valoración de impactos (parte 2).	387
Ilustración 12	Tabla resumen de actividades con impactos significativos.	389
Ilustración 13	Mapa de subestaciones y red eléctrica. REE.	397
Ilustración 14	Mapa de vías pecuarias.	398
Ilustración 15	Mapa de usos de suelo.	399
Ilustración 16	Mapa de Espacios Naturales Protegidos.	400
Ilustración 17	Mapa de insolación.	401
Ilustración 18	Mapa de altimetría.	402
Ilustración 19	Cuadro esquemático de los factores ambientales relevantes a considerar.	403
Ilustración 20	Mapa geológico de la zona a escala 1:50000. Fuente IGME.	404
Ilustración 21	Datos poblacionales.	406
Ilustración 22	Mercado de trabajo.	407
Ilustración 23	Datos de actividad y renta.	407
Ilustración 24	Datos económicos de 2010.	408
Ilustración 25	Valoración del riesgo.	416
Ilustración 26	Estados de las solicitudes de trabajo.	430



ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR.

Capítulo 1: MEMORIA

Capítulo 1: MEMORIA

0 HOJA DE IDENTIFICACIÓN.

0.1 Título del proyecto.

Estudio de Viabilidad Técnico – Económico de una Central Termosolar.

0.2 Emplazamiento.

La localización de la central se situará en Trebujena Cádiz.

0.3 Peticionario.

La Escuela Superior de Ingeniería de la Universidad de Cádiz, a través del Departamento de Organización de Empresas, encarga al Alumno que suscribe, la redacción del presente Proyecto Fin de Carrera, en el cual se realiza el *Estudio de Viabilidad Técnica-Económica de una Central Termosolar*.

0.4 Autor del proyecto.

José Luis Rivero Fuentes, con DNI 32863155L, Ingeniero Técnico Naval (Armamento) y estudiante de Ingeniería de Organización Industrial.

Tutor: Ángel Cervera Paz

Autor: José Luis Rivero Fuentes

Cádiz a 20 de Febrero de 2012.

Capítulo 1: MEMORIA

1 Objeto.

El presente proyecto tiene por objeto realizar el Estudio de Viabilidad Técnica y Económica de una Central Termosolar de 50MW de potencia nominal, en la provincia de Cádiz. El objetivo principal de este proyecto es analizar la viabilidad técnico-económica y su impacto socioeconómico de una fuente de generación eléctrica mediante energía alternativa (termosolar).

Actualmente, y debido a la crisis energética en la que nos encontramos, existe una necesidad de analizar y ejecutar nuevas alternativas para la generación de Energía.

La termosolar es considerada, dentro del marco de las renovables, como una de las energías con más proyección de futuro y posibilidades de desarrollo en la actualidad.

Por ello, la temática de este proyecto es actual y viene a cumplir una serie de necesidades como son; necesidad de lograr una mayor *Eficiencia Energética*, necesidad de incremento de *Mercado*, ya que en España están prosperando éste tipo de proyectos, necesidad de respetar el *Medio Ambiente* y todo ello acompañado de unas mejoras Tecnológicas.

Capítulo 1: MEMORIA

2 Alcance.

La realización y desarrollo de este proyecto se centra en:

- Estudio de la Situación Energética actual, así como de la posición que ocupan las Energías Renovables, concretamente la energía térmica solar.
- Estudio y descripción de las tecnologías actuales en el campo de la Energía Térmica Solar.
- Realizar el estudio económico necesario, con las herramientas adecuadas, tales como VAN y TIR.

3 Antecedentes.

3.1. Introducción y Justificación del uso de la energía termosolar.

En los últimos años la demanda de energía eléctrica por todo el mundo ha tenido un crecimiento espectacular. Particularmente en España este aumento se ha podido notar tanto en el ámbito doméstico como en el industrial. Puesto que el consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad, es ahora cuando se especula con el concepto de *crisis energética* debido a que las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan paulatinamente.

Un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda igualmente creciente de energía y de mejora de la eficiencia energética, promoviendo con ello el ahorro. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y todo el sistema económico colapse, salvo que se descubran y desarrollen otros nuevos métodos para ahorrar u obtener dicha energía.

Además de los problemas citados, no es menos importante la amenaza del cambio climático debido a la gran demanda energética y en particular de confort de la sociedad actual, este hecho impide parar los actuales sistemas de producción de energía y obliga a buscar nuevos métodos de obtención de ésta a rendimientos aceptables mediante el uso de las llamadas, y de sobra conocidas, energías renovables. Es importante reseñar que las energías renovables, por extraño que parezca, también son finitas, y como cualquier otro recurso natural tendrán un límite máximo de explotación, por tanto incluso aunque se pueda realizar la transición a estas nuevas energías de forma suave y gradual, tampoco van a permitir continuar con este modelo económico basado en el crecimiento perpetuo.

Por todo esto, uno de los grandes retos en la actualidad mundial radica en lograr un mayor equilibrio con el medio ambiente pero sin perder el grado de confort, de forma que los indicadores de la economía global no se vean afectados. Es por ello por lo que surgió el concepto del desarrollo sostenible.

Capítulo 1: MEMORIA

El término desarrollo sostenible, sustentable o perdurable se aplica al desarrollo socioeconómico y fue formalizado por primera vez en el documento conocido como *Informe Brundtland* (1987). Dicha definición se asumiría en el Principio 3º de la Declaración de Río (1992):

“El desarrollo sostenible es aquel que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades”.

El ámbito del desarrollo sostenible puede dividirse conceptualmente en tres partes: Ambiental, económica y social.



Ilustración 1: Esquema de los tres pilares del desarrollo sostenible.

Los límites de los recursos naturales sugieren tres reglas básicas en relación con los ritmos de desarrollo sostenibles.

1. Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
2. Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.
3. Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible.

Estas tres reglas están forzosamente supeditadas a la inexistencia de un crecimiento demográfico.

Capítulo 1: MEMORIA

El ideal de lo que sería la filosofía de un sistema basado en el desarrollo sostenible propiamente dicho se puede ver en el estudio *Renovables 100%* publicado por Greenpeace en Octubre de 2006 sobre la posible aplicación de este tipo de energías en la zona peninsular española y la viabilidad económica de implantación de estas para el año 2050. En el estudio se cuantifica y evalúa técnicamente la viabilidad de un escenario basado únicamente en energías renovables para el sistema de generación eléctrica peninsular.

En 2005 se presentaron los resultados de la primera fase del estudio, en la que se procedió a desarrollar las condiciones de contorno necesarias para desarrollar el resto del mismo. En concreto, uno de los principales resultados de la primera fase fue la obtención de los techos de potencia y generación de todas las tecnologías renovables conocidas consideradas con su reparto espacial a lo largo del territorio peninsular.

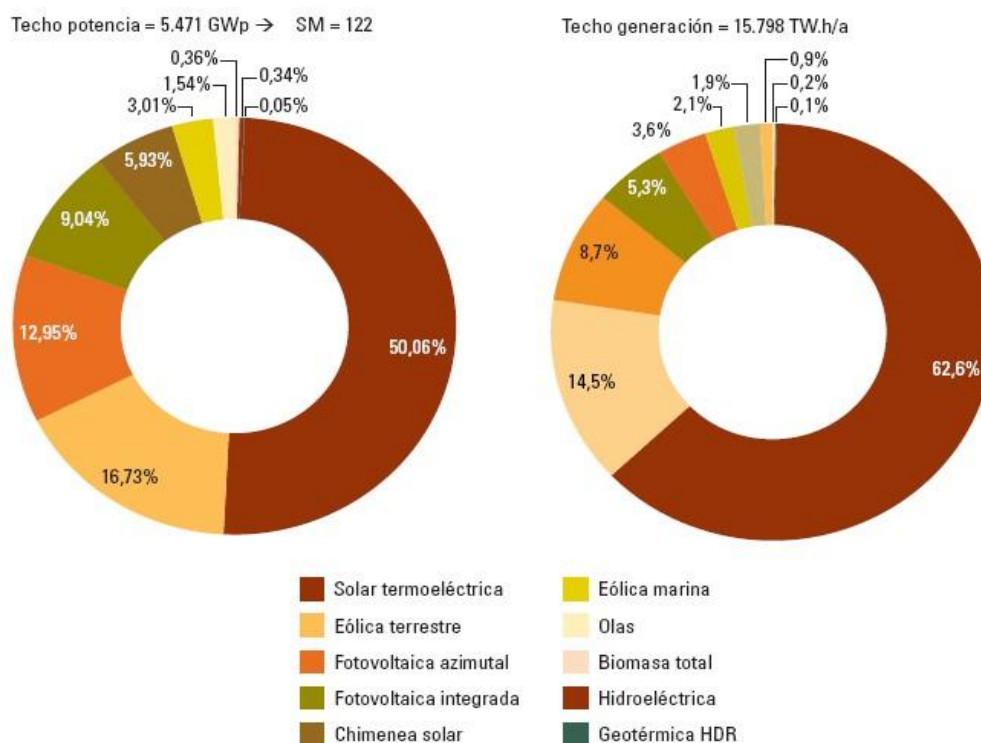


Ilustración 2: Techo de potencia y generación con EERR en la España peninsular. “Renovables 100%”, 2006.

Capítulo 1: MEMORIA

El techo de potencia obtenido, al nivel peninsular en el estudio se cifra en 5471 GWp, lo cual constituye 122 veces la demanda eléctrica punta proyectada para el año 2050 en el marco de este estudio.

Para obtener el techo de generación a partir del techo de potencia, en 2005 se desarrolló un análisis prospectivo de las distintas tecnologías consideradas, evaluando las actuaciones de las mismas en las 47 provincias peninsulares. Este análisis condujo a una valoración del techo de generación en 15.798 TWh/a, que constituye más de 56 veces la demanda eléctrica peninsular proyectada para el 2050 y más de 10 veces la demanda de energía total para esas fechas.

La gran cantidad de recurso existente proporcionaría las bases para plantear la viabilidad técnica de un sistema basado 100% en energías renovables para cubrir la demanda de energía en el año 2050. Nótese que en el estudio la energía renovable que más peso tiene es la energía conseguida a través de la ayuda de los rayos solares y dentro de las energías solares, la energía termosolar, en la que se basa todo el estudio.

Lamentablemente, el estudio de Greenpeace no se puede tomar completamente al pie de la letra puesto que el gran problema de las energías renovables es su disponibilidad. Por lo que se necesita seguir utilizando un sistema de producción energética basado en la explotación de recursos no renovables, de momento, de las que podamos disponer cuando se necesiten para poder garantizar el suministro. Ahora bien, hay que intentar dar cabida en el sistema de generación complementándolo con energías renovables y dentro de ellas en las que más se está avanzando: las basadas en el aprovechamiento de la energía solar.

En cuanto al calentamiento global, es bien sabido que el cada vez más creciente contenido de dióxido de carbono en la atmósfera es el principal responsable del cambio climático. A este respecto, decir que la generación de energía eléctrica contribuye con un 41% a las emisiones de dióxido de carbono en todo el mundo. La tasa de crecimiento experimentada durante los últimos diez años es la más importante de los últimos 50 años. El 78% de este aumento se debe a la explotación de los combustibles fósiles. Hasta el año 2100 se prevé un aumento de la temperatura de hasta 6,4 °C.

Capítulo 1: MEMORIA

Como todas las energías verdes, la energía solar termoeléctrica evita grandes cantidades de emisiones de gases y residuos a la atmósfera, eliminando así su contribución al efecto invernadero. El auge que está experimentando se está produciendo tanto en los países que se encuentran a la cabeza mundialmente en esta actividad (EEUU, Alemania, España...), como en aquellos otros que quieren reducir sus emisiones de CO₂. En la siguiente tabla, ilustración 3, podemos observar una estimación de emisiones de CO₂ que se evitarán entre los años 2011-2020, gracias a las EERR.

EMISIONES TOTALES DE CO ₂ EVITADAS POR EL PLAN HASTA 2020	
<i>Total acumulado entre 2011 y 2020 por el incremento de fuentes renovables previsto en el Plan.</i>	
	Emisiones de CO ₂ evitadas (frente a CC a GN en generación eléctrica) (tCO ₂ /año)
Energías Renovables - GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	
Hidroeléctrica sist REE (sin prod bombeo)	10.456.738
Hidroeléctrica resto	2.992.283
Eólica	62.188.338
Eólica marina	7.785.401
Solar termoeléctrica	28.564.085
Solar fotovoltaica	15.209.234
Biomasa	4.222.194
Biogás	2.670.611
RSU renovable	1.126.643
Energías del mar	217.693
Geotermia	201.636
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	135.634.856
Energías Renovables - CALEFACCIÓN/REFRIGERACIÓN	
Biomasa (cal/ref)	16.785.842
Biogás (cal/ref)	1.026.746
Geotérmica (cal/ref)	74.358
Paneles solares y otros (cal/ref)	6.871.088
Bomba de calor (aerotérmica+ geotérmica)	544.160
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	25.302.193
Biocarburantes - TRANSPORTES	
Biodiesel	23.551.914
Bioetanol	2.361.710
TOTAL ÁREA TRANSPORTE	25.913.624
TOTAL CO₂ evitado en el año 2020 (toneladas/año)	186.850.674

Ilustración 3. Estimación de emisiones de CO₂ evitadas entre los años 2011-2020: "IDAE".

Por lo expuesto anteriormente, se hace necesario transformar de forma sostenible el

Capítulo 1: MEMORIA

sistema energético actual. En este sentido, las energías renovables desempeñarán un papel importante, sobre todo si son capaces de garantizar una alta seguridad de suministro.

Las centrales termosolares pueden cumplir perfectamente este requisito. Haciendo uso de sistemas de almacenamiento térmico o sistemas híbridos, aseguran un suministro de energía eléctrica seguro y planificable, incluso en los días sin sol. En comparación con una moderna central térmica de carbón, una central termosolar ahorra cada año 149.000 toneladas en emisiones de dióxido de carbono.

3.2. Situación energética actual en España.

En los últimos años hemos visto la evolución de los precios del petróleo y la distribución geográfica de las reservas de energía. Estos hechos han venido acompañado de un incremento en las preocupaciones ambientales, el intenso proceso de crecimiento de los países emergentes, con el consiguiente efecto de inflación sobre las fuentes de energía primaria y la liberación del sector Energético en Europa.

En el ámbito de la Unión Europea se viene trabajando de manera coordinada sobre varios *pilares* fundamentales; la liberación de los mercados, la garantía del suministro, el desarrollo de las infraestructuras de conexión y la reducción de emisiones contaminantes.

Por ello, en España la política energética ha evolucionado apoyándose en estos *pilares* fundamentales y en coordinación con el resto de países Europeos. Nos centraremos en describir la situación actual y las previsiones de futuro en el campo de la Energía Eléctrica en nuestro país.

La demanda anual de energía eléctrica corregida ha registrado un descenso del 1,2 % respecto al año anterior, un 2,1 % sin corregir los efectos de la laboralidad y la temperatura. Esta caída del consumo eléctrico ha situado el volumen de demanda al finalizar el 2011 en 255.179 GWh, valor similar al alcanzado en el 2006.

Capítulo 1: MEMORIA

Evolución de la demanda

Año	GWh	Δ Anual (%)	Δ Anual corregido(*) (%)
2007	262.436	2,9	4,2
2008	265.206	1,1	0,7
2009	252.201	-4,9	-4,9
2010	260.608	3,3	2,9
2011	255.179	-2,1	-1,2

(*) Por los efectos de laboralidad y temperatura.

Crecimiento anual de la demanda (año móvil)

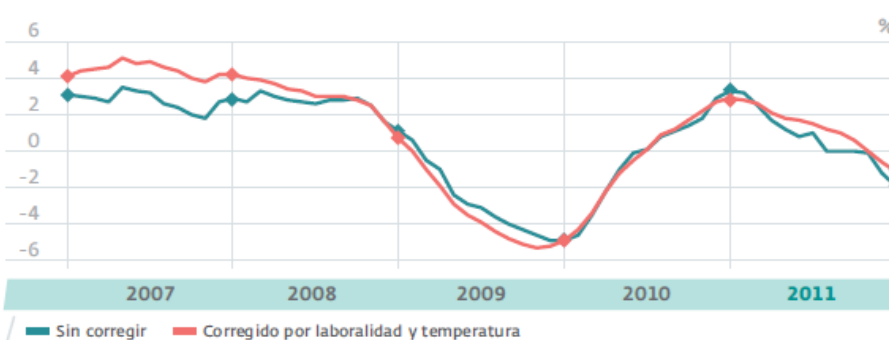


Ilustración 4. Evolución de la demanda: “REE”

Los máximos anuales de demanda de potencia media horaria y de energía diaria se alcanzaron respectivamente el 24 y 25 de enero con 44.107 MW y 884 GWh, ambos inferiores en un 1,7 % y un 2,5 % respecto a los máximos históricos registrados en el 2007.

Máxima demanda de potencia media horaria y de energía diaria

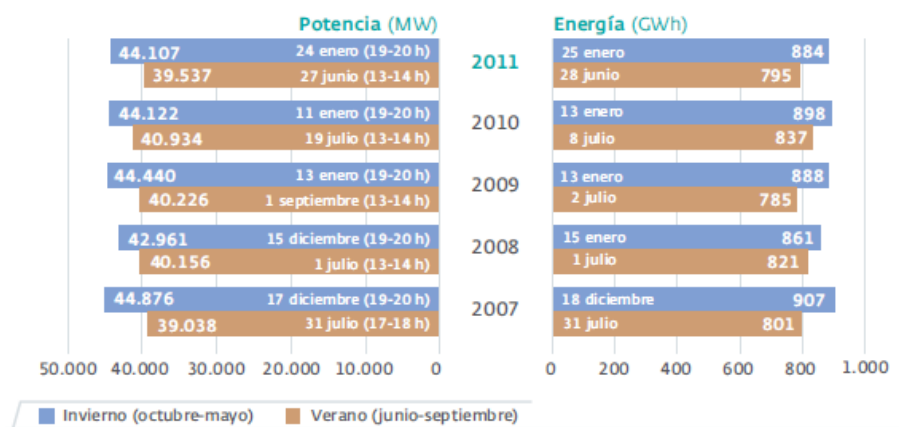


Ilustración 5. Indicadores anuales de potencia media horaria y energía diaria 2011. “REE”.

Capítulo 1: MEMORIA

La potencia instalada aumentó en 1.879 MW, situando la capacidad total de generación al finalizar el año en 100.576 MW (un 1,9 % superior a la del año anterior). La gran mayoría de ese aumento de potencia (el 93 %) proviene de nuevas infraestructuras de origen renovable, principalmente eólicas (997 MW) y solares (674 MW).

El producible hidráulico se situó en 22.954 GWh, un 18 % inferior al valor medio histórico y un 37 % menor que el registrado en el 2010 (año destacado por una elevada hidraulicidad). Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses finalizaron el año con un nivel de llenado del 54 % de su capacidad total, frente al 66 % del año anterior.

En cuanto al balance de producción, la mayor parte de las tecnologías han registrado caídas de producción respecto al año anterior, con significativos descensos de la hidráulica (un 28 %) y de los ciclos combinados (un 22 %). Por el contrario, las centrales de carbón duplicaron su generación respecto al 2010 y las tecnologías fotovoltaica y termoeléctrica tuvieron un incremento del 26 % y del 193 % respectivamente.

Respecto a la cobertura de la demanda, la nuclear se ha situado a la cabeza cubriendo el 21 % de la demanda (un 22 % en 2010), le siguen los ciclos combinados con una aportación del 19 % (un 23 % en 2010). En tercer lugar se han situado: la eólica que mantiene con un 16 % la misma representación que el año anterior, el carbón que eleva su contribución al 15 % (un 8 % en 2010) y la hidráulica que desciende al 11 % (un 16 % en 2010). El resto de tecnologías han mantenido una contribución similar al año anterior.

Cobertura de la demanda anual⁽¹⁾

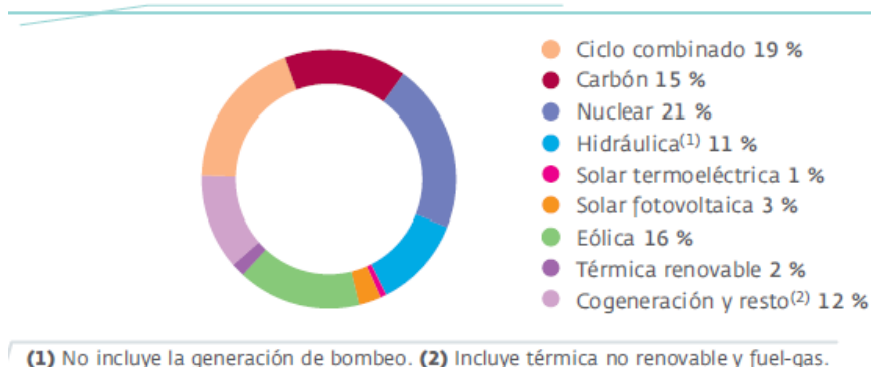


Ilustración 6. Cobertura de la demanda anual: "REE".

Capítulo 1: MEMORIA

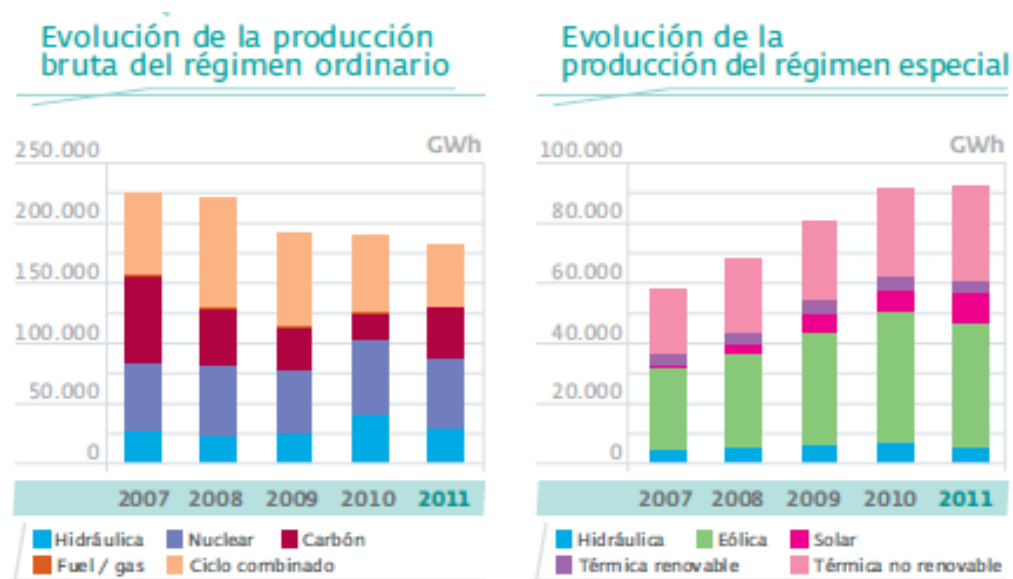


Ilustración 7. Evolución de la producción 2011. “REE”.

En conjunto, las energías renovables han cubierto el 33 % de la demanda, tres puntos menos que el año anterior, debido principalmente al descenso de generación de energía hidráulica.

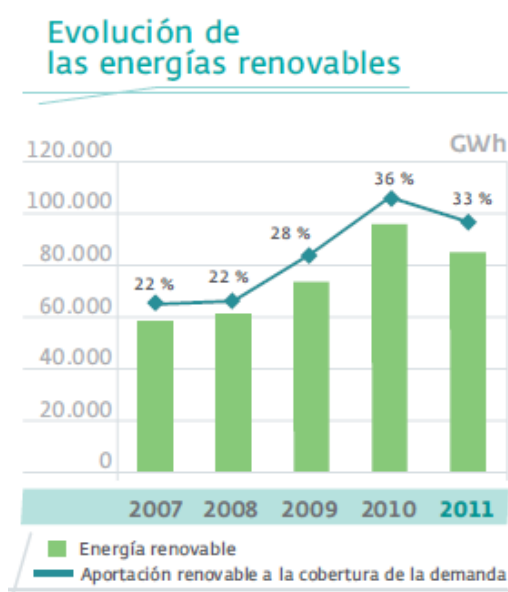


Ilustración 8. Evolución 2011 ER. “REE”

Durante el 2011 la eolicidad, o viento disponible, ha sido notablemente menor que en el 2010, dentro de los relativamente estrechos márgenes de variabilidad de esta tecnología en

Capítulo 1: MEMORIA

términos de cómputo de la energía anual producida. Ello ha llevado a que durante el 2011 no se hayan superado los máximos de producción del año anterior. Sin embargo, el 6 de noviembre de 2011 a las 2.00 horas se registró un nuevo máximo de cobertura de la demanda con energía eólica (un 59,6 % frente al máximo anterior del 54,0 %), al coincidir una importante producción eólica con una demanda baja y un notable saldo exportador.

El aumento de generación con carbón por un lado, y la menor producción de otras fuentes de energía (hidráulica, eólica y nuclear) han dado lugar a un repunte de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico que se han estimado para el 2011 en 73 millones de toneladas, un 25 % más que en 2010.

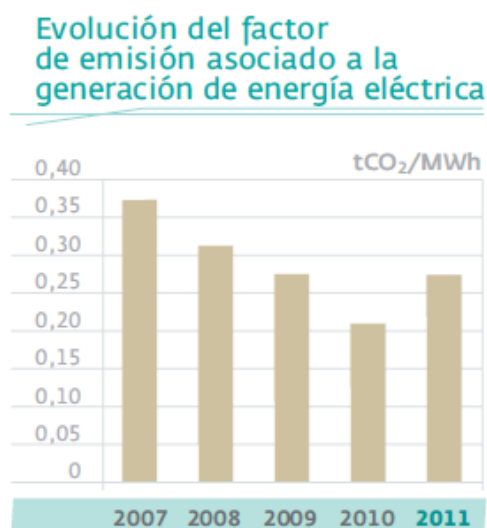
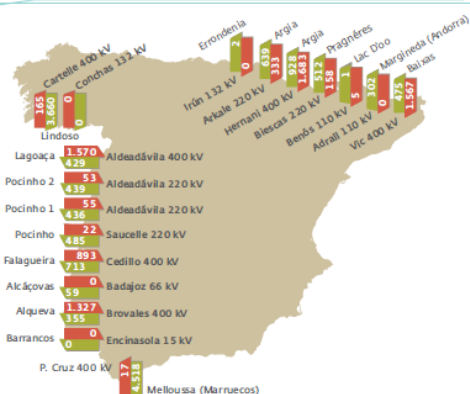


Ilustración 9. Evolución emisiones CO₂. “REE”.

El saldo de intercambios internacionales ha sido exportador en 6.105 GWh, un 27 % inferior al del 2010. Este descenso proviene principalmente de un cambio de signo en el saldo neto de intercambios a través de la interconexión con Francia que, tras ser exportador por primera vez en 2010, vuelve a ser importador por un valor de 1.189 GWh en 2011.

Capítulo 1: MEMORIA

Intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)



Saldo de los intercambios internacionales físicos de energía eléctrica (GWh)

	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2007	5.487	-7.497	-261	-3.479	-5.750
2008	2.889	-9.439	-278	-4.212	-11.040
2009	1.590	-4.789	-299	-4.588	-8.086
2010	-1.531	-2.634	-264	-3.903	-8.333
2011	1.189	-2.492	-302	-4.500	-6.105

Saldo positivo: importador; saldo negativo: exportador.

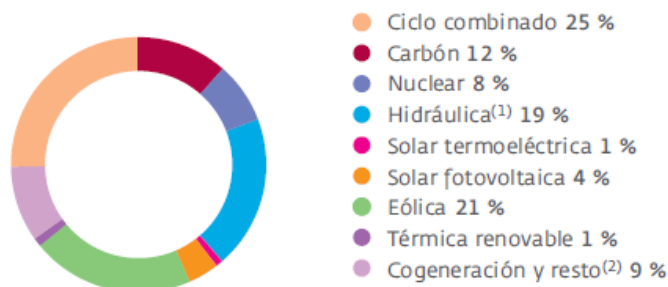
Ilustración 10. Intercambios eléctricos internacionales 2011. “REE”.

Respecto a las infraestructuras de transporte, durante el 2011 se han puesto en servicio 1.705 km de circuito de los que 1.446 km corresponden al sistema peninsular. Este aumento eleva la red de transporte peninsular al finalizar el año a 37.395 km de circuito y la red nacional a 40.233 km. Entre las infraestructuras puestas en servicio, destaca el enlace eléctrico entre la Península y Baleares de 488 km. Este enlace es la primera interconexión submarina de transporte en corriente continua que existe en España.

A fecha 31 de Diciembre de 2011 en España hay una Potencia instalada de 100.576 MW distribuidos entre las siguientes tecnologías, ilustración 11, la cobertura de la demanda anual, ilustración 12, y la cobertura de la máxima demanda anual de potencia (44.107 MW) el día 24 de enero de 2011 entre las 19-20h, ilustración 13.

Capítulo 1: MEMORIA

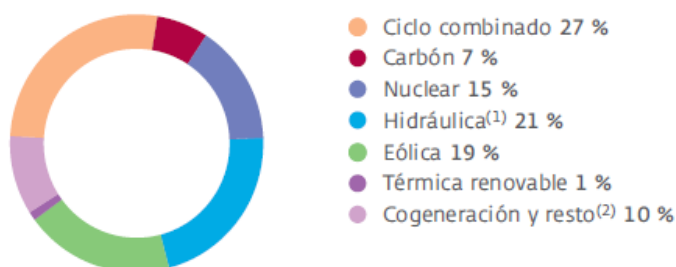
Potencia instalada a 31 de diciembre del 2011 (100.576 MW)



(1) Incluye la potencia de bombeo puro (2.747 MW). (2) Incluye térmica no renovable y fuel-gas.

Ilustración 11. Producción instalada a 31 de Dic. 2011: “REE”.

Cobertura de la máxima demanda⁽¹⁾ anual de potencia 44.107 MW 24 de enero del 2011 (19-20 h)



(1) No incluye la generación de bombeo. (2) Incluye térmica no renovable y fuel-gas.

Ilustración 12. Cobertura de la máxima demanda anual: “REE”.

Perspectiva de futuro.

El consumo de energía en el mundo se incrementará en un 57% entre 2004 y 2030, a pesar de que se espera que el aumento de precios tanto del petróleo como del gas natural siga en aumento. Gran parte de este incremento será producido por el experimentado en los países con economías emergentes. Las economías emergentes serán, con mucho, las responsables del crecimiento proyectado en el consumo de energía dentro del mercado en las dos próximas décadas. Es evidente concluir que la Energía seguirá teniendo un papel estratégico en nuestra sociedad. La “crisis” energética por la que atravesamos, es una tarea que debemos resolver entre todos; políticos, técnicos, sociedad, etc.

Capítulo 1: MEMORIA

En España se prevé que la demanda de energía eléctrica aumente durante la próxima década, ilustración 13. Es aquí, donde las EERR jugarán un papel protagonista y estratégico. Por ello, en España y Europa debemos seguir desarrollando tecnologías que no nos hagan depender, energéticamente, de otros países que controlan el mercado de los “combustibles fósiles”.

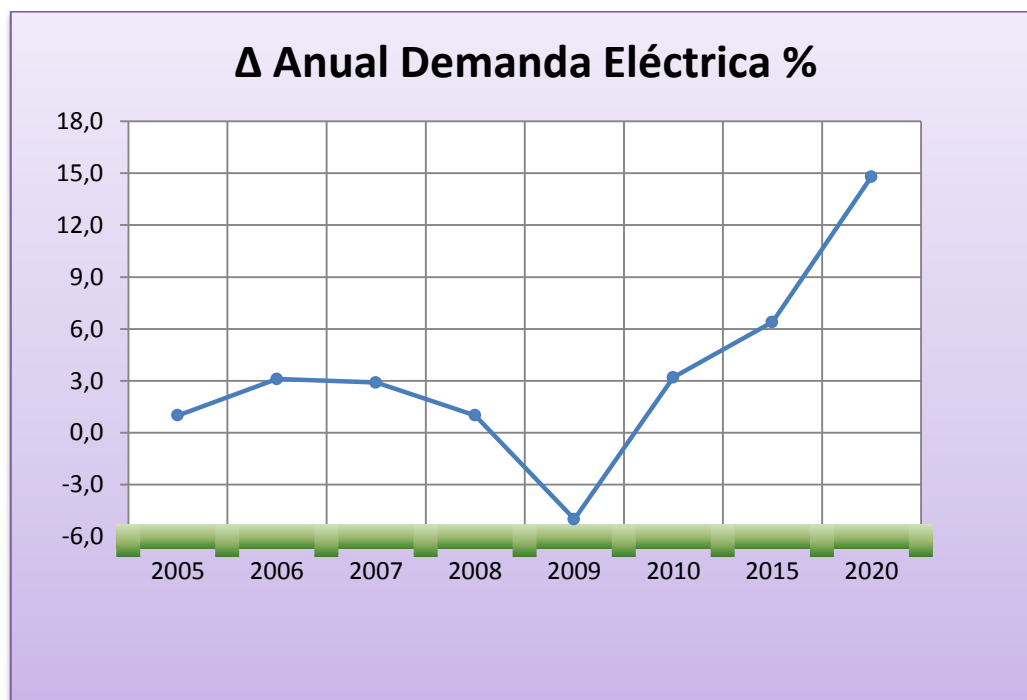


Ilustración 13. Crecimiento demanda Eléctrica: “REE”.

Si nos centramos en la EE y haciendo un análisis del balance eléctrico, serán dos las fuentes energéticas que se posicionen de manera destacada en la estructura de la generación eléctrica, ilustración 14, las energías renovables y el gas natural, que conjuntamente cubrirán casi las tres cuartas partes de toda la demanda eléctrica nacional.

Capítulo 1: MEMORIA

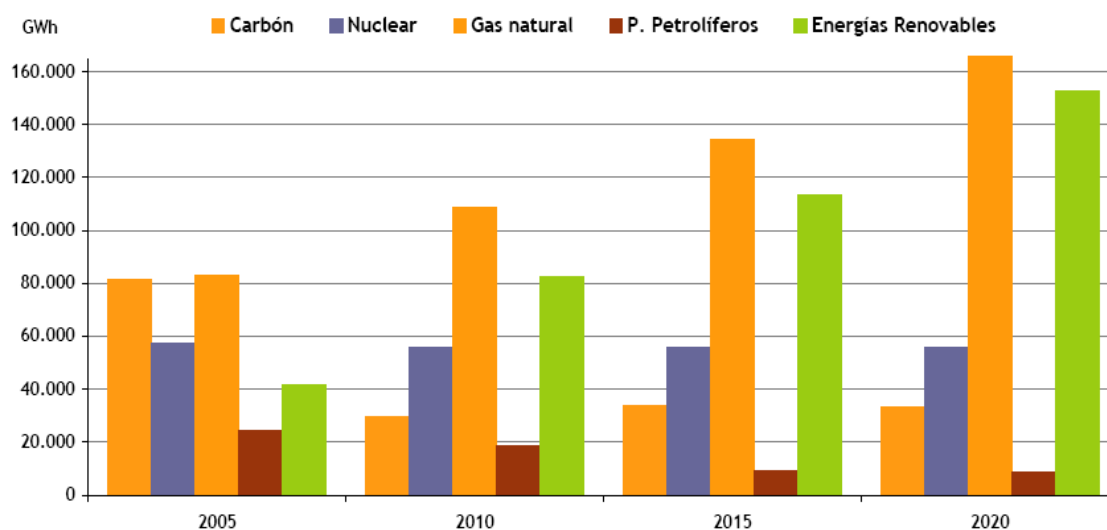


Ilustración 14. Evolución de la Producción Eléctrica Bruta por Fuentes Energéticas: "REE".

En la siguiente tabla ilustración 15, podemos observar los objetivos y trayectoria que se ha impuesto España para 2020 en lo que EERR se refiere. Estos datos reflejan que en España y también en Europa se ha apostado por las EERR, lo que abre una oportunidad de desarrollar un mercado a nivel mundial, y el aventurarse por el desarrollo de estas tecnologías repercutirán positivamente en la economía, en la sociedad y en el medio ambiente.

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes Energías Renovables- Calefacción y Refrigeración (15) (%)	8,8%	11,3%	11,7%	12,0%	12,5%	13,2%	14,0%	14,9%	15,9%	17,0%	18,1%	18,9%
Fuentes Energías Renovables- Electricidad (16) (%)	18,4%	28,8%	29,8%	31,2%	31,9%	32,9%	33,8%	34,3%	35,7%	36,9%	38,2%	40,0%
Fuentes Energías Renovables- Transporte (17) (%)	1,1%	6,0%	6,1%	6,5%	6,5%	8,2%	9,3%	10,4%	11,1%	12,0%	12,7%	13,6%
Cuota global de Fuentes de Energías Renovables (18) (%)	8,3%	13,6%	14,2%	14,8%	15,4%	16,5%	17,4%	18,3%	19,4%	20,4%	21,5%	22,7%

Ilustración 15. Objetivo y trayectoria de española para el año 2020 para las EERR: "REE".

Para lograr estos objetivos, previamente, hay que establecer unas bases, medidas, una visión de conjunto de todas las políticas. Estos tipos de medidas unificadas pueden ser de índole reglamentaria, financiera; como pueden ser:

Capítulo 1: MEMORIA

- Favorecer las instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables destinadas al autoconsumo, mediante el establecimiento de los sistemas más idóneos basados en balance neto y compensación de saldos de energía.
- Mantenimiento de una participación pública activa en I+D+i en el sector de las energías renovables, estableciendo programas de apoyo anuales para las iniciativas industriales prioritarias de desarrollo tecnológico, encaminadas a la reducción de los costes de generación principalmente en los sectores eólico y solar.

3.3. Desarrollo de centrales termosolares en España.

Gracias a los factores favorables que se dan en España se ha desarrollado un mercado para las centrales termosolares. Se han incorporado nuevos competidores al mercado, aunque para entrar en él hay que superar unas barreras de entrada muy altas. Estas barreras son, por ejemplo, los largos períodos de planificación, los elevados volúmenes de inversión ocasionados por las dimensiones de estas centrales así como el Know- How técnico necesario.

En España, la electricidad generada mediante energía solar térmica está actualmente bonificada con una prima por la aportación de energía eléctrica a la red. Esta bonificación está garantizada por ley durante 25 años y aumentará según la tasa de inflación anual. Transcurridos estos 25 años esta bonificación se reducirá. Tras ese periodo de tiempo las centrales termosolares ya estarán amortizadas y podrán ser explotadas y ser competitivas frente a las centrales eléctricas convencionales que funcionen con combustibles fósiles. El operador de la central termosolar puede elegir entre dos opciones de bonificación: Puede optar por una prima fija o vender la electricidad a precio de mercado y recibir otra prima adicional. La venta a precio de mercado tiene la ventaja de poder vender la electricidad en las horas en las que la demanda alcanza su punto máximo, durante estas horas se pueden conseguir las mejores tarifas eléctricas.

Mediante un sistema de almacenamiento térmico, las centrales termosolares pueden suministrar electricidad a la red española de alta tensión, de una forma programada y gestionable, según demanda. Otras energías renovables, como por ejemplo la energía

Capítulo 1: MEMORIA

eólica, no siempre pueden suministrar electricidad cuando se necesite, esto motiva la necesidad de disponer de centrales eléctricas de refuerzo, aumentando el coste del sistema. El acceso de estas formas de energía no gestionables a la red española de alta tensión es, por lo tanto, limitado.

Teniendo en cuenta esta ventaja de las centrales termosolares, el operador del sistema español Red Eléctrica ha adaptado sus normas clasificando las centrales solares térmicas como "productoras de energía previsible". Esto no solamente permite a estas centrales un acceso privilegiado a la red de alta tensión sino que suscita un aumento del mix de energías renovables gracias a su efecto estabilizador.

En consecuencia, los proyectos siguen desarrollándose de forma sistemática en este país, encontrándose todos ellos en diferentes fases de desarrollo. El objetivo buscado es desarrollar y realizar dichos proyectos junto con empresas españolas.

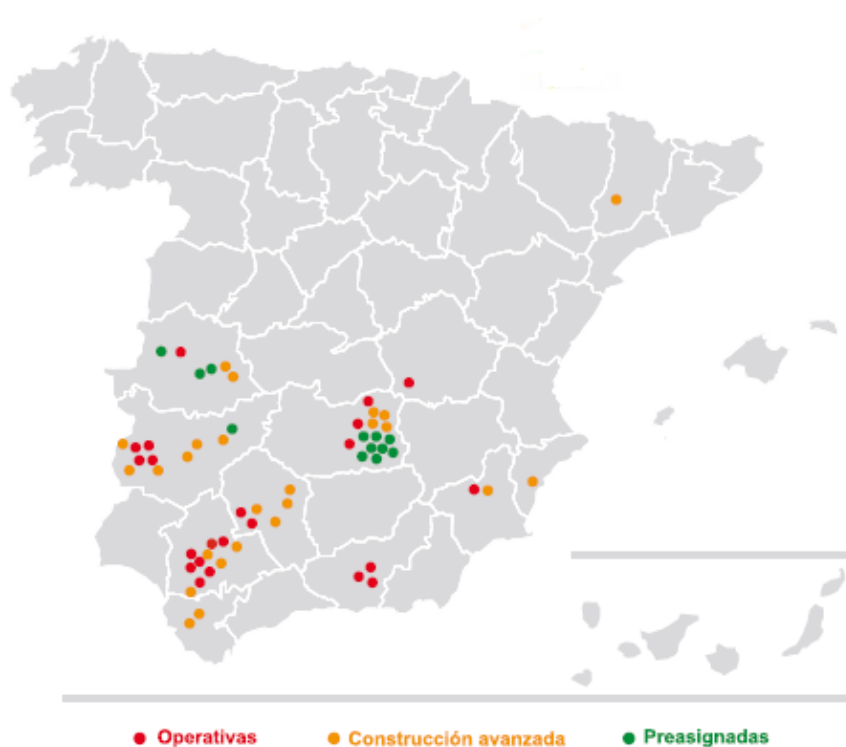


Ilustración15. Localización y situación actual de centrales termoeléctricas en España 2011. Fuente: Protermosolar.

Capítulo 1: MEMORIA

Al agotarse el cupo de los 500 MW, se estableció un **Registro de Preasignación de Retribución** establecido en el R.D. 6/2009, con una potencia global de 1.372 MW. Para cada una de ellas, en mayo de 2009 el promotor tuvo que demostrar que disponía de financiación, de derecho de uso de los terrenos, de acceso a la red, de derecho de uso del agua y de haber adquirido, o tener contrato de reserva, de al menos el 50% de los equipos, lo que en la mayoría de los casos significa el campo solar y la turbina.

En total, el mapa de España contará unas 60 plantas termosolares distribuidas en once provincias. Estarán finalizadas en 2013, y la potencia instalada en España ascenderá a 2.500 MW. La inversión realizada por las empresas para la puesta en funcionamiento de centrales termosolares asciende ya a más de 3.500 millones de euros y rondará los 15.000 millones de euros acumulados en 2013, cuando se hayan conectado a la red los 2.500 MW a los que se aplicará el sistema retributivo actual.

En la figura siguiente se puede observar el calendario que van a seguir los distintos proyectos de centrales termoeléctrica españolas incluidas en el registro de preasignaciones.



Ilustración 17. Fases de entrada en funcionamiento de los proyectos incluidos en el registro de preasignaciones. (Fuente: Martín Hernanz, 2010).

En el informe realizado por Greenpeace y Estia a comienzos del año 2000, se recogía la previsión de producción para España hasta el 2020, según la figura siguiente. Como

Capítulo 1: MEMORIA

podemos deducir de los párrafos anteriores, dicha previsión se ha quedado corta, siendo la actual de unos 5100MW.

Año	España MW	MWh	tCO ₂	Mercado en M \$ EE.UU.	Empleos exc. fabricación
2002	0	0	0	0	0
2005	60	150.000	90.000	150	780
2010	335	1.237.500	742.500	207	1.300
2015	1.145	2.862.500	1.717.550	341	2.600
2020	2.645	6.612.500	3.967.500	423	3.900
Total 2000 a 2020				4.579	

Ilustración 18. Previsión de producción MW para España hasta 2020.

Otro aspecto a tener en cuenta en la crecimiento de implantación de centrales termosolares, es el aspecto social. Este aspecto arroja los siguientes datos, en la fabricación de los componentes y demás actividades de ingeniería y servicios necesarios para la construcción de estas plantas que se instalarán en nuestro país se habrán empleado el equivalente a 200.000 empleos-año directos y otros tantos indirectos. De dicha cifra de empleo, la mitad aproximadamente corresponderá a suministros españoles.

Durante la fase de construcción de cada una de las plantas de 50 MW se precisarán unos 500 trabajadores durante dos años, lo que representa para esos 2.500 MW un empleo de 23.000 trabajadores durante dos años. Para su posterior operación y mantenimiento se precisarán unos 50 empleados por planta de forma indefinida, es decir cerca de 2.500 empleos indefinidos.

3.4 Situación Internacional de la energía termosolar.

Aunque hoy por hoy España es prácticamente el único país en donde se está desarrollando un proceso a gran escala de implementación de centrales solares termoeléctricas, hay también ambiciosos planes de construcción en otros muchos países.

La ilustración muestra las previsiones del estudio realizado recientemente por la Agencia Internacional de la Energía que indica las previsiones tanto de incremento de instalaciones en diferentes países del mundo y en donde Europa jugará un papel vital en

Capítulo 1: MEMORIA

la implementación de esta tecnología que se expandirá con gran fuerza en los países con mejores condiciones de insolación. Los cerca de 500 TWh/año que se prevén para 2020 corresponderían a unos 125 GW de potencia instalada en ese año.

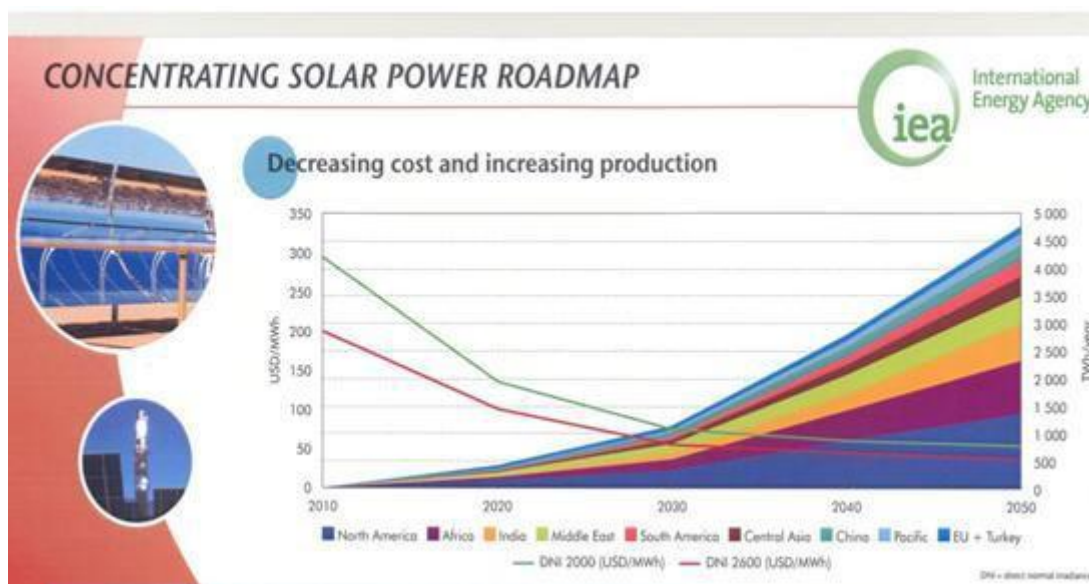


Ilustración 19: Roadmap de la Agencia Internacional de la Energía.

Además de España, el país con mayores expectativas a corto plazo, tanto por disponibilidad del recurso como por capacidad tecnológica y condiciones regulatorias, es sin duda Estados Unidos. Las centrales operativas en Estados Unidos pueden verse en la siguiente ilustración.

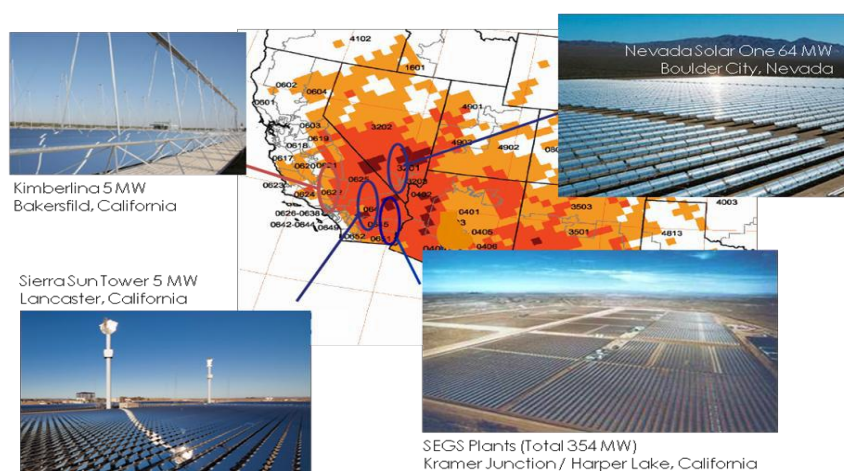


Ilustración 20: Plantas operativas en EE.UU.

Capítulo 1: MEMORIA

El número de proyectos anunciados en Estados Unidos, con contrato entre las compañías eléctricas y los promotores es de unos 9.000 MW, que podrían entrar progresivamente en operación hasta completarse en 2014. Estos proyectos, que originariamente se concentraban en California tienen, en estos momentos, un reparto más equilibrado al estar en promoción un importante número de también en los estados de Nevada y Arizona. A diferencia del caso español, allí la potencia prevista para proyectos de tipo torre es equivalente a la de canales parabólicos. Fresnel y Stirling siguen teniendo previsiones muy inferiores en términos de potencia instalada futura. Hay que destacar que un buen número de los proyectos anunciados en Estados Unidos están siendo promovidos por empresas españolas con diseños basados en la tecnología desarrollada estos últimos años en nuestro país.

La segunda otra gran área geográfica que está despertando fuertes expectativas es la región MENA y que corresponde a Oriente Medio y Norte de África.



Ilustración 21: Plantas en Oriente Medio y Norte de África.

El gran impulsor de estas expectativas ha sido el Plan Solar Mediterráneo aprobado en una cumbre a mediados de 2008 por los 42 jefes de gobierno de los países que conforman la Unión por el Mediterráneo. Dicho plan prevé la construcción de 20.000 MW, originariamente con tecnologías STE pero ya ampliado a energía eólica y fotovoltaica, en el horizonte 2020 con idea de que una gran parte de esa electricidad sea exportada a Europa a través de

Capítulo 1: MEMORIA

cables submarinos de alta tensión en corriente continua, al amparo de la nueva Directiva de Energías Renovables, publicada en el diario oficial el 5 de junio de 2009 y que permite que los países puedan contabilizar a efectos del cumplimiento de sus propios objetivos dicha electricidad importada.

Para poder hacer posible esta visión hacen falta, no obstante, que se establezcan marcos favorables en los países europeos cuando se transponga esa directiva. También haría falta un instrumento que funcionase como comprador en firme de la energía a los promotores de las plantas y que luego la distribuyese en los sistemas eléctricos de aquellos países que decidan hacer uso de este mecanismo para cumplir sus objetivos vinculantes en 2020. La industria y entidades financieras alemanas han decidido poner en marcha una Sociedad, que han denominado Desertec, para activar todos los procedimientos y ayudar a hacer posible esa originaria idea de la sección alemana del Club de Roma.

Independientemente de estas iniciativas europeas para la región MENA, varios de esos países han anunciado compromisos de porcentajes de energías renovables en su estructura energética para 2020 y tienen programas nacionales y proyectos en curso en el área de las centrales STE que se detallan a continuación:

En Operación:

- Marruecos: Ciclo combinado integrado con energía solar de 150 MW de potencia total. El campo solar aportará 25 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor.
- Argelia: Ciclo combinado integrado con energía solar de 130 MW de potencia total. El campo solar aportará 25 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor
- Egipto: Ciclo combinado integrado con energía solar de 150 MW de potencia total. El campo solar aportará 20 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor

En construcción:

- Abu Dhabi: Central de 100 MW de canales parabólicos. (Fase de pruebas).

En Proyecto:

Capítulo 1: MEMORIA

- Iran: Ciclo combinado integrado con energía solar de 400 MW de potencia total. El campo solar aportará 17 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor
- Jordania: Central de 100 MW de canales parabólicos.
- Israel: Central de 100 MW de canales parabólicos en el desierto de Negev.
- Arabia Saudita y Oman también han anunciado su decisión de acometer proyectos de centrales STE aunque están todavía por definir sus características.
- Marruecos: Central de 125 MW de canales cilindro parabólicos en la región de Ouarzazate.

Australia es otro país con abundantes recursos y en el que sus autoridades han adoptado recientemente un fuerte compromiso de reducción de emisiones, que son en estos momentos muy superiores per cápita a la media de los países industrializados y, consecuentemente han decidido dar un fuerte impulso para la implantación de las centrales STE, que en el caso australiano deberán ir dirigidas no sólo a contribuir a la demanda pico sino a proporcionar potencia base dadas las carencias existentes en dicho país y la previsión de necesidades crecientes. El Gobierno ha establecido un plan de apoyo a la construcción de centrales STE y FV de 1.600 M\$ para apoyar la construcción de centrales que totalicen 1000 MW y cuyo proceso de adjudicación comenzó en 2010. El objetivo a largo plazo es tener un 25% de generación eléctrica de origen solar en 2050. En diversos centros tecnológicos están investigando centrales de torre con ciclo combinado.

India es un país con un déficit actual de 20.000 MW de potencia instalada y que esta creciendo de acuerdo con su desarrollo económico y evolución demográfica estimándose una necesidad de nueva capacidad en torno a los 400.000 MW en 2020. El recurso solar es, en algunas zonas, mejor que en el sur de España y el gobierno federal esta impulsando un programa conocido como Solar Misión de apoyo a la generación eléctrica con energía solar y varios estados, Gujarat, Andhra y Rajasthan, han anunciado su apoyo en tarifa a las centrales STE aunque por la información difundida no parece que vayan ser suficientes, ni en valor ni en su alcance temporal, para promover una significativa implantación.

China está impulsando el desarrollo de las tecnologías termosolares en diferentes centros oficiales de investigación con el objetivo de tener capacidad propia de fabricación de los componentes específicos de los campos solares. Aunque están más volcados en ese

Capítulo 1: MEMORIA

desarrollo de capacidades propias también están estudiando proyectos de construcción de plantas en diferentes regiones que totalizan 1.100 MW. Se ha creado una institución denominada Alianza, con participación de la industria, las universidades y los centros de investigación bajo la tutela del Ministerio de Ciencia y Tecnología, que prevé tener conectados a red 300 MW en 2015. A pesar de que el ritmo con el que está planificando China su incursión en este campo parece lento, las circunstancias internas y las referencias internacionales podrían acelerar sus planes.

En Europa otros países con un buen nivel de recurso solar como Italia, Portugal o Grecia ya han establecido o van a hacerlo próximamente un sistema de apoyo a la implantación de las centrales STE mediante tarifas especiales de forma análoga al modelo español que tan buenos resultados ha proporcionado para el desarrollo del sector aunque los planes de implantación a fecha actual no parecen todavía demasiado agresivos.

En la ilustración se muestra las previsiones de tecnología termosolar en los distintos países europeos de acuerdo a los Planes Nacionales de Acción que tuvieron que presentar los Estados Miembro a las Comisión de la Unión Europea en junio de 2010 para el seguimiento de los objetivos vinculantes para 2020.



Ilustración 22: Potencia termosolar prevista en 2020. PAN's de los distintos Estados Miembros.

Capítulo 1: MEMORIA

3.5 Tecnologías termosolares existentes.

En la actualidad existen 4 tipos principales de centrales termosolares las de disco Stirling, las de torre, colectores cilindro parabólicos y reflectores Fresnel, a partir de estos 4 tipos se están desarrollando otros modelos de producción como convinar centrales termosolares con ciclos combinados, para mejorar rendimientos.

3.5.1 Disco Stirling.

Un sistema de concentrador disco Stirling está compuesto por un concentrador solar de alta reflectividad, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling o una microturbina que se acopla a un alternador. El funcionamiento consiste en el calentamiento de un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura entorno a los 750° C. Esta energía es utilizada para la generación de energía por el motor o la microturbina. Para óptimo funcionamiento, el sistema debe estar provisto de los mecanismos necesarios para poder realizar un seguimiento de la posición del sol en dos ejes.



Ilustración 23. Captador Disco Stirling.

3.5.2 Tecnología de torre.

La tecnología de torre se posiciona como una tecnología termosolar con un grado de madurez media.

Capítulo 1: MEMORIA

En los sistemas de torre, un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre. Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

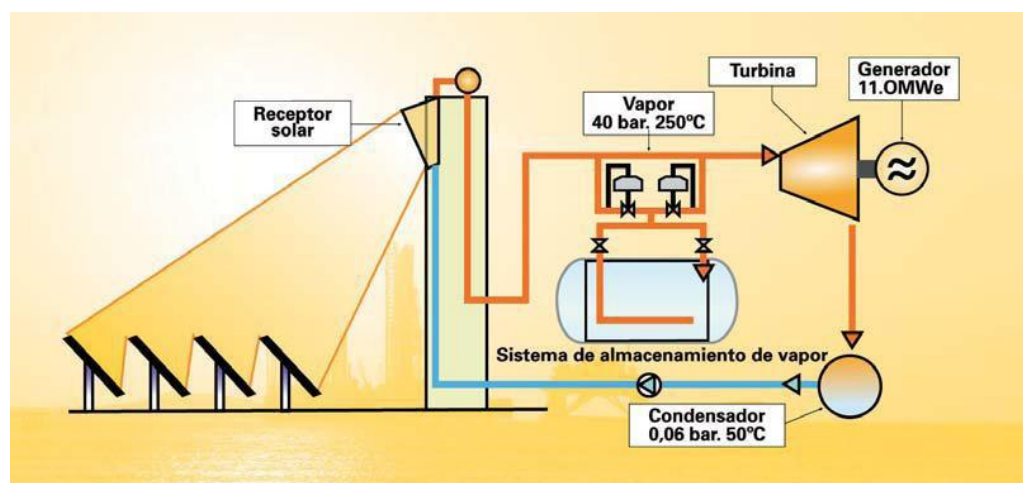


Ilustración 24. Esquema de funcionamiento de la tecnología torre.

El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos: los helióstatos, el receptor y la torre.

- 1) Los helióstatos tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol. Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.
- 2) El receptor, que transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.
- 3) La torre sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de

Capítulo 1: MEMORIA

los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.



Ilustración 25. Vista de una torre y su campo de helióstatos.

Mejoras en la tecnología de torre.

En la constante búsqueda para obtener mayores rendimientos se ha avanzado principalmente en dos frentes, conseguir mayores temperaturas e hibridar y mejorar el almacenamiento.

1. Altas temperaturas, buenos rendimientos, las altas temperaturas (superiores a 1000° C) que se pueden alcanzar con esta tecnología permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25 % en la transformación de radiación solar a electricidad.
2. Hibridación y almacenamiento, en la tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aun en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento, por lo que la planta de ser

sobredimensionada. Otra aplicación utilizada en la tecnología de torre es la hibridación.

3.5.3 Tecnología cilindro-parabólica.

La tecnología cilindro-parabólica es una tecnología limpia, madura y con un extenso historial que demuestra estar preparada para la instalación a gran escala. Esta tecnología lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80 con un excepcional comportamiento. Desde entonces, ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos. Actualmente hay 300 MWs en operación, 400 en construcción y alrededor de 6 GWs en promoción a nivel mundial.

La tecnología cilindro-parabólica basa su funcionamiento en seguimiento solar y en la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros. En estos tubos, un fluido transmisor de calor, tal como aceite sintético es calentado a aproximadamente a 400 °C por los rayos solares concentrados. Este aceite es bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. El calor presente en este vapor, se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor convencional.

La tecnología cilindro-parabólica es la tecnología CSP más desarrollada y se tratará ampliamente en éste proyecto.

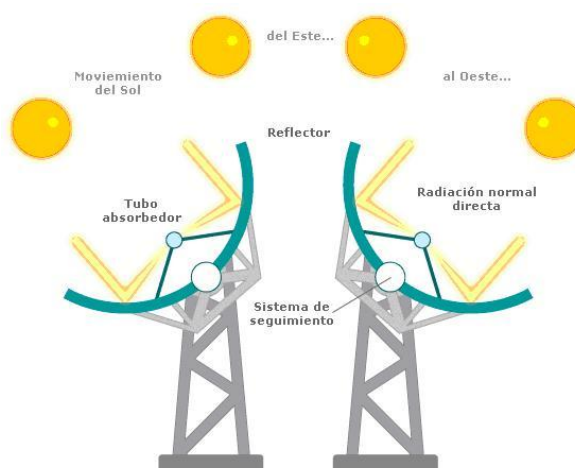


Ilustración 26. Esquema de funcionamiento de la tecnología Cilindro-parabólica.

Capítulo 1: MEMORIA

Los componentes principales del campo solar de la tecnología cilindro-parabólica son:

1) El reflector cilindro-parabólico: La misión del receptor cilindro parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre la superficie. La superficie especular se consigue a través de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad los medios soportes más utilizados son la chapa metálica, el vidrio y el plástico.

2) El tubo absorbedor: El tubo absorbedor consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el exterior de cristal.

El fluido de trabajo que circula por el tubo interior es diferente según la tecnología. Para bajas temperaturas ($< 200\text{ }^{\circ}\text{C}$) se suele utilizar agua desmineralizada con Etileno-Glicol mientras que para mayores temperaturas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450\text{ }^{\circ}\text{C}$) se utiliza aceite sintético. Las últimas tecnologías permiten la generación directa de vapor sometiendo a alta presión a los tubos y la utilización de sales como fluido caloportante.

3) El sistema de seguimiento del sol: El sistema seguidor más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro-parabólicos del colector alrededor de un eje.

4) La estructura metálica: La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen.



Ilustración 27. Colector cilindro-parabólico.

Capítulo 1: MEMORIA

Almacenamiento.

La tecnología de colectores cilindro-parabólicos puede incorporar almacenamiento para poder producir electricidad en horas de oscuridad, la más extendida es el almacenamiento con sales. Esta tecnología se basa en la utilización de dos tanques de sales para almacenar el calor.

- 1) Durante el ciclo de carga, las sales intercambian calor con el fluido procedente del campo solar y se almacenan en el tanque caliente.
- 2) Durante el ciclo de descarga, el sistema simplemente opera en sentido contrario al anteriormente expuesto, calentando el fluido caloportador que generará vapor para mover la turbina que producirá finalmente la electricidad.

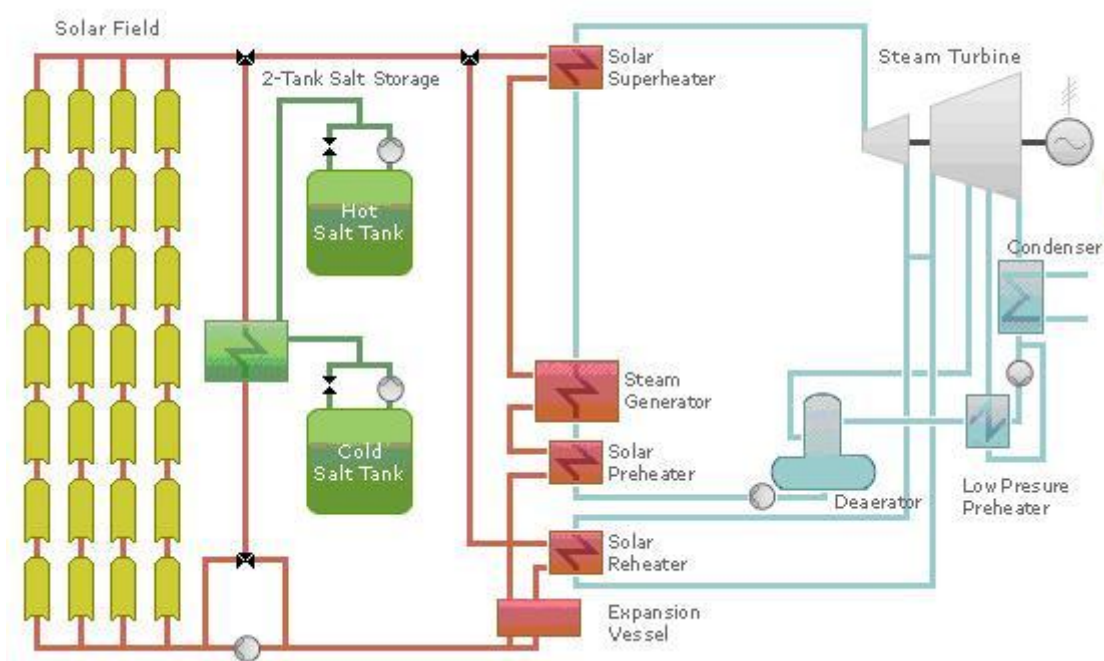


Ilustración 28. Esquema de funcionamiento de almacenamiento de sales fundidas.



Ilustración 29. Depósitos de sales fundidas.

3.5.4 Reflectores lineales Fresnel.

En la figura se muestran los elementos principales de estas centrales: los espejos lineales orientables y el tubo absorbedor estático en la parte superior con un sistema de reconcentración de los rayos reflejados por los espejos lineales.



Ilustración 30. Concentrador de Fresnel.

En estos sistemas la relación de concentración es bastante inferior a la alcanzable en los canales parabólicos e, incluyendo la reconcentración no pasa de 40. Con estos valores la temperatura máxima del fluido de trabajo estaría por debajo de los 300 °C para tener un rendimiento combinado óptico y térmico razonable. Con esos valores de temperatura puede pensarse tanto en la utilización de aceites térmicos como de vapor saturado. Los rendimientos de conversión en electricidad en el punto de diseño estarían en torno al 10%.

Capítulo 1: MEMORIA

Los reflectores lineales, que suelen tener una pequeña curvatura, se disponen en dirección Norte-Sur por lo que deben efectuar un seguimiento completo en un eje a lo largo del día, mirando hacia el este por la mañana y siguiendo al sol hasta su puesta por el oeste.

En esta tipología de sistema de concentración pueden disponerse los módulos completos uno al lado del otro con gran compactación del campo dado que no se harán sombra entre módulos al ser estructuras estáticas. Sin embargo si podrá haber algo de sombras entre los reflectores lineales a primeras y a últimas horas del día en la parte oeste o este del módulo respectivamente.

Sin embargo la superficie de captación de la radiación solar comparada con la de los canales parabólicos muestra claras desventajas a las primeras horas de la mañana o últimas horas de la tarde y, en general a cualquier hora del día distinta de las 12:00 solares. Por ello y teniendo en cuenta además la menor concentración y la diferencia de temperatura de trabajo esta tecnología sólo será competitiva si sus costes de inversión son notablemente inferiores a los de las centrales de canales parabólicos.

Las instalaciones de sistemas Fresnel de concentración de foco lineal son todavía muy diversas dependiendo sus principales características y las dimensiones de los módulos de cada fabricante. La única planta de cierto tamaño operativa en España utiliza para cada elemento espejos que totalizan 16 m de longitud con una anchura de la superficie de captación de 12 m. Los tubos absorbedores son de 7 cm, de dimensiones similares a las de los canales parabólicos actuales.

En función de la aplicación y de la temperatura de trabajo se podrían utilizar tubos absorbedores con recubrimientos selectivos menos costoso que los de los canales parabólicos e incluso no llevar el tubo concéntrico de vidrio con vacío. Para evitar pérdidas convectivas y de radiación podría ponerse un vidrio de alta transmisividad cerrando el reconcentrador por su parte baja pero sin hacer el vacío en su interior.

Las estructuras soporte de los espejos, al estar ancladas al suelo, son muy estables. También son muy sencillos y económicos los sistemas de orientación de los espejos.

Capítulo 1: MEMORIA

El diagrama de bloques de una central de reflectores lineales Fresnel es muy similar al de una de canales parabólicos aunque en este caso no resultan apropiados los tanques de sales fundidas como sistema de almacenamiento dada la temperatura que alcanza el fluido. Cuando se utiliza el agua como fluido refrigerante para obtener vapor saturado solo parecen adecuados tanques de vapor de limitada autonomía. No obstante estas plantas pueden ser muy fácilmente hibridadas con gas natural o biomasa lo que permite su gestionabilidad a pesar de que no dispongan de sistema de almacenamiento.

A efectos comparativos con las centrales de canales parabólicos, se estima teóricamente que los campos solares tipo Fresnel deberían tener una inversión aproximadamente de la mitad de los campos de canales parabólicos para resultar competitivos, dadas las menores eficiencias anuales ópticas y de conversión termodinámica. Las compañías que trabajan en esta tecnología anuncian precios de los componentes en esa línea de precios por lo que habrá que esperar a los próximos años para ver que tipología de diseño de campo resulta finalmente preferida para las plantas.

3.6 Plan estratégico.

3.6.1. Misión.

El punto de partida para formular la estrategia debe ser la declaración de identidad y el propósito de nuestros objetivos mediante la declaración de misión. Tres preguntas son fundamentales que nos sirven como guía:

- ¿Cuál es nuestro negocio?
- ¿Quiénes son nuestros clientes?
- ¿Qué necesidades de los mismos se pretende servir?

El papel que jugará nuestra estrategia empresarial determinará en gran medida nuestros éxitos.

Capítulo 1: MEMORIA



Ilustración 31. Elementos de las estrategias de éxito.



Ilustración 32. Modelo básico de nuestra estrategia.

Nuestra Misión, a corto plazo, es la construcción de una central termosolar de 50 MW de potencia para conectarse a la red, proporcionado EE a través de una fuente de energía renovable, cumpliendo la legislación vigente.

Capítulo 1: MEMORIA

- Creación de empleos directos durante las fases diseño y obra de la central.
- Creación de empleos directos e indirectos una vez que comience la actividad de la central.
- Facilitar la creación de empresas en las zonas próximas que nos permitan hacer “Outsourcing”.
- Invertir en innovación para ser pioneros en las nuevas tecnologías que permitirán reducir progresivamente los costes de inversión en plantas termosolares.
- Evitar emisiones de CO₂.

4. DATOS SOCIOECONÓMICOS

EMPLEO

SUBSECTORES RENOVABLES	2010			
	Empleo directo	Empleo Indirecto	Empleo total	%
Eólico	30.651	24.521	55.172	37,2%
Solar Fotovoltaico	19.552	8.798	28.350	19,1%
Solar Termoeléctrico	9.346	5.608	14.954	10,1%
Biomasa eléctrica	7.172	6.789	13.961	9,4%
Biomasa usos térmicos	5.754	5.640	11.394	7,7%
Solar Térmico	6.757	3.041	9.798	6,6%
Actividades comunes	4.262	2.718	6.980	4,7%
Incineración de residuos	1.415	637	2.052	1,4%
Biocarburantes	964	988	1.952	1,3%
Hidráulica y minihidráulica	1.078	485	1.563	1,1%
Biogás eléctrico	664	681	1.345	0,9%
Geotermia	415	162	577	0,4%
Energías del mar	74	38	112	0,1%
Biogás usos térmicos	55	56	111	0,1%
RSU+industriales -térmica	50	23	73	0,05%
TOTAL	88.209	60.185	148.394	100%

Fuente: IDAE/ISTAS

Ilustración 33. Datos de empleo por subsectores. “IDEA”.

Nuestra misión a medio y largo plazo será desarrollar la energía solar a través de inversiones en plantas de concentración solar eficientes y rentables y, de este modo, convertirnos en los pioneros de las nuevas tecnologías termosolares para disminuir el coste de las futuras plantas.

3.6.2. Visión.

Convertirnos en un promotor que afiance la excelencia en nuestras operaciones y encabece

Capítulo 1: MEMORIA

el uso de la energía solar como una energía fiable y que contribuya a la protección del medioambiente de cara a las futuras generaciones.

3.6.3. Modelo de negocio.

El modelo de estrategia que vamos a llevar a cabo es la de examinar exhaustivamente los elementos que intervienen en el diseño, construcción, instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento de dicha infraestructura, optando por aquellas soluciones que se estimen óptimas tanto técnica como económica.

Nos basaremos en el estudio y comprensión del nicho de mercado que se está abriendo en el sector de Energías Renovables, percibiendo que hay una oportunidad de negocio e intentaremos colocarnos en un lugar de privilegio en este mercado que se abre ante nosotros.

La generación de valor de nuestro modelo se basa tanto en el equipo humano especializado como en la calidad del servicio que prestamos al proporcionar una energía limpia y segura la sociedad.

3.6.4. Gestión de la energía termosolar en la red eléctrica.

Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

Esta obligación de conexión a un centro de control faculta al operador del sistema a dar las instrucciones oportunas de modificación de la producción de las unidades de generación renovable no gestionable (caso de los parques eólicos) por medio de sus respectivos centros de control. Las causas que obligan a la reducción de la producción son las siguientes:

Capítulo 1: MEMORIA

1. Congestión en la evacuación de la generación: la congestión responde a la aparición de sobrecargas no admisibles en elementos de la red de transporte, como consecuencia de un exceso de generación de energía en una zona geográfica por encima de la capacidad de evacuación de la misma por la red.
2. Potencia de cortocircuito: cuando en algún nudo de la red de transporte el valor de la potencia de cortocircuito ponga en riesgo la seguridad del sistema, puede obligarse a la reducción de la producción.
3. Viabilidad de los balances de potencia: el operador del sistema debe garantizar la viabilidad de los balances de potencia activa y reactiva teniendo en cuenta las circunstancias singulares de operación y los límites técnicos de las unidades gestionables, para poder cubrir la demanda en los periodos horarios siguientes.
4. Excedentes de generación no integrables en el sistema: en aquellos casos en que se presente una demanda inferior a la prevista o una generación, de las unidades no gestionables, superior a la prevista, el operador puede reducir la producción de estas últimas.

La centrales termosolares entran en el grupo de producción gestionable, por lo que estarían exentas de estas actuaciones técnicas. Un funcionamiento seguro del sistema de energía eléctrica no sólo debe cubrir la demanda, sino que debe dar respuesta inmediata a los problemas que en ella puedan surgir, garantizando el suministro al mayor número de usuarios y, obviamente, respetar todas las restricciones técnicas que pueda presentar la Red Eléctrica.

3.6.5. Análisis del entorno sectorial.

El estudio del entorno de una empresa al igual que el de los recursos y capacidades son dos elementos importantes en el análisis estratégico. Por ello, realizaremos los siguientes análisis:

Capítulo 1: MEMORIA

3.6.5.1. Análisis PEST.

El análisis PEST es una herramienta de gran utilidad para comprender el crecimiento o declive de un mercado, y en consecuencia, la posición, potencial y dirección de un negocio. Es una herramienta de medición de negocios. PEST está compuesto por las iniciales de factores Políticos, Económicos, Sociales y Tecnológicos, utilizados para evaluar el mercado en el que se encuentra un negocio o unidad.

El PEST funciona como un marco para analizar y revisar la estrategia, posición, dirección de la empresa, propuesta de marketing o idea.

Las características del entorno del sector termosolar es un entorno dinámico y complejo ya que requiere de alto nivel de conocimiento tecnológico, pero también se ve afectado por otros factores, los cuales pasamos a enumerar.

<p>POLÍTICOS</p> <p>Cambios en la legislación actual nacional Cambios en la legislación actual internacional Políticas gubernamentales Período gubernamental y cambios Políticas de comercio exterior Políticas de financiación e iniciativas Grupos de presión internacionales</p>	<p>ECONÓMICOS</p> <p>Situación económica nacional Situación económica internacional Tendencias en la economía. Ciclos y tendencias de mercado Fluctuación en los intereses y tasas de cambio</p>
<p>SOCIAL</p> <p>Tendencias de estilo de vida y consumos Demografía Opinión y actitud del consumidor Punto de vista de los medios Cambios de leyes que afecten factores sociales Imagen de la marca, la tecnología y la empresa Acceso del consumidor a las nuevas tecnologías Sensibilización con el medioambiente Sensibilización con el uso de EERR</p>	<p>TECNOLÓGICO</p> <p>Desarrollos tecnológicos competidores Financiación para la investigación Tecnologías asociadas/dependientes Tecnologías/soluciones sustitutivas Madurez de la tecnología Legislación tecnológica Potencial de innovación Acceso a la tecnología, licenciamiento, patentes Propiedad intelectual</p>

Ilustración 34. Análisis PEST.

Capítulo 1: MEMORIA

3.6.5.2. Análisis de la competencia en el sector. Modelo de Porter.

Para analizar y clasificar los factores que influyen en el entorno específico y en la determinación de cómo y en qué medida afectaran a nuestra empresa, se utiliza la herramienta conocida como modelo de las “*Cinco Fuerzas de Porter*” que relaciona la rentabilidad a largo plazo de un sector o un mercado por su interrelación con una serie de “fuerzas”.

- Productos sustitutivos.
- Nuevas empresas entrantes.
- Empresas establecidas.
- Poder de negociación de proveedores.
- Poder de negociación de compradores.

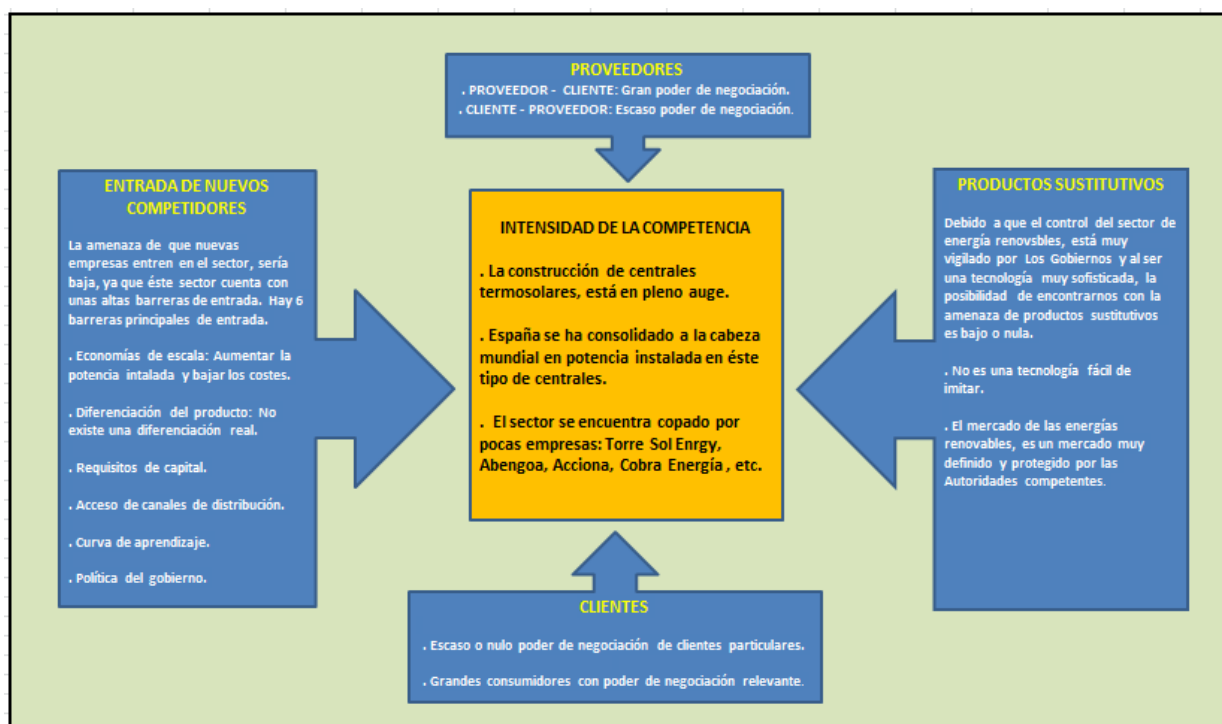


Ilustración 35. Modelo de las “Cinco Fuerzas de Porter”.

Capítulo 1: MEMORIA

3.6.5.3. Análisis DAFO.

El Análisis **DAFO**, también conocido como Matriz ó Análisis "**DOFA**", o en inglés SWOT, es una metodología de estudio de la situación competitiva de una empresa en su mercado (situación externa) y de las características internas (situación interna) de la misma, a efectos de determinar sus **Debilidades**, **Oportunidades**, **Fortalezas** y **Amenazas**. La situación interna se compone de dos factores controlables: fortalezas y debilidades, mientras que la situación externa se compone de dos factores no controlables: oportunidades y amenazas.

Es la herramienta estratégica por excelencia más utilizada para conocer la situación real en que se encuentra la organización.

- Debilidades: Se refieren a todos aquellos elementos, recursos, habilidades y actitudes que la empresa ya tiene y que constituyen barreras para lograr la buena marcha de la organización. También se pueden clasificar: Aspectos del Servicio que se brinda, Aspectos Financieros, Aspectos de Mercado, Aspectos Organizacionales, Aspectos de Control. Las Debilidades son problemas internos, que, una vez identificados y desarrollando una adecuada estrategia, pueden y deben eliminarse.
- Amenazas: Toda fuerza negativa externa al proyecto que puede impedir la implantación de una estrategia o reducir su efectividad. Por lo que llegado al caso, puede ser necesario diseñar una estrategia adecuada para poder sortearla.
- Fortalezas: Son aquellos elementos internos y positivos en los que se dispone de una ventaja favorable que sitúa a la futura empresa en una buena situación. Generalmente proviene de recursos valiosos de los que dispone la empresa. Éstos pueden ser tanto materiales como inmateriales, es decir, conocimientos, productos, tecnología, personal, etc.
- Oportunidades: Son aquellos aspectos que ofrecen alguna opción o alternativa interesante y positiva para el desarrollo de la idea de negocio. Suelen ser factores que provienen del exterior, siendo los más importantes los que derivan de la existencia de mercados atractivos y con posibilidades de ser acometidos, es decir, la existencia de oportunidades de negocio.

Capítulo 1: MEMORIA

ANÁLISIS DAFO	
FORTALEZAS	<ul style="list-style-type: none"> . Personal capacitado y preparado. . Capacidad de desarrollo Tecnológico. . Capacidad de gestión de centrales termosolares. . Política de Precios.
DEBILIDADES	<ul style="list-style-type: none"> . Nivel Bajo de recursos financieros propios. . Servicios de facturación. . Nivel de negociación financiera.
OPORTUNIDADES	<ul style="list-style-type: none"> . Mejoras en la eficiencia de funcionamiento. . Momento estratégico de desarrollo de las EERR socialmente aceptadas. . Liberalización del Mercado. . Posibilidad de obtención de subvenciones. . Naciones en vía de desarrollo. . Capacidad de generación de empleo.
AMENAZAS	<ul style="list-style-type: none"> . La rentabilidad de la central depende por completo de la prima que el gobierno establezca. . Rivalidad Competitiva. . Pérdida de capacidad tecnológica y/o productiva propia u obsoleta frente a competidores extranjeros. . Cambios del marco regulatorio. . Nuevas tecnologías.

3.7. Análisis interno.

3.7.1. Análisis funcional.

- Producción. La empresa coordinará y gestionará en todo momento la fase de instalación y llevará a cabo las operaciones necesarias para la explotación y mantenimiento de la central.
- I+D+i. A nivel de ingeniería, la empresa tiene una sección dedicada a proyectos de I+D+i, y por tanto posee los recursos necesarios para acometer este proyecto sin tener que acudir a empresas de ingeniería externas.
- Recursos Humanos. Los trabajadores de la empresa tienen experiencia en la operación de centrales termosolares y en su interfaz con la red eléctrica. Los trabajadores están habituados a trabajar en el desarrollo de proyectos de I+D+i.

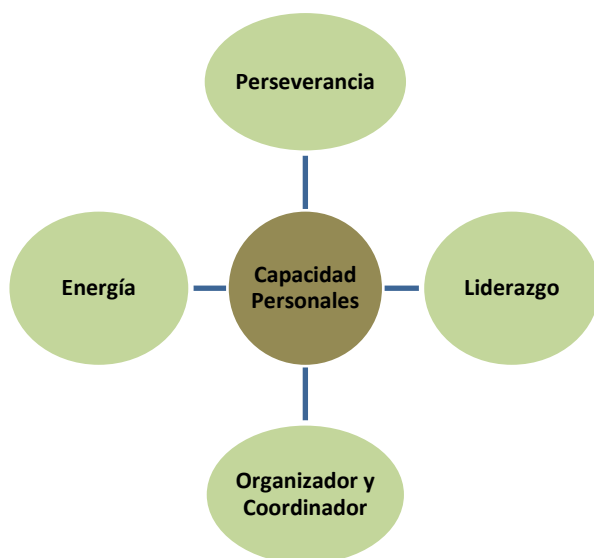
Capítulo 1: MEMORIA

- **Finanzas.** Al tratarse de una pequeña empresa, no puede acometer el proyecto con recursos propios. Podría tener acceso a financiación externa mediante créditos bancarios. Por otro lado la empresa podría aprovechar economías de escala en caso de que se realizase una implantación del proyecto propuesto en un número significativo de proyectos.
- **Marketing.** La empresa trata de mostrar una imagen cercana a la gestión responsable de la energía y líder en desarrollo tecnológico, siempre por encima de la competencia.

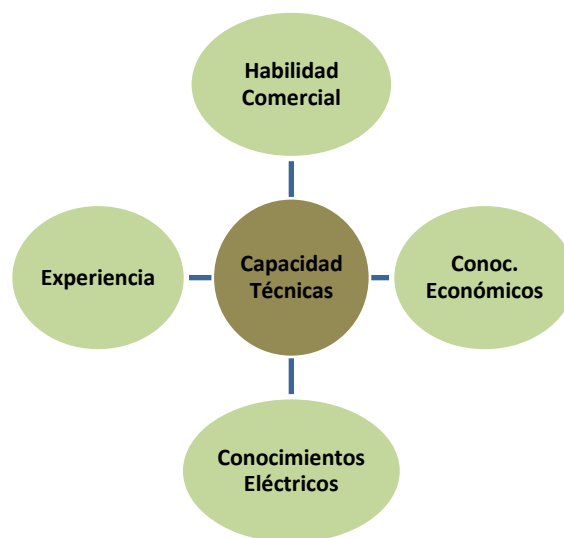
La estrategia que vamos a seguir estará relacionada con el ajuste de nuestros recursos y capacidades con las oportunidades que surgen en nuestro entorno.

El objetivo de realizar un análisis interno e identificar los Recursos y Capacidades. Analizaremos los siguientes puntos:

Capacidades Personales



Capacidades Técnicas



Capítulo 1: MEMORIA

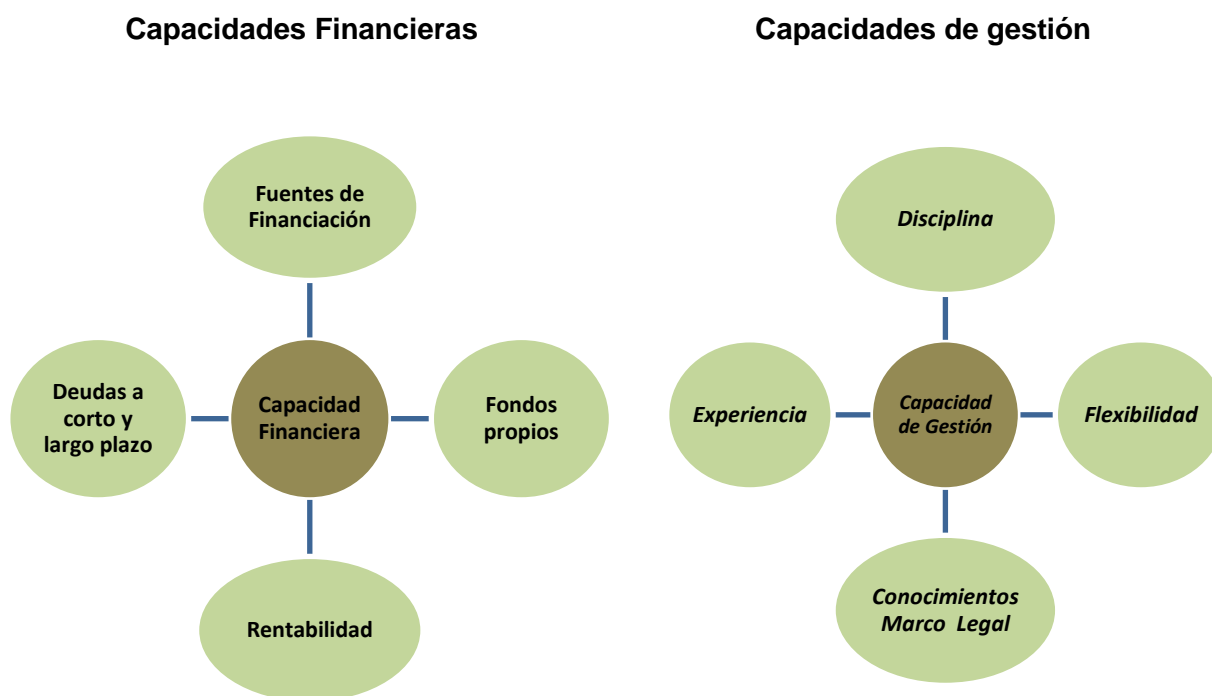


Ilustración 36. Análisis de capacidades. PFC IOI 2010 Felipe González Cantos.

El proceso que seguiremos para nuestro análisis interno es el siguiente:

1. Determinar la información que vamos a reunir en cada área funcional de la empresa.
2. Determinar fuentes de información.
3. Recolección de información.
4. Análisis de la información.
5. Tomar decisiones o diseñar estrategias.

3.7.2. Análisis del promotor.

A continuación se realiza un resumen de los criterios analizados en el apartado anterior.

Capítulo 1: MEMORIA

	IMPORTANCIA (*)	NIVEL DE FORTALEZA (*)	(*) Escalas del 1 (muy bajo) al 10 (muy alto)
RECURSOS			
R1 FINANZAS	7	4	Recursos económicos bajos al principio
R2 TECNOLOGÍA	7	6	No somos líderes en la tecnología a aplicar
R3 LOCALIZACIÓN	5	8	Nos encontramos en una zona con gran mercado (Andalucía)
CAPACIDADES			
C1 DESARROLLO TECNOLÓGICO	9	8	Equipo técnico necesario
C2 FINANCIACIÓN	7	5	Debido a la crisis actual en la que nos encontramos inmersos
C3 GESTIÓN	8	7	Capacidad gestora necesaria
C4 COMPRAS	7	6	Debilidad media frente a proveedores
C5 I+D	6	8	Fuerte apuesta por I+D
C6 MARKETING	6	7	Aumento sensible del mercado
C7 EXPERIENCIA	8	8	Mucha experiencia en proyectos
C8 RELACIÓN CON ADMINISTRACIONES	6	8	Actualmente existe apoyo de las Administraciones

Ilustración 37. Resumen de recursos y capacidades.

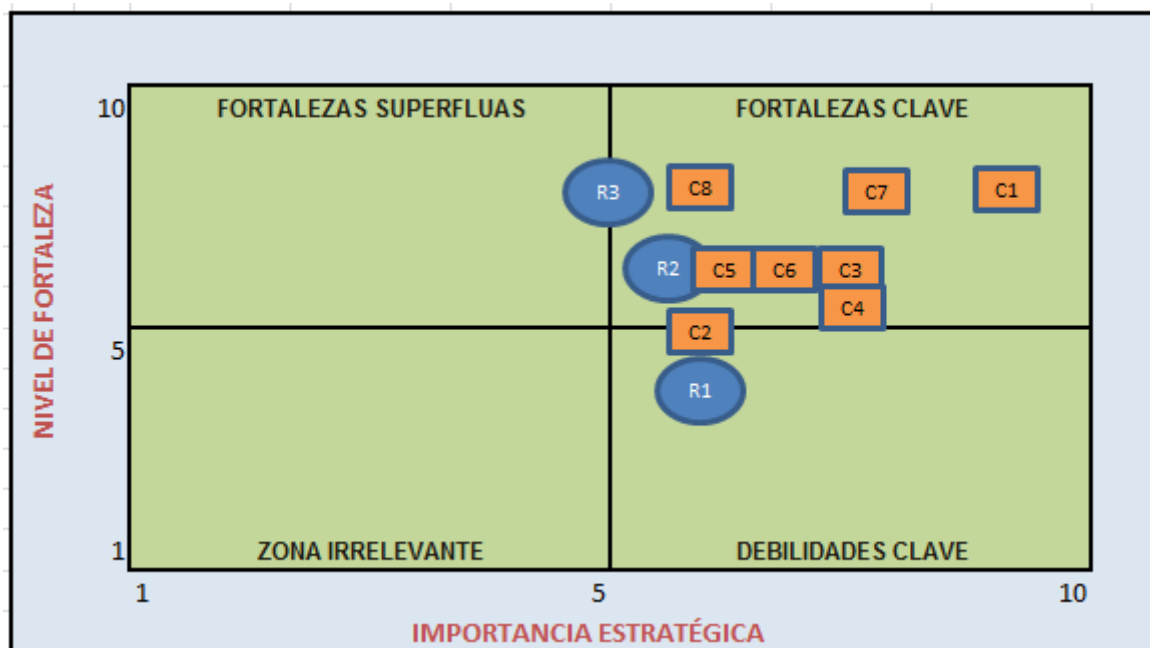


Ilustración 38. Evaluación de los recursos y capacidades.

3.8. Cadena de valor.

La cadena de valor nos permitirá describir el desarrollo de las actividades de nuestra organización con el objetivo de generar valor a nuestro cliente. Integrando todos los pasos hasta la entrega final de la solución requerida por los mismos.

Capítulo 1: MEMORIA



Ilustración 39. Cadena de Valor.

A continuación se realiza un análisis previo de las actividades fundamentales de nuestra cadena de valor:

1) Marketing.

- Investigación del mercado.
- Concienciación Social del problema energético existente en la actualidad.
- Conocimiento de la competencia.
- Desarrollar publicidad e Imagen de marca.
- Estrategia de Precios.

2) Logística.

- Garantía de suministro eléctrico a los clientes.
- Planificación.
- Abastecimientos.
- Distribución.

3) Equipo Humano.

- Analistas financieros.
- Desarrollo tecnológico.
- Motivación. Planes de Carrera.
- Operaciones.

4) Servicios.

- Impacto Social.

Capítulo 1: MEMORIA

- Gestión de Clientes.
- Mantenimiento.

5) Calidad.

- Servicio al Cliente.
- Mejora continua.
- Colaboración interna.

3.9. Plan de operaciones.

El Plan de Operaciones resume todos los aspectos técnicos y organizativos que conciernen a la prestación de servicios por parte de una empresa. El contenido de todo Plan de Operaciones gira en torno del ¿cómo? y ¿con qué?, ya que de muy poco nos serviría haber identificado y definido un producto o servicio tan interesante y atractivo si después no fuésemos capaces de proporcionar dicho servicio.

Los objetivos del plan de operaciones son:

1. Establecer los procesos de producción adecuados.
2. Definir los recursos materiales y humanos necesarios para realizar los procesos establecidos.
3. Determinación de capacidades y recursos identificados son coherentes con las condiciones y limitaciones impuestas por el entorno.
4. Programar un plan de puesta en marcha.

El Plan puede abarcar las siguientes áreas: gestión de Inventario, Recursos Humanos, Estrategia de procesos, Gestión de calidad, Gestión de Aprovisionamiento, Estrategia de Localización, Estrategia de Organización y Mantenimiento.

3.10 Plan de Recursos Humanos.

El objetivo que buscamos en la gestión de los recursos humanos, principal activo de las empresas y constituidos por las personas que desarrollan los proyectos, es alinearla con la

Capítulo 1: MEMORIA

estrategia de la organización para conseguir los siguientes fines:

- Utilizar lo mejor posible los recursos.
- Colaborar en la obtención de beneficios.
- Prever estrategias y tácticas futuros proyectos.

3.10.1 Organigrama y descripción de los puestos de trabajo.

- **Jefe de Proyecto:** Es el máximo responsable del proyecto, encargado de diseñar la política general del mismo, fiscalizar las decisiones y actividades de la empresa, quien diseñe las estrategias, y velará por el cumplimiento de los objetivos y metas definidas. Tendrá funciones de dirección. Sin embargo, en los primeros momentos de creación de la empresa podrá apoyar al resto de los empleados en la ejecución de las diferentes tareas. Esta función será desarrollada preferentemente por una persona con una titulación de grado superior con grado de diplomatura o licenciatura. En este caso concreto, será desarrollada por el Promotor.
- **Responsables de PRL, Calidad y Medioambiente:** Dependerán exclusivamente del Jefe de Proyecto. Estas actividades serán desarrolladas preferentemente por personas con una titulación de grado superior con grado de diplomatura o licenciatura en sus respectivas áreas.
- **Ingeniería de Proyecto:** El equipo de Ingeniería llevará a cabo las labores, de diseño, estudio de normativas, calidad, compras, definición de pedidos.
- **Economista:** Se centrará en el estudio económico, análisis y riesgos financieros, administración contable, relación con proveedores.
- **Jefes de Obras:** En contacto con el Jefe de Proyecto, dirigirán las labores de construcción de la central en sus distintas disciplinas, (obra civil, montaje mecánico, montaje de tuberías, montaje eléctrico, etc). Esta función será desarrollada preferentemente por una persona con una titulación de grado medio y con experiencia en

Capítulo 1: MEMORIA

la gestión de equipos de trabajo y la dinámica de obra. Tendrán el auxilio de encargados y jefes de equipo.

- Equipo de pruebas: Se encargará de la realización de pruebas y puesta en marcha de la central en sus diferentes disciplinas. Dependerán también del Jefe de Proyecto y estará dirigido por una persona con una titulación de grado superior con grado de diplomatura o licenciatura y su respectivo equipo de operarios y mandos cualificados.
- Operarios de construcción y mantenimiento: Llevarán a cabo las labores de construcción de los distintos sistemas de la central y a su finalización se seleccionará a un equipo de los mismos para el mantenimiento de la planta que entran a formar parte del equipo de operación y mantenimiento.
- Equipo de operación y Mantenimiento de la planta: Entran en acción tras la entrega de sistemas y de la planta al cliente. Estarán a cargo del Jefe de Proyecto durante el período de garantía de la Planta. Trabajarán conjuntamente con personal cualificado designado por el cliente. Normalmente serán las mismas personas que han trabajado durante la fase de pruebas, debido al conocimiento adquirido de la central.

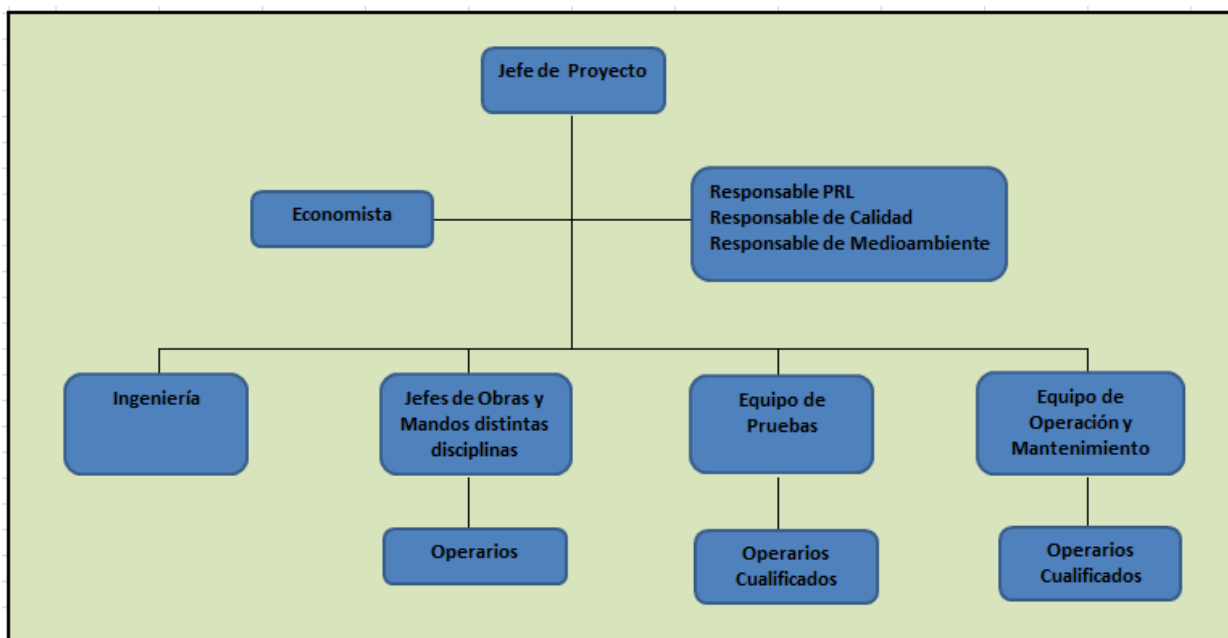


Ilustración 40. Organigrama del proyecto.

Capítulo 1: MEMORIA

3.11 Plan de financiación.

El primer y más laborioso capítulo del proyecto ha sido la elaboración del diagrama total de costes.

Esto es debido al criterio de implementar valores lo más reales posibles, y por tanto sacados de un sondeo del mercado y la colaboración de las diversas empresas consultadas.

El diseño de la estructura de financiación tendrá los siguientes protagonistas:

- Aportaciones de socios fundadores y socios capitalistas. Fondos propios.
- Financiación externa: Financiación vía "Project Finance": los ingresos generados por el propio proyecto cubren la devolución del préstamo.
- Subvenciones públicas. No se prevén para éste tipo de instalaciones.

La inversión inicial vendrá repartida de la siguiente manera:

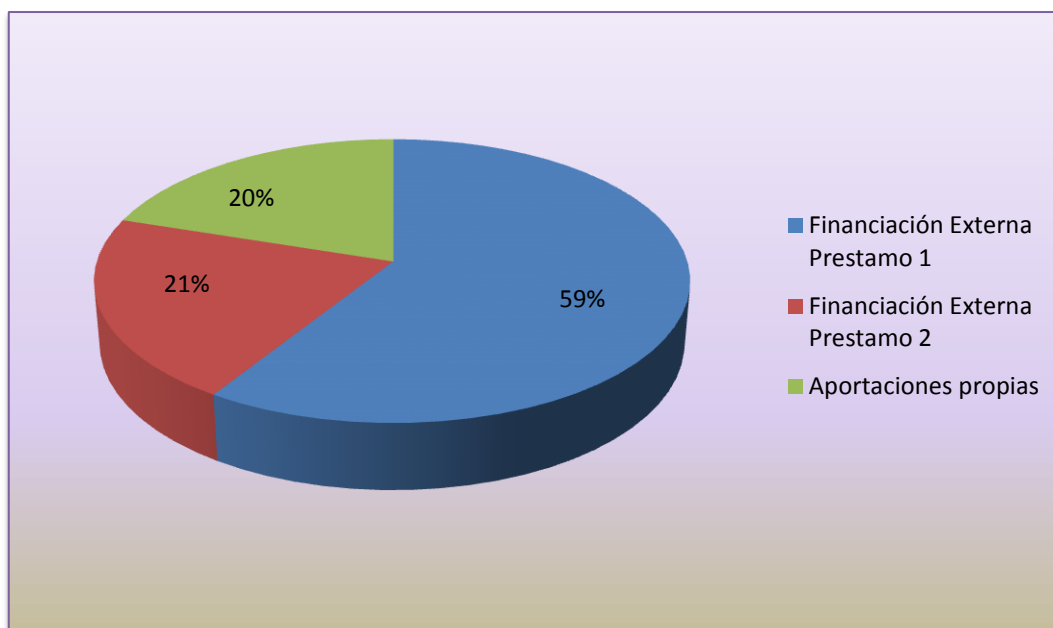


Ilustración 41. Distribución de la Inversión Inicial.

Capítulo 1: MEMORIA

Como hemos visto pensamos conseguir una financiación externa por valor de **231.492.000 millones de €**. El crédito que vamos a negociar con los bancos tiene las siguientes características:

- El 59% de la financiación se pedirá para el año 2012 con un valor de **170.677.300 €**.
- El 21% de la financiación se pedirá para el año 2013 con un valor de **60.814.700 €**.

Para ambos préstamos se considera un tipo de interés del 6% que se pagará anualmente al final del ejercicio, siendo el período de amortización de 20 años ya que los bancos exigen la finalización antes de la vida del proyecto. La comisión de apertura será de un 1% La cuota de amortización del préstamo es de tipo francés y la fórmula es la siguiente:

$$\text{Cuota} = C_0 \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

Donde:

C_0 : Inversión Inicial.

i : Tasa de descuento.

N : Vida útil del Proyecto.

Capítulo 1: MEMORIA

4 Normas y referencias.

Antes de referenciar la normativa, que regula éste tipo de instalaciones, creemos importante hacer una breve reseña a los cambios producidos en las mismas a nivel nacional y que han condicionado el aumento en el nº de proyectos para éste tipo de energía.

De entre todas las tecnologías del Régimen Especial de Producción de Electricidad la termosolar fue la última en recibir apoyos que permitieran su desarrollo.

La Ley 54/1997 estableció la posibilidad de primar a las tecnologías renovables de generación eléctrica. Sin embargo en la Ley de Acompañamiento de los Presupuestos generales del Estado de dicho año, por error o por intención, en lugar de dejar abierta la puerta a los apoyos en futuros Reales Decretos a las diferentes formas de generación solar se limitó exclusivamente a la Fotovoltaica. Fueron necesarios más de tres años hasta que pudo aprobarse una enmienda que permitiese también los apoyos a la termosolar. Se perdió, por tanto la posibilidad del R.D 2818/1998 y en el posterior R.D. 1432/2002 aunque ya se incluyó una prima para esta tecnología fue claramente insuficiente para animar a las empresas a presentar proyectos.

No fue, por tanto, sino hasta el R.D 436/2004 cuando se estableció un nivel de apoyos que permitió un tímido despegue de la actividad termosolar en España teniendo como horizonte de aplicación el alcanzar una potencia total instalada de 200 MW. En dicho R.D como prácticamente en el preámbulo de todos se define como objetivo dotar de un marco regulatorio estable que permita abordar inversiones con un largo plazo de amortización.

Tres años después se publicó el R.D. 661/2007 en el que se modificaron algunos aspectos operativos y se definió unos niveles de primas más claros, ya que los anteriores estaban ligados a determinados porcentajes de la tarifa media de referencia, y ligeramente superiores lo que motivó un mayor interés por parte de las empresas para promover proyectos termosolares. El objetivo de potencia termosolar que contemplaba este R.D. llegaba a los 500 MW y en su publicación se recogían los siguientes valores para los primeros 25 años de operación (a partir de entonces se aplicaría una reducción del 20%):

Capítulo 1: MEMORIA

- Opción “Tarifa Fija”: 26,9375 c€/kWh
- Opción “Mercado”: precio del pool en cada hora + 25,4000 c€/kWh

Estableciéndose un techo de retribución de 34,40 c€/kWh si se escogía la opción de mercado con un suelo de 25,4038 c€/kWh.

La opción de mercado aparecía entonces, y sigue siendo ahora, como la más adecuada aunque hay que tener en cuenta que si en la opción de mercado no se produce la electricidad programada se puede incurrir en penalizaciones por desvíos (tanto al alza como a la baja).

El R.D. 661/2007 sigue vigente desde el punto de vista de tarifas, las cuales han sido actualizadas durante estos años pasados de acuerdo a la inflación. Las últimas tarifas aplicables, recogidas en el BOE 316 de 2010.

**BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO**

Núm. 316

Miércoles 29 de diciembre de 2010

Sec. I. Pág. 108105

3. Tarifas, primas y límites, para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 28 años	47,5597	27,4312	37,1483	27,4353
		100 kW<P≤10 MW	primeros 28 años	45,0886			
		10<P≤50 MW	primeros 28 años	24,8138			
	b.1.2		primeros 25 años	29,0916			
			a partir de entonces	23,2731			

Ilustración 41. Tarifas para el grupo b1.

- Opción “Tarifa Fija”: 29,0916 c€/kWh
- Opción “Mercado”: pool + 27,4312 c€/kWh

Con un techo de 37,1483 c€/kWh y un suelo de 27,4353 c€/kWh

Lo que supone, sin duda, una invitación a que todas las plantas termosolares decidan

Capítulo 1: MEMORIA

escoger la opción mercado, ya que por encima de un precio de pool de 1,6204 c€/kWh interesará más beneficioso escoger la opción mercado ya que hay pocos momentos en periodos diurnos en que el precio del pool caiga por debajo de ese valor. Hay que tener en cuenta el comentario anterior sobre las penalizaciones por desvíos y que la decisión sobre la opción escogida hay que mantenerla al menos durante un año.

Sin embargo, ante el temor de que se produjera un boom termosolar parecido al de la FV, el Ministerio de Industria Comercio y Turismo publicó el 7 de mayo de 2009 Real Decreto Ley 6/2009, creando el llamado Registro de Preasignación de Retribución, de que limitaría la posibilidad de acogerse a este régimen económico exclusivamente a los proyectos que a dicha fecha cumpliesen los requisitos de disponer de todos los permisos (Autorización Administrativa, Licencia de Obras, Conexión a Red, Derecho de Uso de Agua), pudiesen demostrar que habían comprometido la compra del 50% de los equipos y que disponían al menos del 50% de la financiación necesaria, además de aportar un aval que perderían si no se llegaba a construir el proyecto una vez registrado. A este registro se presentaron cerca de 4.500 MW. Tras la detallada evaluación de los expedientes el Ministerio publicó seis meses después, en diciembre de 2009, la lista de los proyectos que cumplían todos los requisitos totalizando 2.423 MW en cerca de 60 plantas. El derecho para la entrada en operación se otorgó en 4 fases teniendo los últimos proyectos que esperar al principio de 2013 para poder ser conectados a red.

En la siguiente ilustración se ha querido mostrar el resumen de la evolución del marco regulatorio español para el sector termoeléctrico.

Capítulo 1: MEMORIA

Marco regulatorio	Tarifas (Historia)
RD 2366/1994 Tarifa Regulada	Sin tarifa específica para Solar Termoeléctrica.
RD 2818/1998 Tarifa Regulada	Revisión de tarifas y tecnologías. Se establecen grupos específicos. Grupo b.1 para todas las tecnologías solares.
RD 841/2002 Subgrupo b.1.2	Modificación del RD 2818/1998 Se establece el subgrupo b.1.2. Solar Termoeléctrica Se establece la primera tarifa regulada específica para termoeléctrica: 0.120202 c€/kWh (2002)
RD 436/2004 Tarifa Regulada Primas	Revisión de las tarifas y tecnologías. Se establece una tarifa regulada que permite la viabilidad económica de las centrales solares termoeléctricas. 200 MW.
RD 661/2007 Tarifa Regulada Primas	Objetivo: 500 MW. Incremento de Tarifas y Primas. Cap & Floor para venta en el mercado eléctrico. Hibridación con Biomasa y Biogás.
RD-LEY 6/2009 Registro de preasignación	Se crea el Registro de preasignación de retribución. La inscripción es condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico 661/2007.
Resolución del registro de preasignaciones 15/21-09	Asignados proyectos hasta 2013. 2339 MW – 56 proyectos

Ilustración 42. Evolución del marco regulatorio español para el sector termoeléctrico.

4.1 Disposiciones legales y normas aplicables.

4.1.1 Normas.

- Norma UNE 157001:2002. “Criterios Generales para la elaboración de proyectos”.
- Norma UNE-EN ISO 9001:2000. “Sistemas de gestión de calidad. Requisitos”.

4.1.2 Seguridad y salud.

- Ley 31/95 de 8 de Noviembre sobre Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de

Capítulo 1: MEMORIA

seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

4.1.3 Medioambiente.

- Ley 7/2007 de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.
- Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba, el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos.
- Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental. Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013.
- Ley 34/2007 de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Real Decreto Legislativo 1/2001, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.

4.1.4 Legislación Europea.

- DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- DIRECTIVA 2003/54/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 26 de junio de sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.
- DECISION DE LA COMISION de 11 de noviembre de 2003 por la que se establece el Grupo de organismos reguladores europeos de la electricidad y el gas.
- COMISION EUROPEA: Comunicación de la Comisión ENERGIA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGIA RENOVABLES. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios.

Capítulo 1: MEMORIA

4.1.5 Legislación Española.

- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- ORDEN ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- RESOLUCION de 29 de mayo de 2008, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por el que se establecen las bases reguladoras para la convocatoria 2008 del programa de de ayudas IDAE a la financiación de proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética dentro del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4).

4.1.6 Legislación Andaluza.

- Instrucción de 9 octubre 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, que define los documentos necesarios para la tramitación de las correspondientes autorizaciones o registros ante la Administración Andaluza en materia de Industria y Energía.
- Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y ahorro energético de Andalucía.
- Instrucciones 1/2007, conjunta de la Dirección General de Urbanismo y de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, en relación con los informes a emitir por la Consejería de Obras Públicas y Transporte sobre la implantación de actuaciones de producción de energía eléctrica mediante fuentes energéticas renovables previsto en el artículo 12 de la Ley 2/2007.
- Ley 7/2007, de 9 julio, de Gestión de la Calidad Ambiental de Andalucía.

Capítulo 1: MEMORIA

- Decreto 297/1995, de 19 de diciembre, que aprueba el Reglamento de Calificación Ambiental de Andalucía.

4.2 Bibliografía.

(1) *PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011-2020. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDEA)-MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, GOBIERNO DE ESPAÑA.*

(2) *APUNTES DE INGENIERÍA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE CÁDIZ.*

- *ESTRATEGIA Y POLÍTICA DE EMPRESA I Y II.*
- *DIRECCIÓN FINANCIERA.*
- *GESTIÓN INTEGRADA DE LA CALIDAD.*
- *POLÍTICA INDUSTRIAL Y TECNOLÓGICA.*
- *PROYECTOS.*
- *TECNOLOGÍA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA.*
- *TECNOLOGÍA MEDIOAMBIENTAL.*

(3) *GUÍAS METODOLÓGICAS PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL – MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE, 2000.*

(4) *"SOLAR POWER FOR A SUSTAINABLE WORLD. SOLUTIONS TO GLOBAL CLIMATE CHANGE". ABENGOA SOLAR, 2009.*

(5) *"GUÍA PRÁCTICA DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA". AVEN, AGENCIA VALENCIANA DE LA ENERGÍA, 2009.*

(6) *"SENSITIVITY OF CONCENTRATING SOLAR POWER TROUGH PERFORMANCE, COST AND FINANCING WITH SOLAR ADVISOR MODEL." BLAIR, N.; MEHOS, M.; CHRISTENSEN, C. 2008.*

(7) *"ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE MEDIA Y ALTA TEMPERATURA". CASTRO GIL,*

Capítulo 1: MEMORIA

M. 2006. PROGENSA. PROMOTORA GENERAL DE ESTUDIOS, S.A.

(8) CRESPO, L. 2010. SECRETARIO GENERAL DE PROTERMOSOLAR. "LA ENERGÍA DEL FUTURO". ARTICULO DIVULGATIVO.

(9) "INFORMACIÓN ESTADÍSTICA SOBRE LAS VENTAS DE ENERGÍA DEL RÉGIMEN ESPECIAL". COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, 2010.

(10) "ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y DE CONCENTRACIÓN: MANUAL PRACTICO DE DISEÑO, INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO". ANTONIO MADRID VICENTE. 2009.

(11) "EUROTROUGH. PARABOLIC TROUGH COLLECTOR. DEVELOPED FOR COST EFFICIENT SOLAR POWER GENERATION". DE VV.AA. 2006. NREL.

(12) "CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES". FERNÁNDEZ BENÍTEZ, J.A., 2004.

(13). "ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA, SITUACIÓN ACTUAL". FRESNEDA, A. IDAE, 2009. POWERPOINT.

(14) "SOLAR ADVISOR MODEL USER GUIDE FOR VERSION 2.0. " GILMAN, P.; BLAIR, N.; MEHOS, M.; CHRISTENSEN, C.; JANZOU, S.; CAMERON, C. 2008.

(15) GONZÁLEZ COLLADOS, F.J. 2009. "ESTUDIO DE VIABILIDAD DE EVACUACIÓN A LA RED DE TRANSPORTE DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA". UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID. ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR, DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, PROYECTO FIN DE CARRERA.

(16) "ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN. PERSPECTIVA MUNDIAL 2009". GREENPEACE INTERNACIONAL,; SOLARPACES,; ESTELA, 2009.

(17) IBÁÑEZ LÓPEZ, S. 2009. "LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO. SITUACIÓN DE ESPAÑA". UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS.

(18) "ENERGÍA SOLAR TÉRMICA". INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE). LÓPEZ CÓZAR, J.M. 2006.

Capítulo 1: MEMORIA

(19) "GENERACIÓN ELÉCTRICA CON PLANTAS TERMOSOLARES. SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVA". MORENO PÉREZ, A. 2008.

(20) "ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE" F. GONZÁLEZ CANTOS 2010. PFC ESI CADIZ.

(21) "ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR EN EL SUR DE ESPAÑA", ORTEGA MONTERO, J.M. 2008. PROYECTO FINAL DE CARRERA UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI.

(22) "EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL". RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, 2011.

(23) SANTIAGO VELILLA, M.A. 2008. "ANÁLISIS Y DIMENSIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS DE 50 MW". PROYECTO FINAL DE CARRERA, UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA, CENTRO POLITÉCNICO SUPERIOR.

(24) "MEMORANDO TECNOLÓGICO SCHOTT DE CENTRALES TÉRMICAS SOLARES". SCHOTT, 2009.

(25) "STEAM TURBINES FOR SOLAR THERMAL POWER PLANTS. INDUSTRIAL STEAM TURBINES ". SIEMENS, 2010.

(26) "LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS: DE ANDASOL 1 A 3". SOLAR MILLENNIUM AG, 2009. INFORME.

(27) OTIMIZACIÓN PROYECTOS DE CENTRALES TERMOSOLARES. SANTIAGO SABUGAL NOVIEMBRE 2009. POWERPOINT.

(28) DESARROLLO DE PLANTAS TERMOSOLARES. GREGORIO ALVAREZ CABREROS. JULIO 2009. POWERPOINT.

(29) PLANTAS TERMOSOLARES. SITUACIÓN ACTUAL Y EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA. DICIEMBRE DE 2008. CICLO DE CONFERENCIAS.

Capítulo 1: MEMORIA

(30) *ENERGIA SOLAR TERMOELECTRICA. MARTA PEREZ MARTINEZ.ENERO 2008. CIEMAT.*

(31) *GENERACIÓN ELECTRICA CON PLANTAS TERMOSOLARES. J.I.BURGALETA SEPTIEMBRE 2008. TORRESOL ENERGY.*

(32) *CENTRAL SOLAR TERMOELECTRICA. J. ENRRIQUE MARTINEZ POMAR. SEPTIEMBRE 2008. MILENIOSOLAR. POWERPOINT.*

(33) *ANALISIS DEL CICLO DE VIDA DE PLANTAS TERMOSOLARES PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA. YOLANDA LECHÓN PÉREZ. 2008. INFORME CIEMAT.*

4.3 Páginas web.

- www.google.es
- www.googlemaps.es
- Agencia Andaluza de la Energía, www.agenciaandaluzadelaenergía.es
- Red Eléctrica Española, www.ree.es.
- Instituto Geológico y Minero de España, www.igme.es.
- Therminol: <http://www.therminol.com/pages/products/vp-1.asp>
- GE Energy: http://www.gepower.com/.../ge.../nuovo_pignone.htm
- Plataforma solar de Almería: <http://www.psa.es>
- Siemens: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/>
- NREL: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>
- Protermosolar: <http://www.protermosolar.com/>
- Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>
- Centro de investigaciones energías renovables CIEMAT: <http://www.ciemat.es>
- Ministerio de Medio Ambiente: <http://www.mma.es>
- www.centralestermosolares.com
- www.energiza.org

Capítulo 1: MEMORIA

- www.solarweb.net
- www.csptoday.com
- www.greenpeace.org
- www.opex-energy.com
- www.renovetec.com

4.4. Programas y herramientas de diseño.

- Microsoft Office Word 2007.
- Microsoft Office Excel 2007.
- Microsoft Office Project 2010.
- Microsoft Office PowerPoint 2007.
- Autocad 2010.
- SAM Solar Advisor Model.
- Expower.exe

Capítulo 1: MEMORIA

5 Definiciones y abreviaturas.

A

AC

Corriente Alterna.

ANÁLISIS PEST

Identifica los factores del entorno general que van a afectar a las empresas. Este análisis se realiza antes de llevar a cabo el análisis DAFO.

AT

Alta Tensión.

B

BAI

Beneficios Antes de Impuestos.

BDI

Beneficios Después de Impuestos.

BENEFICIO

Es el excedente de los ingresos sobre los costes disponible para su distribución entre los propietarios de la empresa.

BT

Baja Tensión.

Capítulo 1: MEMORIA

BOP

Balance de planta. Conjunto de subsistemas de la planta.

C

CADENA DE VALOR

Es un conjunto de actividades secuenciales a través de las cuales se agrega valor a un producto.

CCP

Coletores cilindro parabólicos.

CERMET

Un cermet es un material compuesto formado por materiales metálicos y cerámicos. Los cermets están diseñados para combinar la resistencia a altas temperaturas y a la abrasión de los cerámicos con la maleabilidad de los metales.

COMPETIDORES POTENCIALES

Son empresas que en el momento no participan en una industria pero tienen capacidad de hacerlo si lo deciden.

D

DAFO

Metodología de estudio de la situación competitiva de una empresa en su mercado (análisis externo) y de las características internas de la misma, a fin de determinar las Debilidades, Amenazas, Oportunidades y Fortalezas.

Capítulo 1: MEMORIA

DC

Corriente Continua

DEBILIDADES

Recursos críticos para la consecución de un resultado del éxito de una estrategia o de un proyecto, de los cuales carece el actor que planifica o gerencia.

DSC

Direct Steam Generation. Sistema en fase experimental, que usaría vapor en lugar de aceite o sales fundidas, como medio caloportador del campo solar.

E

EE

Energía Eléctrica.

EFICACIA

Grado en el cual se alcanzan los objetivos y metas del proyecto en la población beneficiaria, en un período determinado, independientemente de los costos que ello implique.

EFICIENCIA

Relación que existe entre los productos y los costos de los mismos. Implica minimizar costos o maximizar la producción.

EERR

Energías Renovables.

EPI

Equipos de Protección Individual.

Capítulo 1: MEMORIA

ESTRATEGIA

Conjunto de trayectorias que combinan propósitos de alcanzar determinados objetivos.

F

FORTALEZA

Capacidades y recursos variados de los que dispone y controla un actor.

FV

Fotovoltaica.

G

GN

Gas natural, usado como combustible en la caldera de apoyo.

GW

Giga Watio. Unidad de potencia; equivale a un millon de Kilowatios

GWh

Giga Watio Hora. Unidad de energía; equivale a un millon de Kilowatios/hora

H

HTF

Heat transfer fluid, fluido caloportador del campo solar, para éste proyecto será aceite Therminol VP-1.

Capítulo 1: MEMORIA

I

IDAE

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

INNOVACIÓN

Algo nuevo con respecto a la forma como una empresa opera o los productos que ésta genera.

IPC

Índice de Precios de Consumo.

K

KNOW-HOW

Conocimiento técnico u organizativo basado en la experiencia, con elevado valor comercial, sobre cómo realizar un determinada actividad.

KW

Kilo Watio. Unidad de potencia eléctrica

.

KWh

Kilo Watio Hora. Unidad de energía eléctrica

L

LEC

Levelized energy cost. Medida para evaluar la rentabilidad de las plantas generadoras de electricidad.

Capítulo 1: MEMORIA

M

MENA

Región que comprende los países del Medio Este y Norte de Africa.

MISIÓN

Es la razón de ser de la organización, su propósito a largo plazo.

MT

Media Tensión.

MW

Mega Watio. Unidad de potencia; equivale a 1000 Kilowatios

MWh

Mega Watio Hora. Unidad de energía; equivale a 1000 Kilowatios/hora

O

OPORTUNIDADES

Posibilidades que ofrece el entorno y que pueden ser aprovechables para un actor para la realización exitosa de su estrategia o proyecto.

OMEL

Compañía Operadora del Mercado Eléctrico. Sociedad mercantil responsable de la gestión económica del sistema

Capítulo 1: MEMORIA

OUTSOURCING

Proceso económico en el que una empresa subcontrata a una empresa externa para realizar determinadas tareas.

P

PGMAO

Programa de gestión de mantenimiento asistido por ordenador.

PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA

Proceso de cálculo continuo, sistemático y formalizado que concibe el cambio situacional como el resultado de interacción entre actores y que supone el diseño de estrategias para superar debilidades, reforzar las fortalezas y alcanzar los objetivos propios del actor. Constituye un elemento básico para la toma de decisiones, que permite además, elevar los niveles de eficacia, eficiencia, calidad, evaluación, control y coordinación intra e inter institucional.

PTA

Planta de tratamiento de agua.

PVD

Physical Vapour Deposition. Deposición física a partir de la fase vapor: esta técnica esta basada en la formación de un vapor del material que se pretende depositar como recubrimiento. Para ello, el material en forma de sólido es sometido bien sea a un proceso de calentamiento hasta la evaporación o bien se pulveriza mediante un bombardeo intenso con partículas cargadas en forma de iones, sputtering.

R

RD

Real Decreto.

Capítulo 1: MEMORIA

REE

Red Eléctrica Española.

REGIMEN ESPECIAL

Producción de energía eléctrica realizada en instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, a partir de cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético, o en grupos donde se utilicen como fuente de energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, o residuos no renovables o procedentes de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético. La producción en régimen especial está acogida a un régimen económico singular.

REGIMEN ORDINARIO

Producción de energía eléctrica procedente de todas aquellas instalaciones no acogidas al régimen especial.

S

SCA

Solar colector Assembly. Colector solar.

STE

Solar termo eléctrica.

SUBESTACIÓN AIS

Subestación de alta tensión aislada al aire.

T

Capítulo 1: MEMORIA

TES

Thermal storage system. Sistema de almacenamiento térmico, en éste proyecto mediante sales fundidas.

TIR

Tasa Interna de Retorno.

U

UE

Unión Europea.

V

VALOR AÑADIDO

Diferencia entre el valor del producto de una empresa y el coste de sus inputs. Es igual a la suma de las retribuciones satisfechas a todos los proveedores de los factores de producción. De esta forma;

Valor añadido = Ingresos por ventas de productos (output) menos los Costes de los inputs
= Salarios + Ingresos + Alquileres + Honorarios por licencias + Impuestos + Dividendos + Beneficios retenidos

VAN

Valor Actual Neto.

VISIÓN

Imagen de la organización hacia el futuro, fuerza motivadora de la acción capaz de cohesionar un grupo. Responde a la pregunta: ¿Hacia dónde vamos?

Capítulo 1: MEMORIA

X

XLPE

Poliétileno Reticulado

Capítulo 1: MEMORIA

6. Requisitos de diseño.

6.1 Hipótesis de partida.

En este apartado se describirán las bases, ideas, metas y datos de partida del proyecto.

DATOS DE PARTIDA	
Emplazamiento	Trebujena (Cádiz)
Potencia Eléctrica Instalada	50MW
Nombre de la Planta	TRESOL I
Tipo de tecnología	CCP
Suministro de agua	Río Guadalquivir
Apoyo Fósil	Caldera gas natural 15%
Suministro gas natural	Mediante camiones
Sistema almacenamiento	Sales fundidas 5h
Terreno de la instalación	180 Ha

Ilustración 43. Datos de entrada del Proyecto.

Los centrales termosolares deben estar conectados a un **Operador de la Red Eléctrica** y estar dotados de poderosas herramientas de telecontrol, desde grandes distancias, que permitan satisfacer las exigencias de dicho **Operador** a la que esté conectado, así como los requerimientos, que para la optimización de las tareas de Operación y Mantenimiento establezca el propietario del mismo.

A este fin se han creado los “Centros de Control de Generación” y el “Centro de Control para el Régimen Especial”.

6.1.1 Mercado diario e interdiario.

El mercado diario tiene por objeto **programar las transacciones** de energía eléctrica para el día siguiente sobre una base horaria. De cara a los productores, como es el caso de los propietarios de parques eólicos, las ofertas de producción eléctrica se deben presentar ante el Operador del Mercado (OMEL) antes de las 10 horas del día anterior la correspondiente programación que se va a realizar. Otros agentes del mercado (comercializadores, distribuidores y consumidores cualificados) presentan sus ofertas de compra de energía

Capítulo 1: MEMORIA

eléctrica.

El Operador realiza la casación de las ofertas, determinándose el precio marginal y el volumen de energía eléctrica para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario. El resultado de este proceso de casación es el llamado “programa base de casación”.

El programa diario definitivo se obtiene, tras el análisis por el Operador de la Red de Transporte (Red Eléctrica de España), del programa base de casación, bajo el punto de vista de la seguridad de la red, y con la resolución de las posibles restricciones técnicas, lo que puede dar lugar a una reasignación de la generación de las centrales eléctricas (unidades generadoras que deben suministrar la energía eléctrica demandada).

El mercado intradiario tiene como misión ajustar los desvíos en generación eléctrica y/o en demanda eléctrica que se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el programa diario definitivo.

El mercado intradiario consta de seis sesiones en las que pueden presentar ofertas de compra o venta de energía eléctrica aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario. En la ilustración están representadas por una flecha roja el límite de presentación de ofertas para cada una de las sesiones del mercado eléctrico español, así como el periodo de programación correspondiente a cada sesión (en color azul).

La publicación del *R.D. 436/2004* (BOE 27 de marzo de 2004) marca el inicio de la irrupción en el mercado eléctrico de los productores propietarios de plantas termosolares. Este R.D. obliga al titular de la instalación, *si está por debajo de los 50 MW instalado*, a elegir entre dos sistemas de venta de la energía eléctrica producida. Puede optar por venderla a una empresa distribuidora de energía eléctrica, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia regulada en el *R.D. 1432/2002*. O puede optar por vender la energía eléctrica producida directamente en el mercado diario, percibiendo en este caso el precio que resulte en el mercado, más un incentivo por participar en él, más un complemento por energía reactiva y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla.

Capítulo 1: MEMORIA

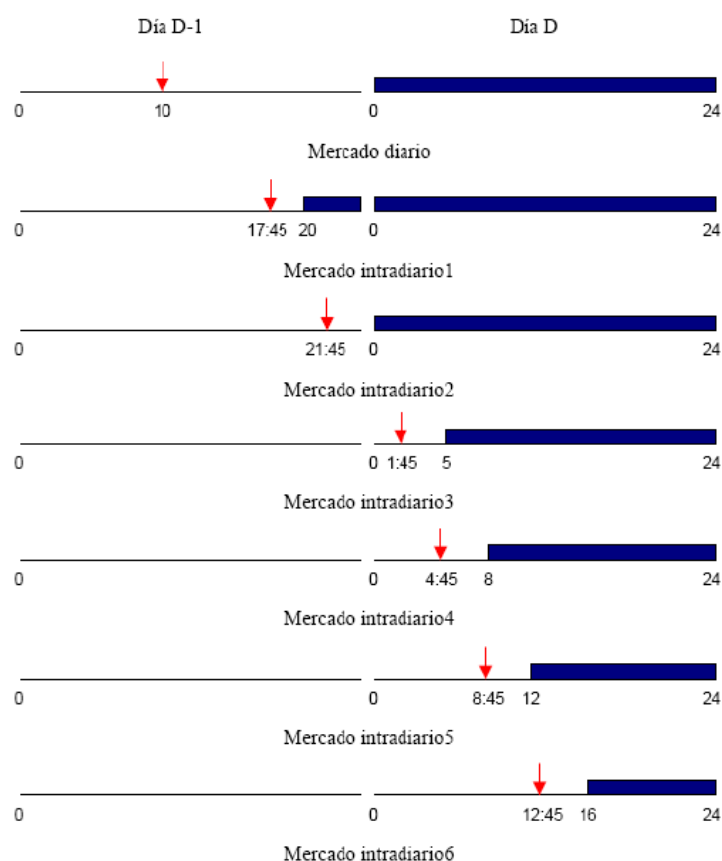


Ilustración 44. Límites horarios para la entrega de ofertas de producción y plazo de vigencia.

Para instalaciones con potencias instaladas superiores a 10 MW que opten por vender la energía producida a la empresa distribuidora, deben comunicar a la misma una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red, en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica, con una antelación mínima de 30 horas al inicio del día objeto de programación

Para instalaciones que opten por vender la energía eléctrica producida en el mercado eléctrico, deben realizar sus ofertas de venta en las mismas condiciones que el resto de productores de energía eléctrica que participan en el mismo, esto es, con expresión de un precio y cantidad de energía, para cada una de las horas correspondientes al horizonte de programación. Es decir, deben realizar unas previsiones de energía eléctrica generada para cada una de las horas que componen el periodo de programación (las 24 horas del día siguiente para el mercado diario, y entre 8 y 28 horas si participan en el mercado intradiario).

Capítulo 1: MEMORIA

La reciente publicación del R.D. 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE de 26 de mayo de 2007), mantiene las dos opciones de venta, aunque con ligeros cambios para la primera opción: ya no es necesario vender la energía eléctrica producida a una empresa distribuidora y sólo se mantiene la obligación de presentar la previsión de la energía eléctrica a ceder a la red, en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica, con una antelación mínima de 30 horas al inicio del día objeto de programación, para las instalaciones conectadas a la red de transporte.

6.1.2 Valor de la energía eléctrica en el mercado.

Los ingresos que se producen en una central termosolar son los derivados de la venta de energía. Esta actividad tiene un régimen diferente al de la venta de energías tradicionales, encuadradas en el llamado régimen ordinario. Esto se debe a la necesidad de incentivarlas con la meta de alcanzar un objetivo de crecimiento para toda una región. Así pues, las energías renovables se acogen al denominado régimen especial según RD 661/2007.

Los ingresos que se van a obtener por la explotación de la planta vendrán determinados por los valores indicados en la ilustración 41 del apartado 4.

6.1.3 Valor económico de los fallos de predicción.

- Opción de venta de la energía producida a una empresa distribuidora: a estas instalaciones se les repercutirá un coste de desvío por cada periodo de programación en el que la producción se desvíe más allá de la tolerancia permitida respecto a su previsión. El desvío en cada uno de estos períodos de programación se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión de generación y la medida correspondiente.
- Opción de venta en el mercado eléctrico: la penalización económica de los desvíos entre la producción prevista y la real se rige bajo las reglas del mercado eléctrico. Los ingresos de la unidad de producción de energía eléctrica para un día, I , se pueden calcular por medio de la ecuación (1) y el coste o ingreso adicional por el desvío (coste si es negativo, ingreso si es positivo) por medio de la ecuación (2).

Capítulo 1: MEMORIA

$$I = \sum_{t=1}^{24} P_{d,t} \cdot PM_t + \sum_{t=1}^{24} PM_{i,t} (P_{i,t} - P_{d,t}) + \text{desvío} \quad (1)$$

$$\text{desvío} = \begin{cases} + PM_t^{\text{venta}} (P_{gen,t} - P_{ult,t}) & \text{si } P_{gen,t} > P_{ult,t} \\ - PM_t^{\text{compra}} (P_{ult,t} - P_{gen,t}) & \text{si } P_{gen,t} < P_{ult,t} \end{cases} \quad (2)$$

En estas dos últimas ecuaciones $P_{d,t}$ representa la potencia eléctrica horaria programada en el mercado para esa unidad (parque eólico o conjunto de los mismos inyectando potencia eléctrica horaria en el mismo nudo) para la hora t ; PM_t representa el precio marginal del mercado para la potencia eléctrica horaria en la hora t y fijada en el mercado diario; $PM_{i,t}$ representa el precio marginal de la potencia eléctrica horaria fijado en el mercado intradiario para la hora t ; $P_{gen,t}$ representa la potencia eléctrica horaria realmente entregada por la unidad generadora a la Red Eléctrica en la hora t ; PM_t^{venta} representa el precio de mercado para la venta de la potencia eléctrica horaria en la hora t ; PM_t^{compra} representa el precio de mercado para la compra de la potencia eléctrica horaria en la hora t ; $P_{ult,t}$ representa el último valor de la potencia eléctrica horaria programada para la unidad de producción en la última sesión del mercado (diario o intradiario) para la hora t .

7 Análisis de soluciones. Diseño de una planta termosolar.

Casi la totalidad de éste capítulo se va a dedicar a analizar y justificar la elección de los parámetros y elementos principales que componen una central termosolar.

Los aspectos que se van a tratar abordan los siguientes campos:

- Ubicación geográfica.
- Potencia nominal de la planta.
- Tipo de fluido caloportador empleado en el campo solar.
- Tipo de colectores cilindro parabólicos empleados en el campo solar.
- Tubos absorbedores empleados en el campo solar.
- Tamaño del campo solar.
- Tamaño y tipo del sistema de almacenamiento.
- % de combustible de apoyo fósil a usar en la central.
- Turbina del ciclo de potencia.

Como se irá viendo, en la elección de cada uno de esos parámetros o elementos influirán una gran variedad de factores, no sólo vale con buscar en cada uno de ellos el mayor rendimiento posible desde un punto de vista energético, aspectos tecnológicos, económicos, de normativa legal, de relaciones empresariales, etc, juegan un papel fundamental en la realidad diaria a la hora de su elección.

Como base de partida decir que se prestará una atención preferente a los elementos que se usan ya en las plantas termosolares existentes en España o que se van a poner próximamente en funcionamiento

7.1 Descripción del emplazamiento seleccionado.

El Parque Termosolar TRESOL I se situará dentro del término Municipal de Trebujena, Cádiz. En concreto, a unos 4 km. al noroeste del núcleo urbano del citado municipio, en el emplazamiento denominado como El Rincón de los yesos.

Capítulo 1: MEMORIA

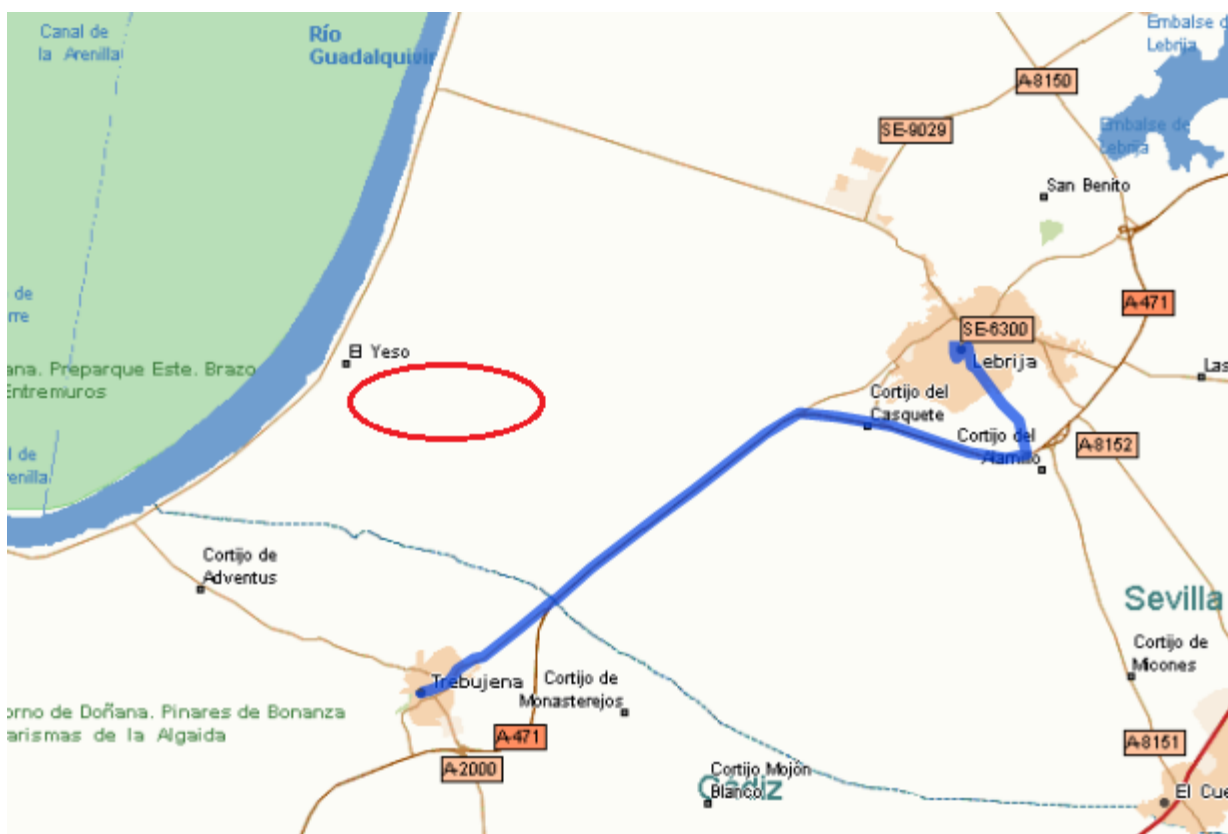


Ilustración 45. Zona de ubicación de la central

La elección de Trebujena para ubicar esta central dentro de nuestro país no ha sido casual, ya que como se puede ver en la ilustración 46, la provincia de Cádiz a la que pertenece es una de las provincias de España con más horas de sol al año, y en la que se puede obtener una mayor radiación directa solar, lo que va a ser determinante para obtener unos datos de generación eléctrica mejores que en otras latitudes.

Otro factor determinante en su elección ha sido que dicha localidad está situada en la vega del Guadalquivir, por lo tanto en unos terrenos llanos lo que favorecerá la implantación del campo solar (que necesita estar al mismo nivel), obteniendo de esta manera unos menores costes en el apartado de obra civil, y permitiéndonos por otro lado, la obtención de agua que será utilizada en la turbina de vapor de la central.

Capítulo 1: MEMORIA

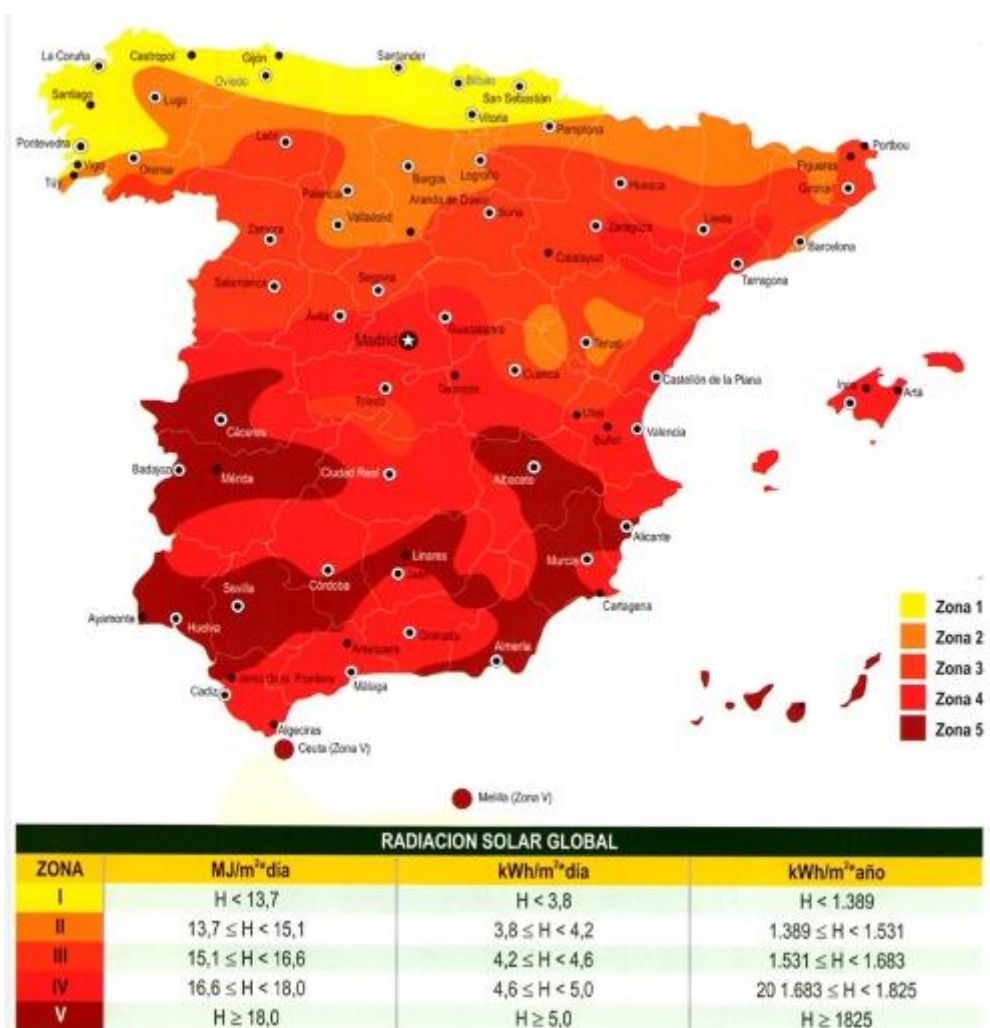


Ilustración 46. Irradiación media diaria por zonas climáticas. www.cleanergysolar.com

La zona en la que se desarrollará el proyecto de Parque Termosolar TRESOL I corresponde con el medio físico denominado: Marismas, cuyo suelo está formado a partir de sedimentos de limos y arcillas, y que es la base de cultivos de gran repercusión en la economía local, ocupando la mayor parte del término municipal.

Se trata de unos terrenos extremadamente llanos, dotados de un elaborado sistema de drenaje, en el tramo final del Canal del Bajo Guadalquivir, en los que se ha desarrollado una agricultura intensiva en regadío, con importantes superficies de cultivos protegidos.

Trebujena es un municipio de la provincia de Cádiz, Andalucía, situada en el cuadrante

Capítulo 1: MEMORIA

noroccidental de la provincia.

Debido a su situación y orientación dentro de la Cuenca del Guadalquivir, el clima de Trebujena presenta las típicas características mediterráneas con una cierta influencia atlántica. Así, los veranos son secos y calurosos y los inviernos suaves; el máximo de precipitaciones se sitúa de octubre a marzo.

El promedio anual de horas de sol efectivo alcanza unos valores muy altos, aproximadamente 3.000 horas de sol al año, siendo toda esta comarca de la campiña gaditana la que registra, junto con otras zonas del Sudeste español, las máximas horas de sol de Europa.

La principal vía de agua es el río Guadalquivir que hace de límite municipal por el occidente en una extensión de 15 km aproximadamente. El emplazamiento seleccionado para la ubicación de la central es el denominado “Rincón de los Yesos” situado en el término municipal de Trebujena en la provincia de Cádiz.

Las coordenadas UTM de la esquina noroeste del emplazamiento son las siguientes:

- X= 749460
- Y= 4.087.874.

Correspondientes a una latitud de: 36° 54' 11" y una longitud de -6° 12' 09". La altitud media del emplazamiento es de 12 m sobre el nivel del mar.

El emplazamiento posee unos elevados niveles de radiación solar, los cuales han sido obtenidos a partir de las tablas de energía solar que tiene la NASA, disponibles en su página web (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>), y que figuran en el Anexo 3.

Debido a las características de la tecnología cilindro-parabólica únicamente tendremos en cuenta para el dimensionamiento de los receptores los valores de radiación normal directa.

Para la latitud y longitud indicadas, se obtienen los siguientes niveles de radiación normal directa por meses para un periodo medio de 10 años.

Capítulo 1: MEMORIA

Meses	Radiación normal directa (KW.h/m2. día)
Enero	4,08
Febrero	4,55
Marzo	6,17
Abril	6,67
Mayo	7,76
Junio	8,5
Julio	8,87
Agosto	7,67
Septiembre	7,12
Octubre	5,75
Noviembre	4,27
Diciembre	3,7
Media anual	6,26

Ilustración 47. Radiación Normal Directa Fuente: N.A.S.A.

La radiación normal directa media anual del emplazamiento según la NASA es de 6,26 KW.h /m². Día.

En cuanto a la disponibilidad de agua para poder utilizar en la central termosolar, el terreno en el que estará situada la planta posee derechos para la utilización de la misma, teniendo que pagar una tasa de irrigación comunitaria de 130€/Ha/año en los terrenos que ocupe la central en el margen del río (fuente: **C.H.G.**), y el caudal de agua que se tomará del río será de unos 450.000 m³/año. No serán necesarios permisos de vertido porque se utilizará una balsa de evaporación de 30.000 m² a la que se enviará el agua con alto contenido salino que se extraiga de la planta de tratamiento de agua de la central.

La evacuación de la energía eléctrica generada se realizará mediante una línea de nueva construcción que enlace el parque de la nueva central con la cercana subestación de Lebrija que se sitúa a unos 4 Kms. La nueva línea conectará con el embarrado de 220 kV de dicha subestación.

No existe en la zona en la que está ubicada la planta ningún gaseoducto cercano, por lo cual el gas natural vendrá licuado a la central a través de un sistema de distribución

Capítulo 1: MEMORIA

mediante camiones cisterna contratado por la empresa explotadora de la planta, la cual tendrá que solicitar la empresa distribuidora (GAS NATURAL S.A.) unas condiciones determinadas del gas, para luego en la central hacerle pasar por un proceso de filtros que eliminen la humedad y posibles impurezas que contenga, antes de someterle a una compresión controlada a través de bombas y tuberías que harán que el gas alcance la presión necesaria.

7.2 Elección del tamaño de la planta solar.

En este caso en concreto, el tamaño de la planta va a venir condicionado fundamentalmente por la localización elegida: "Rincón de los Yesos".

El gobierno español estableció en el REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo un techo de 50 MW para proyectos de concentración solar, por encima del cual, no se aplicarían las tarifas del régimen especial. Sin estas tarifas sería muy difícil el desarrollo comercial de proyectos termoeléctricos en estos momentos.

También impuso inicialmente un límite inicial de 500 MW en capacidad total instalada. El techo de los 50 MW intentaba asegurar que las 10 plantas de 50 MW fueran puestas en marcha por varias compañías diferentes evitando así la construcción de sólo unas pocas plantas de mayor tamaño por una o dos empresas, para así lograr promover la innovación y competitividad en el sector.

Diferentes estudios apuntan a que el tamaño óptimo para las plantas de concentración solar en España asciende a 150 MW (CSP Today), aunque la experiencia también muestra que mantener las instalaciones en tamaños más bajos tiene sus ventajas.

El espacio ocupado por una central de 50 MW con almacenamiento de 5 horas es de unas 180 Ha, la superficie de captación de unos 435.000 m² y la longitud de los tubos absorbedores de unos 90 km, lo que da idea del importante volumen de aceite térmico que necesitan estas plantas. Una central de la misma potencia sin almacenamiento ocupa unas 140 Ha., tiene una superficie de captación de cerca de 300.000 m² y una longitud de tubos absorbedores de algo más de 50 km.

Capítulo 1: MEMORIA

Como hemos comentado anteriormente, el tamaño de 50 MWe no representa ningún límite superior para este tipo de tecnologías siendo tan sólo el valor de la potencia que no se puede sobrepasar para recibir la tarifa actual del Régimen Especial en España. En EE.UU. se están considerando plantas de tamaño superior a 200 MWe con un solo bloque de potencia, lo cual ayuda a reducir significativamente los costes de generación.

Por lo tanto la planta de concentración solar de colectores cilindro parabólicos se dimensionará para un tamaño de 50 MW.

7.3 Condiciones del terreno.

En el emplazamiento descrito en el punto 7.1, se selecciona un área para la implantación de la central Termosolar.

Para la elección de este área se ha tenido en cuenta que debe reunir unas determinadas condiciones geotécnicas y topográficas.

- No debe tener demasiados desniveles, ya que para la tecnología de colectores cilíndricos parabólicos el desnivel máximo admisible es de un 1%.
- Se debe disponer de un área del tamaño adecuado a la potencia que se quiere instalar con una orientación de colectores Norte-Sur, que es la que se necesita para un emplazamiento con una latitud $36^{\circ} 54' 11''$.

7.3.1 Obra civil.

Debido a las características geológicas del emplazamiento elegido para ubicar la central, los trabajos que se llevarán a cabo para la construcción de la misma son los siguientes:

7.3.1.1 Movimiento de tierras.

Los movimientos de tierras que se realizarán serán los necesarios para uniformar el terreno donde se va a instalar el campo solar y la isla de potencia. Se llevarán a cabo trabajos de relleno y compactación del terreno (ya que al tratarse de suelo de marisma los trabajos

Capítulo 1: MEMORIA

de compactación mediante excavación estarán contraindicados). Se eliminará la vegetación y la capa de tierra superior, sin eliminar más de 15 cm de la capa superior de tierra vegetal. Se realizarán excavaciones, rellenos y explanaciones masivos. La tierra para nivelar el suelo se obtendrá principalmente de fuentes externas, para de esta manera conseguir la explanada adecuada para la instalación de la central.

La superficie definitiva del campo solar final se nivelará en sentido Norte – Sur. Las pendientes de Este a Oeste serán iguales o inferiores al 1% para proporcionar capacidad de drenaje. El agua de lluvias torrenciales se drenará mediante unas arquetas que por gravedad llevarán el agua hasta un desagüe.

Este 1% de inclinación también servirá para drenar las posibles fugas de HTF hasta un depósito en el que periódicamente se recogerá este aceite para proceder a su reciclado.

7.3.1.2 Cimentación.

La cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. Las cargas del colector son función de sus dimensiones y características estructurales, y que se traducirán en un peso y en una carga de viento. Otro elemento importante es el tipo de terreno. El material utilizado es hormigón armado estándar.

Una solución ampliamente aceptada es introducir 6 pilotes cilíndricos de hormigón armado de un volumen de $2,27 \text{ m}^3$, como soporte central y 48 pilotes cilíndricos de hormigón armado de $1,14 \text{ m}^3$ para soportes intermedios.

7.3.1.3 Bancada.

La bancada se realizará para obtener una superficie estable y ajena a vibraciones en la zona de la Isla de Potencia. Las losas del suelo serán de hormigón y la cimentación de la estructura irá sobre pilotes. Por lo tanto habrá que rellenar y compactar el terreno antes de colocar las losas de hormigón, ya que de esta manera el resultado final será una explanada estable que soporte las vibraciones de la turbina y el peso de toda la instalación de

Capítulo 1: MEMORIA

potencia.

7.3.1.4 Zanjas.

En el campo solar se dispondrá de un sistema de zanjas enterradas. Este sistema incluye diferentes tubos para cables de alimentación y control y diferentes cajas de conexiones. En estas zanjas también se halla el sistema contra incendios y tuberías de drenaje como la que se comentó anteriormente del aceite.

Para la puesta a tierra de todos los puntales, se enterrarán una malla de cables de cobre en el campo solar a lo largo de las líneas de receptores solares, ya que habrá que poner a tierra todos los Pilon, al no ser del todo conductora la unión del Ball Joint.

7.3.1.5 Otros trabajos.

Será preciso efectuar los trabajos de obra civil para la construcción del Parque Intemperie de interconexión con la red eléctrica. Este Parque estará cerrado con una valla metálica.

La obra civil incluirá los trabajos de urbanización, que incluirán los viales de acceso, las carreteras de servicio a los colectores, y el mantenimiento de los diferentes equipos dentro de la planta de generación

7.4 Descripción de los sistemas que configuran la planta termosolar.

Dentro de este apartado se van a tratar aspectos tan importantes como el tamaño del campo solar, se expondrán con detalle las razones de por qué la planta contará con un sistema de almacenamiento y cual será su tamaño, y se abordará el asunto del apoyo de combustible fósil, que importancia tiene y cuanto porcentaje va a suponer (dentro de la producción eléctrica anual de la planta).

La Planta objeto del Proyecto consta de las siguientes partes:

Capítulo 1: MEMORIA

- Campo Solar
- Sistema de fluido de transferencia de calor.
- Sistema de conversión de potencia
- Sistemas de control y eléctricos.
- Sistemas de aguas.

Cada uno de estos bloques está provisto de los equipos mecánicos, eléctricos y de instrumentación necesarios y aptos para su correcto funcionamiento.

7.4.1 Campo Solar.

7.4.1.1 Tecnología de colectores cilíndrico-parabólicos.

El colector cilíndrico-parabólico (CCP) es un tipo de colector solar de concentración con foco lineal, que está formado por un espejo cilíndrico parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbedor colocado en la línea focal de la parábola. Esa radiación concentrada hace que el fluido que circula por el interior del tubo se caliente, transformándose así en energía térmica.

El tipo de fluido de trabajo depende de la temperatura que se pretenda alcanzar. El rango de temperaturas en el que un CCP pueda trabajar con eficiencia es de 100-450°C, lo que hace posible acoplarle un ciclo Rankine de agua/vapor para producir electricidad. A la planta solar que se obtiene mediante este acople se la denomina Planta Solar Termoeléctrica con Colectores Cilíndrico-Parabólicos, en la que se pueden distinguir tres elementos básicos: el sistema solar, el generador de vapor y el sistema de potencia.

Capítulo 1: MEMORIA

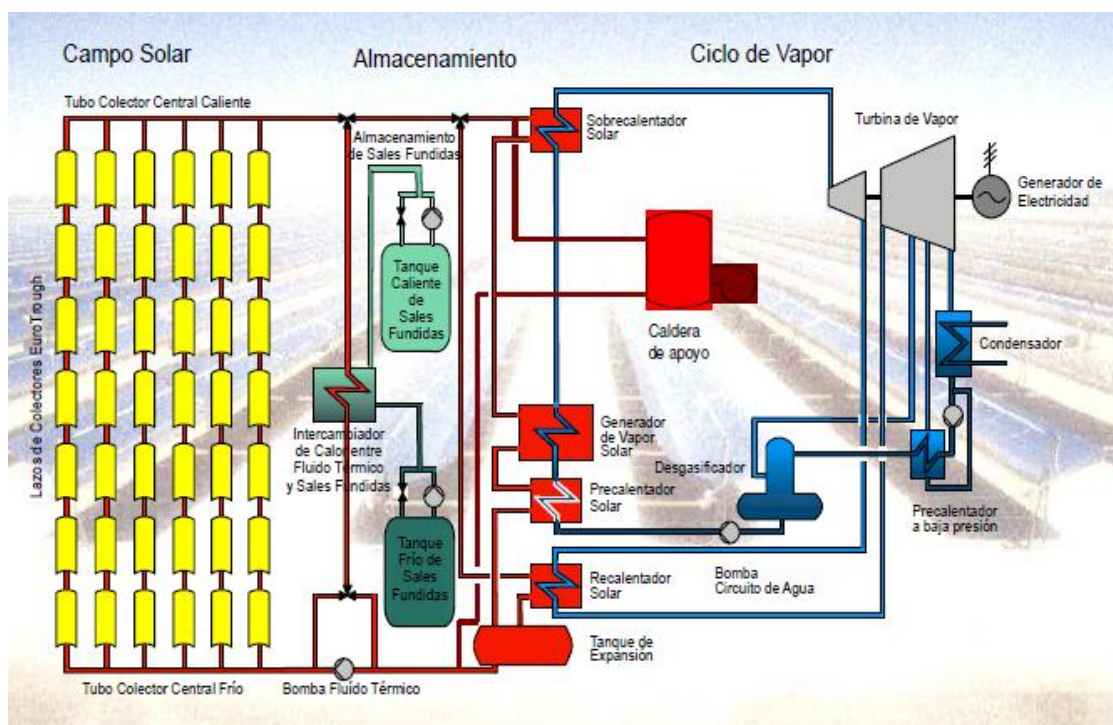


Ilustración 49: Esquema de funcionamiento de una central térmica-solar.

En este apartado se va a elegir el tipo de colector que se va a colocar en el campo solar de la central termosolar objeto de este proyecto. Tener en cuenta que cuando se habla del tipo de colector se hace referencia en todo momento a la estructura del mismo, lo que ocurre es que se le atribuye el nombre de colector de forma genérica. La estructura del colector esta diseñada para proporcionar la rigidez necesaria al conjunto de elementos que lo componen, se podría decir que es el esqueleto del colector.

Funciones que realiza la estructura de un colector:

- Soporta los espejos y los tubos absorbedores, manteniéndolos alineados óptimamente.
- Resiste las fuerzas externas como las del viento.
- Permite que el colector gire, por lo que los espejos y los tubos absorbedores pueden llevar a cabo el necesario seguimiento solar.
- Actúa de interfase con la cimentación del colector.

Capítulo 1: MEMORIA

7.4.1.1.1 Colector Solargenix.

La empresa Solargenix Energy apoyada por el departamento de energía de EE.UU. ha desarrollado un nuevo colector cilindro parabólico también de última generación. La estructura del colector de Solargenix está hecha de aluminio extruido y utiliza una estructura de diseño espacial. Las ventajas de este tipo de colector son que pesa menos que los de acero, requiere de muy pocos elementos de fijación, no necesita de una soldadura o fabricación especializada, se monta fácilmente y no requiere de una alineación en el campo solar.



Ilustración 50. Parte de atrás de la estructura de un colector Solargenix. www.nrel.gov

7.4.1.1.2 Colector Eurotrough.

Tras la desaparición de Luz, un consorcio de empresas y laboratorios de investigación europeos (Inabensa, Fichtner Solar, Flabeg Solar, SBP, Iberdrola, Ciemat DLR, Solel, CRES), inició el desarrollo del diseño de un nuevo colector basándose en las experiencias de los colectores Luz y con la intención de aunar en él todos los conocimientos adquiridos en el diseño del LS-2 y LS-3. El colector Eurotrough utilizó un diseño de armazón soporte o torque box. Consiste básicamente en un armazón rectangular con brazos soporte, así consigue combinar una mayor resistencia a la torsión con una menor cantidad de acero utilizado en su fabricación. Menos componentes, menos costos, más eficiente.

Capítulo 1: MEMORIA



Ilustración 51. Filas de colectores ET-100. (Fuente: Solar Millennium AG, 2009)

La unidad básica del campo termosolar son los colectores cilíndrico-parabólicos, o SCA (Solar Collector Assembly) que poseen las siguientes características técnicas, para el modelo elegido: el Eurotrough ET-100 (ver ilustración 52). Este colector se ha elegido por sus buenas cualidades ópticas, precio, y comportamiento ante cargas elevadas de viento. Sus características son prácticamente idénticas a las del modelo SGX-2 de Solargenix.

Los puntos fuertes de este colector son:

- Su reduciendo peso específico (28 kg/m^2).
- La elevada rigidez del colector, lo que le posibilita obtener un rendimiento óptico del 80% y le permite operar en condiciones de viento más desfavorables, aumentando su rendimiento.
- Es un colector producido a gran escala, lo que hace que comercialmente tenga un precio bastante competitivo.
- Permite su construcción en el mismo campo solar reduciendo así los costes de fabricación.

Los CCP tienen una longitud aproximada de 99 m, y se agrupan en lazos de 4 unidades, dispuestos en dos filas paralelas de dos unidades cada una, esto es, de unos 200 m cada fila.

Capítulo 1: MEMORIA

Las filas de colectores están orientadas en dirección Norte-Sur, de forma que estos pueden seguir el movimiento del sol de Este a Oeste a lo largo del día, mediante un sistema de seguimiento hidráulico.

Características del colector EUROTROUGH – 100	
Ancho de Parábola (m)	5,76
Longitud total de cada colector (m)	98,7
Número de módulos por colector	8
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,07
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,065
Area neta de apertura debida a los espejos en cada colector (m ²)	548,3
Rugosidad cara interna tubo absorbedor (μm)	20
Reflectividad nominal de los espejos, r	0,93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, t	0,95
Absorptancia del recubrimiento selectivo, a	0,95
Factor de interceptación por errores opticos y de montaje, g ₁	0,90
Rendimiento óptico pico: r x t x a x g ₁ x g ₂	0,755
Modificador por ángulo de incidencia: $K(\varphi) = 1 - [(2,859621E-5 \cdot \varphi^2 + 5,25097E-4 \cdot \varphi) / \cos(\varphi)]$ (φ en grados)	
Pérdidas térmicas: $Q_L = 0,00154 \cdot \Delta T_2 + 0,2021 \cdot \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \cdot \Delta T_2 + 0,2029 \cdot \Delta T + 24,899) \cdot (E_d / 900) \cdot \cos(\varphi)]$ Siendo ΔT el incremento de temperatura entre el fluido y el ambiente. Esta expresión dan las pérdidas térmicas en W por metro longitudinal de colector.	

Ilustración 52: Datos de diseño del colector EUROTROUGH ET-100

7.4.1.2 Sistema solar.

El sistema solar de la central está compuesto por el campo solar, el sistema de aceite térmico y los distintos subsistemas que hacen posible el funcionamiento conjunto de ambos.

El campo solar está compuesto por multitud de CCPs que transforman la radiación solar directa disponible, en calor sensible del aceite térmico que circula por los tubos receptores.

Capítulo 1: MEMORIA

El campo solar es un sistema distribuido modularmente de colectores cilíndrico parabólicos conectados en paralelo mediante un sistema de tuberías aisladas, por las que circula el aceite térmico (también llamado fluido de transferencia térmica, HTF). El aceite térmico frío a 295°C es bombeado por el sistema de potencia hacia el campo solar, donde se distribuye por las filas de colectores calentándose hasta 400°C, para después volver al generador de vapor del ciclo de potencia.

La distribución habitual consistirá en filas paralelas de CCP, y cada fila a su vez, estará compuesta por varios de éstos CCPs conectados en serie, de manera que el fluido que circula por los tubos es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada fila.

El número de filas conectadas en paralelo será tanto mayor cuanto mayor sea la potencia térmica nominal del campo solar, mientras que el número de CCPs conectados en serie dentro de cada fila dependerá a su vez del salto de temperatura que se quiera conseguir en el fluido de trabajo.

Los colectores concentran la radiación solar que incide sobre los espejos cilíndrico-parabólicos sobre el tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola, y por donde fluye el aceite térmico. Estos colectores están montados sobre una estructura metálica, en la que se dispone de elementos locales, un sistema de movimiento hidráulico y un controlador local que hace que siga al sol en todo momento.

Los elementos principales de un CCP son los siguientes:

7.4.1.2.1 Reflector cilíndrico parabólico.

Su misión es concentrar la radiación solar sobre él y proyectarla sobre el tubo absorbente.

Los reflectores cilíndrico-parabólicos están compuestos de gran cantidad de espejos unidos, lo que aporta mayor superficie de reflexión, y a su vez unas mejores propiedades mecánicas del colector, ya que los elementos de los extremos van reforzados para

Capítulo 1: MEMORIA

poder soportar mejor las cargas de viento elevadas, mientras que los elementos interiores son normales.

Éstos reflectores están constituidos por espejos compuestos a base de paneles de vidrio pulimentado, conformado en caliente, soportados por una estructura metálica tubular que da la integridad estructural al conjunto del colector.



Ilustración 53: Reflector cilíndrico-parabólico (EUROTROUGH. www.nrel.gov)

El vidrio está hecho con el método estándar de vidrio flotado que consiste en llevar el vidrio fundido a un baño de metal fundido. La alta temperatura del metal fundido elimina algunas irregularidades de la superficie haciéndola plana. Como el vidrio flota y la temperatura del metal fundido es gradualmente reducida, el vidrio acaba por solidificar. Los paneles se llevan a los moldes parabólicos de alta precisión y se introducen en un horno de gas don de el vidrio adopta la forma parabólica. La exactitud de la forma de los paneles de vidrio fabricados es comprobada mediante un dispositivo de rayo láser.

El vidrio que se usa para estas aplicaciones tiene un contenido muy bajo de hierro para maximizar la transmisividad de la radiación solar que atraviesa el cristal.

Después de cortarlo y conformarlo con las medidas apropiadas el vidrio flotado es plateado

Capítulo 1: MEMORIA

por su parte trasera y se le añaden cuatro capas, una capa de cobre y tres capas protectoras. Además se cubren los bordes del vidrio con una laca protectora para evitar la corrosión. Las piezas cerámicas traseras que se usan para unir los espejos a la estructura soporte del colector, se fijan con un adhesivo especial.

7.4.1.2.2 Tubo absorbente.

El tubo absorbedor es uno de los elementos más importantes que componen un colector cilindro parabólico, es en él donde la energía solar radiante se convierte en energía térmica por lo que el rendimiento global del colector depende en gran medida de este elemento.

Esquemáticamente, los tubos absorbedores que se utilizan en las plantas termosolares están constituidos por dos tubos concéntricos, uno interior metálico, por el que circula el fluido caloportador, y otro exterior de vidrio.

Es básico que el tubo metálico cuente con un recubrimiento selectivo el cual le va conferir una elevada absorptividad y una baja emisividad en el espectro infrarrojo, así se consigue que los tubos absorbedores tengan elevados rendimientos térmicos.

El tubo de vidrio que rodea exteriormente al tubo metálico tiene una doble función la de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y la de proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas, para ello entre el tubo metálico y el tubo de vidrio se hace el vacío. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y consiguientemente, el rendimiento óptico del colector.

En la actualidad sólo dos fabricantes suministran tubos absorbedores para los nuevos proyectos de plantas termosolares comerciales, los dos son alemanes Siemens y Schott.

A continuación se muestran los dos modelos de tubos absorbedores de última generación que ofrecen cada una de estas dos marcas, el receptor SCHOTT PTR 70 y el SIEMENS UVAC 2010. Ambos incorporan los últimos avances tecnológicos proporcionados por la gran experiencia acumulada por estas empresas en los últimos años en los distintos proyectos

Capítulo 1: MEMORIA

termosolares en los que han participado.



Ilustración 54. Tubo absorbedor SIEMENS UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).

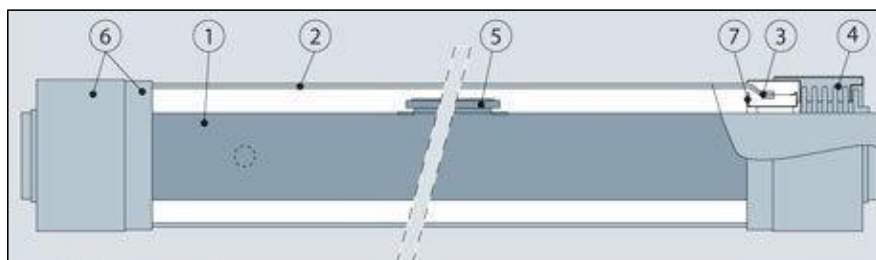


Ilustración 55. Esquema de los componentes del tubo absorbedor Siemens UVAC 2010. (Fuente: Siemens, 2010).

Componentes del tubo absorbedor Siemens UVAC 2010

1. Tubo metálico.
2. Tubo de vidrio.
3. Unión mediante soldadura vidrio-metal.
4. Fuelle metálico.
5. Getter para mantenimiento de la cámara de vacío.
6. Protectores externos.
7. Protectores internos.

Capítulo 1: MEMORIA



Ilustración 56. Tubo absorbedor SCHOTT PTR 70. (Fuente: Schott, 2010)

Componentes del tubo absorbedor Schott PTR 70

1. Unión mediante soldadura vidrio-metal.
2. Tubo de vidrio con tratamiento antirreflexivo.
3. Tubo metálico recubrimiento selectivo.
4. Cámara de vacío.
5. Acoplamiento de los tubos con el fuelle.

En la ilustración 57 se muestran y comparan las características técnicas principales de ambos tubos absorbedores:

Capítulo 1: MEMORIA

	SCHOTT PTR 70	SIEMENS UVAC 2010
<u>Longitud</u>	4060 mm	4060 mm
<u>Ø exterior tubo metálico</u>	70 mm	70 mm
<u>Tipo de metal</u>	Acero inoxidable	Acero inoxidable
<u>recubrimiento selectivo</u>	Cermet	<u>Cermet</u>
<u>Ø exterior tubo vidrio</u>	125 mm	115 mm
<u>Tipo de vidrio</u>	<u>Vidrio borosilicatado²</u>	<u>Vidrio borosilicatado</u>
<u>Transmisividad</u>	≥ 96%	≥ 96.5%
<u>Tratamiento antirreflexivo</u>	En las dos caras del tubo de vidrio	En las dos caras del tubo de vidrio
<u>Absortividad</u>	≥ 95%	≥ 96%
<u>Emisividad</u>	≤ 10 % a 400 °C	≤ 9 % a 400 °C
<u>Superficie útil</u>	~ 95%	~ 96%
<u>Cámara de vacío</u>	Vida útil > 25 años	Vida útil > 25 años

Ilustración 57. Características técnicas del receptor SCHOTT PTR 70 y del SIEMENS UVAC 2010. (Fuente: Schott, 2010 y Siemens, 2010).

Como se puede apreciar, las diferencias que existen entre ambos son mínimas, tanto a nivel de diseño como a nivel de rendimiento térmico.

En ambos, los extremos del tubo de vidrio van soldados, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que, a su vez, va soldado al tubo metálico. De esta forma se logra que exista una cámara de vacío entre el tubo metálico y el de vidrio, y al mismo tiempo se compensa la diferente dilatación térmica de los tubos de vidrio y metal mediante el fuelle metálico.

Los dos modelos utilizan recubrimientos selectivos tipo cermet en el tubo metálico absorbedor, realizados mediante procesos de sputtering o PVD (Physical Vapour

Capítulo 1: MEMORIA

Deposition). El principal problema de la mayoría de este tipo de recubrimientos es que se degradan en contacto con el aire, de ahí la necesidad de que exista una cámara de vacío entre el tubo metálico y el tubo de vidrio.

En ambos, para asegurar la cámara de vacío se colocan unos dispositivos denominados getters, que tienen la función de absorber las posibles moléculas de diferentes sustancias (sobre todo hidrogeno) que con el paso del tiempo, pudieran ir penetrado en la cámara.

También cuentan con un recubrimiento antirreflexivo de alta resistencia al desgaste y que al mismo tiempo permite una elevada transmisión de la radiación solar.

Las únicas diferencias reseñables que existen entre ambos modelos se pueden resumir en las dos siguientes:

- Los getters, en el tubo diseñado por Siemens van adheridos al tubo metálico, mientras que en el tubo de Schott se adhieren al fuelle metálico.
- La forma de colocación del fuelle metálico es otra de las diferencias entre ambos modelos. Mientras que en el diseño de Siemens la unión tubo de cristal-fuelle–tubo metálico se da de manera consecutiva, el fuelle se une a cada tubo por uno de sus extremos, en el diseño de Schott no están dispuestos los elementos consecutivamente, sino unos encima de los otros, esto es, el fuelle queda en mitad. Así se consigue algo más de superficie útil en el tubo absorbedor y permite que los getters se pueden colocar en el fuelle.

Como se ha podido ver, cualquiera de los dos modelos de tubos absorbedores analizados cumple perfectamente con los requisitos que se le exigen a un elemento tan importante como este dentro de un colector cilindro parabólico.

Para este proyecto se contará con el SCHOTT PTR 70 porque a diferencia del modelo de Siemens, este receptor se fabrica en España, en la planta que la empresa tiene en el Parque de Actividades Medioambientales de Andalucía (PAMA) en Aznalcollar (Sevilla).



Ilustración 58. Imagen de la planta que tiene la firma Schott en Aznalcóllar (Sevilla) para la fabricación de tubos absorbedores. (Fuente: www.erasolar.es).

7.4.1.3 Sistema de seguimiento solar.

Para poder seguir al sol durante el día, el CCP va dotado de un mecanismo de seguimiento solar que va cambiando la posición del CCP conforme el sol se va moviendo. Los colectores están dotados de un movimiento de rotación sobre su eje longitudinal, lo que se consigue gracias al sistema de seguimiento solar, cuya misión es conseguir un óptimo posicionamiento de los reflectores. Con este sistema se maximiza el tiempo de exposición a la radiación solar directa de la superficie captadora.

El sistema de seguimiento solar más utilizado consiste en un dispositivo que gira los reflectores del colector alrededor de un solo eje. Normalmente los CCPs se instalan de forma que su eje de giro queda orientado en la dirección Norte-Sur, o Este-Oeste según la latitud del emplazamiento.

- El montaje polar o de sistema de seguimiento en la dirección E-O, tendrá el eje de rotación del colector paralelo al eje de la tierra, por lo tanto su línea focal será la paralela a ese eje.

Los altos niveles de radiación que se obtienen con este sistema de seguimiento, los hace recomendables para aplicaciones industriales principalmente en latitudes comprendidas

Capítulo 1: MEMORIA

entre los 30 y los 45°, en zonas climáticas con grandes diferencias de soleamiento a lo largo del año, inviernos cubiertos y lluviosos, veranos y medias estaciones soleadas.

Por lo tanto los altos niveles de insolación, y el hecho de que la ubicación de nuestra central esté comprendida en ese rango de latitudes, hace recomendable la utilización de este sistema de seguimiento E-O para la aplicaciones que en ella se van a llevar a cabo.

- En el sistema de seguimiento al sol en dirección Norte Sur, la radiación solar incidirá perpendicularmente sobre el plano de apertura del colector, todos los días del año en el mediodía solar y presentará ángulos de incidencia medios mayores que los que se obtienen con el sistema polar, por lo tanto existirá un menor aprovechamiento de la radiación directa, que es en la que se basa el funcionamiento de los colectores.

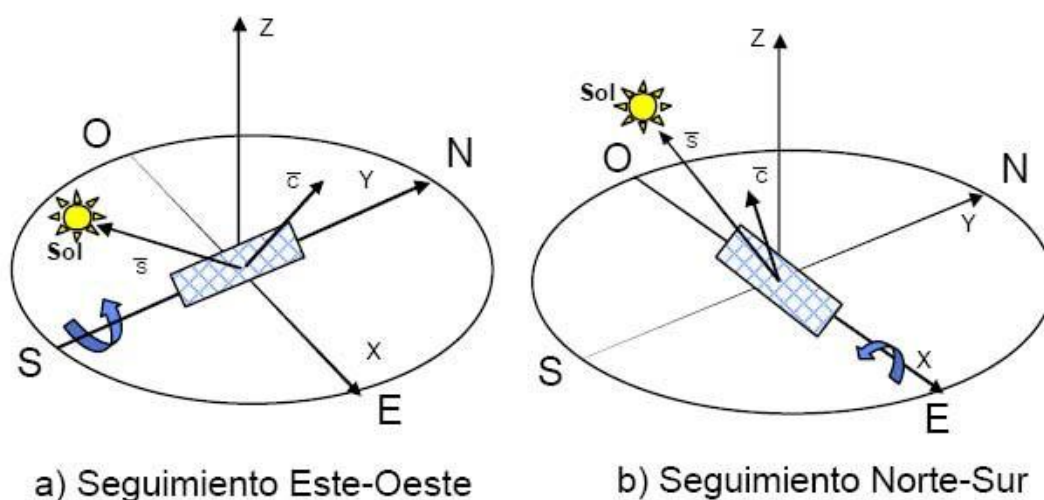


Ilustración 59: Seguimiento solar.

Los colectores cilíndrico-parabólicos están dotados de un sistema de seguimiento adecuado para captar la máxima radiación solar directa para lo cual el plano de captación de las parábolas reflectoras está posicionado siempre en dirección perpendicular a la radiación.

El indicador de posición es un codificador angular que se monta sobre el eje de giro del colector, permitiéndole un eje giro desde -29°, hasta 180°.

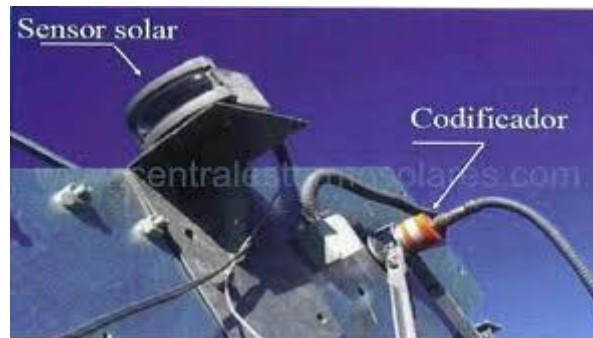


Ilustración 60. Mecanismo de seguimiento solar. www.centralestermosolares.com.

Cada CCP lleva su controlador local y una unidad hidráulica de accionamiento. El controlador local recibe la señal del indicador de posición, además de controlar que no se sobrepase la temperatura máxima del aceite térmico mediante sensores de temperatura.



Ilustración 61. Unidad hidráulica sistema seguimiento.

El control del campo solar se realiza desde dos puntos.

- Desde un controlador supervisor del campo (FSC). Este sistema está centralizado en la sala de control del campo.
- Desde el controlador local ubicado en cada colector (LOC).

Capítulo 1: MEMORIA

El FSC monitoriza las condiciones de insolación y de viento, y la circulación de fluido térmico (a través del estado de las bombas), comunicándose con todos los LOC.

El FSC es responsable de iniciar el funcionamiento de la planta si se dan las condiciones de operación adecuadas, ordenando a los colectores a seguir la posición solar, así como pasar a posición de parada por la noche o ante situaciones que hagan peligrar la integridad de la planta (por ejemplo con fuertes vientos, superiores a 20 m/s).

Una vez que el campo está funcionando de manera estable, el FSC cede el control individual de cada colector a su correspondiente LOC.

El campo solar opera controlado por el Controlador Supervisor del Campo (FSC) que es un ordenador situado en la Sala de Control Central cuya función es comunicar con cada uno de los controladores locales y con el sistema de control distribuido de la Planta (LOC). El FSC es el encargado de poner en funcionamiento el campo solar cuando amanece si el tiempo y la disponibilidad de la planta lo permiten, y de detener su funcionamiento durante la noche o cuando hay fuertes rachas de viento.

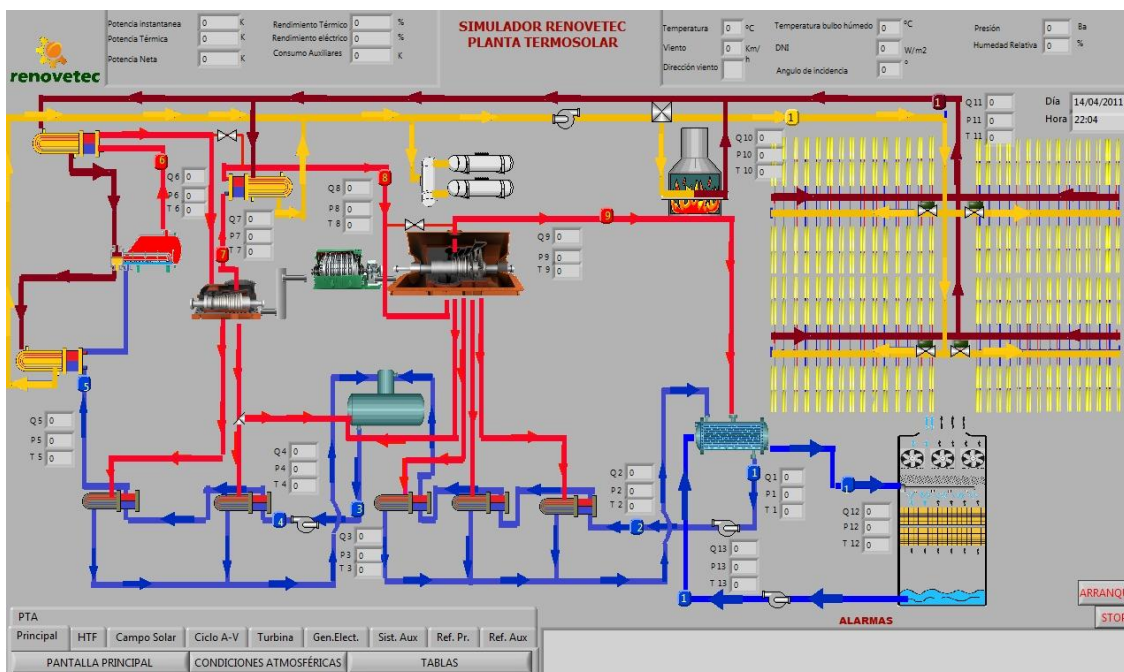


Ilustración 62. Pantalla scada de control de la planta. www.renovetec.es.

Capítulo 1: MEMORIA

Cerca del área donde se encuentra el sistema de potencia se instala una estación meteorológica, de forma que la información que va generando afecta a la operación del campo solar.

Los datos de radiación se usan para determinar el rendimiento del campo solar y los datos de velocidad del viento son necesarios para detener el campo ante altas velocidades. En definitiva el FSC se comunica con el sistema de control distribuido de la planta que coordina e integra el sistema de potencia, el sistema de transferencia térmica y el campo solar.

Cada CCP funciona como una unidad independiente, concentrando la energía solar con un sistema de seguimiento solar, y un sistema de comunicación y control propios. Para ello cada unidad está equipada con elementos de medidas locales, un sistema de movimiento hidráulico y su propio controlador local (LOC), que permite seguir al Sol independientemente del Controlador Central (FSC), manteniendo el panel reflector dirigido al Sol y protegiendo los tubos absorbentes del sobrecalentamiento.

Todos y cada uno de los controladores locales estarán comunicados por Ethernet con el controlador supervisor del campo situado en la sala de control de la central. El FSC envía a los controladores locales las correspondientes órdenes de funcionamiento y recibe información de estado y posibles alarmas de cada uno de ellos.

A su vez el FSC formará parte de un Sistema de Control Distribuido compuesto por otras Unidades de Control encargadas de otros conjuntos de equipos de la Central, como el Turbogruppo, los Generadores de Vapor, el Sistema Eléctrico, Tratamiento de Agua, etc.



Ilustración 63. Turbogrupos central Lebrija 1.

Se instalarán en la Sala de Control las correspondientes Unidades de Mando y Supervisión que proporcionarán el sistema de comunicación hombre-máquina mediante puestos de operación dotados de pantallas, teclado, impresoras, registros de alarmas y eventos, etc.



Ilustración 64. Sala de control Andasol I.

7.4.1.4 Estructura del colector.

La estructura del colector es una estructura metálica, de tipo modular en forma de costillar que se usa para dar rigidez al conjunto de espejos que componen el colector, (el número de espejos y soportes variará según los fabricantes) y que a su vez actúa de interfase con la cimentación del colector, al estar soportada esta estructura en varios Pilon que son el nexo de unión de la estructura con los cimientos.

El eje rotacional de la estructura, está situado en el centro de gravedad, a pocos milímetros por debajo de la caja de torsión, la cual aguanta los brazos soporte de los espejos

Capítulo 1: MEMORIA

parabólicos.



Ilustración 65. Estructura del colector 1. (Fuente: EUROTROUGH www.solarsteamtrain.com).

Las estructuras metálicas se deben ensamblar con sumo cuidado para tener una alta calidad y así asegurar la adecuada alineación del conjunto a fin de que no haya deformaciones en el sistema óptico de los colectores.

En la estructura del colector se encontrará además el sistema de seguimiento solar comentado anteriormente, que estará compuesto por un sensor solar que detecta la posición del sol para poder actuar sobre el mecanismo de accionamiento del colector, situado en el Drive Pilon que dará las órdenes necesarias para estar convenientemente enfocado hacia el sol.

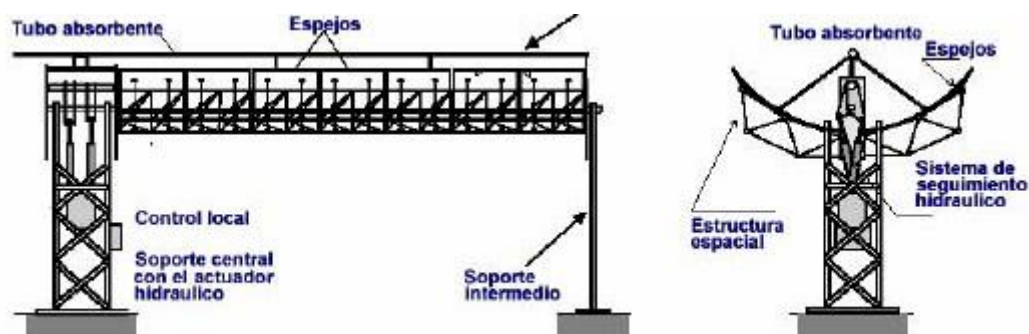


Ilustración 66. Estructura del colector 2.

Capítulo 1: MEMORIA

La estructura de los CCPs está conformada por 12 pilares de estructura metálica: 10 Typical Pilon que soportan las parábolas, 1 Drive Pilon, y un Shared Pilon en el caso de que sea un CCP que enlace con el siguiente o 1 End Pilon en el caso de que sea el colector final del lazo.

El Drive Pilon, o pilar central estará situado en el centro del CCP, estando los otros 10 pilares ubicados simétricamente a cada lado del central, e incorpora el accionamiento y el armario de control local del colector que rige los movimientos de las distintas parábolas que componen el CCP.

7.4.2 Elección del fluido calorífico a emplear en la planta.

El funcionamiento de las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos depende en gran medida del fluido calorífero que se utilice en el campo solar, ya que no sólo condiciona el rango de temperaturas de trabajo, sino que determina otros aspectos de ingeniería como el almacenamiento térmico o la elección de materiales.

Existen dos tipos de tecnologías asociadas al fluido calorífico usado en el campo solar, la denominada *Heat Transfer Fluid* conocida con las siglas HTF, que se basa en el uso de un medio caloportador (aceite o sales fundidas) para transportar la energía térmica desde el campo solar al bloque de potencia y se caracteriza por emplear distintos fluidos de trabajo en el campo y en el bloque de potencia, y la tecnología de DSG, *Direct Steam Generation*, conocida con las siglas DSG, la cual utiliza agua directamente en los tubos absorbedores y que elimina la necesidad de utilizar dos fluidos diferentes, con lo que se prescinde de los intercambiadores de calor intermedios para la generación de vapor, además de otras diferencias notables que conlleva el uso de agua-vapor como fluido calorífico.

Esta tecnología DSG, todavía está en estado precomercial, pero en la que se centran muchos proyectos de investigación actuales. Como ejemplo, citar el lazo de ensayo DISS, en funcionamiento desde 1998 en la Plataforma Solar de Almería, que es el único campo de colectores cilíndrico parabólicos existente en el mundo que genera directamente vapor a alta presión y temperatura (100bar / 400°C) dentro de los propios

concentradores en condiciones solares reales.



Ilustración 67. Lazo de colectores cilindro parabólico del proyecto DISS en la PSA.

A continuación se analizan los distintos tipos de fluidos caloríficos que se están utilizando actualmente en las plantas de concentración solar, indicando en cada caso sus principales características, fortalezas y limitaciones.

7.4.2.1 Uso de aceite como fluido de trabajo en el campo solar.

Dentro de las tecnologías HTF, el uso de aceite como fluido calorífero en el campo solar es la más extendida.

Tipos de aceites utilizados en el campo solar de colectores cilindro parabólicos:

Existen diversos tipos de aceite que se pueden emplear en el campo solar y la elección de uno u otro esta en función de la temperatura máxima de trabajo que se desea. Para temperaturas de hasta 400°C se suele utilizar el Therminol VP-1. Este aceite sintético trabaja bien a 400°C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación igual a 12°C, lo que obliga a mantener todo el circuito de aceite, de forma permanente, a una temperatura superior a este valor. No suele ser un problema, ya que la energía auxiliar necesaria para mantener la temperatura del aceite por encima del punto de congelación es baja, debido a que las pérdidas térmicas asociadas son pequeñas.

Capítulo 1: MEMORIA

Si se quiere obviar el problema de la congelación, existen aceites que permiten trabajar a temperaturas del orden de 400°C y no tienen un punto de congelación tan alto. Por ejemplo, el punto de congelación del Syltherm-800 es -40°C, aunque este dato no es del todo representativo ya que a igualdad de temperaturas, el Syltherm es más viscoso que el Therminol, y puede que antes de llegar a los -40°C ya sea inviable su uso por un aumento excesivo de su viscosidad. Otro problema de este aceite es su precio, tres veces superior aproximadamente al Therminol VP-1.

Las propiedades de ambos aceites se presentan la ilustración 68, y las variaciones de sus propiedades con la temperatura en las figuras contiguas (en la ilustración 69 calor específico, ilustrac. 70 densidad, ilustrac. 71 conductividad térmica y ilustrac. 72 viscosidad).

Aceites térmicos	Therminol VP-1	Syltherm 800
Precio (€/kg)	02-mar	~10
Rango de funcionamiento (°C)	12 – 400	-40 – 400

Ilustración 68. Propiedades de los aceites térmicos.

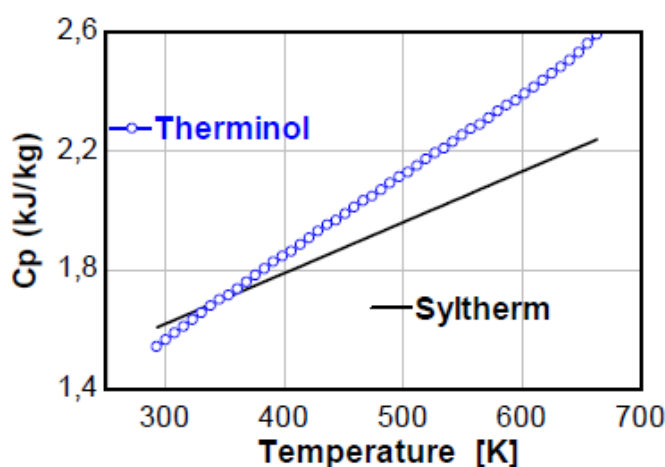


Ilustración 69. Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Calor específico (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

Capítulo 1: MEMORIA

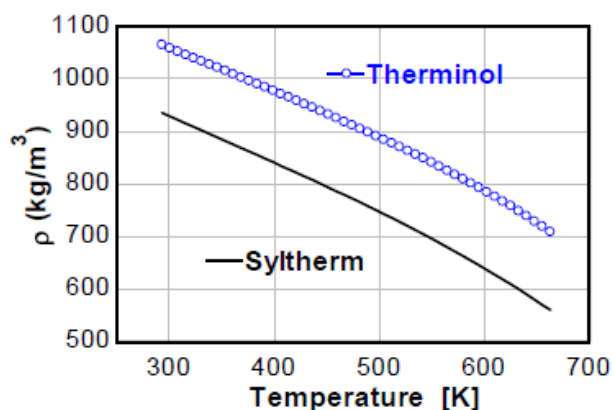


Ilustración 70. Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Densidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

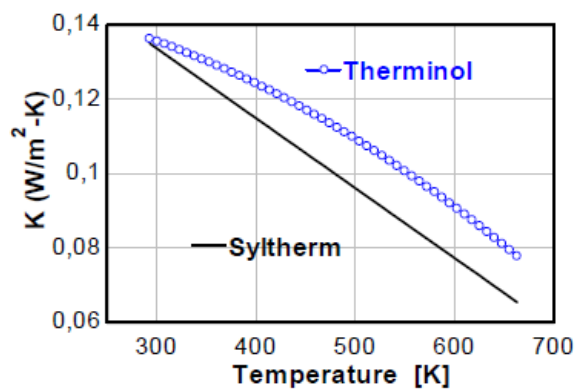


Ilustración 71. Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Conductividad térmica (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

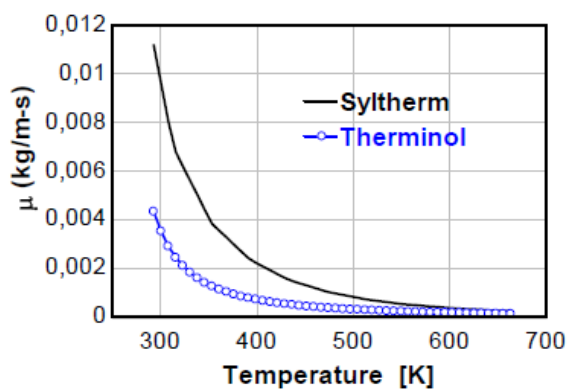


Ilustración 72. Variación de las propiedades del Syltherm 800 y del Therminol VP-1 con la temperatura – Viscosidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

7.4.2.2 Uso de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar.

Las sales fundidas son fluidos que funden a temperaturas superiores a 150°C, pero que debido a su alta densidad y a su capacidad para trabajar a elevadas temperaturas de funcionamiento hacen de ellas fluidos muy interesantes desde un punto de vista térmico.

Tipos de sales utilizadas en el campo solar de colectores cilindro parabólicos:

Las sales empleadas en aplicaciones solares han sido las sales de nitrato, por sus buenas propiedades en comparación con otras. Estas sales producen bajas tasas de corrosión en los materiales habituales para tuberías, son térmicamente más estables en los altos rangos de temperatura requeridos por los ciclos Rankine, tienen presiones de vapor muy bajas, lo que permite trabajar a presiones moderadas en el campo solar, se pueden conseguir fácilmente y son relativamente baratas.

Una sal muy usada (sobre todo es sistemas de torre central) es la Solar Salt, ya que tiene una temperatura límite de operación (600°C) que permite acoplar a estos sistemas a los ciclos de Rankine más avanzados. Además, es una de las sales de nitrato más baratas. Su mayor desventaja es que tiene un punto de congelación muy alto, 220°C. La sal ternaria Hitec presenta un punto de congelación mucho más bajo, en torno a 140°C, pero su coste es más alto y su temperatura límite más baja. Existe otra sal, la Hitec XL, con un punto de congelación todavía más bajo, alrededor de los 120°C.

En las siguientes figuras (ilustrac. 73 calor específico, ilustrac. 74 densidad, ilustrac. 75 conductividad térmica y ilustrac. 76 viscosidad) se pueden ver las propiedades de una sal fundida de uso en sistemas solares, la Hitec XL comparada con el aceite Therminol VP-1 y como varían sus propiedades con la temperatura.

Capítulo 1: MEMORIA

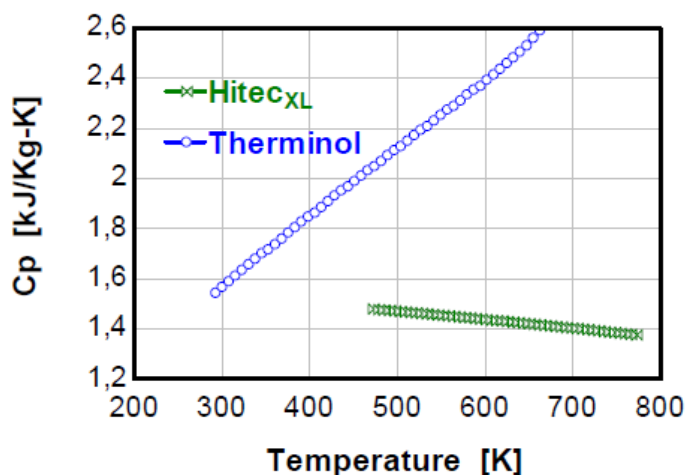


Ilustración 73. Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura - Calor específico (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

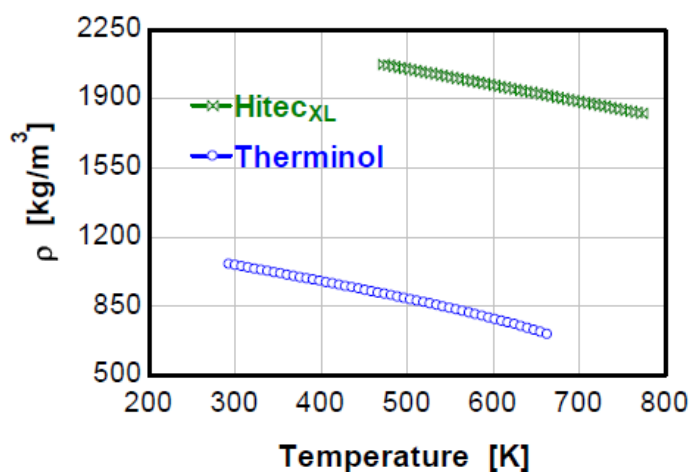


Ilustración 74. Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura – Densidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

Capítulo 1: MEMORIA

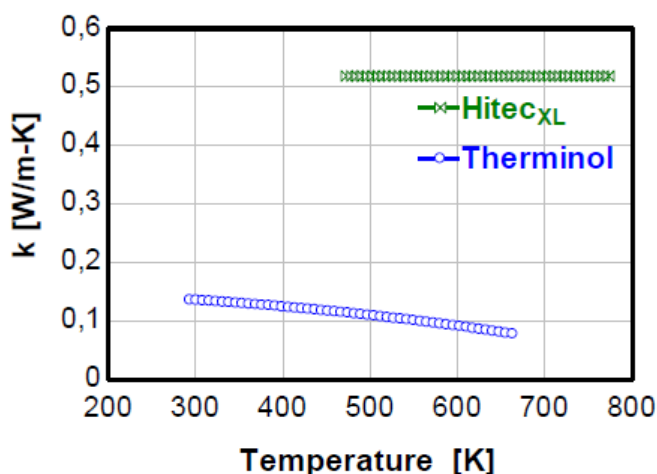


Ilustración 75. Comparación de la sal Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura - Conductividad térmica (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

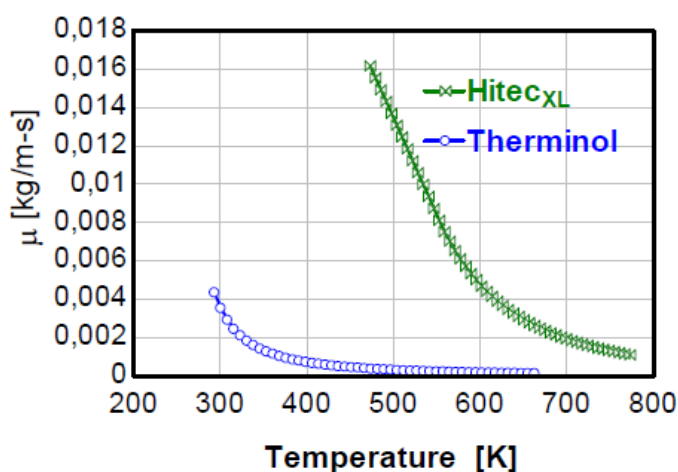


Ilustración 76. Comparación de la sal fundida Hitec XL y del aceite Therminol VP-1 para ver como varían sus propiedades físicas con la temperatura – Viscosidad (Fuente: Muñoz Antón, 2008).

7.4.2.3 Uso de agua-vapor como fluido de trabajo en el campo solar.

El empleo de agua-vapor a través de los colectores cilindro parabólicos de un campo

Capítulo 1: MEMORIA

solar puede reducir el coste de la energía generada, aumentando el rendimiento de producción, al suprimir el intercambiador de calor intermedio entre el campo solar y el bloque de potencia. Otras ventajas de la generación directa de vapor son:

- El fluido de trabajo en el campo solar no es, en ningún caso, ni contaminante ni peligroso: se elimina el riesgo de fugas o, en el caso del aceite, de incendios.
- La temperatura máxima de operación no está limitada por el fluido de trabajo, como en el caso del aceite (400°C), y los problemas de congelación no son tan acusados como en el caso del empleo de sales (con temperaturas de congelación entre 140°C y 220°C).
- Se suprimen muchos de los sistemas auxiliares del circuito de aceite (sistema antiincendios, piscina de recogida del aceite en caso de fugas, sistema de purga de inconfesables del aceite y sistema de inertización del aceite) o al circuito de sales (elementos calefactores, procedimientos y sistemas asociados a la protección frente a las congelaciones nocturnas, etc.).

No todo son ventajas, también hay inconvenientes:

- Se necesitan tuberías, válvulas y accesorios metálicos del campo solar más fuertes, con paredes más gruesas, capaces de soportar unas mayores presiones de trabajo.
- Los tubos absorbedores también necesitan ser mejorados para poder soportar las altas temperaturas y presiones de esta tecnología.

La tecnología de Generación Directa de Vapor es muy interesante pero necesita que se dé un salto tecnológico en el diseño de componentes y nuevos materiales para que ésta sea usada a nivel comercial.

7.4.2.4 Conclusión.

A las temperaturas de trabajo a las que operan los colectores cilindro parabólicos actualmente ($125^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$), el fluido de trabajo que parece más adecuado es el

Capítulo 1: MEMORIA

aceite, por tener un punto de congelación y una presión de vapor bastante adecuadas para esas temperaturas. Concretamente se empleará en la planta termosolar el Therminol VP-1, que es el aceite que se está usando en casi todos los proyectos de plantas de tecnología HTF de cilindro parabólicos debido a sus buenas propiedades y a su precio competitivo (en comparación con el Syltherm- 800).

Con el Therminol VP-1 se pueden alcanzar temperaturas de trabajo cercanas a los 400°C con presiones que no encarecen en exceso la instalación (~16 bar). Esta temperatura constituye un límite, el Therminol VP-1 es susceptible de degradación química cuando superan los 390°C, pero esto no es un problema debido al estado actual de la tecnología, que hace que no se superen esos valores.

Los otros fluidos analizados presentan mayores problemas:

Las sales cuentan con los problemas típicos de corrosión y de taponamiento por solidificación en puntos fríos, además de un punto de congelación alto.

La problemática de trabajar con agua, es que a presión ambiente cambia de fase a los 100°C, lo que implica, que para trabajar con este fluido, hay que ir a presiones elevadas para alcanzar temperaturas elevadas de trabajo como ya se ha comentado anteriormente, esto hace imprescindible el uso de espesores elevados en las tuberías para poder trabajar a presión elevada. Otro problema es la dificultad añadida del acoplamiento con un sistema de almacenamiento térmico.

7.4.2.5 Sistema de fluido térmico HTF.

El sistema de fluido térmico es un circuito cerrado de tuberías, depósito de expansión y válvulas por el que circula el aceite térmico.

El objeto del sistema es transferir la energía térmica captada del campo solar al generador de vapor para producir electricidad.

El aceite HTF calentado por el campo solar es enviado a un intercambiador de calor aceite/agua donde se transfiere su energía térmica al agua para generar vapor

Capítulo 1: MEMORIA

sobrecalentado.

El circuito de HTF está formado por gran cantidad de tubos absorbentes que forman lazos a través de los cuales circula el aceite que se va calentando a medida que recorre el campo solar.

El circuito de aceite estará dividido en cuatro cuadrantes que permitirán un uso variable de la central, dependiendo de la radiación que incida en los colectores en cada época del año.

Además del aporte calorífico que supone la radiación solar sobre el sistema de HTF, se instalará una caldera auxiliar de gas natural a la entrada del campo solar con los siguientes objetivos:

- Favorecer los arranques de la central.
- Calentar el aceite cuando no haya radiación solar disponible, o cuando esta no sobrepase unos valores mínimos. De esta forma se pueden prolongar las horas de operación de la planta.
- Suministrar energía térmica al aceite durante la noche en invierno para evitar que se alcance la temperatura de congelación.

El único requisito para la caldera es que esté fabricada con un material adecuado que evite la corrosión en contacto con el aceite caliente.

7.4.2.6 Tanque de expansión.

El tanque de expansión se trata de un tanque a presión que se sitúa en el punto más elevado de la instalación, y que cumple una doble función dentro de la instalación:

- Absorber las variaciones de volumen producidas por las variaciones de temperatura del fluido térmico.
- Presurizar el sistema a una presión de 11,5 bares mediante la introducción de nitrógeno a dicha presión.

Capítulo 1: MEMORIA

El tanque de expansión se conecta al circuito cerrado de aceite a través de la línea de expansión que parte de la tubería de succión del grupo de bombeo.



Ilustración 77. Tanques de rebose y de expansión Lebrija I.

Al igual que el resto de los tanques y equipos de la instalación, el tanque de expansión estará calorifugado en su totalidad con objeto de evitar la pérdida de calor a través de sus paredes y proteger a los operarios frente a las quemaduras producidas por un contacto accidental.

7.4.2.7 Tanques de rebose.

Son dos tanques a presión situados a nivel del suelo que por un lado recogen el fluido térmico que rebosa del tanque de expansión y por el otro recogen el fluido térmico limpio procedente del sistema de regeneración de aceite térmico, a estos dos sistemas se les conoce como sistemas de merma y de recuperación.

Los tanques de rebose están presurizados a 11,5 bar en operación normal gracias a la inyección de nitrógeno a dicha presión. Aparte de contener los reboses del tanque de expansión y el fluido térmico limpio procedente del sistema de regeneración de la planta, los tanques de reboses forman parte del sistema colector principal junto con el tanque auxiliar de almacenamiento. Este sistema colector principal es un conjunto de depósitos que en conjunto deben de ser capaces de almacenar y contener la totalidad del fluido térmico existente en la instalación.

Capítulo 1: MEMORIA

7.4.2.7.1 Sistema de merma.

El sistema de merma está formado por un total de tres tanques a presión que cumplen dos funciones principales:

- Durante el calentamiento de la instalación y venteo del nitrógeno a la atmósfera, los vapores de bajo punto de ebullición que son expulsados junto con el nitrógeno son condensados en el sistema de merma junto con los vapores de bajo punto de ebullición procedentes del sistema de recuperación. Estos productos condensados, serán recogidos en el tanque de drenajes del sistema de merma.
- El sistema de merma separa los vapores de bajo punto de ebullición del fluido térmico y los recoge con objeto de controlar la pureza del aceite térmico.

De los tres tanques que forman el sistema de merma, dos están colocados uno a continuación del otro y el tercero es el tanque de recogida de drenajes y productos finales. Los dos primeros tanques están situados en cotas elevadas, mientras que el tanque de drenajes se sitúa en la cota cero de la instalación.

El primero de los dos tanques del sistema de merma, está dotado de un sistema de refrigeración externo del fluido térmico que se va condensando en él. Dicho fluido térmico, una vez que se condensa dentro del primer tanque, es bombeado a través de un aerorefrigerador de aire e introducido de nuevo en el interior del tanque con objeto de mantenerlo a una temperatura de unos 175 °C. El fluido térmico almacenado en el primero de los tanques, es un fluido térmico ya limpio. Cuando el nivel de fluido térmico en este primer tanque alcanza un valor predeterminado, otra bomba distinta aspira el fluido térmico ya limpio y lo vuelve a introducir en el circuito de fluido térmico a través de uno de los tanques de rebose descritos en el apartado anterior.

Antes de llegar al segundo de los tanques del sistema de merma, los vapores de bajo punto de ebullición y el nitrógeno que sale del primero de los tanques, pasa a través de un aerocondensador donde se condensan a una temperatura en torno a los 60 °C. Ya en el segundo tanque, los condensados son enfriados hasta los 38 °C mediante un serpentín de

Capítulo 1: MEMORIA

agua fría. Cuando el nivel de condensado llega a los 3 m³, estos pasan al tanque de drenajes del sistema de merma para ser recogidos y tratados.

7.4.2.7.2 Sistema de recuperación.

El sistema de recuperación junto con el sistema de merma constituye parte del sistema de regeneración de fluido térmico de la instalación.

El sistema de recuperación está formado por un total de dos tanques a presión cuya función principal es eliminar del fluido térmico los vapores de alto punto de ebullición producidos por la degradación de aceite antes de que se supere la solubilidad máxima de los mismos y empiecen a precipitar en el sistema.

Ambos tanques están situados en la cota cero de la instalación.

7.4.2.8 Tanque de almacenamiento auxiliar.

El tanque de almacenamiento auxiliar forma junto con los tanques de rebose el sistema colector principal de la instalación. Como se indicaba anteriormente, la función del sistema colector es ser capaz de almacenar el total del fluido térmico existente en el sistema de fluido térmico en caso de ser necesario.

Por otro lado, el tanque de almacenamiento auxiliar será también utilizado durante el proceso de llenado de la instalación, de manera que a medida que el fluido térmico es entregado en obra, éste será almacenado de forma temporal en el tanque de almacenamiento hasta que sea introducido en el sistema. El tanque de almacenamiento está fabricado en acero y estará presurizado con nitrógeno con objeto de evitar el contacto con el aire y la degradación del aceite.

El tanque auxiliar está dotado de dos resistencias eléctricas de inmersión colocadas a distintas alturas con respecto al fondo del tanque que proporcionan la potencia necesaria para mantener el fluido térmico a unos 50 °C en su interior, para de esta manera evitar la congelación del HTF en días fríos.

7.4.2.9 Bombas del sistema de fluido térmico.

En cuanto al sistema de bombeo y dadas las grandes dimensiones del campo solar constará de dos sectores. En cada sector se colocan dos bombas centrífugas en serie al 50% de capacidad reguladas con variación de frecuencia, apoyadas por una tercera que aportará redundancia al sistema, para en caso de fallar alguna de las dos continuar funcionando al 100%.

La función de las bombas principales es bombear el fluido térmico desde el tanque de expansión a través del circuito de fluido térmico pasando por el campo solar y el sistema de generación de vapor siendo capaces de adaptar el caudal a las necesidades puntuales de la instalación.

Estas bombas serán de tipo centrífugo de eje horizontal y de construcción monobloc, para mejorar su resistencia a esfuerzos. Cada una de las bombas principales estará dotada de un variador de frecuencia que permite modificar el caudal bombeado, para adaptarse a las condiciones de proceso, ya que estas pueden variar en función de la meteorología de cada momento.

La presión a la entrada de la bomba deberá ser suficiente para asegurar que no se producen fenómenos de cavitación ni a la entrada ni en el interior de la bomba. El conjunto motor-bomba será fácilmente desmontable.

7.4.2.10 Aerorefrigerador y aerocondensador.

El sistema de fluido térmico está dotado de un aerorefrigerador y un aerocondensador. Concretamente, estos dos equipos están instalados o forman parte del sistema de regeneración de fluido térmico.

La función del aerorefrigerador es enfriar mediante aire el fluido térmico limpio que se va almacenando en el primero de los tanques del sistema de merma desde los 180°C hasta los 170°C. Para ello, la bomba de refrigeración de fluido térmico del sistema de merma,

Capítulo 1: MEMORIA

aspira el aceite caliente del tanque y lo hace pasar a través de la batería de tubos del aerorefrigerador donde gracias a una corriente de aire generada por los ventiladores del equipo, permite realizar el intercambio de calor necesario.

La función de aerocondensador es hacer condensar la mezcla de vapores de bajo punto de ebullición y nitrógeno antes de llegar al segundo tanque del sistema de merma. Para ello, dichos vapores se hacen pasar a través de la batería de tubos del aerocondensador donde gracias a una corriente de aire generada por los ventiladores del equipo, permite realizar el intercambio de calor necesario.

7.4.2.11 Apoyo de combustible fósil. Caldera auxiliar.

La planta va a contar con una caldera auxiliar de apoyo que se utilizará para calentar el fluido caloportador procedente del campo solar mediante la combustión de gas natural. Las ventajas que para este tipo de centrales tiene el uso de un combustible fósil de apoyo:

- Aumenta la capacidad de producción eléctrica.
- Permite una generación de energía más estable, reduciendo las irregularidades generadas por las intermitencias del recurso solar.
- Consigue abaratar el coste de la energía eléctrica producida mediante este tipo de tecnologías.

Pero también tiene sus inconvenientes:

- La quema de combustibles fósiles es la causa principal del cambio climático que está afectando al planeta.
- Las fluctuaciones del precio del petróleo y de sus derivados, causadas por los conflictos internacionales, el aumento de la demanda por parte de los países en vías desarrollo, los límites físicos del recurso, etc., generan incertidumbres, y más si se piensa que una planta como ésta va a estar operativa al menos 30 o 40 años.

La cantidad de combustible fósil que utilizaremos en la central va a venir marcada por la normativa legal vigente. Según el REAL DECRETO 661/2007, del 25 de mayo, por el que se

Capítulo 1: MEMORIA

regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, existen dos posibilidades de venta para este tipo de plantas: a tarifa regulada o mediante prima de referencia.

El Real Decreto también dice que en estas instalaciones se podrán usar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.

La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual al 12 % de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo con la opción de tarifa regulada, que estipula la posibilidad de ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.

Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 % si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción prima de referencia, que posibilita vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

Se va a elegir esta última opción: vender la electricidad acogándose a la prima de referencia, luego el combustible de apoyo fósil supondrá el 15 por ciento de la producción total de electricidad. La justificación de dicha elección es porque como se verá más adelante en el estudio económico, se considera la opción más rentable económicamente hablando, para este tipo de plantas.

Estas calderas suelen diseñarse para una potencia térmica equivalente a un 30% de la necesaria para proporcionar los 50MWe netos, ya que no tiene sentido invertir más en este componente que va a trabajar normalmente a mucha menor carga que la que requeriría la potencia nominal de la planta.

Capítulo 1: MEMORIA

Estas calderas utilizan gas como combustible, y se diseñan para trabajar como calderas de apoyo en paralelo al campo solar, sus funciones son las siguientes:

- Facilita la operación durante transitorios.
- Realiza el arranque de la turbina.
- Reduce el número de paradas de la turbina.
- Facilita la operación a plena carga, complementando al campo solar o al sistema de almacenamiento.
- Mantiene el aceite a la temperatura idónea.
- Protege de la solidificación de las sales fundidas.

La hibridación con Gas Natural frente a la alternativa de la biomasa presenta los siguientes beneficios.

- Facilita la obtención de la “Gestionabilidad.”
- Mejora la controlabilidad y operabilidad de la planta.
- Mejora el rendimiento medio.
- Mejora el factor de capacidad.
- Alarga la vida de los equipos.
- Mejora el rendimiento económico.

Si bien, no todo son ventajas ya que la hibridación con Gas Natural requiere una mayor inversión y mayor coste de operación así como el negativo punto de emitir CO₂.

Los promotores de las plantas ven a la hibridación con GN una gran ventaja competitiva en el aspecto económico por lo que en el diseño de este proyecto la hibridación será realizada con Gas Natural.

Las características de diseño de esta caldera son las siguientes:

- Absoluta estanqueidad del cuerpo de presión.

Capítulo 1: MEMORIA

- La caldera se diseñará para el 30 % de la potencia nominal eléctrica.
- El cuerpo de presión se diseñará para soportar al menos 30 bares de presión a la temperatura máxima de diseño.
- Que la temperatura de película del fluido más próximo a la pared del tubo sea la menor posible, ya que afecta al autoconsumo del fluido.
- Capacidad de ser vaciado al 100 %, en caso de avería.
- Tiene incorporado un recuperador de calor que precaliente el aire previo a la combustión, aumentando la eficiencia energética.
- Su nivel de emisión de contaminantes ha de ser bajo.
- El cuerpo de intercambio ha de estar preparado para pasar de reposo a 100 % de carga cíclicamente. Ha de soportar los esfuerzos de tracción-compresión que va a sufrir el arrancar y parar la caldera.

El suministro del gas que consumen las plantas, se realizaría con una conexión al gaseoducto que pasara por la zona. En el caso de que dicho gaseoducto se encontrara a una distancia elevada (como es el caso de éste proyecto), el transporte del gas natural hasta la planta se realizaría por medio de camiones de gas natural licuado, dotándose a la planta de una estación de regasificación.

7.4.3 Elección del sistema de almacenamiento a emplear en la planta termosolar.

Los sistemas de almacenamiento permiten a las centrales termosolares una generación de energía eléctrica más estable e independiente de la variabilidad del recurso solar. Y no sólo eso, sino que la economía, el rendimiento y las estrategias de operación de las plantas se ven favorecidas por dichos sistemas al poder adaptarse mejor a las necesidades de la demanda del mercado eléctrico, por todo ello la planta termosolar objeto del proyecto contara con él.

Capítulo 1: MEMORIA

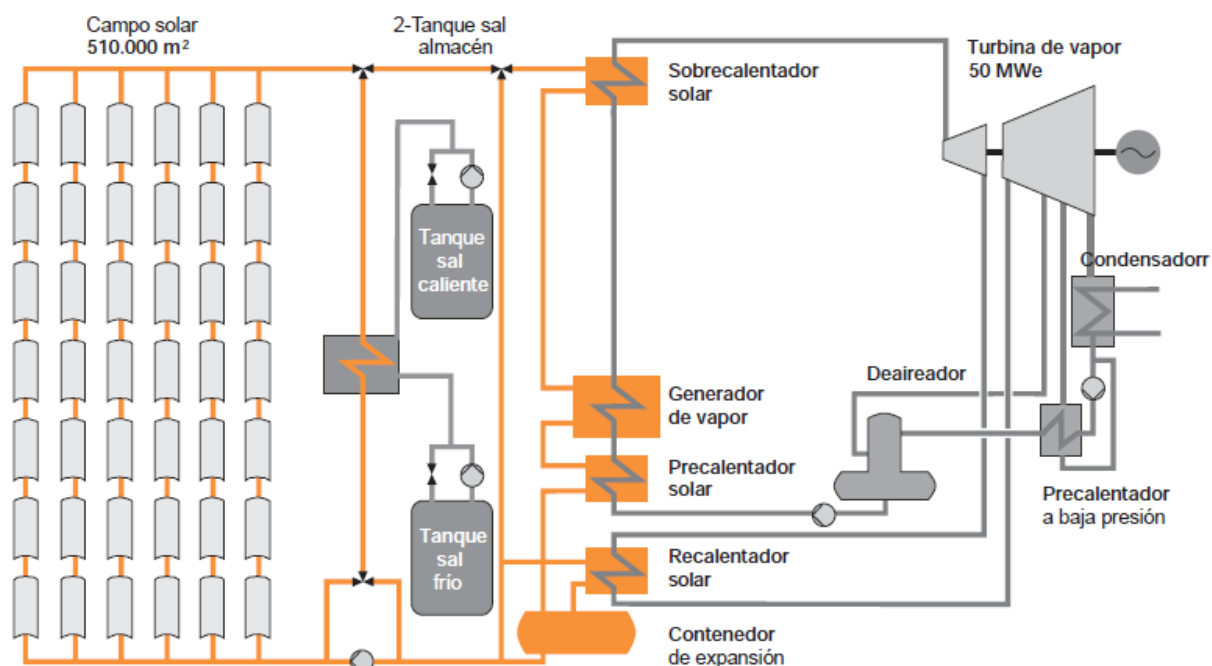


Ilustración 78. Sistema de almacenamiento y circuito de vapor Proyecto Andasol 1.

Existe una gran variedad de tecnologías de almacenamiento que se pueden implementar en los sistemas termosolares:

- Almacenamiento en baterías.
- Almacenamiento mecánico (aire comprimido, volantes de inercia o elevación mediante bombeo de agua en embalses).
- Almacenamiento magnético en superconductores.
- Almacenamiento térmico.

La tecnología que se está usando actualmente en las plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos corresponde exclusivamente a la del almacenamiento térmico, caracterizada principalmente porque las entradas y las salidas energéticas del sistema de almacenaje son, como su nombre bien indica, en forma de energía térmica.

Las propiedades que debe cumplir un buen medio de almacenamiento térmico son:

- Elevada densidad energética.

Capítulo 1: MEMORIA

- Tener una buena transferencia de calor con el fluido caloportador del campo.
- Tener una buena estratificación térmica.
- Ser estable.
- Tener unos costes relativamente bajos.

El almacenamiento térmico puede realizarse con el material en distintos estados de agregación, sólido, líquido, cambio de fase, con mezcla de lecho de rocas con fluido de trabajo, etc.

Los medios de almacenamiento más frecuentes utilizados en las plantas termosolares se resumen a continuación en la siguiente tabla:

Sólido	Líquido	Materiales de cambio de fase
Arena-Roca-Aceite	Aceite mineral	NaNO ₃
Hormigón armado	Aceite sintético	KNO ₃
NaCl (sólido)	Aceite de silicona	KOH
Hierro colado	Sales de nitrito	Solución salina - cerámicos (Na ₂ CO ₃ -BaCO ₃ /MgO)
Acero colado	Sales de nitrato	NaCl
Ladrillos refractarios de sílice	Sales de carbonato	Na ₂ CO ₃
Ladrillos refractarios de magnesita	Sodio líquido	K ₂ CO ₃

Ilustración 79. Medios de almacenamiento utilizados en las plantas termosolares.

El almacenamiento en un medio de cambio de fase es una tecnología que se encuentra en proceso de desarrollo y utiliza el punto de fusión o congelación de sales como los nitratos de sodio o de potasio para almacenar y obtener calor para la condensación y evaporación. Sólo ha sido probada en algunos prototipos, y no hay de momento aplicaciones comerciales.

Dentro del almacenamiento térmico la opción más extendida es la del almacenamiento en forma de calor sensible, en el cual se almacena energía térmica en un medio sólido, líquido o una combinación de ambos mediante un aumento de temperatura, y esa temperatura se mantiene mediante las propiedades del fluido (calor específico y densidad) y gracias al correcto aislamiento térmico del recipiente que lo contiene.

Capítulo 1: MEMORIA

El almacenamiento de energía térmica en fase sólida es conveniente para los procesos de alta temperatura (ej. sistemas de receptor central). El almacenamiento en fase líquida es conveniente para las medias temperaturas (ej. colectores cilindro parabólicos), porque para las altas temperaturas, la necesidad de presurizar el tanque y en muchos casos de tener una atmósfera inerte para evitar la oxidación, lo hace poco aconsejable. Además, en el almacenamiento líquido se puede emplear simultáneamente el mismo fluido en el sistema de almacenamiento y en los colectores del campo solar. Los materiales líquidos más adecuados son el agua, los aceites naturales o sintéticos, las sales fundidas y los metales líquidos.

El almacenamiento puede realizarse:

- En un tanque.
- En dos tanques.
- En un sistema multitanque.

Los tipos de almacenamiento, independientemente de esta clasificación, pueden ser directos o indirectos. En un sistema directo se emplea como fluido de almacenamiento el mismo que se usa en el campo solar. Los sistemas indirectos emplean como fluido de almacenamiento uno distinto al que se usa en el campo solar.

7.4.3.1 Almacenamiento en un tanque.

Hay dos opciones:

A) Almacenamiento en un tanque con efecto termoclino (fluido de trabajo único).

Este sistema se basa en la estratificación que se produce en el tanque por diferencia de densidad del fluido de trabajo, al existir diferentes niveles de temperatura. El funcionamiento es en doble ciclo, carga y descarga. La carga se produce extrayendo el fluido frío de la parte baja del tanque y calentarlo en el campo solar, de donde se envía de nuevo, ya caliente, a la parte alta del tanque. Al ser menos denso, quedará en la parte fría sin

Capítulo 1: MEMORIA

mezclarse. El proceso continúa hasta que termina de cargarse completamente. El proceso de descarga consiste en sacar el fluido caliente de la parte alta y, una vez enfriado, devolverlo a la parte baja del tanque. El proceso de carga y descarga se puede realizar simultáneamente manteniendo unos caudales y temperaturas semejantes en ambos procesos o creando previamente una reserva que permita extraer más de lo que entra.

B) Almacenamiento dual en un tanque.

Este sistema se basa en la estratificación producida en el material contenido en el tanque, consecuencia de su gran inercia térmica. Durante la carga, se hace pasar el fluido de trabajo a través del tanque, en sentido descendente, cediendo su energía al material de relleno. La parte superior de dicho material aumentará su temperatura rápidamente, pero la que se encuentra próxima a la salida permanecerá a una temperatura muy cercana a la inicial. Conforme aumenta el tiempo, el frente de temperaturas se va moviendo hacia la salida, hasta que alcanza dicho extremo y entonces la temperatura del fluido de trabajo a la salida comienza a aumentar. Se dice que el lecho está completamente cargado cuando su temperatura es uniforme. En ese momento se invierte el sentido del flujo, cediendo la energía a la carga, es el período de descarga.

7.4.3.2 Almacenamiento en dos tanques.

En este sistema se tienen dos tanques aislados térmicamente, denominados generalmente como tanque caliente y tanque frío, de tal manera que el volumen de cada uno sea tal que pueda contener la totalidad del fluido de trabajo. Cada uno de ellos contiene el material de almacenamiento a temperatura aproximadamente constante. Durante la carga, se llena el tanque caliente con el fluido de trabajo procedente del campo solar, y se vacía el tanque frío, de donde sale el fluido que alimenta el campo solar. En la descarga, el fluido caliente cede su energía para posteriormente introducirse en el tanque frío.

7.4.3.3 Almacenamiento en un sistema multitanque.

Este sistema consiste en disponer de más de dos tanques. En este caso, cada tanque no tendrá porqué contener todo el fluido, ya que estará repartido entre todos, lo que conlleva un

Capítulo 1: MEMORIA

menor tamaño de los mismos. Si por ejemplo fueran tres tanques, el volumen total se repartiría entre dos de ellos, de forma que siempre se podría separar la parte caliente de la fría.

Las fortalezas y debilidades de dichos sistemas se resumen en la siguiente tabla:

Almacenamiento en un único tanque		Almacenamiento en dos tanques	Almacenamiento en un sistema multitanque
Almacenamiento en un tanque con efecto termoclino	Almacenamiento dual en un tanque		
-Valido para fluidos con baja conductividad térmica: agua, aceite, sales fundidas a bajas temperaturas	-Existen pérdidas al producirse intercambio de calor entre el fluido del campo y el material utilizado de relleno	-Este sistema de almacenamiento es imprescindible cuando se usa un fluido de conductividad térmica relativamente alta para almacenar como por ejemplo las sales fundidas	Menor tamaño de los tanques y Se aprovecha mejor el volumen.
Se emplea el mismo fluido en el campo solar que en el sistema de almacenamiento, no existiendo por tanto intercambio de calor.	-Es sistema de un tanque es un 25% más barato que el de dos.	-Mayores costes de inversión se requieren al implantar este sistema.	Es el sistema más caro, incluso que el de dos tanques sobre todo porque necesita de una mayor cantidad de equipos para su control.
-Es sistema de un tanque es un 25% más barato que el de dos.			

Ilustración 80. Fortalezas y debilidades de los sistemas de almacenamiento de un tanque, dos tanques y del multitanque.

7.4.3.4 Conclusión.

Por todo lo expuesto, la opción que se va a elegir para implantar en la central termosolar objeto de este proyecto es la del almacenamiento indirecto en dos tanques de sales fundidas. Es la solución más viable para aplicar a las plantas termosolares actuales de colectores cilindro parabólicos.

Capítulo 1: MEMORIA

Para refrendar este dato, todas las centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos que cuentan con un sistema de almacenamiento, que se han desarrollado en España y que se desarrollaran hasta el 2013 (datos del registro de preasignaciones), utilizan este tipo de sistemas. Como ejemplo las dos plantas Andasol o las plantas Manchasol 1 y 2, Arcosol.

El proceso consiste en hacer pasar las sales frías por un intercambiador térmico con el aceite que ha sido previamente calentado en los colectores del campo solar, este transfiere su energía térmica a las sales, y éstas se almacenan después en el tanque caliente para uso futuro. Para extraer el calor se invierte el proceso por el intercambiador, con el fin de transferir el calor de nuevo al aceite y producir vapor en el generador para el bloque de potencia.

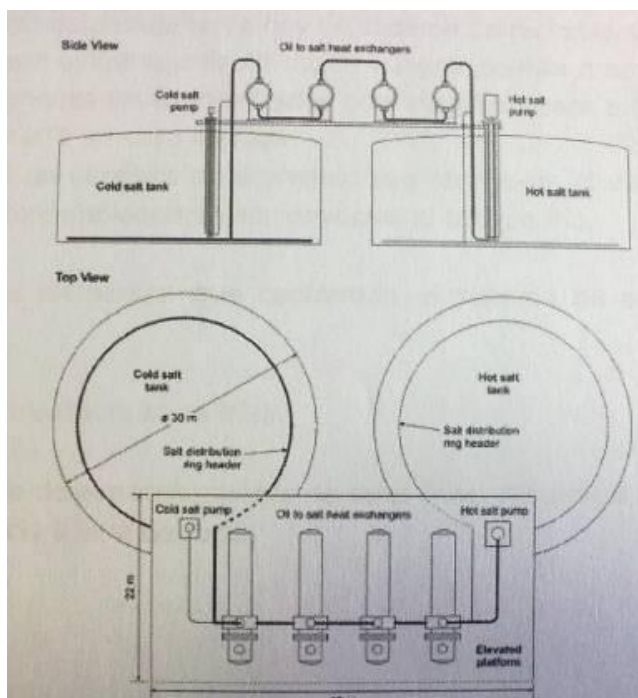


Ilustración 81. Esquema del sistema de almacenamiento.

Cabe destacar que el coste del intercambiador de calor es el que condiciona el coste del sistema.

Este sistema de almacenamiento consta de dos tanques, el que se denomina frío con una temperatura mínima de 292 °C para evitar la solidificación de las sales y el tanque que se

Capítulo 1: MEMORIA

denomina caliente a 386 °C, el cual será calentado con el aceite caliente proveniente del campo solar.

Los elementos que conforman el sistema de almacenamiento, son los siguientes:

Intercambiador de calor aceite – sales. El tren de intercambio (conjunto de intercambiadores) está dispuesto en serie, en sentido desde el tanque frío al caliente. En el proceso de calentamiento de las sales, el aceite circula por los tubos, mientras que las sales circulan por la carcasa. Es fundamental que las tuberías lleven el traceado eléctrico para evitar la congelación de las sales, manteniendo una temperatura que se monitoriza por encima de un valor de consigna, para lo cual dispone de un sistema eléctrico de calentamiento. Asimismo incorporan un aislamiento de 200mm de silicato de calcio recubierto de aluminio.

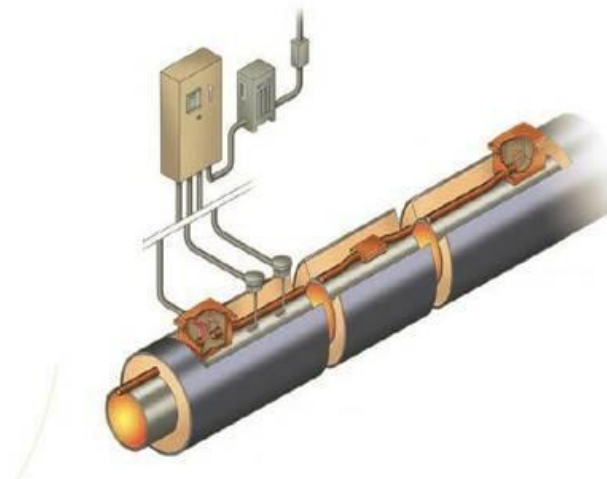


Ilustración 82. Tubería con traceado eléctrico.

Los intercambiadores están compuestos de 9 termopares tipo K, tanto para tubería de sales como para tuberías de aceite. Estos termopares irán ubicados en tubo de acero semiduro, protegiendo el ensamblaje principal con conversor digital.

Tanques de almacenamiento de sales fundidas. Almacenamiento de sales frías. El tamaño será calculado posteriormente en el anexo 1.

Capítulo 1: MEMORIA

- Aislamiento de 300 mm de silicatos de calcio y lana de roca.
- Calentadores eléctricos en forma de traceado, que se encuentra sumergido en el tanque.

Almacenamiento de sales calientes. El tamaño será calculado también en el mismo anexo.

- Aislamiento de 300 mm de silicatos de calcio y lana de roca.
- Calentadores eléctricos en forma de traceado, que se encuentra sumergido en el tanque.

Manejo de las sales fundidas. El manejo de las sales fundidas se lleva a cabo con dos bombas, la primera de ellas hace circular las sales frías hacia el intercambiador de calor aceite-sales donde recoge la energía térmica almacenada por el fluido de trabajo, el aceite Therminol VP-1.

La segunda de las bombas es la encargada de hacer circular las sales calientes hacia el intercambiador de calor aceite-sales y así calentar el fluido de trabajo cuando la planta se encuentre en periodos de no-insolación, de esta manera la planta tiene capacidad de almacenamiento térmico y por tanto capacidad para generar electricidad en momentos en los que el aceite no es calentado por el campo solar.

Sistema de drenajes. Es necesario en el sistema de almacenamiento el denominado sistema de drenajes, en el que un recipiente, recoja el vaciado de las tuberías y los intercambiadores. Está situado a 2 metros por debajo del nivel del suelo y su función es recoger los drenajes de las tuberías y de los intercambiadores. Este elemento también debe constar de un traceado para evitar que se solidifiquen las sales.

Este sistema debe constar de una bomba de drenaje para devolver las sales al tanque de sales frías.

Asimismo debe poseer un sistema de detección de fugas y condensados de HTF. Lo detecta, separa el HTF del circuito de sales e identifica el punto exacto de la fuga.

7.4.4 Sistema de conversión de potencia.

El ciclo de potencia que se va a acoplar va a ser un ciclo Rankine. La configuración general del ciclo va a depender de su tamaño, es decir, de la potencia eléctrica que produzca.

La potencia térmica que se va a estudiar desde un punto de vista teórico, es de 50 MWe netos. Dado que el fluido de trabajo empleado es aceite, éste material no permite superar los 400 °C, por lo que, hay que mantener cierto margen de seguridad y la temperatura se limita a 390°C. Si además de esto se tiene en cuenta el intercambio de calor aceite-agua que se realiza en el generar de vapor, la temperatura de entrada a la turbina será de unos 385 °C.

Para la planta de 50 MWe netos considerada, el ciclo de Rankine elegido tiene 4 extracciones de turbina de baja presión, las cuales son necesarias, porque no sólo cuenta el rendimiento de la turbina, sino que también es importante el grado de precalentamiento que se consigue en el circuito de agua de condensado y agua realimentación. Cuanto más precalentada está el agua, menor será el calor que hay que suministrar en el generador de vapor.

Antes de iniciar el estudio del ciclo de potencia es conveniente describir los elementos que forman los bloques de potencia.

La función principal del ciclo agua-vapor es transportar vapor desde el generador de vapor, hasta la turbina de vapor, y una vez expandido en la turbina retornar de nuevo hasta el generador de vapor el agua condensada en el condensador.

Los datos básicos del bloque de potencia considerados en este proyecto son los siguientes:

- Número de generadores empleados son dos. Estos generadores son intercambiadores tubulares.
- Existen dos niveles de presión. En el cuerpo de alta presión, la presión de entrada es de 107 bares y en el caso del cuerpo de baja presión, esta presión es de 42 bares. En ambos casos y gracias al recalentamiento intermedio, la temperatura de entrada a la turbina

Capítulo 1: MEMORIA

es de 385 °C.

- La presión de vacío del condensador es del orden de 0,35 bar.

A continuación se enumera alguno de los elementos del bloque de potencia.

7.4.4.1 Generador de vapor.

La función del generador de vapor es producir vapor sobrecalentado a las condiciones requeridas de entrada en la turbina, a partir de la energía térmica del aceite recogida en el campo solar o en los intercambiadores de sales cuando se descarga el almacenamiento.

Este es un elemento crítico por el gran número de tubos y soldadura que tiene en su interior cuya calidad habrá que cuidar extremadamente para que no haya ninguna contaminación del agua con el aceite, lo que podría producir daños de gran alcance en la turbina.

El generador de vapor asociado al sistema solar anteriormente descrito consta de tres cuerpos que van elevando la temperatura del agua de alimentación.

El aceite térmico a 390°C es conducido al generador de vapor para vaporizar el agua de alimentación y posteriormente sobrecalentar el vapor producido.

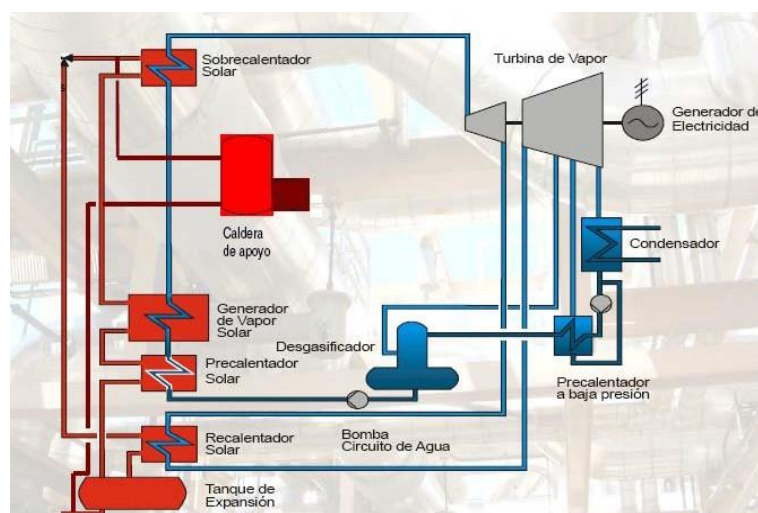


Ilustración 83: Ciclo de vapor.

Capítulo 1: MEMORIA

El flujo del aceite desde la salida del campo solar a una temperatura de unos 390°C hasta volver a entrar en el campo solar, con una temperatura de unos 295°C, pasará por una serie de elementos de intercambio térmico. Dos derivaciones de este colector conducirán el aceite hacia el sobrecalentador y recalentador.

El paralelo con el conjunto economizador-vaporizador-sobrecalentador, se dispondrá el recalentador, hacia el que se derivará una parte del flujo principal de aceite, dependiendo de las condiciones de carga. La salida del recalentador se unirá con la del economizador, derivándose ambas hacia el tanque de expansión del aceite.

El movimiento del agua a través de los evaporadores se llevará a cabo mediante recirculación natural, por diferencia de densidades entre agua y vapor.

Con el fin de maximizar el rendimiento del ciclo termodinámico, el diseño de la planta busca alcanzar la misma temperatura en el vapor vivo (sobrecalentado) y en el vapor recalentado.

Los tres cuerpos de los que consta el generador de vapor son los siguientes:

7.4.4.1.1 Precalentador o Economizador.

Intercambiador de calor donde el agua se precalienta hasta la temperatura próxima a la evaporación.

Este precalentamiento del agua de alimentación satura el agua, aumenta el rendimiento térmico de la instalación y elimina las contracciones térmicas que provocaría la entrada de agua insuficientemente precalentada en el vaporizador

7.4.4.1.2 Evaporador.

Intercambiador de calor donde el agua se evapora y el calor producido pasa al cuerpo siguiente.

Capítulo 1: MEMORIA

El evaporador está constituido por tubos de agua que intercambian calor con los tubos de aceite térmico procedentes del campo solar. Estos tubos se encuentran conectados a dos cabezales verticales.

- El cabezal inferior suministra el agua saturada a los tubos.
- En los tubos el agua se evapora y por convección natural debido a la disminución de la densidad con la temperatura, asciende.
- En el cabezal superior, la mezcla de líquido-vapor formada se recoge y es enviada al calderín.
- En el calderín se recibe el agua de alimentación y se envía el vapor al sobrecalentador.

El calderín generalmente se encuentra en la parte superior del generador de vapor, y constituye el recinto de mezcla en el que se encuentran en equilibrio la fase líquida y la fase de vapor, por lo que la temperatura es la de saturación para la presión de operación.

El calderín constituye una reserva de agua que puede paliar en una cierta medida toda variación brusca de producción de vapor.

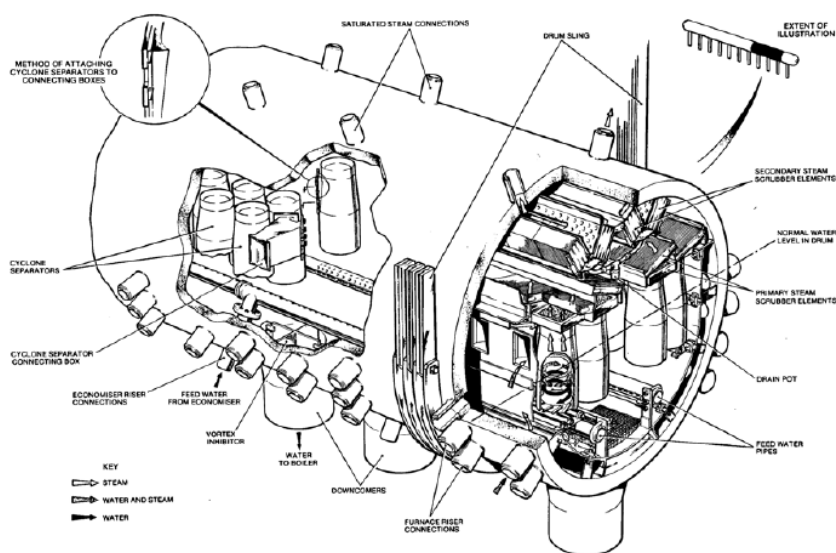


Ilustración 84. Calderín.

Capítulo 1: MEMORIA

7.4.4.1.3 Sobrecalentador.

Intercambiador de calor donde el vapor se calienta hasta la temperatura demandada por el ciclo de potencia al que va asociado, que será siempre superior a la de saturación.

El objetivo de los sobrecalentadores y recalentadores, es el de aumentar el rendimiento del ciclo, todos estos equipos no requieren un diseño especial, tratándose en realidad de intercambiadores de calor con el único requisito de utilizar materiales aptos para evitar la corrosión causada por el aceite térmico a alta temperatura.

7.4.4.2 Bombas de Agua de Alimentación.

El agua de alimentación se aspira del degasificador y se impulsa hacia el evaporador a través del precalentador de alta presión. Serán dos unidades del 100% de capacidad, lo que servirá para tener redundancia en el sistema en caso de fallo.

La función principal del sistema de agua de alimentación es el aporte de agua, previamente precalentada, al sistema de generación de vapor para la producción de vapor de alta presión.

La presión a la entrada de las bombas de agua de alimentación deberá ser suficiente para asegurar que no se producen fenómenos de cavitación.

7.4.4.3 Turbina de vapor.

La turbina de vapor juega un papel fundamental dentro de las plantas termosolares. Por las características específicas de este tipo de plantas, las cuales no funcionan las 24 horas del día, se requiere de turbinas de vapor con las que se puedan alcanzar altos rendimientos y por lo tanto que ayuden a generar el beneficio económico que en todo proyecto empresarial de este tipo se busca.

La turbina de vapor de una planta termosolar, es muy similar a las turbinas empleadas en cualquier planta industrial y se adaptan a las aplicaciones termosolares.

Capítulo 1: MEMORIA

Acerca de la turbina a nivel genérico se puede decir que es un equipo sencillo, y como máquina industrial, es una máquina madura, bien conocida y muy experimentada. Cabe destacar que más del 70 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbina de vapor.

Existen varias marcas que fabrican turbinas para aplicaciones termoeléctricas. Como ejemplo citar las de la empresa *Mitsubishi Heavy Industries* (MHI). Las turbinas que se utilizaron en las primeras plantas SEGS de California eran de la marca MHI, luego esta empresa tiene también una gran experiencia en este campo. El problema es que dentro de la gama de productos que ofrece para este sector, no hay turbinas de potencia tan baja como la que se necesita en este proyecto, 50 MW.

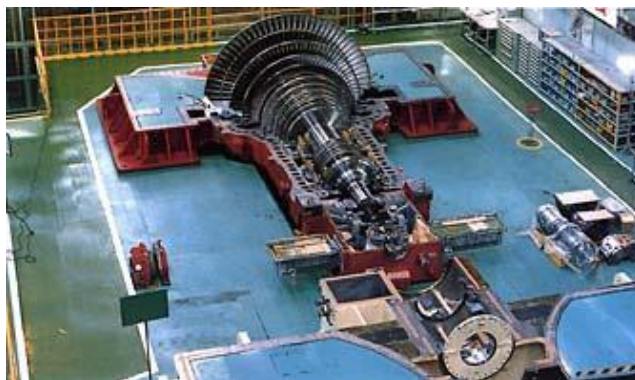


Ilustración 85. Vista de una turbina MHI de 150 MW con recalentamiento de un cilindro.
(Fuente: http://www.mhi.co.jp/en/products/category/steam_turbine.html).

Otra marca líder en el mercado mundial para la fabricación de este tipo de turbinas es Siemens. Proyectos tan emblemáticos en España como los de Andasol, Ibersol, Extrasol Helios, Manchasol, etc, abalan sus resultados.

Por tanto, la turbina empleada será del fabricante Siemens, quien actualmente oferta turbinas capaces de trabajar con un 10 % de carga. La SST-700 es una turbina de dos carcassas consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente

Capítulo 1: MEMORIA

o combinado en una configuración ideal.

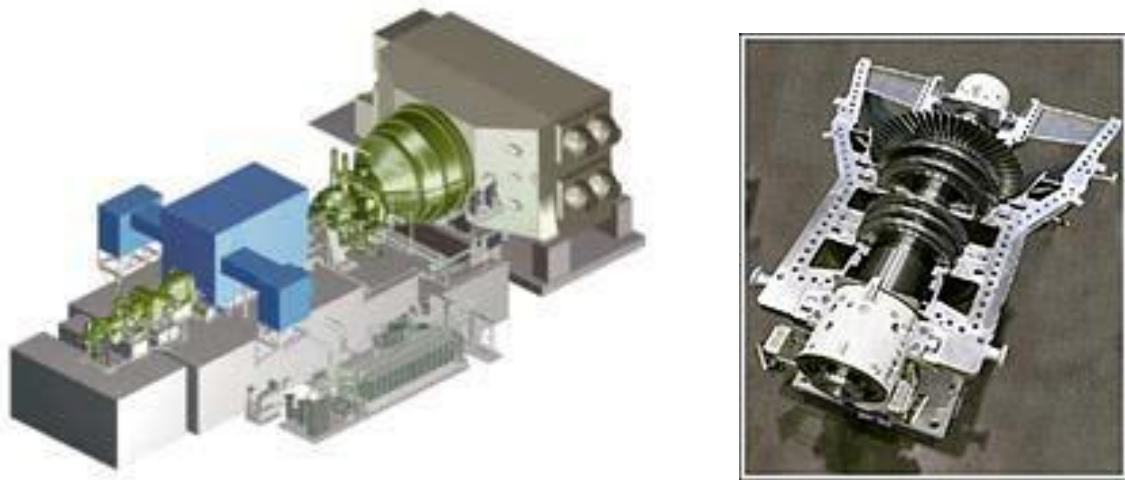


Ilustración 86: Turbina Siemens SST-700.

Datos técnicos.

- Potencia entregada de hasta 175 MW
- Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar
- Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585°C
- Temperatura de recalentamiento de hasta 415°C
- Velocidad de giro de 3000 – 13200 rpm
- Extracción controlada de hasta 40 bar y hasta 415°C
- Hasta 7 tomas; hasta 120 bar
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 40 bar o condensación de hasta 0,6 bar.
- Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar.
- Área de escape 1.7 – 11 m²

Dimensiones típicas.

Longitud 22 m* x Ancho 15 m*

Altura 6 m* (*incluyendo condensador)

Capítulo 1: MEMORIA

Características.

- Contrapresión / Condensación.
- Módulos de turbina prefabricados.
- Posible disposición paralela.
- AP como unidad de contrapresión, BP como cola de condensación.
- Trayecto de vapor a medida del cliente.
- Extracción simple en tubo de comunicación.
- Escape radial / axial.
- Aplicaciones de recalentamiento.

El funcionamiento es el siguiente:

Se introduce vapor a una temperatura de 385 °C y a una presión de 107 bares. 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. Esta máquina necesita también de unos equipos sencillos como son: un sistema de lubricación, de refrigeración, unos cojinetes de fricción y un sistema de regulación y control.

La turbina es un equipo tan conocido y probado, que su robustez adquirida con el paso del tiempo le confiere una vida útil larga y exenta de problemas siempre y cuando se respeten las normas de mantenimiento.

Ante la amplia oferta de turbinas que existen en el mercado, la empleada en la planta que se diseña en este proyecto responde a las siguientes características:

- Turbina multietapa: debido a que la demanda de potencia es muy elevada e interesa que el rendimiento sea muy alto.
- Condensación: el vapor de escape es condensado con agua de refrigeración.
- Estas turbinas son de gran rendimiento y se emplean en máquinas de gran potencia.
- Reacción: acorde a la forma en que se realiza la transformación de energía térmica en

Capítulo 1: MEMORIA

energía mecánica, el tipo de turbina empleada es de reacción en las que además de la velocidad del vapor, se aprovecha la pérdida de presión.

- Axial: en función de la dirección del flujo en el rodete, la turbina ha de ser axial, siendo estas las más comunes en las que el paso de vapor se realiza en la misma dirección que el eje de la turbina.

Los elementos que conforman la turbina son los siguientes:

- Rotor, es la parte móvil de la turbina.
- Estator, parte fija que cubre el rotor y sirve de armazón y sustentación de la turbina.
- Álabes, son los elementos de la turbina donde tiene lugar la expansión del vapor. Son de dos tipos. Fijos y móviles.
 - Los álabes fijos van acoplados al estator y sirven para dar la dirección correcta al vapor y que éste empuje los álabes móviles que van ensamblados en el rotor.
 - Diafragmas, son los discos que van dispuestos en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y que llevan en su periferia los álabes móviles.
 - Cojinetes, soportan los esfuerzos y el peso del eje de la turbina.
 - Sistemas de estanqueidad, son los sistemas de cierre situados a ambos extremos del eje de la turbina que evitan que escape el vapor de la turbina.

En la turbina se realizan diferentes extracciones de vapor para ser utilizado principalmente en el condensador y el desgasificador para eliminar los gases incondensables y precalentar el agua, los cuales ampliaremos seguidamente.

La turbina a su vez está compuesta por los siguientes sistemas, de los cuales haremos una breve descripción.

- Sistema de Extracción.
- Sistema de la Turbina Alta Presión AP.
- Sistema de la Turbina Baja Presión BP.
- Sistema de Engranaje.
- Sistema de Drenaje.
- Sistema del Vapor de Escape.

Capítulo 1: MEMORIA

- Sistema del Bypass.
- Sistema del Aceite lubricante
- Sistema del Vapor de sellos.
- Sistema del Aceite Hidráulico.
- Sistema de Ventilación.

7.4.4.3.1 Sistema de Extracción.

El objetivo de éste sistema es el siguiente:

- Suministrar vapor al sistema de vapor de la Central.
- Proteger el rotor de la turbina de sobrevelocidad.

Antes del arranque de la turbina deben drenarse todas las líneas de extracción.

7.4.4.3.2 Sistema de la Turbina AP.

EL objetivo del sistema de turbina de vapor de AP es convertir la energía calorífica del vapor proveniente del calentador en energía cinética y llevarla al Generador a través de un engranaje reductor.

7.4.4.3.3 Sistema de la Turbina BP.

El propósito del sistema de turbina de vapor, módulo BP es convertir la energía calorífica del vapor proveniente del calentador, en energía cinética y manejar al generador.

7.4.4.3.4 Sistema de Engranaje.

El propósito del sistema es el de reducir la velocidad del módulo AP a una velocidad compatible con el generador eléctrico. Lo cual implica:

- Permitir al generador y a la turbina tener diferentes, pero optimizadas, velocidades en los ejes.

Capítulo 1: MEMORIA

- Transmisión de potencia de la turbina al generador.

7.4.4.3.5 Sistema de Drenaje.

El propósito del sistema de drenaje es el de juntar el drenaje de los sistemas siguientes y transportarlo al recipiente de drenaje. Este recipiente puede ser condensador, caja de flasheo del condensador, tanque de drenaje interno o tanque de drenaje externo. Los sistemas drenados son:

- El sistema de turbina de vapor.
- El sistema de vapor.
- El sistema de vapor de escape.
- El sistema de vapor de sello.

El sistema de drenaje transporta agua desde lugares donde el vapor tiende a condensarse o el agua tiende a acumularse durante el inicio, operación o paro. El sistema así previene la acumulación de agua, la cual causa golpeteo de agua, erosión o flujo de vapor imprevisto por evaporación en un decremento de la presión.

7.4.4.3.6 Sistema del Vapor de Escape.

La función del sistema de vapor de escape es prevenir fugas de vapor a la atmósfera de los collarines del eje de la turbina.

7.4.4.3.7 Sistema del Bypass.

El propósito de las válvulas de bypass de las turbinas es el de reducir la presión y temperatura del vapor del generador de vapor y dirigirlo al condensador durante el arranque y en caso de disparo de la turbina.

7.4.4.3.8 Sistema del Aceite Lubricante.

El propósito del sistema de aceite de lubricación es:

Capítulo 1: MEMORIA

- Suministrar a los cojinetes de la turbina y el generador suficiente flujo de aceite a una correcta presión y temperatura, para lubricación y enfriamiento.
- Mantener una cierta subpresión en las cajas de los cojinetes para prevenir fuga de aceite o de nube de aceite del sistema.
- Proveer a los cojinetes radiales con aceite.
- Proveer el reductor con suficiente flujo de aceite.

El medio de lubricación es un aceite de base mineral.

El sistema comprende una unidad proveedora y una tubería de aceite. La tubería conecta la unidad de suministro a los consumidores individuales.

7.4.4.3.9 Sistema de Vapor de Sellos.

El propósito del sistema de vapor de sellos es:

- Suministrar vapor de sellado a una correcta presión y temperatura a los sellos del eje de la turbina, para prevenir entrada de aire.
- Proveer agua de rocío a la turbina BP para enfriamiento del vapor de salida.

7.4.4.3.10 Sistema de Aceite Hidráulico.

El propósito del sistema hidráulico es el de suministrar aceite a alta presión a los servo motores y operar las válvulas de paro de emergencia y válvulas reguladoras.

Las válvulas de bypass AP y BP son gobernadas por aceite de control. Hay una unidad hidráulica para cada una de las válvulas.

La disposición de las válvulas solenoides de disparo, la cual constituye la parte mecánica del sistema de seguridad de la turbina, se incluye en el sistema hidráulico.

El medio hidráulico es aceite para turbinas de base mineral.

Capítulo 1: MEMORIA

7.4.4.3.11 Sistema de Ventilación.

El propósito del sistema de ventilación es el de circular aire frío a través de la cubierta durante operación normal y mantener la temperatura por encima de cierto límite. El aire que se introduce en la cubierta está filtrado.

Además, el propósito es de calentar el aire en la cubierta si la temperatura cae demasiado durante paradas.

Hay dos cubiertas, una para la turbina y el generador y una para las unidades del aceite lubricante y aceite de control.

Las cubiertas están ventiladas por dos y un ventilador respectivamente los cuales extraen el aire caliente. Todos los accesos y salidas de aire están equipados con silenciadores y filtros.

En caso de baja temperatura hay elementos de calentamiento (dos y uno respectivamente) para mantener la temperatura por encima de un límite inferior.

7.4.4.4 Precalentador.

Los precalentadores son intercambiadores carcasa-tubos, en forma de U. Su función es precalentar el agua del desgasificador. Este precalentamiento se realiza con vapor extraído de la turbina.



Ilustración 87. Precalentador.

Capítulo 1: MEMORIA

7.4.4.5 Desgasificador.

Su misión es eliminar los gases que no ha sido posible eliminar en el condensador. Los gases que se deben eliminar son oxígeno y dióxido de carbono.



Ilustración 88. Desgasificador.

7.4.4.6 Condensador.

El condensador está situado a la salida de la turbina de vapor. Su función es la de condensar el vapor, así como la de eliminar gases incondensables y nocivos, como puede ser el oxígeno. La turbina va unida al condensador a través de una junta de expansión, además el condensador está protegido contra las sobre presiones con sus correspondientes válvulas.

El condensador empleado será axial, dada su menor altura de cimentación y mayor eficiencia respecto a los condensadores radiales.



Ilustración 89. Condensador.

Capítulo 1: MEMORIA

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 (1%) se emplean bombas de vacío eléctrico.

7.4.4.6.1 Sistema de Evacuación.

El propósito del sistema de evacuación es el de sacar y mantener el vacío necesario en el condensador.

El sistema de eliminación del aire consiste en dos unidades idénticas de 100% de capacidad. Cada una contiene bomba de vacío, enfriador y un tanque de separación de agua.

7.4.4.6.2 Sistema de Limpieza de tubos.

El propósito del sistema de limpieza de los tubos del condensador es mantener limpios los tubos para obtener un enfriamiento eficiente del proceso.

Se mantienen los tubos del condensador libre de depósitos en el lado de agua de circulación por bolas blandas, que pasan por los tubos en un circuito cerrado.

Después del paso por el condensador, las bolas se colectan en un colador y están transmitidas a un colector por medio de una bomba de circulación. Después del colector se hacen regresar las bolas a la entrada del agua de circulación.

Se puede operar el sistema discontinuamente y solo cuando hay agua de circulación en el condensador.

7.4.4.7 Alternador y evacuación a la red.

El propósito del sistema del generador es convertir la energía mecánica de la turbina de

Capítulo 1: MEMORIA

vapor en energía eléctrica.

Los datos eléctricos del generador se adaptan a los datos de tensión y frecuencia del sistema de energía receptor.

El eje de salida de turbina se conecta solidariamente con un alternador para generar electricidad a 11kV que mediante un transformador de 65 MVA se elevará hasta el voltaje de la línea de transmisión o de distribución eléctrica. En este caso suponemos que se conecta con una red de distribución a 220 kV.

El generador es una máquina sincrónica de dos polos, trifásica, accionada directamente desde un extremo por el módulo BP y (vía el reductor) desde el otro extremo por el módulo AP. La turbina está conectada directamente al generador.

El generador se suministra por Siemens Power Generation (Erfurt).

7.4.4.8 Sistema de control.

La central está controlada mediante un sistema de control distribuido, dotado de controladores y tarjetas que gobiernan el campo solar, el intercambio de sales frías y sales calientes, todo el sistema de aceite térmico con los distintos modos de funcionamiento, así como el BOP (Balance of Plant) que es el conjunto de subsistemas y componentes distintos del campo solar, y las comunicaciones con las diferentes elementos auxiliares.

Capítulo 1: MEMORIA

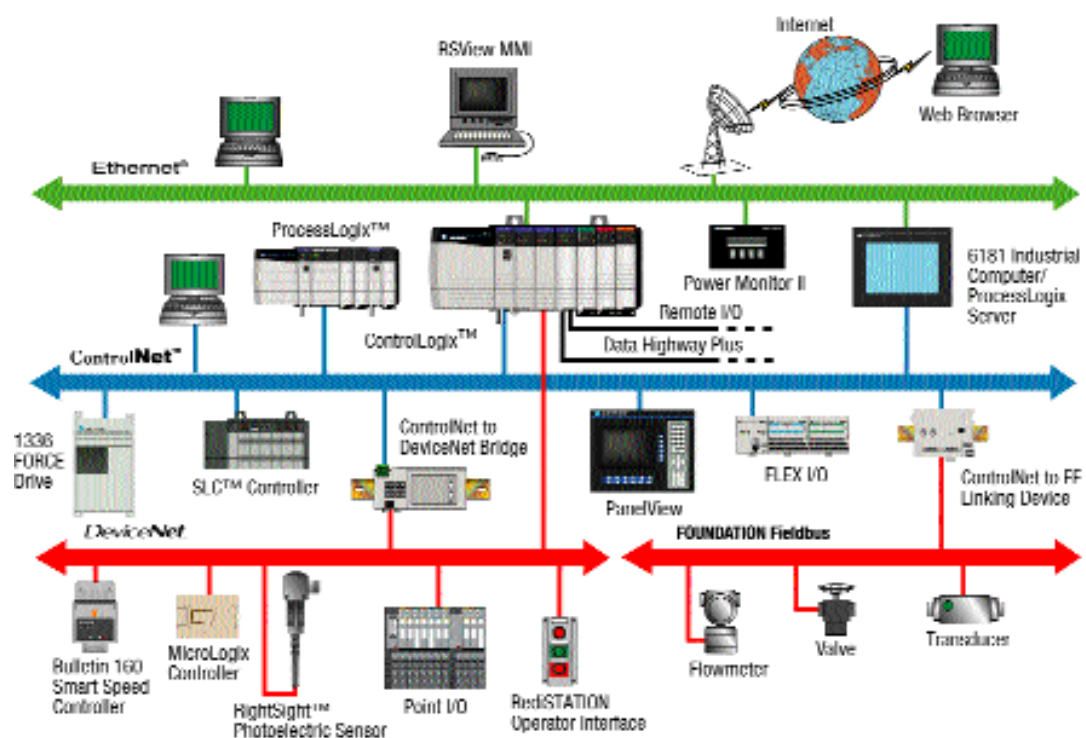


Ilustración 90. Sistema de control distribuido.

A través del sistema de control los operadores de la planta reciben la información proporcionada por los sensores y envían órdenes y comandos a los mismos.

En cuanto al campo solar, el sistema de control refleja las señales recibidas por todos los colectores cilindro parabólicos, facilitando al operador la toma de decisiones desde la sala de control.

Capítulo 1: MEMORIA

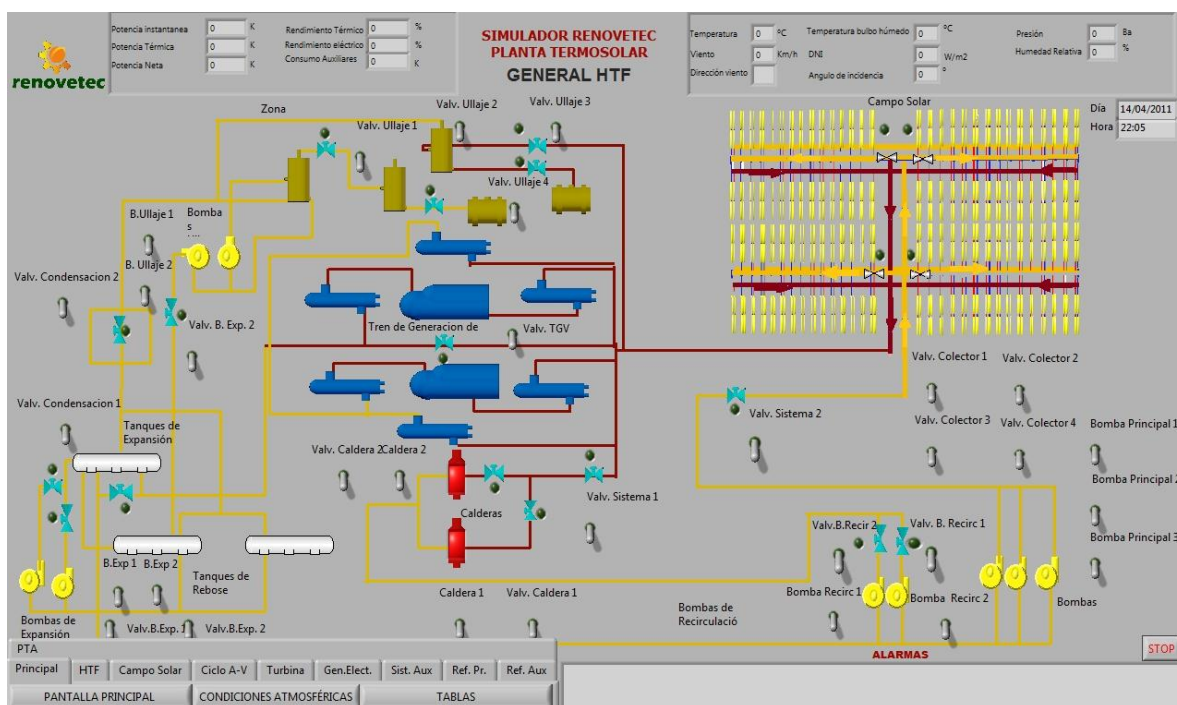


Ilustración 91. Scada recogida de datos para operación de la planta. Renovetec.

7.4.4.9 Sistema eléctrico.

Además del transformador para evacuar la corriente generada a la red, la planta deberá producir la energía para todos sus consumos propios cuya conexión principal se encuentra también en el transformador principal de evacuación. En la figura puede verse un diagrama unifilar simplificado en donde pueden verse las distintas zonas de consumo así como los distintos transformadores para adecuar la tensión a las necesidades de los equipos y el nivel de voltaje al que se encuentran conectados estos.

Capítulo 1: MEMORIA

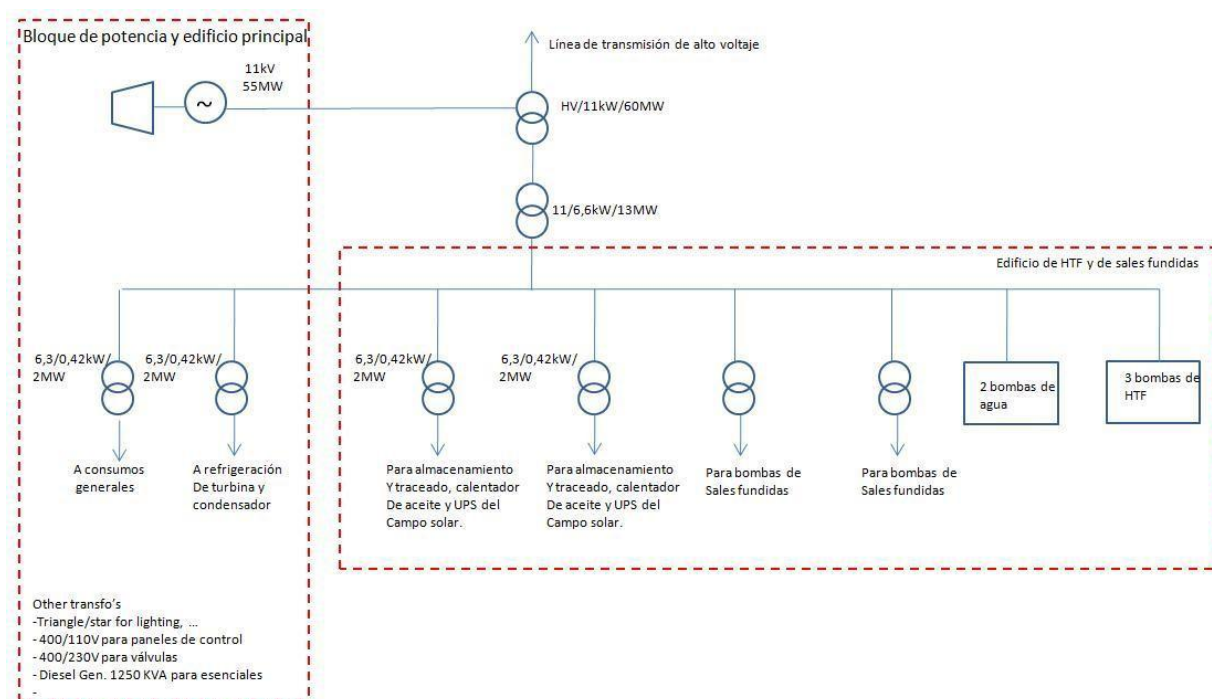


Ilustración 92. Ejemplo diagrama unifilar planta eléctrica.

7.4.4.10 Sistemas de aguas.

Los consumos de agua de la planta se pueden agrupar en cuatro categorías:

- Aporte a las torres de refrigeración.
- Agua desmineralizada de aporte al ciclo de vapor.
- Agua desmineralizada para la limpieza de espejos.
- Servicios varios.

Habitualmente el mayor consumo de agua que se producirá en la central será con diferencia el del aporte a las torres de refrigeración.

7.4.4.10.1 Sistema de agua de circulación.

El agua de circulación ha de cumplir dos requisitos: evacuar el calor al ambiente de manera

Capítulo 1: MEMORIA

eficaz, y cumplir con la reglamentación referente a las limitaciones de contaminación térmica.

La eficacia del sistema de refrigeración determina la presión de operación del condensador, y por lo tanto el rendimiento de la instalación.

La configuración elegida para el circuito de agua de circulación es un circuito mixto que combina la refrigeración en el cercano río Guadalquivir con el uso de una torre de ventiladores de tiro forzado.

La refrigeración del condensador se hace por medio de la torre de refrigeración de tiro forzado, de manera que la temperatura del agua de refrigeración esté controlada mediante la regulación de la ventilación de la torre.

Las bombas de circulación aspirarán agua del río y tras un tratamiento de osmosis inversa eliminará la salinidad que pudiera existir, impulsan este agua a través de los tubos del condensador y del resto de circuitos de refrigeración auxiliar de la instalación.

7.4.4.10.2 Sistema de agua de alimentación.

Para compensar la producción de vapor y mantener el nivel en el calderín, hace falta alimentar con agua el generador de vapor.

El agua resultante de la condensación del vapor, después de su expansión en la turbina, se tomará por la bomba de condensado. Posteriormente se enviará el condensado al tanque de alimentación a través del precalentador de baja presión y de un desgasificador cuyo objeto es eliminar el oxígeno disuelto en el agua. Este desgasificador actúa además como tanque de agua de alimentación.

A la salida del desgasificador se añade nueva agua al circuito la cual ha de ser filtrada para eliminar el exceso de salinidad que pueda tener, para ello se le hace circular por la planta de tratamiento de agua.

Capítulo 1: MEMORIA

La planta de tratamiento de agua desde la captación de la misma en el río Guadalquivir envía esta agua a una balsa donde decantará y filtrará esta agua a través de filtros de sílex para eliminar cualquier contenido de materiales en suspensión que puedan existir.

Posteriormente la PTA envía el agua al sistema de osmosis inversa que filtra el agua, enviando el agua salina a la balsa de desalinización en la que se queda como una salina marina, y el agua filtrada pasará un nuevo tratamiento de desmineralización, de donde irá a complementar el caudal del circuito agua-vapor para que éste pueda seguir funcionando correctamente.

La bomba de alimentación que aspira del tanque de alimentación asegura la reinyección del agua en el generador de vapor a través de los precalentadores de alta presión.

Este agua debe encontrarse a su entrada al generador de vapor en las condiciones requeridas para el buen funcionamiento de la instalación, es decir es agua de cualidades físicas y químicas adecuadas; a una temperatura relativamente elevada, cercana a 250°C; y a presión superior a la existente en el calderín, lo que está asegurado gracias a la bomba de alimentación.

El agua desmineralizada para el lavado de espejos también se obtendrá de un depósito de agua existente en la planta de tratamiento de agua.

7.4.4.10.3 Sistema de tratamiento de efluentes.

Los efluentes que se producen en la planta son efluentes de proceso, aguas residuales fecales, efluentes que puedan contener grasa o aceites y las purgas de la torre de refrigeración.

Los efluentes como los desechos de las etapas de osmosis y electrodesionización se tratarán en la planta de tratamiento de aguas, dejándose evaporar posteriormente en la balsa de desalinización, y recogiendo posteriormente los desechos sólidos por una empresa gestora de residuos.

Capítulo 1: MEMORIA

Las aguas fecales canalizadas en una red aparte, se conducirán en una estación depuradora donde serán tratadas.

Las aguas contaminadas por aceites lubricantes o grasas se llevarán a un separador de grasas desde donde una vez separados serán recogidos para su tratamiento.

7.4.4.10.4 Redes de saneamiento.

En este diseño se estima que son necesarias cuatro redes de saneamiento separadas y totalmente independientes. Todas ellas están formadas por tubos de PVC.

La primera de las redes recoge las aguas residuales procedentes de la torre de refrigeración y del ciclo de vapor.

Otra red se encarga de las aguas de servicio que recoge las aguas residuales con efluentes aceitosos procedentes del drenaje y limpieza de edificios, zona de turbinas, componentes, etc... y son conducidas al separador de aceite y grasas.

Similar a esta última red se estima necesario otra red de aguas de servicio en la zona de talleres anexa a la planta.

La última de las redes está destinada a las aguas residuales sanitarias las cuales son conducidas hasta los sistemas de tratamiento biológico.

7.4.4.10.5 Sistema contra incendios.

La planta deberá estar dotada de un sistema contra incendios para solventar cualquier incendio inesperado que acontezca en ella. Las medidas de seguridad a adoptar son máximas ya que el aceite térmico es inflamable y dado el grado de protagonismo de este elemento en el diseño de la planta, es necesario elaborar sistemas contra incendios.

Capítulo 1: MEMORIA

7.4.4.10.6 Limpieza de espejos.

La suciedad acumulada en los espejos y en el receptor provoca una considerable pérdida de la eficiencia energética del proceso. Es necesario tener en cuenta el suministro de agua necesario para la limpieza periódica de estos elementos y así mantener las condiciones óptimas de funcionamiento.

Para esta tarea se utilizan equipos especiales con agua a presión en spray que se remolcan con vehículos a través del campo solar.

7.4.4.11 Meteorología.

La planta debe constar de una serie de instrumentos necesarios para saber el presente y futuro cercano de las condiciones meteorológicas de la planta. Estos instrumentos son los siguientes:

- Piroheliómetro, mide la radiación solar directa.
- Anemómetros, miden la velocidad y la dirección del viento.
- Equipo de medida de la humedad relativa.
- Información satélite de predicción de la evolución de las condiciones meteorológicas, un parte meteorológico completo para poder prever cuales serán las condiciones de funcionamiento de la planta en un futuro cercano.

La planta dispondrá de un software de predicción para poder efectuar las estrategias óptimas de operación.

7.4.4.12 Sistema de dosificación química.

Este sistema está compuesto por una serie de subsistemas:

Dosificación de amoníaco y carbohidracida en las descargas de la bomba de condensado, para mantener el PH y el contenido de oxígeno en el condensado dentro de los límites de

Capítulo 1: MEMORIA

diseño.

Dosificación de amoniaco y carbohidracida en el agua de alimentación, para mantener los niveles establecidos por los fabricantes de caldera y turbina.



Ilustración 93. Planta de tratamiento.

Dosificación de inhibidor de corrosión para disminuir las características corrosivas del agua demineralizada del circuito de refrigeración.

Capítulo 1: MEMORIA

8 Resultados finales.

8.1 Localización.

La localización seleccionada para la Planta Termosolar TRESOL I, será la indicada en el apartado 7.1 de éste capítulo.

- Rincón de los Yesos. Trebujena. Cádiz.
- Latitud de: 36° 54' 11" .
- Longitud de -6° 12' 09".
- La altitud media del emplazamiento es de 12 m sobre el nivel del mar.

8.2 Procesos y operaciones.

Para la realización de éste proyecto, se ha supuesto que el comienzo está marcado para el 01 de junio de 2011 y finalizará el 17 de diciembre de 2013.

Se considera el inicio como el momento en que la administración concede las autorizaciones técnicos-administrativas.

La planta tiene previsto empezar a operar en Enero de 2014.

Según los cálculos realizados se realizado una previsión de generación anual de energía de **135.000 MW/h (135 GW/h)**.

Esta Energía se venderá a la REE, sujeto al RD 661/2007, donde se definen las primas estipuladas por el Gobierno de España.

Las operaciones de mantenimiento de éste tipo de plantas están caracterizados por su complejidad al intervenir un gran nº de variables, algunas de ellas difícilmente predecibles, y elevado coste y riesgo. Ello requiere exigencias de planificación y control cuidadosos:

- Adecuada planificación y optimización en la gestión de los recursos que se utilizan.

Capítulo 1: MEMORIA

- Disponer de recursos altamente especializados, bien formados y equipados.
- Sincronización entre los diferentes recursos que intervienen en la operación.
- Disponer y desplegar los procedimientos de trabajo seguros.
- Investigación continuada y desarrollo de herramientas de gestión integral.
- Investigación continuada y desarrollo de nuevas técnicas y herramientas para la realización de trabajos adecuándolos a las condiciones de explotación.

8.3 Resultados económicos.

Dentro de los resultados económicos se destaca los siguientes aspectos:

- Evaluación de la inversión necesaria.
- Cálculo del plan de financiación.
- Cuenta de Resultados.
- Cálculo del flujo de caja, BAI, BDI.
- Cálculo de medidas de rentabilidad y viabilidad.
- Conclusiones.

8.3.1 Evaluación de la inversión.

La inversión necesaria aparece recogida en la siguiente tabla:

Capítulo 1: MEMORIA

Coste de la Inversión	
Partidas	Total (€)
Desarrollo del proyecto, licencias y contratos.	7.755.000
Obra civil.	33.387.000
Campo solar.	112.330.000
Isla de potencia (Power Block).	34.975.000
Sistema de aceite térmico (HTF)	32.966.000
Sistema de Almacenamiento (TES)	24.724.000
BOP y sistemas comunes.	23.250.000
Instalación eléctrica.	9.303.000
Integración.	4.100.000
Seguros de la construcción y comisiones de la instalación.	2.600.000
Dirección del proyecto.	3.975.000
Total	289.365.000

*Ilustración 94. Inversión Inicial.***8.3.2 Plan de financiación.**

El diseño de la estructura de financiación tendrá los siguientes protagonistas:

- Aportaciones de socios fundadores y socios capitalistas. 20%
- Financiación externa: Financiación vía “Project Finance”: los ingresos generados por el propio proyecto cubren la devolución del préstamo. 80%.
- Subvenciones públicas. 0%

La inversión inicial vendrá repartida de la siguiente manera:

Financiación Externa Prestamo 1	59%	170.677.300 €
Financiación Externa Prestamo 2	21%	60.814.700 €
Aportaciones propias	20%	57.873.000 €
TOTAL	100%	289.365.000 €

Ilustración 95. Distribución de la Inversión Inicial.

Capítulo 1: MEMORIA

8.3.3 Rentabilidad.

El esquema básico que vamos a seguir para determinar los resultados es el siguiente:

+ Ingresos (Cobros) – Gastos (Pagos) = **CASH FLOW BRUTO** – Amortizaciones = **BAI** (Beneficios Antes de Impuestos) – Impuestos (BAI x t) = **BDI** (Beneficios Después de Impuestos) + Amortizaciones = **CASH FLOW NETO**

CASH FLOW							
AÑO	INGRESOS	COSTES	C-FLOW BRUTO	AMORTIZACIONES	BAI	BDI	C-FLOW NETO
1	-	13.035.000,00	- 13.035.000,00	-	- 13.035.000,00	- 13.035.000,00	- 13.035.000,00
2	-	67.791.667,79	- 67.791.667,79	-	- 67.791.667,79	- 67.791.667,79	- 67.791.667,79
3	-	27.232.384,56	- 27.232.384,56	-	- 27.232.384,56	- 27.232.384,56	- 27.232.384,56
4	55.969.489,39	32.262.892,41	23.706.596,98	9.645.500,00	14.061.096,98	10.545.822,74	20.191.322,74
5	57.368.726,62	33.230.616,71	24.138.109,91	9.645.500,00	14.492.609,91	10.869.457,43	20.514.957,43
6	58.802.944,79	33.509.743,40	25.293.201,39	9.645.500,00	15.647.701,39	11.735.776,04	21.381.276,04
7	60.273.018,41	33.798.367,05	26.474.651,36	9.645.500,00	16.829.151,36	12.621.863,52	22.267.363,52
8	61.779.843,87	34.096.761,33	27.683.082,54	9.645.500,00	18.037.582,54	13.528.186,90	23.173.686,90
9	63.324.339,96	34.405.208,26	28.919.131,71	9.645.500,00	19.273.631,71	14.455.223,78	24.100.723,78
10	64.907.448,46	34.723.998,39	30.183.450,08	9.645.500,00	20.537.950,08	15.403.462,56	25.048.962,56
11	66.530.134,68	35.053.431,13	31.476.703,55	9.645.500,00	21.831.203,55	16.373.402,66	26.018.902,66
12	68.193.388,04	35.393.814,96	32.799.573,08	9.645.500,00	23.154.073,08	17.365.554,81	27.011.054,81
13	69.898.222,74	35.745.467,74	34.152.755,00	9.645.500,00	24.507.255,00	18.380.441,25	28.025.941,25
14	71.645.678,31	36.108.716,97	35.536.961,35	9.645.500,00	25.891.461,35	19.418.596,01	29.064.096,01
15	73.436.820,27	36.483.900,06	36.952.920,21	9.645.500,00	27.307.420,21	20.480.565,16	30.126.065,16
16	75.272.740,78	36.871.364,67	38.401.376,11	9.645.500,00	28.755.876,11	21.566.907,08	31.212.407,08
17	77.154.559,30	37.271.468,98	39.883.090,32	9.645.500,00	30.237.590,32	22.678.192,74	32.323.692,74
18	79.083.423,28	37.684.582,03	41.398.841,25	9.645.500,00	31.753.341,25	23.815.005,94	33.460.505,94
19	81.060.508,86	38.111.084,02	42.949.424,84	9.645.500,00	33.303.924,84	24.977.943,63	34.623.443,63
20	83.087.021,58	38.551.366,67	44.535.654,91	9.645.500,00	34.890.154,91	26.167.616,18	35.813.116,18
21	85.164.197,12	39.005.833,54	46.158.363,58	9.645.500,00	36.512.863,58	27.384.647,68	37.030.147,68
22	87.293.302,05	39.474.900,40	47.818.401,65	9.645.500,00	38.172.901,65	28.629.676,23	38.275.176,23
23	89.475.634,60	25.078.570,81	64.397.063,79	9.645.500,00	54.751.563,79	41.063.672,85	50.709.172,85
24	91.712.525,47	20.276.032,93	71.436.492,53	9.645.500,00	61.790.992,53	46.343.244,40	55.988.744,40
25	94.005.338,60	20.791.521,97	73.213.816,63	9.645.500,00	63.568.316,63	47.676.237,47	57.321.737,47
26	81.793.238,03	21.323.403,61	60.469.834,43	9.645.500,00	50.824.334,43	38.118.250,82	47.763.750,82
27	72.124.571,98	21.872.160,33	50.252.411,65	9.645.500,00	40.606.911,65	30.455.183,74	40.100.683,74
28	64.205.483,77	22.438.289,20	41.767.194,57	9.645.500,00	32.121.694,57	24.091.270,92	33.736.770,92
29	57.741.192,78	23.022.302,30	34.718.890,47	9.645.500,00	25.073.390,47	18.805.042,86	28.450.542,86
30	52.487.097,29	23.624.727,15	28.862.370,13	9.645.500,00	19.216.870,13	14.412.652,60	24.058.152,60
31	48.240.245,71	24.246.107,19	23.994.138,52	9.645.500,00	14.348.638,52	10.761.478,89	20.406.978,89
32	44.832.257,78	24.887.002,25	19.945.255,53	9.645.500,00	10.299.755,53	7.724.816,65	17.370.316,65
33	42.123.449,14	42.547.989,04	- 424.539,90	9.645.500,00	- 10.070.039,90	- 7.552.529,93	2.092.970,07

Ilustración 96. Balance anual.

Los Beneficios antes de Impuestos (BAI) aparecen como una diferencia entre los Ingresos menos los costes en recursos humanos, materia prima, gastos generales, amortización e interés. Los Beneficios después de Impuestos (BDI) aparecen como una diferencia entre los Beneficios antes de impuestos (BAI).

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos de una empresa en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

Capítulo 1: MEMORIA

En la siguiente tabla se muestra como ejemplo los resultados obtenidos para el caso de un escenario medio.

8.3.4 Cálculo de rentabilidad y viabilidad. Análisis de sensibilidad.

A modo de resumen se adjunta una tabla con los resultados obtenidos del VAN y del TIR para cada uno de los escenarios posibles:

VAN	10.341.206,19 €
TIR	18,58%

Ilustración 97. Cuadro resumen del cálculo del VAN y el TIR.

Con estas consideraciones este proyecto SI sería rentable, para cada uno de los escenarios propuestos, ya que para todos, el VAN es positivo y las TIR son superiores a la tasa “k” (6%) inicialmente propuesta.

En la siguiente ilustración se muestran el cash-flow neto que se obtendría anualmente.

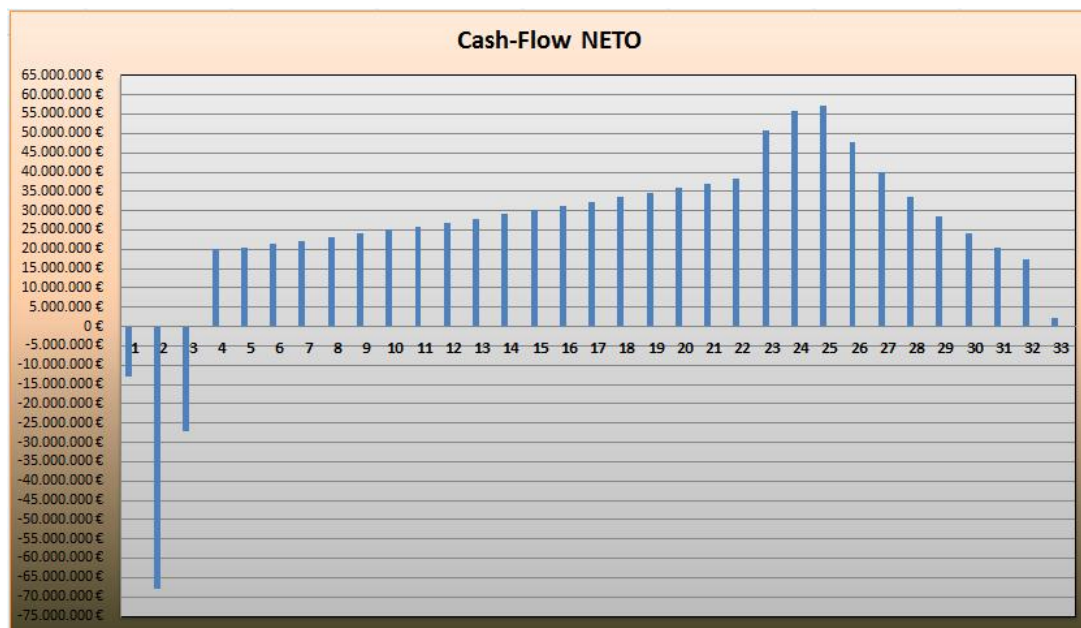


Ilustración 98. Comparativa de Cash-flow neto.

Capítulo 1: MEMORIA

La siguiente tabla muestra el periodo de retorno para cada escenario:



Ilustración 99. Periodo de retorno.

La inversión se recuperaría aproximadamente en el año 14.

8.3.5 Conclusiones.

Como conclusiones tenemos que como se ha podido comprobar a lo largo de la realización de este proyecto, la puesta en marcha de una planta térmica solar en el emplazamiento elegido es una opción viable y recomendable tanto desde el punto de vista técnico como económico, en definitiva:

- Es un proyecto coherente por cuanto parte del conocimiento del mercado y de los servicios que ofrece.
- Es un proyecto económicamente viable por cuanto sus cuentas de Resultados presentan un panorama de explotación que anticipa la rentabilidad de la planta según los planteamientos incluidos en este Plan.
- Es un proyecto financieramente viable por cuanto cuenta con la adecuada estructura financiera.

9 Gestión del proyecto. Planificación.

En la figura se expone un resumen de las acciones que deben realizarse, y la interrelación entre todas ellas, encaminadas a la construcción de una planta termosolar.

Realizada una primera aproximación a los parámetros básicos que son aconsejables para llevar a cabo la instalación de la planta, las siguientes gestiones deben conducir a conocer la posibilidad de utilizar los terrenos, el potencial real de la zona, la no existencia de problemas técnicos insalvables de conexión a la red, situación de los apoyos públicos y del mercado financiero, etc. En definitiva en esta segunda fase, se deberá poseer una información técnica, económica y financiera y el correspondiente plan de empresa, para que el promotor, lleve a cabo la ejecución del proyecto.

Determinada la ejecución del proyecto, el tamaño de éste requiere la posibilidad de una gerencia, cuyos objetivos principales, sean la financiación, la contratación y seguimiento de contratos, consecución de permisos y autorizaciones (visado de proyectos, licencia de obras, etc.), gestiones ante los organismos subvencionadores, etc.

Capítulo 1: MEMORIA

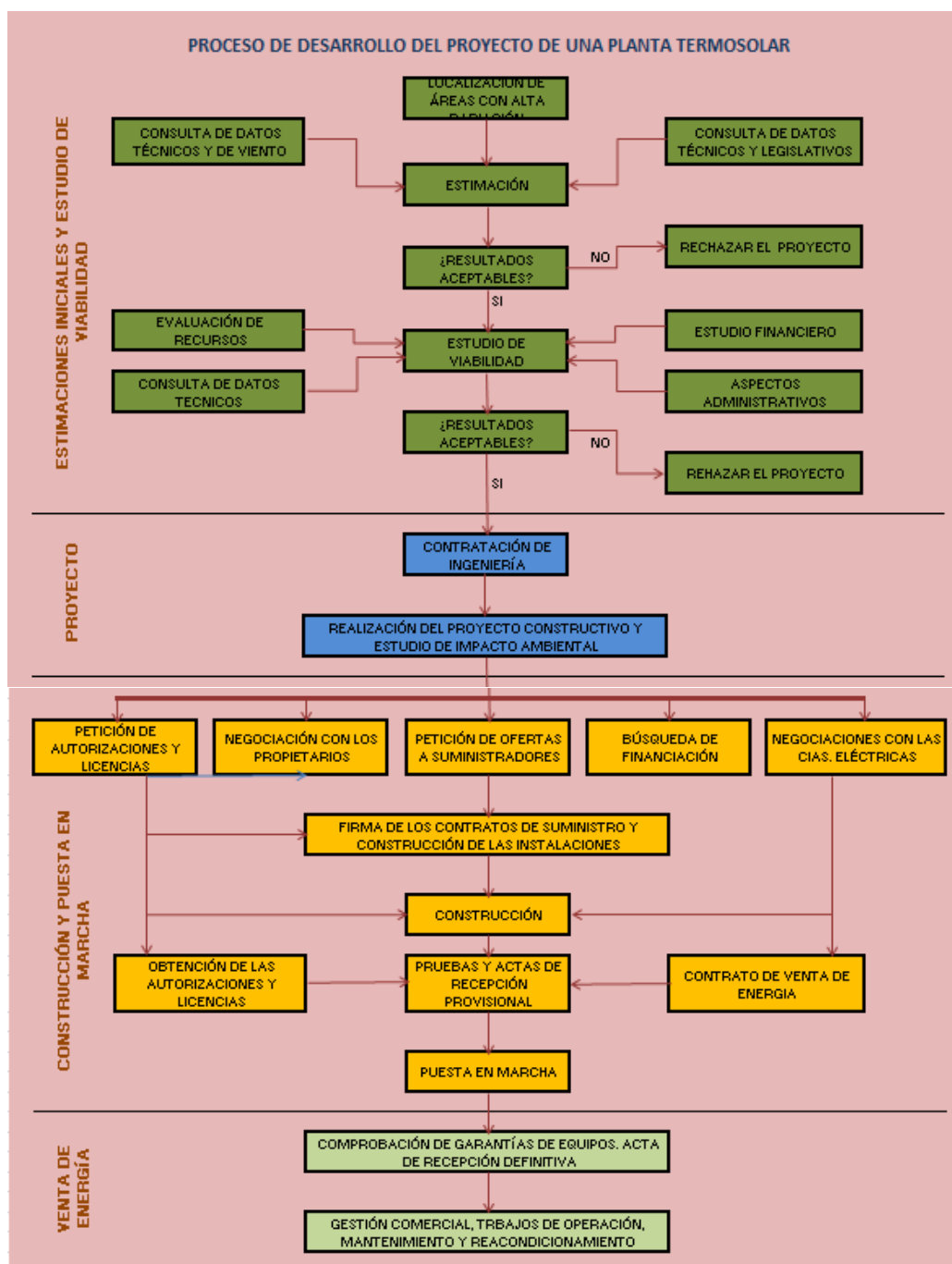


Ilustración 100. Etapas de desarrollo del Proyecto.

Para que los costes financieros disminuyan es necesario ejecutar la construcción de una central termosolar en el menor plazo posible. Una planificación y una ejecución correctas pueden hacer que el plazo de construcción sea inferior a 24 meses, aunque para ello hay

Capítulo 1: MEMORIA

que tener en cuenta una serie de aspectos que analizaremos más adelante.

Hay que recordar que es posible construir centrales eléctricas fiables, baratas y/o rápidas, pero no es posible hacer las tres cosas a la vez. Es decir, podemos hacer una central fiable y construirla con rapidez, pero eso no es barato; podemos hacer una central fiable y económica, pero eso no es rápido; y por último, podemos construir rápidamente una central económica, pero esa central no será fiable.

Por tanto, acelerar la construcción puede tener consecuencias negativas en la calidad de la construcción, en el coste o en ambos factores. No obstante, construir una central termosolar en un plazo de 24 meses no debería tener consecuencias en la calidad de construcción, y ni siquiera debería aumentar el coste.

Pero, ¿Para qué quiere un promotor acelerar la construcción de una central termosolar?

Indudablemente, para comenzar a recuperar su inversión cuanto antes, disminuyendo así sus costes financieros. Pero no hay que olvidar que este tipo de centrales concentran más del 75% de la producción eléctrica en el periodo que va de Junio a Septiembre. Por tanto acelerar la construcción a cualquier coste para hacer que la explotación comercial (cobrando la prima que establece el Real Decreto que las regula, naturalmente) se adelante a Mayo, por ejemplo, tiene todo el sentido. Pero acelerar la construcción para que la generación comience en el mes de Diciembre carece de aliciente y de lógica económica.

9.1 Estrategia de instalación.

Antes de comenzar con la ejecución del proyecto, tenemos que hacernos esta pregunta y posteriormente analizar todos los pros y los contras que nos podemos encontrar, ya que un análisis exhaustivo, es el que marcará las claves de éxito del mismo.

9.1.1 Hitos que marcan la duración.

Hasta la fecha, la duración viene impuesta por la entrega de la turbina de vapor y el inicio de su montaje. En un planning correcto, eso debería suceder en el mes 15 (es decir, un año y

Capítulo 1: MEMORIA

tres meses después del inicio de la construcción). Añadiendo los cinco meses de montaje y los cuatro necesarios para la puesta en marcha, hacen un total de 24 meses, en los que ya están considerados incluso las posibles contingencias y los márgenes de seguridad. El conjunto de actividades que marcan la duración de un proyecto componen lo que se conoce como el Camino Crítico.

Claro está que hay otros dos caminos críticos alternativos, muy próximos al principal, y que pueden convertirse en la secuencia que marque la duración del proyecto. El primero es la finalización del campo solar, lo que debe ocurrir aproximadamente en el mes 14 para asegurar que no provoca ninguna interferencia. El segundo es la finalización del montaje del sistema HTF que debería suceder no más allá del mes 16. Esto significa que desde la entrega del sistema de bombeo y tanques de expansión quedan aproximadamente 8 meses hasta la Entrega Provisional de la planta (PAC, Provisional Acceptance Certificate). El largo proceso de puesta en marcha de este sistema puede suponer un retraso al inicio de la puesta en marcha de la turbina, con lo que se retrasaría toda la construcción.

Para realizar la ejecución de un proyecto, es necesario conocerlo de la forma más precisa, así como las actividades en las que se divide. La metodología de los procesos necesarios sigue unos pasos comunes:

- División del conjunto del proyecto en grupos parciales y diferenciados, llamados bloques de trabajo.
- Deducción y definición de las tareas que es necesario realizar en cada bloque.
- Asignación de recursos para esas tareas.
- Estudio y definición de las dependencias secuenciales entre tareas y representación gráfica.

Cada grupo de trabajo definido se descompone a su vez en una serie de actividades sucesivas necesarias, para lograr los objetivos del bloque en cuestión. En éste proyecto las actividades en las que se ha descompuesto el mismo, son las siguientes:

Capítulo 1: MEMORIA

ID	TAREA
1	ADQUISICIÓN DEL TERRENO CON CONCESIONES DE AGUA
2	INVESTIGACIÓN SOLAR
3	PROSPECCIÓN DEL TERRENO
4	PLAN DE INVESTIGACIÓN SOLAR
5	INSTALACIÓN DE TORRES METEOROLÓGICAS
6	TRATAMIENTO DE DATOS
7	ESTUDIO PRELIMINAR DE OBRA CIVIL
8	ESTUDIO PRELIMINAR DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
9	ESTUDIO PRELIMINAR DE LOS EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS
10	ESTUDIO PRELIMINAR DE RECURSOS SOLARES
11	ESTUDIO DEFINITIVO DE RECURSOS SOLARES Y DE PRODUCCIÓN
12	ESTUDIO DEFINITIVO DE LA IMPLANTACIÓN DE LA PLANTA
REALIZACIÓN DE LA INGENIERÍA DEL PROYECTO	
13	PROYECTO BÁSICO
14	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
15	SUSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO DE REGIMEN ESPECIAL
16	OBTENCIÓN DE AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA
17	OBTENCIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED Y USO DEL AGUA
PROYECTO DE EJECUCIÓN, TRAMITACIONES Y GESTIONES	
18	DEFINICIÓN Y ESPECIFICACIONES
19	INGENIERÍA DE DETALLE
20	INGENIERÍA DE EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS
21	INGENIERÍA DE OBRA CIVIL
22	INGENIERIA DE CONTROL Y PROTECCIÓN
23	REALIZACIÓN DE LA MEMORIA Y TRAZADO DE PLANOS
24	OBTENCIÓN DE FINANCIACIÓN PARA EL PROYECTO
25	NEGOCIACIONES COMERCIALES
26	FORMALIZACIÓN DE OTROS ACUERDOS
27	TRÁMITES PARA LA CONSTRUCCIÓN
EJECUCIÓN DEL PROYECTO	
28	LICENCIA PARA LA OBRA CIVIL
29	LICENCIA DE ACTIVIDAD
CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE	
30	OBRA CIVIL
31	EXPLANACIÓN DE LOS TERRENOS
32	URBANIZACIÓN
33	DRENAJES Y OBRAS TIPO (EDIFICACIONES)
34	FIRMES
35	REMATES FINALES DE OBRA CIVIL
36	INFRAESTRUCTURA DE TOMA, ALMACENAMIENTO Y TRAT. DE AGUA
37	CIMENTACIONES DEL BOP
38	CANALIZACIONES ELÉCTRICAS
39	ACONDICIONAMIENTO Y RECUPERACIÓN PAISAJISTA
40	OBRA ELÉCTRICA
41	SUMINISTRO DE TURBOGRUPO, ESPEJOS Y TUBOS
42	SUMINISTRO DE ACEITES
43	PRUEBAS DE VACIO
44	PUESTA EN MARCHA
45	PRUEBAS EN CARGA
46	TRÁMITES ADMINISTRATIVOS
47	FORMALIZACIÓN DEL CONTRATO DE GAS Y COMPREVENTA DE ENERGIA
48	FORMALIZACIÓN DEL CONTRATO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
49	FIRMA DEL CAP
50	INSCRIPCIÓN DEFINITIVA EN EL RÉGIMEN ESPECIAL

Capítulo 1: MEMORIA

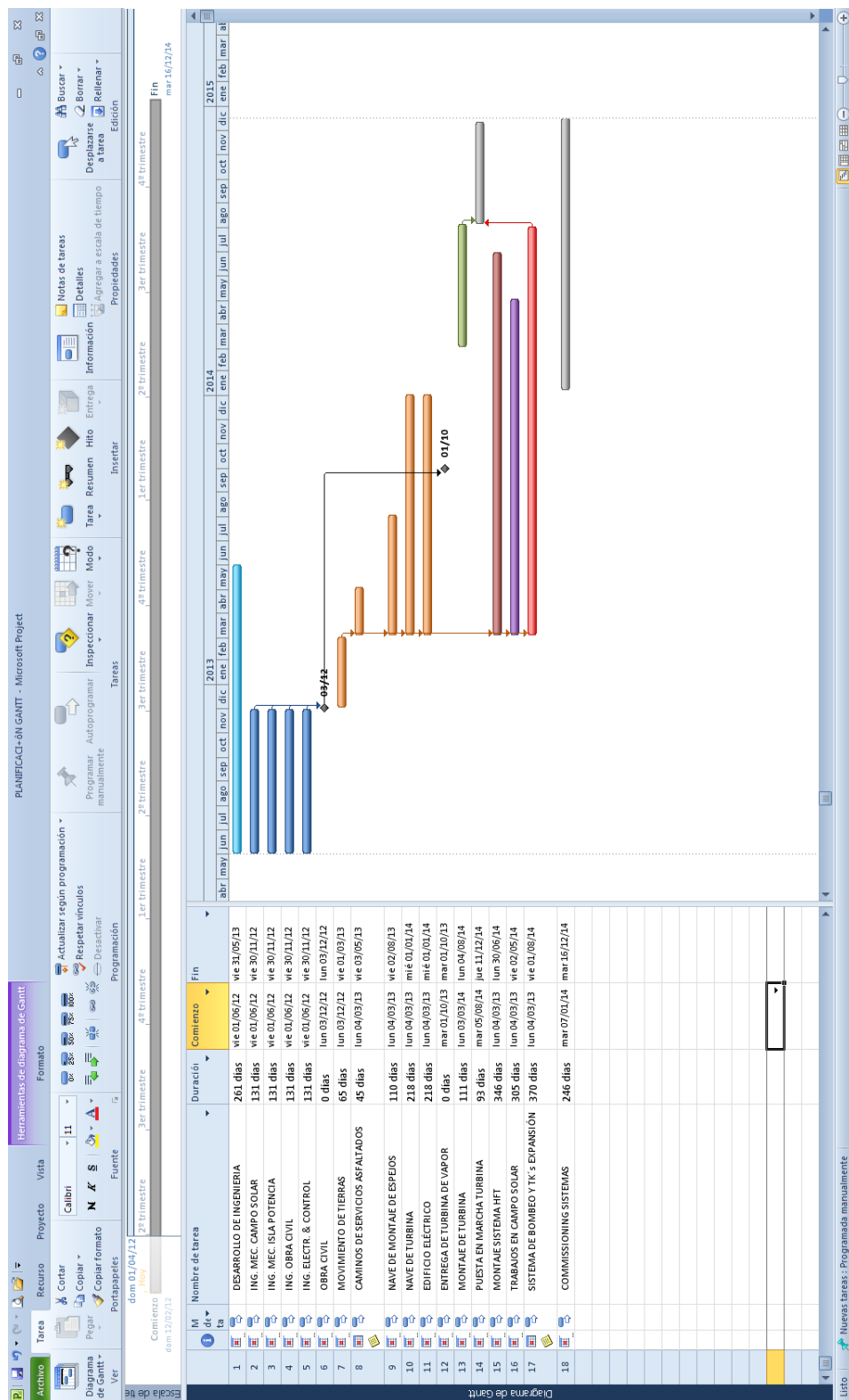


Ilustración 101 :Diagrama de Gantt del Proyecto.

Capítulo 1: MEMORIA

9.1.2 Aspectos a tener en cuenta antes del inicio de la construcción.

Considerando el mes cero como el del inicio del movimiento de tierras, hay una serie de aspectos que hay que tener muy claros antes del inicio de la construcción:

- Tener un estudio geotécnico fiable. Un estudio geotécnico incorrecto y poco representativo de toda la parcela puede hacer que las cimentaciones y la preparación del terreno resulte inadecuada.
- Tener un estudio topográfico fiable. Por supuesto, las cotas y la elección de la cota final tienen una consecuencia innegable en la producción de la planta y en los costes del movimiento de tierras.
- Tener una ingeniería básica finalizada. No debería iniciarse en ningún caso ni siquiera el movimiento de tierras si no está finalizada toda la ingeniería básica de la planta. Hay que tener en cuenta que los errores que se cometen en la ingeniería básica tienen muy mala solución.
- Tener los planos de detalle de la obra civil. Tras la ingeniería básica, comienza la fase de desarrollo de los planos de detalle de obra civil, montaje mecánico del campo solar, montaje mecánico de la isla de potencia, montaje eléctrico y de instrumentación. La realización completa de toda esta ingeniería (más de 5000 isométricos, por ejemplo) supone más de 12 meses de trabajo para un equipo de ingenieros formado por unas 40 personas con dedicación exclusiva. Por ello será necesario tener la seguridad de que la ingeniería a la que se confía este importante trabajo dispone de los recursos humanos necesarios. En caso de no disponer de ellos, la propia ingeniería se convertirá en el cuello de botella de la construcción, que avanzará al ritmo de los planos que le vaya suministrando a la obra. Es habitual no esperar a tener desarrollada toda la ingeniería de detalle para iniciar la construcción, lo que ahorra más de 6 meses en el plazo de construcción. Pero al menos los planos de detalle de la obra civil tanto del campo solar como de la isla de potencia deben estar finalizados.
- Tener los planos de detalle de los sistemas enterrados. Se entienden como sistemas enterrados la red de tierras, el sistema contraincendios, las conducciones para cableado eléctrico, de instrumentación y de control, conducciones de fluidos, y en general todo lo que

Capítulo 1: MEMORIA

se construye por debajo de la cota cero. Todo ello debe estar perfectamente definido, ya que si no es así se producirán olvidos, excavaciones en fases avanzadas, roturas de sistemas enterrados y necesidad de reconstrucción, lo que sin duda aumentará los costes y retrasará el proyecto.

- Conocer la climatología de la zona. En casi todos los climas existen épocas del año en las que la climatología juega un papel muy negativo, interfiriendo de forma muy sensible con las actividades que se realizan. En España hay tres fenómenos que es necesario tener en cuenta: la época de frío intenso, que sucede entre el 20 de Diciembre y el 30 de Enero, la época de lluvias, que habitualmente transcurre entre el 15 de Enero y el 28 de Febrero, con un periodo adicional hacia finales de Abril, y la época de calor extremo, entre el 15 de Julio y el 15 de Agosto. Especialmente hay que tener en cuenta la época de lluvias, la que sin duda más afectará al desarrollo de la obra. Por esta razón es fácil de entender por qué se recomienda construir cuanto antes las naves de montaje de espejos (debe estar finalizada en el mes 5), la nave de turbinas (en el mes 10) o el edificio eléctrico (mes 10), e igualmente recomienda que los viales principales de la obra se hormigonen al principio de la obra, y no al final como es habitual.

- Conocer el planning de obra y como se verá afectado por la climatología. Una vez conocido y analizada la climatología debe cruzarse con el planning de obra, para estudiar como se verá afectado. Puede ser necesario en ocasiones mover determinadas actividades y acelerar otras, con el objetivo de evitar que determinadas actividades, como la ejecución de la cimentación de la nave de turbina, el montaje de techos o la ejecución de sistemas enterrados coincidan con los momentos de climatología adversa.

- Diseñar el almacén de materiales de obra y la organización de su logística (almacén cerrado y almacén de intemperie, codificación, clasificación, posición de almacenaje, etc.) No cabe duda que la logística de materiales afectará positiva o negativamente a la evolución de los trabajos. Prestar la atención debida a la organización de materiales no debería llevar más de un día a una persona experimentada, que deberá tomar una serie de decisiones que sin duda van a afectar al desarrollo de la obra.

9.1.3 La puesta en marcha.

La puesta en marcha o commissioning de la central es el momento en el que se produce la

Capítulo 1: MEMORIA

mayor desviación entre el tiempo asignado para realizar esta fase y el tiempo que realmente se utiliza. Por ello sorprende que las obras que avanzan con retraso (en la práctica), casi la totalidad pretendían ganar tiempo en la fase que precisamente causa mayores retrasos.

El proceso de puesta en marcha se inicia con la entrega del primer “paquete de construcción”. Suele extenderse a lo largo de 12 meses, de los cuales nueve están solapados con actividades de construcción, mientras que los últimos tres la construcción ha finalizado y sólo se realizan tareas de commissioning.

La puesta en marcha, hasta la fecha, se ha encontrado con tres importantes problemas:

- Deficiencias de la construcción, que se revelan cuando se inicia la energización de la planta, el llenado de los diversos circuitos o el calentamiento hasta alcanzar temperaturas, presiones y caudales nominales.
- Falta de estructuración del proceso de puesta en marcha. La falta de experiencia en el commissioning de instalaciones semejantes (sencillamente, no había) y la falta crónica de la cantidad necesaria de personal suficientemente preparado ha hecho que algunas puestas en marcha, sobre todo las correspondientes a las primeras plantas que entraron en servicio, se hayan topado con problemas nuevos no bien analizados. Ahora es fácil mirar atrás y darse cuenta de que algunos problemas (congelaciones de fluidos, derrames, incendios, etc.) eran fácilmente previsibles, pero cuando se llevaron a cabo no resultó tan sencillo preverlos.
- Aceleración impuesta por el cliente y propietario final de la instalación. El retraso acumulado durante la construcción se intenta recuperar durante la puesta en marcha, algo tan difícil como poco práctico. Son pocas las instalaciones industriales en las que el periodo de puesta en marcha ha sido inferior al considerado inicialmente en la programación, y son muchas más en las que sucede lo contrario: el periodo de puesta en marcha incrementa notablemente el retraso acumulado. Pero el simple intento ya tiene consecuencias negativas: tratan de buscarse atajos, se abrevian procedimientos, se dejan para más tarde actividades de ajuste de determinados lazos de control que finalmente no se ejecutan nunca, etc. Todo ello tiene consecuencias negativas tanto para la propia duración, que se incrementa, como para el resultado final del commissioning, donde determinadas

Capítulo 1: MEMORIA

actividades deben repetirse, otras parecen no acabar nunca, y otras no se realizan, como la configuración del control automático de determinados lazos de control.

9.1.4 Problemas habituales que provocan retrasos.

Algunos de los problemas que se constatan en la mayor parte de las construcciones de centrales termosolares son los siguientes:

- Baja actividad inicial. Al principio de la obra se acumula un retraso que ya no se recupera nunca.
- Planificación poco realista, que no se cree nadie. Si desde el principio en la obra se estima que será imposible finalizar a tiempo se produce un divorcio entre los planificadores y los ejecutores. Al no creerse nadie la planificación, nadie se siente en la obligación de cumplirla, por lo que se pierde totalmente la referencia en tiempo. La obra no sólo se retrasará, sino que se retrasará mucho.
- Ingeniería de detalle. Ya se ha convertido en un clásico en la construcción industrial que sea la ingeniería de detalle el cuello de botella que retrasa una construcción. Es absurdo, pero es un hecho que sucede a menudo. Adelantar la ingeniería de detalle de forma que no provoque retraso es una cuestión de recursos de la ingeniería. El equipo mínimo que debe tener una ingeniería para desarrollar el proyecto de detalle de la construcción es de aproximadamente 40 personas. No debe contarse con ingenierías que no disponen de esa cantidad de personal experimentado.
- Contratistas de bajo perfil, elegidos exclusivamente por precio y no por referencias en trabajos similares, por suficiencia de medios técnicos o por tener una plantilla experimentada.
- Suministros. Los grandes plazos de entrega que tienen algunos equipos (bombas de HTF, intercambiadores, turbina y sus equipos auxiliares, válvulas especiales) no deberían suponer un gran problema, ya que pueden considerarse en la planificación inicial. No obstante, el hecho es que el suministro de materiales supone a menudo una de las principales causas de retraso en una obra. Aunque analizar este aspecto daría para un artículo completo, es necesario subrayar el retraso con el que se ejecutan algunos pedidos, los errores en los

Capítulo 1: MEMORIA

pedidos, las dificultades en los trámites aduaneros o las mermas, pérdidas del material que se usa en grandes cantidades (tuberías, fittings, válvulas, transmisores, instrumentación, soportes) y que se compran en cantidades demasiado ajustadas.

- **Energización.** Sorprende como la mayor parte de las centrales han visto retrasada la energización (o puesta en tensión) sobre la fecha prevista. En unos casos este retraso está relacionado con problemas en la construcción de la línea, pero en muchos otros se debe a problemas de tramitación de la documentación necesaria (es decir, se tramita tarde).
- **Legalización de sistemas.** La mayor parte de los sistemas de una central termosolar requieren una legalización previa al inicio de su puesta en marcha. Esto supone legalizar los proyectos, realizar una serie de pruebas certificadas por una OCA, obtener la certificación necesaria de la dirección facultativa y tramitar la legalización final. A menudo estos trámites se retrasan por desconocimiento, dificultades varias o incluso por dejadez y falta de diligencia en la realización de estos trámites.

9.1.5 Conclusiones.

La construcción de una central termosolar puede realizarse en 24 meses, incluso en un plazo levemente inferior sin sacrificar la calidad y sin encarecer excesivamente el coste.

Tan solo es necesario prestar la debida atención al camino crítico que marca la duración final del proyecto, a la realización de una planificación realista, a la adecuada selección de contratistas, a la correcta gestión de compras, al proceso de puesta en marcha y a las legalizaciones necesarias. Dicho así parece hasta fácil. No debe serlo, teniendo en cuenta los plazos de construcción que se constatan hasta la fecha.

Capítulo 1: MEMORIA

10 Orden de prioridad de los documentos básicos.

En el caso de que existan discrepancias en la consulta de los documentos básicos, el orden de prioridad de los mismos será el siguiente:

- 1. MEMORIA.**
- 2. PRESUPUESTO.**
- 3. PLIEGO DE CONDICIONES.**
- 4. ANEXOS.**
- 5. PLANOS.**



ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR.

Capítulo 2: ANEXOS

Capítulo 2: ANEXOS

Anexo I: Cálculos técnicos.

1 Dimensionamiento y configuración del campo solar y sus componentes.

A la hora de dimensionar el campo de colectores se debe tener en cuenta además de la potencia térmica que necesita el proceso productivo:

- La radiación solar directa.
- Temperatura de aceite de entrada y salida en el campo de colectores.
- Ángulo de incidencia.
- Temperatura ambiente.

La potencia térmica se calcula a partir de los 59,7 MWe que son los requeridos para generar los 50 MWe netos de potencia de salida, estos 9,7MWe de más se deben al consumo propio de la planta que en apartados posteriores se calculan en detalle.

Como el rendimiento de la conversión termodinámica es del 38 %, se debe realizar el correspondiente sobredimensionamiento para que el campo solar pueda aportar además la energía térmica correspondiente a un sistema de almacenamiento de 5h, en las que pueda generar energía eléctrica a partir de la puesta de sol. El rendimiento termodinámico calcula en detalle en un apartado posterior.

$$P_t = 59,7 \text{ MW} / 0,38 = 157,1 \text{ MW}_t$$

Debido al almacenamiento de 5h, la planta debe ser capaz de almacenar 785,5MWh (157,1 MW_t x 5 h), al mismo tiempo que entrega los 157,1 MW_t al generador de vapor.

Para conseguir estas condiciones en el día de diseño se han ensayado distintos múltiplos solares, que es la relación entre la potencia total que entrega el campo en el punto de diseño y la potencia requerida por el ciclo de conversión termodinámica.

Capítulo 2: ANEXOS

System Summary

Climate
Location: Trebujena
lon: 36.52 long: -6.12

Financing
Analysis: 30 years

Tax Credit Incentives
Fed. ITC

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 %
Availability: 94 %

Trough System Costs

Solar Field

SCA/HCE

Power Block

Thermal Storage

Plant Characteristics

Design Turbine Gross Output: 59.7 MWe
 Estimated Gross to Net Conversion Factor: 0.83753
 Estimated Net Output at Design: 50.0005 MWe

Note: Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

Power Cycle

Current power block: No library match. Choose from library...

Design Turbine Thermal Input: 157.105 MWt
 Design Turbine Gross Efficiency: 0.38
 Max. Over Design Operation*: 1.15
 Minimum Load*: 0.25

Turbine Startup Energy: 0.2
 Boiler LHV Efficiency: 0.9
 Max. Thermal Input: 180.324 MWt
 Min. Thermal Input: 44.1436 MWt

	F0	F1	F2	F3	F4
Turb. Part-load Therm to Elec	-0.037726	1.0062	0.076316	-0.044775	0
Turb. Part Load Elec to Therm	0.03737	0.98823	-0.064991	0.039388	0
Cooling Tower Correction	1	0	0	0	0

Temp. Correction Mode: Wet-bulb Basis

* Fraction of Design Point

Ilustración 1. Cálculo de la potencia térmica SAM.

Tras varias pruebas en el programa SAM (Solar Advisor Model) se ha determinado que el múltiplo solar que cumple las condiciones de capacidad de almacenamiento es de 1,5 que evita la necesidad de desenfoco de parte del campo solar durante un día soleado del mes de junio.

System Summary

Climate
Location: Trebujena
lat: 36.52 long: -6.12

Financing
Analysis: 30 years

Tax Credit Incentives
Fed. ITC

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 %
Availability: 94 %

Trough System Costs

Solar Field

SCA/HCE

Power Block

Field Layout

Option 1: Solar Multiple: 1.5
 Option 2: Solar Field Area: 434.253 m²

Distance between SCAs in Row: 1 m
 Row spacing, center-to-center: 15 m
 Number of SCAs per Row: 6
 Deploy Angle: 0 deg
 Stow Angle: 0 deg

Heat Transfer Fluid

Solar Field HTF Type: VP-1
 Property table for user-defined HTF: Edit...

Solar Field Inlet Temp.: 290 °C
 Solar Field Outlet Temp.: 390 °C
 Solar Field Initial Temp.: 100 °C
 Piping Heat Losses @ Design Temp.: 295 W/m²
 Piping Heat Loss Coeff 1: 0.001693
 Piping Heat Loss Coeff 2: -1.683e-005

Solar Multiple (Design Point)

Calculated Values

Solar Multiple (calc): 1.5
 Solar Field Area (calc): 434.253 m²

Solar Multiple Reference Conditions

Ambient Temp.: 32.4 °C
 Direct Normal Radiation: 850 W/m²
 Wind Velocity: 5.7 m/s

Reference Condition (SM=1)

Exact Area: 434.253 m²
 Exact Num. SCAs: 792

Values From Other Pages

Aperture Area per SCA: 548.3 m²/SCA
 HCE Thermal Losses: 31.4515 W/m²
 Optical Efficiency: 0.751436
 Design Turbine Thermal Input: 157.105 MWt

Ilustración 2. Cálculo del múltiplo solar SAM.

Capítulo 2: ANEXOS

Este programa necesita una serie de datos de entrada como son: la potencia de la turbina, el área total de los colectores, las horas de almacenamiento, el tipo de colector, la ubicación geográfica, el salto de temperatura del fluido caloportador y el tipo de fluido caloportador.

$$157,1 \times 1,5 = 235,65 \text{ MWt}$$

La potencia instalada que debe tener el campo de colectores es de 235,65 MW térmicos, por lo que ahora se debe decidir el punto de diseño de la planta y el resto de las variables comentadas anteriormente.

1.1 Punto de diseño.

El punto de diseño seleccionado es el mediodía solar de un día claro del mes de junio. Este punto de diseño se ha seleccionado así de modo que el campo de colectores funcione al 100% en verano. Por el contrario si se hubiera escogido como punto de diseño un mes más desfavorable desde el punto de vista de la radiación, por ejemplo octubre, el campo resultaría algo sobredimensionado para la operación en verano, por lo que en esta época del año se deberían desenfocar algunos espejos con la consiguiente pérdida de energía, este fenómeno es el denominado *dumping*.

Como el campo solar supone una gran inversión carece de sentido sobredimensionarlo de tal forma que produzca pérdidas, por lo que la opción más razonable desde un punto de vista económico es el diseño para un día claro de junio.

Los datos de radiación en las condiciones consideradas son:

- Hora solar= 12
- Temperatura ambiente= 32,4 °C
- $E_d = 850 \text{ W/m}^2$.
- Velocidad viento 5,7 m/s.

Una vez sabida la radiación solar directa, 850 W/m², se necesita seleccionar una temperatura de entrada y salida en los colectores se ha optado por una temperatura de

Capítulo 2: ANEXOS

entrada en los colectores de 290 °C y una de salida de 390 °C.

1.2 Ángulo de incidencia.

El sistema de seguimiento busca siempre que el colector esté posicionado de forma que los rayos incidan perpendiculares al área de apertura, pero debido a que el colector rota únicamente sobre un eje, esto sólo ocurre en momentos muy concretos del día.

Lo que en realidad ocurre, es que el colector se posiciona de manera que la radiación solar, al proyectarse sobre un plano perpendicular a la línea focal del concentrador parabólico posea la misma dirección que el vector normal al plano de apertura del concentrador. Es decir, la radiación incidente tendrá siempre una componente contenida en el plano perpendicular a la apertura del colector que pasa por la línea focal.

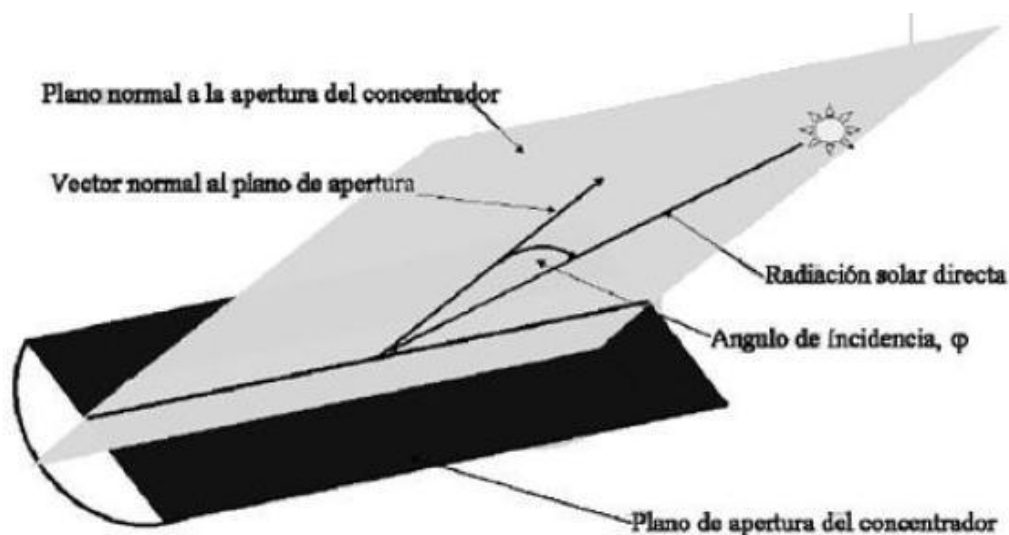


Ilustración 3: Planos y ángulos que describen un CCP.

Se conoce como Ángulo de Incidencia (ρ) al ángulo formado por la radiación solar directa incidente y el vector normal al plano de apertura del colector. Éste ángulo tiene gran importancia sobre el comportamiento térmico del colector puesto que limita la cantidad de radiación solar que se puede aprovechar. Cuanto menor sea dicho ángulo, se aprovecha mayor cantidad de la radiación total incidente, aumentando el rendimiento.

Datos necesarios para su obtención.

Capítulo 2: ANEXOS

- Latitud 36.54°
- Longitud -6.12°
- Días, mes y año de diseño: 15 de junio de 2011.
- Inclinación de los colectores: 0° , lo más habitual para CCP por comodidad de manejo e instalación.
- Orientación de los colectores: Norte- Sur, ya que esta es la orientación que maximiza la producción a lo largo del año. En las latitudes donde hay buena insolación solar se ha comprobado que el ángulo relativo de los colectores respecto al sol, a lo largo de todas las horas del día, es notablemente mejor en la configuración Norte- Sur, que en la Este – Oeste, especialmente durante los meses de verano, que es cuando más energía solar se capta.
- $\rho = \arcsen 1/C$, donde C es la razón de concentración; $C = A_{\text{colector}} / A_{\text{tubo}}$ (ver tabla de características del colector escogido).

El ángulo de incidencia de la radiación solar para la orientación N-S y estas características es $\rho = 13,7^\circ$.

1.3 Pérdidas ópticas.

Las pérdidas ópticas de un colector son debidas a los defectos ópticos de los materiales que lo componen. La superficie del concentrador no es un reflector perfecto, ni el vidrio del tubo absorbedor es completamente transparente, ni el recubrimiento selectivo del tubo metálico es un absorbedor perfecto, ni el colector tiene una forma parabólica perfecta. Todas estas imperfecciones acumuladas hacen que no toda la radiación incidente sobre el colector acabe siendo absorbida por el fluido térmico.

Siguiendo la trayectoria que describe un rayo desde que incide en el colector hasta que termina en el fluido, se pueden definir cuatro parámetros principales que intervienen en las pérdidas ópticas.

Reflectividad de la superficie reflectante del concentrador parabólico (ρ). Este factor describe que debido a las imperfecciones propias de la superficie reflectora y a la suciedad que ésta tenga, no toda la radiación incidente es reflejada hacia el tubo

Capítulo 2: ANEXOS

absorbedor. Los valores normales de reflectividad de un concentrador limpio están alrededor del 90%, valor que, por efecto de la suciedad, se reduce un 0,2% diariamente. La ilustración muestra un tubo absorbedor con suciedad.



Ilustración 4: Tubo absorbedor con suciedad.

Factor de interceptación (η). No toda la radiación reflejada acaba incidiendo sobre el tubo absorbedor, es decir, hay parte de la misma que no es interceptada por la cubierta del tubo de vidrio. Las causas son diversas, desde las imperfecciones en la superficie de los espejos, errores de posicionamiento del colector o los bloqueos que pueden crear los soportes del mismo tubo absorbedor. Un valor típico de este factor es 95%, el 95% de la radiación reflejada acaba interceptando el tubo.

Transmisividad de la cubierta de cristal (τ). De aquella radiación que intercepta el tubo de vidrio, sólo una parte consigue atravesarlo. La transmisividad es el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta de vidrio y la radiación total incidente sobre ella. Un valor típico es 0,91, aunque puede ser aumentado hasta 0,96 aplicando tratamientos antirreflexivos sobre las dos caras del cristal. Debe indicarse que estos tratamientos tienen una baja resistencia a las inclemencias meteorológicas y, con el tiempo, se acaban destruyendo, con lo que la transmisividad se reduce.

Absortividad de la superficie selectiva (α). Este factor cuantifica la cantidad de radiación que consigue absorber la superficie selectiva del tubo metálico interior. Los valores típicos se encuentran entre 0,90 y 0,96.

El Rendimiento Óptico es el producto de estos cuatro factores:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Los cuatro parámetros anteriores dependen del ángulo con el que la radiación incide sobre el plano de la apertura del colector. El ángulo de incidencia (ρ) es inversamente proporcional al valor de los parámetros. Por este motivo, se define un valor nominal para los cuatro parámetros, que corresponde a un ángulo de incidencia de 0° (radiación incidente perpendicular al plano de apertura del colector). Así mismo, se define el Rendimiento Óptico Pico como el mayor rendimiento que se puede obtener y es el producto de los valores nominales de los cuatro parámetros:

$$\eta_{opt,0^\circ} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \Big|_{\rho=0^\circ}$$

1.4 Pérdidas geométricas.

Estas pérdidas cuantifican la disminución de área efectiva de captación de los colectores. Se dividen en dos tipos:

- Las debidas a la posición de los colectores entre sí.
- Las debidas a cada colector.

Las primeras son las pérdidas por sombras. Se deben a las sombras que una fila de colectores proyecta sobre la fila siguiente, causando que parte de su superficie no esté expuesta a la radiación solar directa. Estas pérdidas se pueden reducir, o incluso evitar, aumentando la distancia entre las filas de colectores.

El otro tipo de pérdidas son las denominadas inherentes a cada colector. Se deben a que la radiación incidente lo hace siempre con un cierto ángulo respecto a la normal del plano de apertura del colector, el ángulo de incidencia (ρ). Éste ángulo varía en función de la hora y del día del año, y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil, como se muestra en la siguiente ilustración.

Capítulo 2: ANEXOS

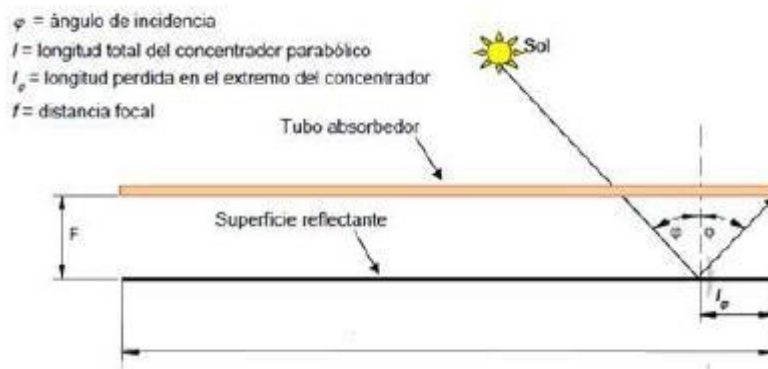


Ilustración 5: Descripción de las pérdidas inherentes a cada colector.

Como se observa en la figura anterior, debido al ángulo de incidencia existe una zona al final del colector que, aunque recibe radiación, la refleja más allá de donde acaba el tubo y, por tanto, nunca será interceptada por el mismo.

Tanto las pérdidas ópticas como las geométricas se ven afectadas por el ángulo de incidencia: son mínimas cuando el ángulo es 0° y máximas cuando es 90°. Existe un parámetro denominado modificador por ángulo de incidencia, $K(\rho)$, que cuantifica el efecto del ángulo de incidencia sobre el rendimiento del colector y, por tanto, es una medida de todas las pérdidas ópticas y geométricas que ocurren en un colector.

System Summary

Climate
Location: Trebujena
lat:36.54 long: -6.12

Financing
Analysis: 30 years

Tax Credit Incentives
Fed. ITC

Payment Incentives

Annual Performance
Degradation: 0 %
Availability: 94 %

Trough System Costs

Solar Field

SCA/HCE

Power Block

Thermal Storage

Solar Collector Assembly (SCA)

Current SCA inputs: No library match. Choose SCA from library...

SCA Length	98.7 m	Tracking Error and Twist	0.99
SCA Aperture	5.76 m	Geometric Accuracy	0.98
SCA Aperture Area	548.3 m ²	Mirror Reflectance	0.935
Average Focal Length	2.1 m	Mirror Cleanliness Factor (avg)	0.95
Incident Angle Mod Coeff 1	1	Dust on Envelope (avg)	0.98
Incident Angle Mod Coeff 2	0.0506	Concentrator Factor	1
Incident Angle Mod Coeff 3	-0.1763	Solar Field Availability	0.99

Heat Collection Element (HCE)

	Receiver 1	Receiver 2	Receiver 3	Receiver 4
Current HCE inputs:	2008 Schott PTR.70,Vacu	2008 Schott PTR.70,Lost	2008 Schott PTR.70,Brok	No library match.
Percent of Solar Field:	0.985	0.01	0.005	0
Optical Parameters:				
Bellows Shadowing	0.963	0.963	0.963	0.963
Envelope Transmissivity	0.963	0.963	1	0.963
Absorber Absorption	0.96	0.96	0.8	0.96
Unaccounted	1	1	1	1
Optical Efficiency (HCE)	0.755	0.751876	0.663915	0.751876
Optical Efficiency (Weighted)	0.75			

Ilustración 6. Cálculo pérdidas ópticas y geométricas SAM.

Capítulo 2: ANEXOS

El conjunto de pérdidas que hay que cuantificar, tanto ópticas como geométricas, tiene un valor de $\eta = 0,755$ para el captador concretamente seleccionado para esta aplicación.

1.5 Pérdidas térmicas.

Las pérdidas térmicas se producen a lo largo del circuito por donde se mueve el fluido térmico, principalmente en los tubos absorbedores y los tramos de tuberías del campo de colectores. De entre estos dos lugares, las pérdidas más importantes son aquellas que se producen en el tubo absorbedor y son las que se describen a continuación y son las siguientes:

- Conducción a través de los soportes del tubo.
- Pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico a la cubierta de vidrio.
- Pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente.

De todas estas pérdidas, las primeras se pueden considerar despreciables y, además, en aquellos absorbedores que tengan vacío entre el tubo de vidrio y el metálico, las pérdidas térmicas por convección no existen. Por tanto, las pérdidas térmicas que se producen en un tubo absorbedor son las que se representan en la siguiente ilustración.

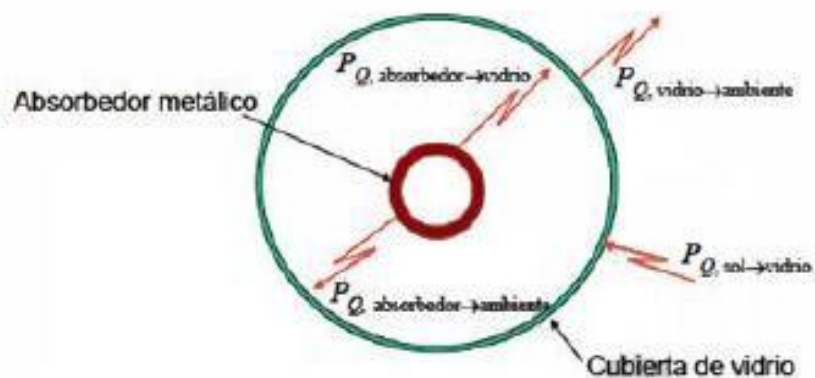


Ilustración 7: Descripción de las pérdidas térmicas en un tubo absorbedor.

$P_{Q, \text{absorbedor} - \text{ambiente}}$. Pérdidas térmicas por radiación en el tubo metálico absorbedor.

Capítulo 2: ANEXOS

PQ, absorbedor – vidrio. Pérdidas térmicas por conducción y convección entre el tubo metálico absorbedor y la cubierta de vidrio.

PQ, vidrio-ambiente. Pérdidas térmicas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio del tubo absorbedor al ambiente.

PQ, sol – vidrio. Flujo de energía radiante proveniente del Sol que es absorbida por la cubierta de vidrio del tubo absorbedor.

A pesar de que todas estas pérdidas describen el funcionamiento térmico del colector y pueden ser calculadas analíticamente, en la práctica las pérdidas térmicas globales de un CCP suelen calcularse mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente (U_{Labs}). El valor de dicho coeficiente se determina mediante la siguiente expresión:

$$PQ_{colector - ambiente} = PQ_{absorbedor - ambiente} + PQ_{absorbedor - vidrio} = (U_{Labs} * \pi * d_0 * L * (T_{abs} - T_{amb}))$$

Donde:

- T_{abs} es la temperatura media del tubo absorbedor metálico.
- T_{amb} es la temperatura ambiente.
- d_0 es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor.
- L es la longitud del tubo absorbedor.

El valor del coeficiente global se debe determinar experimentalmente, realizando distintos ensayos de pérdidas térmicas sobre el colector en el rango de temperaturas para el cual ha sido diseñado. Es usual que dicho coeficiente se exprese por unidad de área del tubo absorbedor. En la siguiente ilustración se muestra de forma sencilla las pérdidas que sufre el proceso completo.

Capítulo 2: ANEXOS

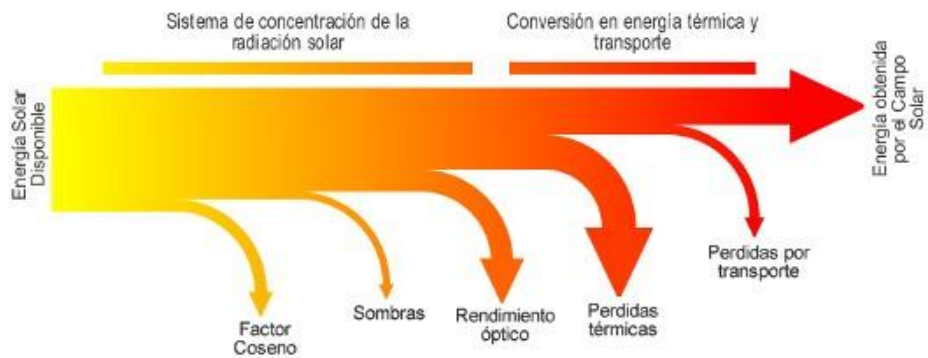


Ilustración 8: Pérdidas conjunto completo.

1.6 Tipo de colector.

Como ya se ha comentado en la memoria, se ha seleccionado el EUROTROUGH ET 100 y en la siguiente ilustración se muestra un resumen de sus características:

Características del colector EUROTROUGH – 100	
Ancho de Parábola (m)	5,76
Longitud total de cada colector (m)	98,7
Número de módulos por colector	8
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,07
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,065
Area neta de apertura debida a los espejos en cada colector (m2)	548,3
Rugosidad cara interna tubo absorbedor (µm)	20
Reflectividad nominal de los espejos, r	0,93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, t	0,95
Absorptancia del recubrimiento selectivo, a	0,95
Factor de interceptación por errores opticos y de montaje, g1	0,90
Rendimiento óptico pico: r x t x a x g1 x g2	0,755
Modificador por ángulo de incidencia: $K(\varphi) = 1 - [(2,859621E-5 \cdot \varphi^2 + 5,25097E-4 \cdot \varphi) / \cos(\varphi)]$ (φ en grados)	
Pérdidas térmicas: $Q_L = 0,00154 \cdot \Delta T_2 + 0,2021 \cdot \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \cdot \Delta T_2 + 0,2029 \cdot \Delta T + 24,899) \cdot (E_d / 900) \cdot \cos(\varphi)]$ Siendo ΔT el incremento de temperatura entre el fluido y el ambiente. Esta expresión dan las pérdidas térmicas en W por metro longitudinal de colector.	

Ilustración 9: Características del colector Eurotrough.

Capítulo 2: ANEXOS

1.6.1 Tipo de aceite.

Una vez se ha seleccionado el tipo de colector que se desea usar, se debe escoger el tipo de aceite que va a circular por el campo de colectores, no existen muchos aceites minerales que aguanten tan altas temperaturas a coste razonable. Dada la gran cantidad de aceite que se va a necesitar, el aceite seleccionado como se ha comentado en la memoria es el Therminol VP-1, mezcla eutéctica de bifenilo y óxido de difenilo.

Se necesita saber sus propiedades físicas para el rango de temperatura de operación, estas son la viscosidad, densidad y capacidad calorífica en función de las distintas temperaturas. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente ilustración.

Temperatura	Densidad (kg/m ³)	μ (Pa*s)	C_p (J/kg)
290	827,488	2,3051E ⁻⁰⁴	2,29
310	808,032	1,9931E ⁻⁰⁴	2,34
330	788,576	1,6811E ⁻⁰⁴	2,4
350	769,12	1,3691E ⁻⁰⁴	2,47
370	749,664	1,0571E ⁻⁰⁴	2,52
390	730,208	0,7451E ⁻⁰⁴	2,59

Ilustración 10: Propiedades físicas del Therminol VP-1.

Todas estas propiedades dependen linealmente de la temperatura, por lo que es posible saber su valor para cada temperatura haciendo una regresión lineal.

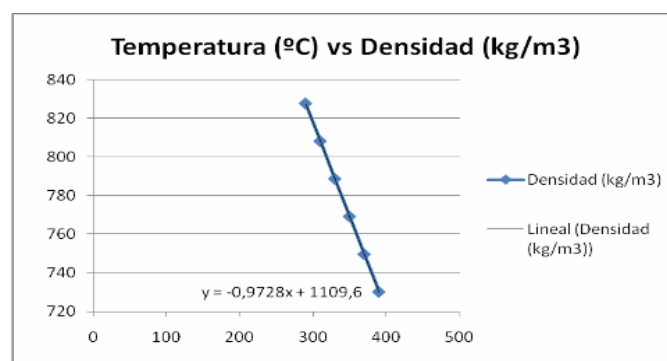


Ilustración 11: temperatura Vs densidad (therminol VP-1)

Capítulo 2: ANEXOS

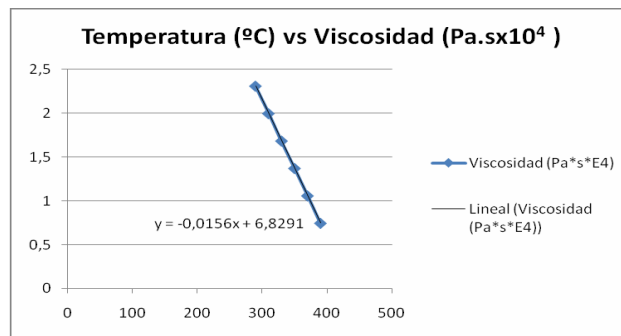


Ilustración 12: Temperatura Vs viscosidad (therminol VP-1).

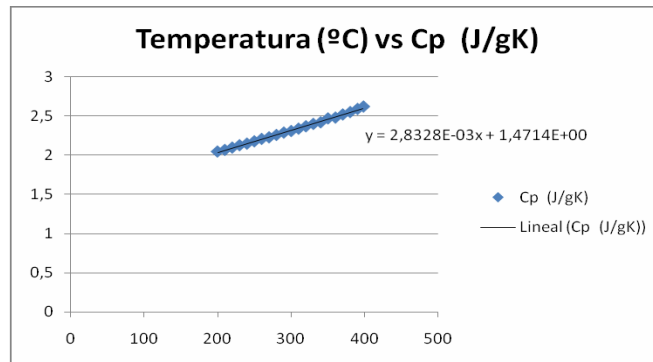


Ilustración 13: Temperatura Vs Cp (therminol VP-1).

1.6.2 Caudal que debe circular por cada uno de los colectores.

Este caudal debe ser lo suficientemente alto como para que sea capaz de disipar todo el calor absorbido por los tubos de absorción y lo suficientemente lento como para dar el incremento de temperatura deseado.

Como tanto la viscosidad como la densidad varían en función de la temperatura se debe seleccionar una temperatura media de trabajo, ésta será la temperatura media de entrada y salida en los tubos, es decir, $(290\text{ °C} + 390\text{ °C})/2 = 340\text{ °C}$

De las regresiones obtenidas anteriormente, para la temperatura media considerada se obtienen las propiedades físicas para poder calcular la velocidad del aceite en el interior de los tubos: Datos calculados a $T_m=340\text{ °C}$.

$$\rho = -0,9728T + 1109,6 = 778,848 \text{ kg/m}^3$$

$$\mu = -0,0156T + 6,8291 = 1,53 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

Siendo D el diámetro interior del tubo por el circula el aceite, es decir, el diámetro interior del tubo colector, que es según su tabla de características de vista anteriormente es, D= 0,065 m.

1.6.3 Energía captada por el tubo absorbedor.

Lo primero que se debe calcular es la energía que es captada por el tubo absorbedor proveniente de los espejos cilindro parabólicos de concentración, ésta se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{colector-fluido}} = A_n \cdot E_d \cdot \cos(\varphi)$$

Donde:

A_n : área de apertura neta en el colector, viene dada en la tabla de características de colector.

La única precaución que se debe de tener a la hora de aplicar esta ecuación es que el ángulo de incidencia debe ser expresado en radianes y no en grados, por lo que la ecuación quedará finalmente:

$$P_{\text{colector-fluido}} = A_n \cdot E_d \cdot \cos(\varphi \cdot \pi / 180)$$

Obteniéndose finalmente para el punto de diseño:

$$P_{\text{colector-fluido}} = 548,3 \cdot 850 \cdot \cos(13,7 \cdot \pi / 180) = 466.051 \text{ W}$$

Es decir, **en el punto de diseño el fluido recibirá 466,051 kW del colector.**

Una vez se tiene claro la radiación que recibe el fluido se deben considerar las pérdidas térmicas lineales en un colector, como ya se ha indicado se ha escogido un colector "EUROTHOUGH", las pérdidas térmicas lineales se calculan a partir de la ecuación que aparece en su ficha de características, vista anteriormente.

Capítulo 2: ANEXOS

$$Q_L = 0,00154\Delta T^2 + 0,2021\Delta T - 24,899 + \left[(0,00036\Delta T^2 + 0,2029\Delta T + 24,899) \left(E_d / 900 \right) \cos(\varphi) \right]$$

Donde:

Q_L : pérdidas térmicas lineales en W/m.

ΔT : diferencia de temperatura entre el aceite en el interior de los tubos y el ambiente en °C.

E_d : radiación incidente en W/m².

$\cos \rho$ = coseno del ángulo de incidencia.

Todos son datos conocidos del punto de diseño, por lo que las pérdidas lineales en un colector en el punto de diseño serán de $Q_L = 295$ W/m.

Como, según su ficha, un colector "EUROTROUGH" tiene una longitud de 98,7 m, **las pérdidas térmicas totales en un colector serán de 29,11 kW.**

Finalmente se debe considerar la modificación por ángulo de incidencia, $K(\rho)$, que como se está trabajando en un colector "EUROTROUGH" no incluye este término en el cálculo de las pérdidas lineales. De la tabla de características del colector "EUROTROUGH" se obtiene la expresión del mismo:

$$K(\varphi) = 1 - \left[\left(2,859621 \cdot 10^{-5} \cdot \varphi^2 + 5,25097 \cdot 10^{-4} \cdot \varphi / \cos(\varphi) \right) \right]$$

Por lo cual sabiendo que para el punto de diseño ρ es 13.7°, el valor del modificador por ángulo de incidencia será: $K(\rho) = 0,9871$.

Con lo que ya se tienen todos los cálculos necesarios para conocer la potencia real que recibirá un colector en el punto de diseño:

$$P_{\text{colector-fluido-útil}} = P_{\text{colector-fluido}} \cdot \eta_{\text{óptico pico}} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - Q_L$$

Capítulo 2: ANEXOS

En donde todos los parámetros son conocidos a excepción de F_e , que es el factor de ensuciamiento, que considerando un plan de limpieza común para este tipo de instalaciones se puede considerar igual a 0.95. Por lo que el valor final de la potencia útil obtenida en un colector será de:

$$P_{\text{colector fluido util}} = 466,051 \cdot 0,75 \cdot 0,9871 \cdot 0,95 - 29,11 = 298,67 \text{ kW}$$

Antes de determinar cuál va a ser el número final de colectores en paralelo, se debe saber cuántos se van a colocar en serie, éstos serán los que den el salto térmico requerido, en este caso, como se ha comentado anteriormente deberá ser de 100 °C, por lo que se debe calcular el salto térmico en un colector para saber cuántos se deben colocar en serie. Esto se calcula sabiendo que:

$$P_{\text{Colector-fluido-útil}} = q_m \cdot (H_{\text{out}} - H_{\text{in}}) = q_m \cdot \Delta H$$

Siendo, H_{out} y H_{in} la entalpía de salida y de entrada respectivamente del aceite en un colector.

Se sabe que ΔH , incremento de entalpía, se puede calcular como la integral de C_p , capacidad calorífica del aceite, entre la temperatura de entrada y de salida en el colector, el valor de C_p en función de la temperatura ya se estimó anteriormente en forma de ecuación lineal, cuando se calcularon todas las propiedades físicas del aceite, lo que queda por determinar en este punto son las temperaturas de entrada y salida en un colector, pero esto es justamente lo que se quiere calcular, el gradiente de temperatura en un colector, por lo tanto será este término el que se despeje de la ecuación anterior, sabiendo que:

$$\Delta H = 1,4714(T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) + 0,5 \cdot 0,0028(T_{\text{out}}^2 - T_{\text{in}}^2)$$

Tendremos la siguiente ecuación de segundo grado:

$$298,67 = 7,8 \cdot [1,4714(T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) + 0,5 \cdot 0,0028(T_{\text{out}}^2 - T_{\text{in}}^2)]$$

Esta ecuación no puede ser resuelta por métodos matemáticos sencillos, pero como lo que importa es el valor del incremento de temperatura y no el de las temperaturas en sí mismas,

Capítulo 2: ANEXOS

se selecciona una temperatura T_{in} cualquiera y ya se resuelve la ecuación de segundo orden de manera ordinaria. En este caso se selecciona una T_{in} de 340° (igual al valor calculado en el apartado 1.6.2), por lo que se obtendrá:

$$0,0014T_{out}^2 + 1,4714T_{out} - 757,536 = 0 \quad T_{out} = 355,65^{\circ} C$$

Con lo que habrá un **incremento de temperatura** de $355,65^{\circ} - 340^{\circ} = 15,65^{\circ}C$ por colector.

Ahora bien, en función de las temperaturas de entrada y salida del aceite en el campo de colectores, $290^{\circ}C$ y $390^{\circ}C$ respectivamente, se necesitan $100^{\circ}C$ de salto termino en una fila de colectores, por lo que será necesario $100/15,65 = 6,39$ colectores por fila.

Se ha demostrado que la forma más óptima de colocar los colectores es en forma de alimentación central con lo que es requisito indispensable que el número de colectores en serie sea par, por lo tanto se deberá modificar el número de colectores a **6**.

Por tanto, ahora el incremento de temperatura es $16,66^{\circ}C$ por colector.

Al disminuir el número de colectores se debe disminuir el caudal másico por rama, que sería:

$$P_{\text{Colector-fluido-útil}} = q_m \cdot (H_{out} - H_{in}) = q_m \cdot \Delta H$$

$$q_m = \frac{P_{\text{Colector-fluido-útil}}}{\Delta H} = 7,32 \text{ kg/s}$$

Con este caudal másico se tendrá una velocidad en los tubos:

$$v = \frac{7,32 \text{ kg/s}}{778,848 \text{ kg/m}^3 \cdot \pi(0,065 \text{ m}/2)^2} = 2,83 \text{ m/s}$$

Con lo que se tendrá un Reynolds de:

$$Re = \frac{2,83 \cdot 0,065 \cdot 778,848}{1,53 \cdot 10^{-4}} = 9,37 \cdot 10^5$$

Capítulo 2: ANEXOS

Este valor de Re es aceptable en el punto de diseño para que el régimen de circulación permita una transmisión de calor adecuada.

Finalmente para terminar con el diseño del campo de colectores se debe calcular que cantidad de colectores en paralelo es necesario conectar. Se sabe que un colector da una potencia de 298,67 kW, como se conectan 6 colectores en serie por cada lazo proporcionará una potencia de 1792,02 kW (298,67 x 6). Ver ilustración 2.

- Potencia total = 235,65 MW térmicos.
- 1 lazo = 6 colectores = 1792,02 kW.
- Conclusión: $(235.650 \text{ KW} / 1792 \text{ kW}) = 131,5 \text{ lazos} = 132 \text{ lazos}$.

Resumiendo los datos de diseño son:

Caudal de diseño	7,32 Kg/s
Velocidad de diseño	2,83 m/s
Reynolds	$9,37 \cdot 10^5$
Colectores en serie	6
Lazos	132
Total colectores	792
Área del campo	434253 m ²

2 Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

La incorporación de un sistema de almacenamiento garantiza que hay producción tanto de día (presencia de sol) como de noche (ausencia de sol), por lo que es necesario dotar a la planta de un sistema que le posibilite esta producción.

Además existe la posibilidad de que se produzcan transitorios en la radiación solar, debido al paso de nubes, por ejemplo, esto no debe afectar al proceso productivo, con lo cual será necesario que el sistema de almacenamiento entre en funcionamiento para compensar esta pérdida de temperatura.

Como ya se ha comentado en apartados anteriores el almacenamiento se realizará con

Capítulo 2: ANEXOS

sales fundidas. Utilizando dos tanques de sales, un tanque caliente y un tanque frío, se puede desviar el aceite térmico en lugar de a los intercambiadores del proceso al intercambiador de los tanques de almacenamiento, haciéndose pasar las sales del tanque frío al tanque caliente a través del intercambiador, almacenándose de este modo energía térmica para cuando sea necesario.

Cuando se necesite aporte de energía por parte del sistema de almacenamiento este circuito, que es reversible, hará pasar las sales calientes a través del intercambiador calentándose el aceite térmico a la temperatura adecuada que irá a la producción, evitándose de este modo posibles transitorios y pudiéndose operar el sistema de almacenamiento durante la noche cuando no hay radiación solar.

Las propiedades de las sales fundidas se muestran la siguiente ilustración.

SALES FUNDIDAS	
Nitrato sódico NaNO_3	60% en peso
Nitrato potásico KNO_3	40% en peso
PROPIEDADES FÍSICAS (300 – 600 °C)	
Densidad (kg/m ³)	$P=2090 - 0,636 T$
Capacidad calorífica (J/kgk)	$C_p = 1443 + 0,172 T$
Conductividad térmica (W/mk)	$K = 0,443 + 1,9 \cdot 10^{(-4)} T$
Viscosidad absoluta (mPa*s)	$\mu = 22,714 - 0,120T + 2,28 \cdot 10^{(-4)} T^2 - 1,474 \cdot 10^{(-7)} T^3$

Ilustración 14: Propiedades de las sales fundidas.

La cantidad de energía que es necesario almacenar para que exista 5 horas de almacenamiento es de 7 85,5 MWh (157,1 MW x 5 h), que son 2.827.800 MJ. Por otra parte las temperaturas óptimas de trabajo de las sales fundidas es de 260 °C (Tf=533 K) para el tanque frío y de 380 °C (Tc=653 K) para el tanque caliente.

Capítulo 2: ANEXOS

The screenshot displays the SAM software interface for Thermal Energy Storage (TES) configuration. On the left is a 'System Summary' sidebar with categories like Climate, Financing, Tax Credit Incentives, Payment Incentives, Annual Performance, Trough System Costs, Solar Field, SCA/HCE, Power Block, and Thermal Storage. The main area is divided into three sections:

- Thermal Energy Storage (TES):** Includes parameters such as 'Equiv. Full Load Hours of TES' (5 hours), 'Storage System Configuration' (Two Tank), 'Storage Fluid Type' (Solar Salt), 'Turbine TES Adj. - Efficiency' (0.95), 'Turbine TES Adj. - Gross Output' (0.998), 'Initial Thermal Storage' (0 MWh), and 'Tank Heat Losses' (0.97 MWh). It also shows 'Maximum Energy Storage' (785.526 MWh), 'Design Turbine Thermal Input' (157.105 MWt), 'Max. Power To Storage' (157.105 MWt), 'Max. Power From Storage' (165.043 MWt), and 'Heat Exchanger Duty*' (1).
- Thermal Storage Dispatch Control:** Shows the 'Current dispatch schedule' as 'SAM/CSP Empirical Trough TES Dispatch/SCE' and a 'Dispatch schedule library...' button. A note states: 'Schedule libraries do not affect the Storage Dispatch, Turbine Output and Fossil Fill fractions below.'
- Weekday Schedule:** A grid showing dispatch values for each hour (12am to 11pm) across months from Jan to Dec. Values range from 0 to 6, with colors indicating different dispatch levels.

Below the dispatch control, there is a table for 'Storage Dispatch' and 'Fossil fill fraction':

Period	Storage Dispatch		Turb. out. fraction	Fossil fill fraction
	w/ solar	w/o solar		
Period 1:	0.1	0.1	1.1	0
Period 2:	0.1	0.1	1	0
Period 3:	0.1	0.1	1	0

Ilustración 15. Cálculo almacenamiento térmico SAM.

Se sabe que la cantidad de calor almacenada por las sales viene definida por la siguiente ecuación:

$$Q = m \cdot C_p \cdot dT$$

Donde:

Q: energía almacenada en las sales en MJ.

M: cantidad de sales necesarias en kg.

Cp: capacidad calorífica de las sales en J/kgK

dT: diferencial de temperatura en K.

Donde todo es conocido a excepción de m, que es lo que se debe conocer para calcular el volumen final de los tanques de almacenamiento.

$$Q = m \int_{T_f}^{T_c} C_p dT = \int_{533}^{653} (1443 + 0,172T) dT = 2.287.800 \cdot 10^6 J$$

$$2.287.800 \cdot 10^6 J = m \left[1443 \cdot T + \frac{0,171 \cdot T^2}{2} \right]_{533}^{653}$$

Capítulo 2: ANEXOS

$$m = 11.654.989 \text{ kg}$$

Es decir, se necesitarán unas 11.655 toneladas de sales para almacenar toda la energía necesaria para la producción de la planta.

Como la densidad de las sales no es constante con la temperatura se deben calcular los volúmenes del tanque frío y del tanque caliente de manera independiente en función de sus respectivas densidades.

2.1 Volumen del taque de almacenamiento de sales calientes.

$$\rho_c = 2090 - 0,636T = 1674,69 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_c = m/V \quad V = m/\rho_c$$

$$V = 11654989/1674,69 = 6.959,49 \text{ m}^3$$

A este volumen se le debe añadir un 5% en exceso para tener en cuenta posibles incrementos ocasionales de temperatura y los intercambiadores de calor que se instalan en su interior para evitar la posible solidificación de las sales que implicaría fatales consecuencias. De manera que el volumen final del tanque de almacenamiento de sales calientes será de $7307,46 \text{ m}^3$.

Este tanque deberá de ser de tal manera que minimice la superficie de contacto con el exterior, ya que así se minimizaran las pérdidas térmicas, la forma geométrica que minimiza la superficie en función del volumen es la esfera, pero la construcción de depósitos esféricos de este tamaño es muy costosa ya que son muy difíciles de construir, por lo que se opta por la instalación de depósitos cilíndricos minimizando la superficie de contacto:

$$V = 3,14 \cdot R^2 \cdot h = 7.307,46 \text{ m}^3$$

Donde:

V: volumen del tanque en m.

R: radio del tanque en m.

H: altura del tanque en m.

Capítulo 2: ANEXOS

La superficie de contacto del tanque por el exterior, función del radio y la altura, viene definida de la forma siguiente:

$$f(x) = 2(\pi \cdot R^2) + 2 \cdot \pi \cdot R \cdot h$$

Como $h = 7307,46/\pi R^2$

$$f(x) = 2(\pi \cdot R^2) + 2(7307,46 / R)$$

$$f'(x) = 4\pi R - 14615 / R^2 \Rightarrow f'(x) = 0$$

$$R = 10,52 \text{ m}$$

Comprobando que se ha minimizado: $R = 10,52 \text{ m}$ y $h = 21,02 \text{ m}$

2.2 Volúmen del tanque de almacenamiento de sales frías.

Operando de manera similar que para el tanque de almacenamiento de sales calientes se obtiene una densidad de las sales frías de $1752,01 \text{ kg/m}^3$, lo que dará un volumen de sales frías de $6652,35 \text{ m}^3$, a los que se deben añadir un 5%, obteniéndose un volumen final de $6984,97 \text{ m}^3$.

Las dimensiones finales se calculan de igual manera que para el tanque de sales calientes, obteniéndose: $R = 10,36 \text{ m}$ y $h = 20,72 \text{ m}$.

Resumiendo las características de los depósitos de almacenamiento de sales son:

Masa de sales	11.654.989 kg	Radio x altura de depósito
Volumen depósito de sales frías	6984,97 m ³	10,36 x 20,72 m
Volumen depósito de sales calientes	7307,46 m ³	10,52 x 21,02 m

3 Cálculo de potencia de bombeo.

Para calcular la potencia del grupo de bombeo del circuito del campo solar hacen falta dos parámetros: el caudal volumétrico del líquido a bombear y la diferencia de presiones entre la

Capítulo 2: ANEXOS

entrada y la salida de la bomba.

El caudal másico es el resultado de multiplicar el caudal que tiene que pasar por una fila, multiplicando por el número de filas en paralelo.

Este caudal se ha calculado anteriormente para el dimensionado del campo solar, y en el punto de diseño, para un día claro de junio, es de 966,24 kg/s (7,32 kg/s x 132 lazos), que en términos de volumen se calcula de la siguiente manera, teniendo en cuenta que la temperatura del tramo donde se colocará la bomba es de 290°C, y la densidad del aceite a esa temperatura es de 827,488 kg/m³:

$$Q = \frac{q_m \left(\frac{kg}{s} \right)}{\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right)} \cdot \frac{3600 s}{1 h} = \frac{966,24 \left(\frac{kg}{s} \right)}{827,488 \left(\frac{kg}{m^3} \right)} \cdot \frac{3600 s}{1 h} = 4203,6 m^3 / h$$

Cuando el campo solar trabaje al 100%, el sobredimensionamiento realizado debido al almacenamiento de sales, hará que el aceite se envíe al sistema de almacenamiento para calentar las sales hasta la temperatura de 380°C. El caudal de sales que se caliente con el aceite que sobre del campo solar será el necesario para que las sales incrementen su temperatura desde 230°C hasta 380°C, pero esto se controlará automáticamente.

Este caudal se puede considerar como el caudal máximo al que se trabajará.

3.1 Cálculo de la pérdida de carga en el circuito solar.

Una vez dimensionado el campo solar, y conociendo el caudal de trabajo, se necesita determinar el incremento de presión que la bomba va a tener que suministrar al aceite térmico. Este salto de presión debe coincidir con las pérdidas de carga que sufre el fluido al recorrer el circuito solar. Para ello, se tienen que conocer las longitudes, diámetros y rugosidades de las diferentes tuberías del circuito. El dimensionamiento de la red de tuberías de la planta se realiza teniendo en cuenta un doble criterio:

- Minimización del coste del sistema de tuberías. Por tanto, se intentará que el diámetro

Capítulo 2: ANEXOS

de la tubería sea lo más pequeño posible.

- Se evitará que la velocidad del fluido en el interior de la tubería sea superior a 3 m/s, que podría ocasionar unas pérdidas de carga excesivas. Además, se evitarán también velocidades muy pequeñas, por debajo de 1 m/s para asegurar régimen turbulento, incluso para épocas con peor radiación directa fuera del punto de diseño.

El compromiso entre estos dos criterios da lugar al criterio final de dimensionado de tuberías, que consiste en elegir, para cada tramo con un determinado caudal y una determinada temperatura de fluido, el diámetro estándar tal que sea lo más pequeño posible, pero sin que la velocidad del fluido llegue a sobrepasar los 3 m/s.

De este modo, se van probando diferentes diámetros, y conociendo la temperatura (y por tanto la densidad) y el caudal que pasa por cada tramo, se calcula la velocidad lineal del fluido.

$$v = \frac{q_m}{S \cdot \rho(T)} = \frac{q_m}{\frac{\pi}{4} \cdot D_{\text{int}}^2 \cdot \rho(T)}$$

Una vez determinados los diámetros de los diferentes tramos de las tuberías y conociendo las longitudes se pueden calcular las pérdidas de carga lineales de cada tramo.

De acuerdo con la ecuación de Bernouilli y con las simplificaciones habituales en este tipo de cálculos, la caída de presión correspondiente a un circuito hidráulico, ΔP , viene dada por suma de las caídas de presión en los diversos tramos de igual diámetro que componen dicho circuito hidráulico, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_i = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta P_i$$

La caída de presión, ΔP_i , en cada uno de los tramos que poseen un mismo diámetro, D_i , viene dada por la suma de dos términos: uno correspondiente a la caída de presión en los tramos rectos de tubería que conforman dicho tramo y el otro término corresponde a la caída de presión que se produce en los elementos discretos que componen ese tramo (válvulas,

Capítulo 2: ANEXOS

codos, bifurcaciones, etc.), tal y como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\Delta P_i = \left[\frac{f}{2} \cdot \rho_i \cdot v_i^2 \frac{L_{recto,i}}{D_i} \right] + \left[\frac{f}{2} \rho_i \cdot v_i^2 \frac{L_{equival,i}}{D_i} \right]$$

Donde:

f= Factor de fricción de Moody en el tramo i.

ρ_i = densidad del fluido en el tramo i

v_i = velocidad del fluido en el tramo i

$L_{recto,i}$ = longitud total de los tramos rectos de tubería en tramo i

D_i =diámetro interior de la tubería en el tramo i

$L_{equival j}$ = Longitud hidráulica equivalente en metros de tubería debida a los elementos discretos existentes en el tramo i.

Para calcular el factor de fricción de Moody, se ha escogido utilizar la fórmula de Chen, apropiada para circulación de fluidos en régimen turbulento ($Re > 4000$).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2,0 \cdot \log \left[\frac{1}{3,7065} \left(\frac{\epsilon}{D} \right) - \frac{5,0452}{Re} \cdot \log \left[\frac{1}{2,8257} \left(\frac{\epsilon}{D} \right)^{1,1098} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right] \right]$$

Donde:

Re = número de Reynolds

ϵ = altura de grano de la tubería (m)

El cociente ϵ / D es la rugosidad relativa de la tubería, y es valor adimensional que, al depender de la altura de grano de la tubería, depende del material del que está fabricada la misma. En nuestro caso, se utilizan tuberías de acero al carbono, que tienen una altura de grano de 50 μm , mientras que el tubo de acero de los colectores tienen una altura de

Capítulo 2: ANEXOS

grano de 20 μm .

Para estos cálculos se ha tenido en cuenta que en las tuberías generales de distribución a los lazos, la temperatura del fluido y por tanto su viscosidad es constante, mientras que en los lazos, que representan la mayor parte del recorrido del fluido, la viscosidad en cada tramo es variable al depender fuertemente de la temperatura, haciéndose más pequeña a medida que aumenta la temperatura.

Los colectores en sí mismos no contienen ningún elemento discreto, pero las conexiones entre ellos y la red de tuberías sí. Las longitudes equivalentes de estos elementos discretos se exponen en la siguiente tabla.

ELEMENTO DISCRETO	LEQUIV (mts)
Junta rotativa de vapor	1
Codo 90°, radio pequeño	1,5
Válvula de Asiento(cónica)	5
Contracción brusca 4:3	0,5
Ensanchamiento brusco 3:4	0,5
Derivación en T	2,2

Ilustración 16: longitudes equivalentes de diversos elementos discretos.

De este modo, conociendo el número de elementos discretos de cada tramo, se pueden determinar las pérdidas de carga singulares del mismo, y añadirlas a las pérdidas lineales. A continuación se presentan los elementos singulares que poseen las conexiones entre colectores.

	Elementos singulares		Longitud tubería recta (mts)	Conexión en lay-out
	Codos de 90°	Juntas rotativas		
Conexión entrada y salida de fila con tuberías principales	6	3	6	M Q
Conexiones intermedias de fila	4	4	6	N P
Conexión central de fila (colector 2 con 3)	12	6	25	O

Ilustración 17: elementos singulares presentes en las conexiones entre colectores.

Capítulo 2: ANEXOS

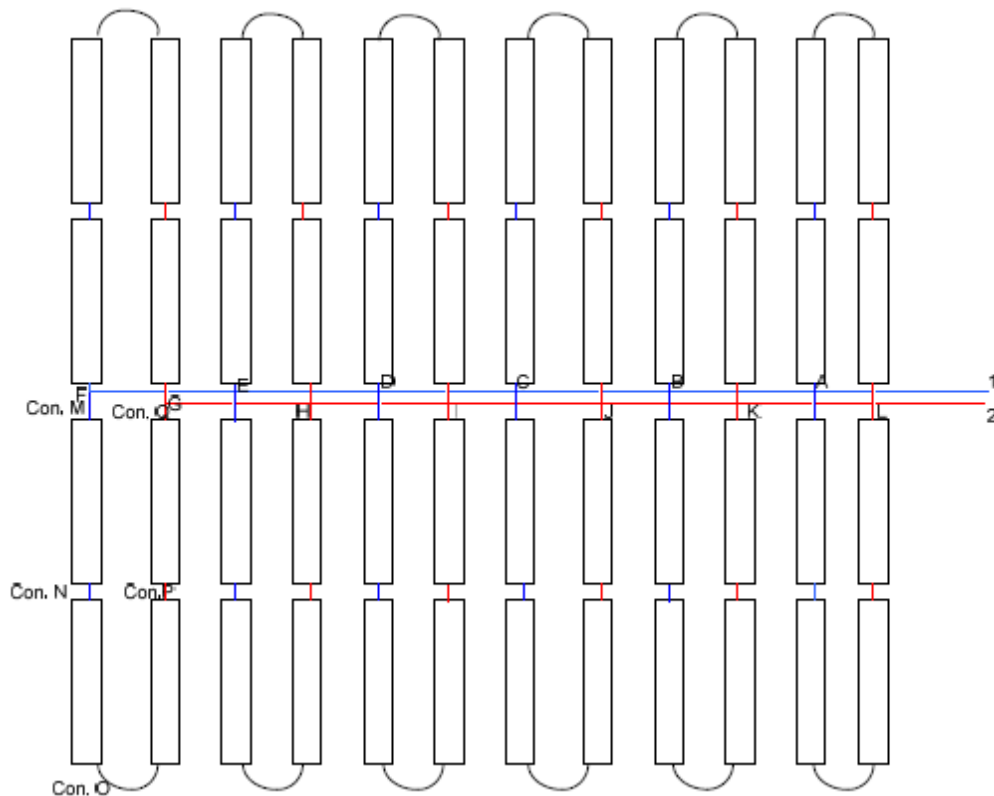


Ilustración 18 : Esquemal lay-out genérico del campo solar con nomenclatura en tramos.

El recorrido que seguirá el fluido térmico por el camino más desfavorable es el que va desde los puntos 1 y 2 (donde se sitúa la unidad de almacenamiento y los intercambiadores de proceso) hasta la fila más alejada. Siguiendo la nomenclatura utilizada en la ilustración 12, de un lay-out genérico, pero extendido a 34 filas en paralelo, el recorrido es el siguiente:

1A + AB + BC + CD + DE + EF + Con.M+1er Colector+Con.N+2ºColector+Con.O+
 3er colector+ Con.P+ 4º Colector + Con. Q + GH + HI + IJ + JK+ KL +L2

A continuación se muestra el esquema del lay-out de un cuadrante de la H. Cabe destacar que cada cuadrante debería tener 33 lazos, pero el hecho de que sea un número impar conlleva a que el campo no sea simétrico y por tanto dos cuadrantes tendrán 32 lazos cada uno, mientras que otros dos tendrán 34 lazos. Para el cálculo de la potencia de bombeo se ha tenido en cuenta el recorrido de los cuadrantes de 34 lazos dada su mayor longitud.

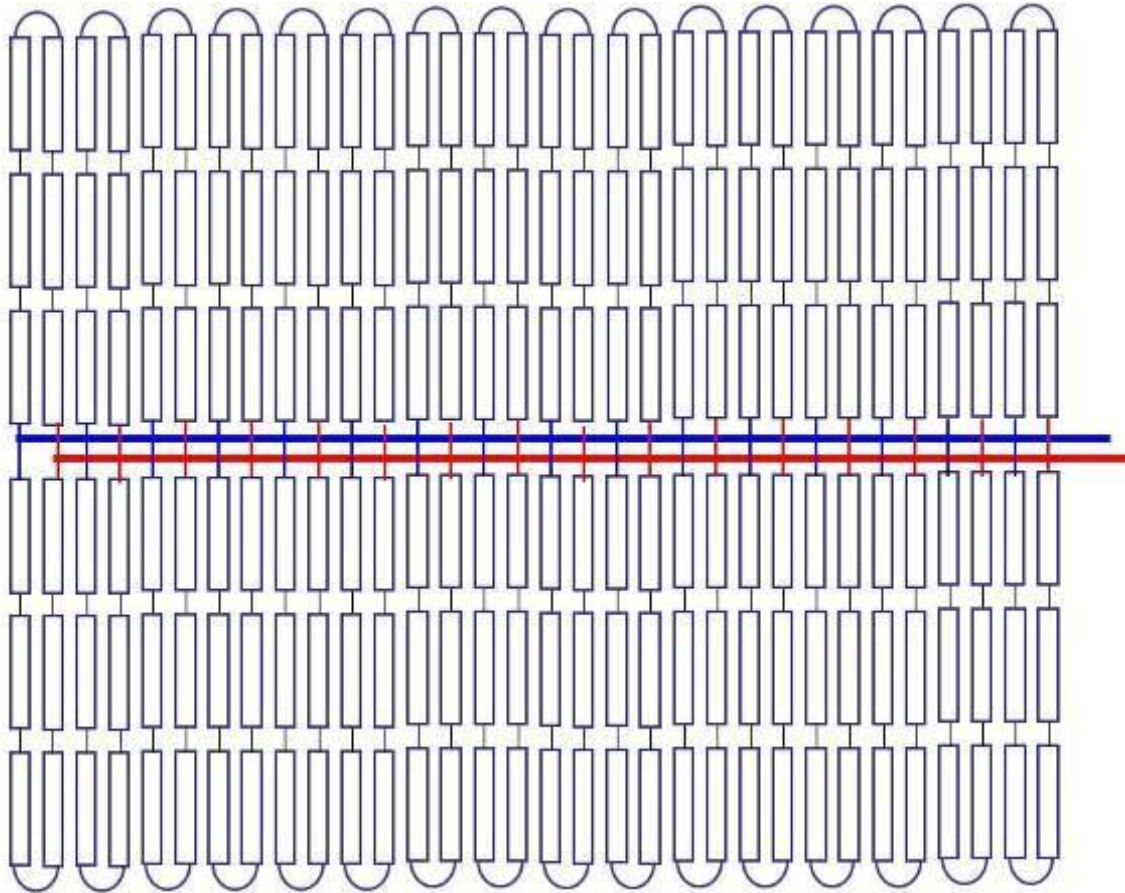


Ilustración 19: Esquema del lay-out de la planta. Cuadrante 32 lazos.

A este recorrido, hay que añadirle unas pérdidas de carga estimadas en el intercambiador de calor del almacenamiento y en los del proceso. Se han considerado para cada intercambiador de calor una caída de presión de 1,5 bar.

Por tanto, las pérdidas totales de presión quedan en: $\Delta P = 815593 \text{ Pa} = 8,16 \text{ bar}$

La presión de trabajo mínima tiene que ser superior a la presión de vapor del aceite térmico VP-1 a la temperatura máxima de trabajo para evitar zonas bifásicas. Así, a 392°C la presión de vapor es de 9,84 bar. Se escoge una presión mínima de trabajo de 11 bar, siendo ésta la de aspiración de la bomba, y la de descarga será 19,16 bar (11+ 8,16 bares).

3.2 Cálculo de la potencia de bombeo y elección de la bomba.

Una vez conocidos la caída de presión en el campo solar y el caudal volumétrico de aceite que se debe mover, el siguiente paso es determinar la potencia eléctrica del motor que acciona la bomba.

Para ello, es necesario aplicar la ecuación de continuidad y la ecuación de Bernoulli. Haciendo la habitual suposición de líquido incompresible a su paso por la bomba, y que la velocidad del fluido tampoco varía, la potencia eléctrica se determina de la siguiente forma:

$$P_{el}(W) = \frac{Q(m^3/s) \cdot \Delta P(Pa)}{\eta_b \cdot \eta_e}$$

Donde:

Q = caudal volumétrico del aceite.

ΔP = caída de presión total en el campo solar.

$\eta_b \cdot \eta_e$ = producto del rendimiento mecánico de la bomba por el rendimiento eléctrico del motor, quedando el rendimiento electromecánico, que se supone de un 75%.

$$P_{el}(W) = \frac{\frac{4203,6}{3600} \cdot 815593}{0,75} = W = 1269787,68 W$$

Dado que la disposición es en H, esta potencia es la necesaria para abastecer a uno de los 4 cuadrantes, por lo que será necesario una potencia de bombeo $P_{el} \times 4 = 5,08 MW$

El consumo del bombeo es el principal consumo parásito de la planta. **$P_b = 5,08 MW$**

Capítulo 2: ANEXOS

La elección del modelo de bomba se ve fuertemente condicionada por el tipo de fluido y por la temperatura del mismo. Par tanto las bombas empleadas seran 3,de 2 MW en serie con una presión admisible de entre 15 y 30 bar, la presión de descarga de la bomba se ha calculado en 19,16 bar, para la que el empleo de estas bombas es admisible. El tipo de bomba elegido es Novo Pignone, con impulsor de doble apoyo, doble cierre en ambos lados del impulsor y aspiración vertical, con descarga vertical.

4 Autoconsumos de la planta.

El consumo anual de las instalaciones auxiliares propias de la planta de generación se ha estimado en base a los autoconsumos que se producen en otras plantas ddel mismo tipo que ya están operando.

Los consumos superiores a 200kW serán conectados al embarrado de MT, mientras que los inferiores se conectarán al de BT, o en caso de ser necesario al de servicios esenciales.

Alguno de los principales autoconsumos de la planta son los siguientes:

4.1 Embarrado de Media Tensión.

- Bombas de HTF: 3 . 2000 KW = 6000 KW
- Bomba del sistema de refrigeración: 6 00kW
- Bomba de agua de alimentación: 600kW
- Planta de tratamiento de agua: 200kW
- Estación de regulación y medida del gas: 200kW
- Subtotal 1= 7900 KW =7,9 MW

Capítulo 2: ANEXOS

4.2 Embarrado de Baja Tensión.

- Campo Solar (Motores de desenfoco de las parábolas): 1,3MW
- Ventilador de tiro forzado de la torre de refrigeración: $2 \cdot 150\text{kW} = 300\text{kW}$
- Bomba de condensado: 60kW
- Bomba de protección anticongelación del sistema HTF: 100kW
- Calentadores eléctricos del HTF: 10kW
- Bomba de circulación del sistema de merma: 7,5kW
- Compresor de aire: 45kW.
- Refrigeración del HTF: 5,5kW
- Alumbrado y fuerza: 50kW.
- Embarrado de tensión segura: 125kW

Subtotal 2 = 2000 KW = 2MWe

4.3 Embarrado de Servicios Vitales.

El embarrado de servicios vitales tendrá unos autoconsumos aproximados de 100 kW.

Subtotal 3 = 100 KW = 0,100 MWe

Por tanto, la potencia total estimada consumida para estos autoconsumos anuales serán de 9,7 MWe.

5 Cálculo del depósito de expansión de aceite.

Debido a la diferencia de volumen específico entre el aceite frío, 290°C, y el aceite en su punto de trabajo más alto, 390 °C, es necesario instalar un depósito pulmón que sea capaz de absorber las expansiones y contracciones del mismo.

Los volúmenes específicos del aceite a ambas temperaturas son:

- Vol. Específico 390°C = 0,0013694728 m³/Kg.
- Vol. Específico 290°C = 0,0012084767 m³/Kg.

Como el circuito tiene un volumen de $266,66 \text{ m}^3$, para el punto de diseño, habrá una diferencia de volúmenes entre la máxima temperatura de trabajo y la mínima de $36,78 \text{ m}^3$. Considerando un 15% de sobredimensionado para poder contrarrestar posibles fugas, se obtiene un volumen final del depósito de expansión de $42,30 \text{ m}^3$.

6 Elección de la turbina y análisis de las prestaciones.

El subsistema de conversión de calor en trabajo es el verdaderamente importante y del que se obtiene trabajo que se puede aprovechar para la generación de electricidad. Está compuesto por el generador de vapor, turbina, condensador, sistema de bombeo e intercambiadores de alimentación ideales (Open Feedwater Heater y Close Feedwater Heater). Estos componentes están interconectados y cada unidad de masa del fluido de trabajo recorre periódicamente un ciclo termodinámico completo, denominado ciclo Rankine. Antes de continuar con el ciclo, hay que tener en cuenta algunas consideraciones de cada uno de estos componentes:

6.1 Turbina.

Es un dispositivo en el que se produce trabajo como resultado del paso de un gas a través de un sistema de álabes solidarios a un eje que puede girar libremente. El funcionamiento consiste en un gas que entra a la turbina y se expande hasta una presión de salida menor produciendo trabajo que se transfiere a un generador.

Para una turbina en estado estacionario, los balances de masa y energía pueden reducirse a:

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \dot{m}_e \left(h_e + \frac{C_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \dot{m}_s \left(h_s + \frac{C_s^2}{2} + g \cdot z_s \right)$$

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

Capítulo 2: ANEXOS

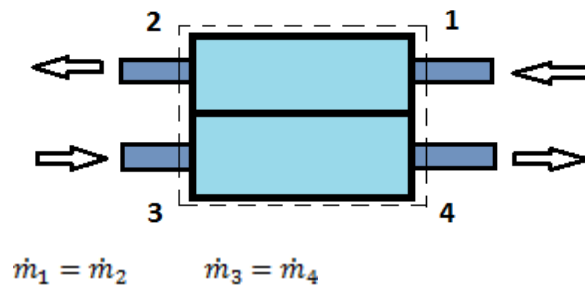
6.2 Bomba.

Es un dispositivo en el que el trabajo consumido se utiliza para modificar el estado del líquido. La simplificación del balance de energía y masa es igual que para la turbina, sólo cambia por los criterios de signo, ya que a la bomba hay que introducirle trabajo, mientras que de la turbina se obtiene trabajo.

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_s - h_e) + \frac{C_s^2 - C_e^2}{2} + g(z_s - z_e)$$

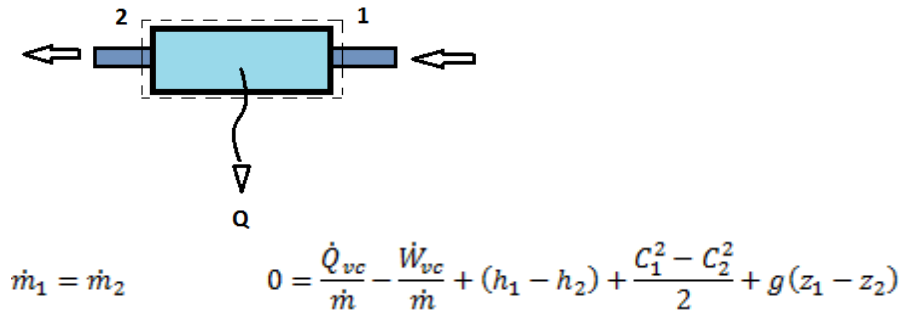
6.3 Condensador.

Se trata de un intercambiador de calor, dispositivo donde se intercambia energía entre fluidos. Existen diferentes métodos de transferencia de calor y por lo tanto diferentes dispositivos. La función principal consiste en disminuir la temperatura del vapor a la salida de la turbina, condensándolo y transformándolo en líquido para que pueda volver a la bomba y continuar con el ciclo. La simplificación del balance de energía y masa para un condensador de flujos cruzados, como el que se muestra en la figura, es el siguiente:



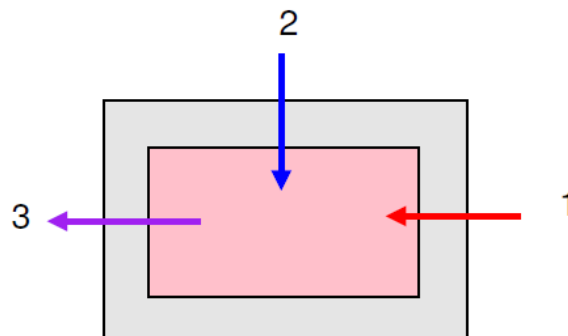
$$0 = \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \dot{m}_1 \left(h_1 + \frac{C_1^2}{2} + g \cdot z_1 \right) + \dot{m}_3 \left(h_3 + \frac{C_3^2}{2} + g \cdot z_3 \right) - \dot{m}_2 \left(h_2 + \frac{C_2^2}{2} + g \cdot z_2 \right) - \dot{m}_4 \left(h_4 + \frac{C_4^2}{2} + g \cdot z_4 \right)$$

Pero lo realmente importante es el calor que transfiere el fluido de trabajo.



6.4 Desaiador abierto.

Es un intercambiador abierto ideal en el que se mezclan los flujos que deben estar a igual presión. El proceso es adiabático, entra mezcla bifásica y líquido comprimido y sale líquido saturado a la presión de la mezcla.

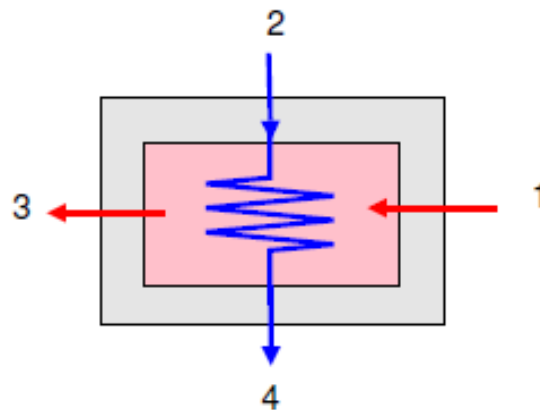


$$\dot{m}_1 h_1 + \dot{m}_2 h_2 = (\dot{m}_1 + \dot{m}_2) h_3$$

6.5 Desaiador cerrado.

Es un intercambiador cerrado ideal. En él no se mezclan los flujos que pueden ser de distintos fluidos a diferentes presiones. El proceso es adiabático.

El flujo caliente entra con mezcla bifásica de (1) y sale líquido saturado (3). El flujo frío entra y sale sobrecomprimido, aumenta la temperatura.



$$\dot{m}_1 h_1 + \dot{m}_2 h_2 = \dot{m}_1 h_3 + \dot{m}_2 h_4$$

6.6 Desarrollo del problema.

El conjunto del ciclo Rankine a nivel comercial se compra como una única unidad que engloba todos los componentes citados. La turbina seleccionada es la Siemens SST-700. Es una turbina de dos carcassas consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente o combinado en una configuración ideal.

Las características de la turbina son las siguientes:

- Contrapresión / Condensación.
- Módulos de turbina prefabricados.
- Posible disposición paralela.
- AP como unidad de contrapresión, BP como cola de condensación.
- Trayecto de vapor a medida del cliente.
- Extracción simple en tubo de comunicación.
- Escape radial / axial.
- Aplicaciones de recalentamiento.
- Longitud 22 m.
- Ancho 15 m.

Capítulo 2: ANEXOS

- Altura 6 m.
- Velocidad de giro de 3.000 – 13.200 rpm.
- Hasta 7 tomas; hasta 120 bar.
- Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar.
- Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 °C.
- Potencia entregada de hasta 175 MW.
- Temperatura de recalentamiento de hasta 415 °C.

El desarrollo del ciclo Rankine ha sido realizado con ayuda del programa Spower.exe. Se ha considerado que no es reversible y que los rendimientos de tanto la turbina como de las bombas es del 95%.

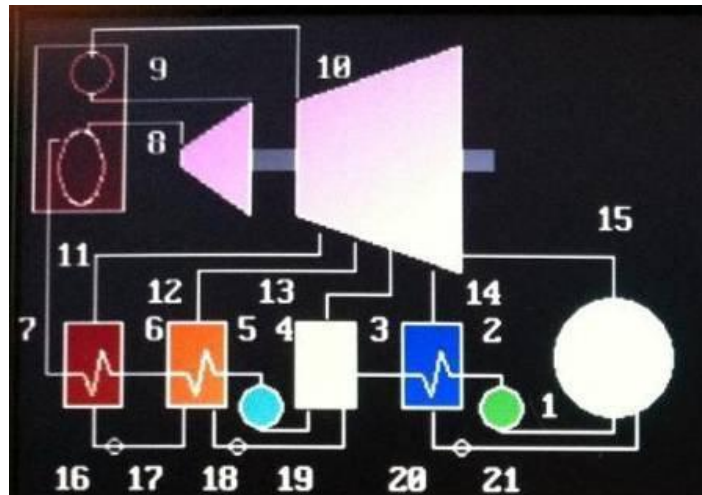


Ilustración 20: Ciclo Rankine

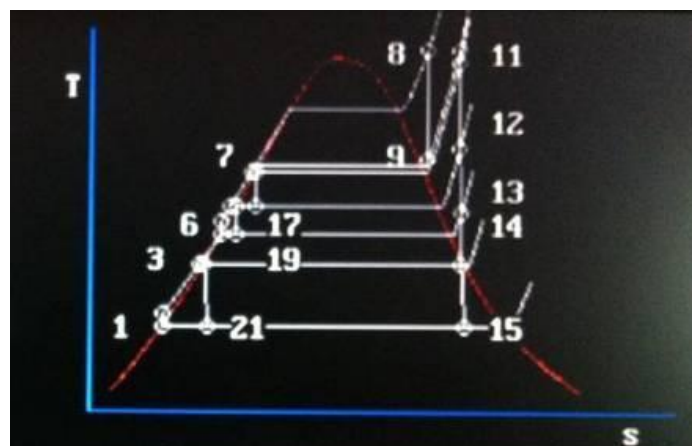


Ilustración 21: Diagrama T-s

6.7 Descripción del ciclo. (Recalentamiento y regeneración).

En primer lugar el generador de vapor eleva la temperatura hasta los 385°C. Este vapor entra en la turbina de alta presión a una presión de 107 bares.

La presión del recalentamiento es de 42 bares y la temperatura de nuevo se eleva a $T_{10} = 385^{\circ}\text{C}$.

En la turbina de baja presión se llevan a cabo los sangrados. En primer lugar el sangrado de mayor presión es un CFWH con drenaje hacia atrás a una presión $P_{11} = 38$ bar y un título del 9%.

A continuación se repite esta operación con otro CFWH con drenaje hacia atrás a una presión $P_{12} = 18$ bar y un título del 5%.

El tercer sangrado es un OFWH a una presión $P_{13} = 9,42$ bar y un título del 4,8%.

El último sangrado es un CFWH con drenaje hacia atrás a una presión $P_{14} = 4$ bar y un título del 11,73%. La última etapa del ciclo es el condensador a una presión de 0,35 bar.

La presencia de tantos sangrados se debe a la elevada potencia de la turbina, 57MWe netos, que vuelcan 50MWe netos a la red tras consumir el autoabastecimiento de la planta. Este autoabastecimiento tiene como principal consumo las bombas del fluido de trabajo, los motores del seguimiento de los colectores, las bombas de agua, la iluminación de áreas y locales, etc.

Los datos para la resolución del ciclo son los siguientes:

Capítulo 2: ANEXOS

T8(turbine inlet temp.)	385,0 °C
P8(turbine inlet press)	10700,0 kPa
P15(Condenser pressure)	35,0 kPa
P10(Reheat pressure)	4200,0 kPa
T10(Reheat temperature)	385,0 °C
P11(HP CFWH pressure)	3800,0 kPa
P12(IP CFWH pressure)	1800,0 kPa
P13(OFWH pressure)	942,0 kPa
P14(LP CFWH pressure)	400,0 kPa

Ilustración 22: Datos de entrada para el ciclo Rankine.

State	h (KJ/Kg)
1	303,96
2	304,94
3	604,74
4	751,39
5	762,93
6	884,56
7	1072,29
8	3025,19
9	2826,15
10	3173,35
11	3146,6
12	2965,73
13	2829,69
14	2677,48
15	2319,88
16	1072,29
17	1072,29
18	884,56
19	884,56
20	604,74
21	604,74

Ilustración23: Entalpías de puntos significativos en el ciclo Rankine.

El rendimiento del ciclo se puede expresar de la siguiente manera:

Capítulo 2: ANEXOS

$$\eta = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_e}{\dot{m}}}$$

$$\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} = (h_8 - h_9) + m11/m8(h_{10} - h_{11}) + m12/m8(h_{11} - h_{12}) + m13/m8(h_{12} - h_{13}) + m14/m8(h_{13} - h_{14}) + (1 - \frac{m11}{m8} - \frac{m12}{m8} - \frac{m13}{m8} - \frac{m14}{m8})(h_{14} - h_{15})$$

$$\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = (1 - \frac{m11}{m8} - \frac{m12}{m8} - \frac{m13}{m8} - \frac{m14}{m8})(h_2 - h_1) + (1 - \frac{m11}{m8} - \frac{m12}{m8})(h_5 - h_4)$$

$$\frac{\dot{Q}_e}{\dot{m}} = (h_8 - h_7) + (h_{10} - h_9)$$

Pump Efficiency	95%
Turbine Efficiency	95%
HP CFWH: m11/m8	0,0905
IP CFWH: m12/m8	0,0503
OFWH: m13/m8	0,0482
LP CFWH: m14/m8	0,1173
Quality 15	86,83%
Cond Qout 15-1	1433,74 kJ/kg
Cycle efficiency	37,97% ≈ 38%

Ilustración 24: Resultados del ciclo Rankine.

Turbines	Wout 8-9 = 199,04 KJ/Kg	Wout 10-15 = 679,65 KJ/Kg	Wout total = 878,8KJ/kg
Pumps	Win 1-2 = 0,79 kJ/kg	Win 4-5 = 11,54 kJ/kg	Win total = 12,33 kJ/kg
Boiler	Qin 7-8 = 1952,91 kJ/kg	Qin 9-10 = 347,2 kJ/kg	Qin total = 2300,11 kJ/kg

Ilustración 25: Datos de salida del programa Spower.exe

Capítulo 2: ANEXOS

7 Cálculo de los componentes eléctricos principales.

En los siguientes apartados se detallan los cálculos y características técnicas de los equipos eléctricos, más significativos.

7.1 Diseño del alternador.

El alternador de la central será de eje horizontal, ya que se situará en el eje de la turbina, de tipo síncrono, al ser estos los más indicados para potencias superiores a 2MW, y con un único par de polos, por lo tanto la velocidad de giro del mismo será:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p};$$
$$n=3000 \text{ rpm}$$

Donde:

n: velocidad de giro del rotor. f: frecuencia de la red.

p: numero de pares de polos.

Se ha elegido un nivel de tensión nominal igual a 11 kV, ya que para la potencia a la que vamos a generar esta convenido utilizar esta tensión para evitar problemas con las corrientes. Interesa generar a más alta tensión, ya que al reducir el valor de la corriente generada, disminuirán las perdidas provocadas por efecto Joule en los equipos.

La potencia nominal de la central es de 50MW, y el factor de potencia escogido para hacer que la central funcione correctamente es igual a: $\cos\phi = 0,85$

Por lo tanto el valor de la intensidad nominal del sistema se podrá calcular con la ecuación de la potencia activa :

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi$$

Donde:

P: Potencia nominal de la planta.

U: Tensión nominal.

Capítulo 2: ANEXOS

I: Corriente nominal
 cosφ: factor de potencia.

$$50 \times 10^6 = \sqrt{3} \cdot 11 \times 10^3 \cdot I \cdot 0,85$$

$$I = 3,08 \text{ kA}$$

La refrigeración del alternador se llevará a cabo a través de un circuito cerrado de H₂, ya que disipa mejor el calor, y es menos denso que el aire, que es el otro tipo de fluido que se emplea para realizar intercambio de calor.

Con esta refrigeración por H₂ habrá que tener cuidado en caso de fugas, ya que el contacto del H₂ con el aire genera una mezcla explosiva, por lo tanto habrá que evitar que entren en contacto, para lo que se utilizará un sistema de sellado estanco al vacío.

El sistema de excitación será aquel que suministre la corriente al inductor, para ello se utilizará un sistema de excitación indirecta, mediante el uso de diodos giratorios, sin escobillas. El devanado trifásico de la excitatriz estará situado en el rotor, mientras que su devanado inductor se situará en el estator.

La salida de corriente alterna de la excitatriz se convierte en corriente continua por medio de tiristores acoplados al eje y que alimentan directamente el rotor, sin necesidad de anillos ni escobillas, por lo tanto, la ventaja principal de este tipo de excitación será un menor mantenimiento futuro del alternador, sin embargo en contraposición aumentará la longitud del rotor, y disminuirá su velocidad de respuesta.

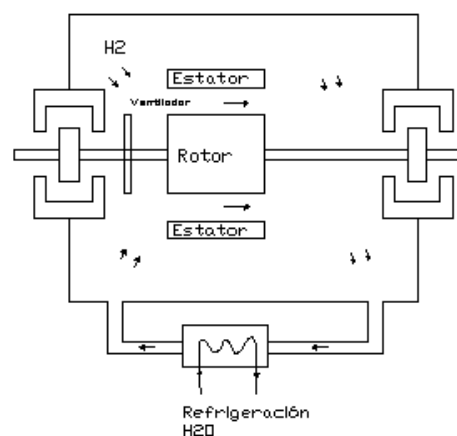


Ilustración 26: Esquema del alternador.

El rendimiento habitual de los alternadores con refrigeración de H₂ difícilmente bajará del

Capítulo 2: ANEXOS

99%, por lo tanto el rendimiento del alternador de nuestra central será ese mismo.

$$\eta_{\text{alternador}} = 99\%$$

7.2 Estación de Regulación y Medida.

Se dispondrá de una estación de regulación y medida para acondicionar el gas natural requerido para el funcionamiento de las calderas de gas del sistema de fluido térmico y de la caldera auxiliar a instalar en la isla de potencia. La estación contendrá:

- Un grupo de regulación, con dos líneas de filtraje y de regulación en paralelo.
- Grupo de medida.

7.3 Instalación eléctrica.

La instalación eléctrica comprenderá equipos tanto de alta como de media y baja tensión que se describirán a continuación. Como se comentó en el apartado dedicado a la presentación del proyecto, no se construirá una subestación a la salida de la central, sino que a través de unas barras de fase aislada, se llevará la corriente a 3,08 kA desde el generador de la central hacia un transformador elevador de núcleo trifásico, cuya relación de transformación será: 11/220 kV, y que conectará con una línea de transporte gestionada por REE, que enlazará la central con la cercana subestación de Lebrija (Sevilla).

La interconexión de la línea que sale del transformador elevador con el embarrado de llegada de dicha subestación se efectuará por medio de una línea aérea de 3 km de longitud con un conductor de aluminio acero tipo Condor, de sección: 455 mm², y un único interruptor automático, situado en la subestación de 220 kV.

Además de este transformador elevador, se usarán dos transformadores auxiliares más, con los cuales se alimentará a los servicios auxiliares de la central.

El sistema de refrigeración que se utilizará en el transformador de potencia es del tipo ONAN/ONAF, es decir, refrigeración a partir de la circulación forzada de aire con radiadores y ventiladores. La refrigeración se producirá en caso de así quererse, mediante la

Capítulo 2: ANEXOS

circulación forzada de aire a través de los radiadores, este sistema de refrigeración también servirá de protección para rebajar las altas temperaturas que alcanza el aceite. El transformador también dispondrá de sistema de regulación de tensión en vacío y potencia entre 50/65 MVA, dependiendo si entra a funcionar la ventilación forzada o no.

El alternador irá montado sobre una bancada común con la turbina, y dentro de la sala de turbina. El transformador se ubicará en el recinto de la planta de generación, en un espacio adecuado a tal efecto.

El esquema del diagrama unifilar de la central es el de un monoeje, al tratarse de un único grupo, en el cual existirá una máxima de redundancia, y duplicidad de equipos para asegurar esa redundancia en la planta. El diagrama unifilar de la central se podrá observar en el capítulo de planos del proyecto.

7.4 Alimentación a equipos de Alta tensión.

En principio como ya se comentó en el punto dedicado al diseño del alternador, el alternador de la turbina de vapor generará electricidad a 11 kV de tensión nominal.

La conexión con el transformador de potencia se realizará a través de unas líneas de fase aislada, y unas celdas de 11 kV, que constan de los siguientes elementos:

- Interruptores automáticos extraíbles de SF₆, con mando eléctrico por motor cierre y apertura local remoto.
- Seccionador de p.a.t.
- Transformadores de tensión e intensidad para protección y medida.
- Relés de protección.

Las aplicaciones a las que se dedicarán estas celdas serán las siguientes:

Salida del grupo (el interruptor automático).

Medida (el trafo de tensión).

Alimentación de los servicios Auxiliares del campo solar y del ciclo de potencia.

Salida para la conexión con el transformador de potencia.

Capítulo 2: ANEXOS

La tensión mas elevada a la que se encontrarán estas celdas es a 12kV, según el artículo 2 del R.E.A.T. y su composición es la siguiente:

- Celda de entrada de línea: con 1 seccionador tripolar en carga (89TP), y un seccionador de puesta a tierra, el seccionador tendrá apertura y cierre simultáneo de los tres polos, con posición abierta visible, además ha de tener un sistema de enclavamiento mecánico y detectores de presencia de tensión (mediante pilotos señalizadores), alojamientos para cables y barras de interconexión.
- Celda de medida con 3 transformadores de tensión y tres transformadores de intensidad.
- Celda de Protección y sincronismo de alternador con interruptor seccionador, con bobinas de cierre, disparo y mínima tensión, con contactos auxiliares de posición y detectores de presencia de tensión y barras de interconexión. Además esta celda de protección ha de estar equipada con tres transformadores de intensidad para protección.
- Celda de seccionamiento del trafo de servicios auxiliares, estará compuesta por un grupo con 1 seccionador tripolar en carga con puesta a tierra, con mandos y bobinas de cierre y disparo, enclavamientos mecánicos y detectores de presencia de tensión.

El transformador de potencia se ubicará en el parque de intemperie de la central.

Para la alimentación de los servicios auxiliares de la planta se han considerado dos transformadores de S.S.A.A. con regulación: 11 kV / 6 kV.

7.5 Alimentación de servicios auxiliares.

Los servicios auxiliares de la central, van a ser alimentados a través del secundario de los dos transformadores de servicios auxiliares con una relación de transformación es de: 11 kV / 6 kV. Así que la tensión de alimentación de éstos será de 6 kV. Al embarrado de servicios auxiliares se conectarán los siguientes elementos:

- Bombas de agua de alimentación.

Capítulo 2: ANEXOS

- Bombas de refrigeración principal.
- Bombas de HTF.
- Sistema de excitación.
- Estación de regulación y medida del gas.

En una sala preparada para tal fin, se instalarán las siguientes celdas a una tensión máxima de 7,2kV:

- Celda de entrada 7,2 kV: con un interruptor automático encapsulado en SF₆, con bobinas de cierre y disparo, contactos auxiliares de posición y detectores de presencia de tensión. Un seccionador de puesta a tierra, con enclavamientos mecánicos. Esta celda contará además con tres transformadores de tensión y tres transformadores de intensidad para medida y protección.
- Celda de medida 7,2 kV: con 3 transformadores de tensión para medida, protección y sincronismo.
- Celdas de Protección 7,2 kV: para los transformadores de servicios auxiliares, con 1 interruptor automático encapsulado en SF₆, con bobinas de cierre y disparo, contactos auxiliares de posición y detectores de presencia de tensión. Un seccionador de puesta a tierra, con enclavamientos mecánicos. Estas celdas contarán además con tres transformadores de intensidad para medida y protección.
- Celdas de Protección 7,2 kV: de motores de las Bombas de Alimentación al intercambiador de calor, con 1 interruptor automático encapsulado en SF₆, con bobinas de cierre y disparo, contactos auxiliares de posición y detectores de presencia de tensión. Un seccionador de puesta a tierra, con enclavamientos mecánicos. Estas celdas contarán además con tres transformadores de intensidad para medida y protección.
- Celdas de Protección 7,2 kV: de motores de las bombas de HTF, con 1 interruptor automático encapsulado en SF₆, con bobinas de cierre y disparo, contactos auxiliares de posición y detectores de presencia de tensión. Un seccionador de puesta a tierra, con enclavamientos mecánicos. Estas celdas contarán además con tres transformadores de intensidad para medida y protección.

Los distintos tipos de protección de los servicios auxiliares son:

Capítulo 2: ANEXOS

- Protección contra carga desequilibrada (46).
- Protección de sobreintensidad con característica de tiempo inverso (51).
- Protección de sobreintensidad instantánea (50).
- Protección contra sobretensión (49).

Al embarrado de Servicios Auxiliares se conectarán dos Grupos Diesel de Emergencia de 1 MW cada uno de potencia para cumplir el criterio de redundancia en la instalación, esta conexión se realizará en MT, en vez de en BT como suele ser común, ya que en caso de producirse un fallo en la central, el FSC del campo podrá desenfocar las parábolas para evitar que se siga calentando el aceite (esto se realizará en BT, gracias a la energización de los trafos de distribución), y además se podrá llevar el HTF hasta los tanque de rebose, al estar en funcionamiento las bombas de HTF conectadas a MT, ya que si el aceite sobrepasará los 400°C de temperatura podrían explotar las tuberías que lo contienen creándose así un grave incidente en la planta termosolar.

7.6 Alimentación a equipos de baja tensión.

La alimentación a los servicios auxiliares del campo solar y del ciclo de potencia se lleva a cabo por medio de los dos transformadores de servicios auxiliares antes citados, mientras que la alimentación en baja tensión se llevará a cabo mediante el secundario de dos transformadores de distribución con relación de distribución: 6kV / 400 V, los embarrados de servicios esenciales se alimentarán mediante otros dos trafos de distribución, con relación de transformación de 400V / 230V.

Las salidas a considerar en baja tensión son las siguientes:

- Motores.
- Motores de desenfoco de las parábolas
- CCM's (centro de control de motores).
- Ventiladores de la torre de refrigeración.
- Bombas de condensado.
- Ventiladores de refrigeración del HTF.
- Bombas del sistema de merma.

Capítulo 2: ANEXOS

- Bombas del sistema de recuperación
- Calentador del HTF.
- Planta de tratamiento de agua.
- Desaladora.
- Desmineralizadora.
- Bombas Jockey.
- Cargador de la batería de 110 V c.c.
- Alumbrado general y fuerza.
- S.A.I.
- Aire comprimido (6bar).
- Sistema contra incendios.
- Sistema de alimentaciones seguras CA/CC: protecciones, control de celdas y DCS (sistema de control distribuido).
- Servicios Esenciales de la planta: PLC's, solenoides de apertura de interruptores y electroválvulas.

En un recinto preparado a tal efecto se instalarán 5 cuadros de distribución a motores en Baja tensión para alimentación a los consumos de la planta de generación:

Dichos cuadros se nombrarán CCM1, CCM2, CCM3, CCM4 y CCM5. Los embarrados de estos cuadros serán de intensidad nominal 4kA / 80 kA.

También se incluyen en el sistema de Baja Tensión los cableados de Baja Tensión y Control.

- Los cableados de potencia en Baja Tensión se ejecutarán en cobre con cable de sección adecuada a cada caso, aislamiento 1000 V y acorde al **Reglamento de Baja Tensión** en cuanto a características de resistencia mecánica y térmica, emisión de gases y clasificación de zonas de trabajo.
- Los cableados de control se ejecutarán igualmente en cobre siendo sus características adecuadas al tipo de señal a transmitir (cables sin apantallar aislamiento 1000 V para señales T/N y cables apantallados aislamiento 1000V para señales analógicas de baja intensidad).

Capítulo 2: ANEXOS

7.7 Alimentación a equipos de corriente continua.

Se ha considerado incluir un sistema de SAI completo compuesto por: batería, cargador y distribución para alimentar todos los servicios necesarios, que como se comento en el anterior apartado, serán: las distintas protecciones de la planta, el control de las celdas de MT, y el DCS o sistema de control distribuido.

El conjunto incluirá:

- 2 baterías de 110 V c.c. (Según normas del CEI).
- 2 cargadores.
- 2 armarios de distribución, para alimentación de Planta.

Este sistema de SAI se utilizará también en caso de fallo para alimentar todos aquellos servicios críticos que sean alimentados en corriente alterna a 50 Hz, hasta que este servicio sea suplido por los GDE. Este SAI tendrá una autonomía de 5 horas aproximadamente.

7.8 Transformadores de la instalación.

En recintos preparados a tal efecto en la central, se dispondrán los siguientes transformadores:

- Un transformador de potencia, que elevará la tensión de generación hasta la tensión de interconexión con la red de REE.

Utilizando los valores conocidos de potencia activa, tensión nominal y factor de potencia del generador, así como el valor calculado de la corriente de línea nominal, calcularemos el valor de la potencia asignada en este transformador.

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi \qquad 50MW = \sqrt{3} \cdot 11kV \cdot I_L \cdot 0,85;$$

$$I_L = 3,087 KA$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot 11kV \cdot 3,087kA;$$

Capítulo 2: ANEXOS

$$S= 58,52 \text{ MVA}$$

Su corriente de línea por el primario será:

$$r_t = \frac{U}{U'} = \frac{I'}{I} = \frac{220kV}{11kV} = 20;$$

$$I_L = 3,087 \text{ kA} / 20 = 154,35 \text{ A}$$

Transformador elevador 11kV / 220 kV	
Tipo de servicio	Continuo
Refrigerante	Aceite Mineral
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
Potencia asignada	50 - 65 MVA
Tensión Primaria	220 +2,5% +/- 5% +/-7,5% kV
Tensión Secundaria	11 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	YNd11

Ilustración 27: Transformador A.T.

- Un transformador reductor (trafo de S.S.A.A.) desde tensión de generación a tensión de distribución, para alimentar los servicios auxiliares de media tensión de la planta.

La potencia existente en el embarrado de MT será la necesaria para alimentar los Servicios Auxiliares de la planta, es decir: 7,6 MW.

Sus valores de corriente por el primario y el secundario, así como su potencia asignada serán los siguientes:

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi$$

$$7600 \text{ KW} = \sqrt{3} \cdot 11 \text{ KV} \cdot I_L \cdot 0,85 ; I_L = 396,65 \text{ A}$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot 11 \text{ KV} \cdot 396,65 ; S = 7,56 \text{ MVA}$$

Capítulo 2: ANEXOS

$$r_t = \frac{U}{U'} = \frac{I'}{I} = \frac{11kV}{6kV} = 1,83$$

$$I_L = 396,65A \cdot 1,83 = 725,87A$$

Transformador S.S.A.A. 11kV / 6 kV	
Tipo de servicio	Continuo
Refrigerante	Aceite Mineral
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
Potencia asignada	8 MVA
Tensión Primaria	11 +2,5% □ 5% □ 7,5% kV
Tensión Secundaria	6 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11

Ilustración 28: Transformador de M.T.

- Cuatro transformadores de distribución, dos de ellos necesarios para el funcionamiento de las distintas instalaciones de BT del sistema de potencia: alumbrado y fuerza, circuitos de baja tensión de la turbina de vapor, del ciclo de HTF, y B.O.P. (balance of plant). Y los otros dos para el funcionamiento del embarrado de tensión segura a 400 V también.

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi$$

$$\frac{2 \text{ MW}}{4} = \sqrt{3} \cdot 6kV \cdot I_L \cdot 0,85 \quad I_L = 60,14A$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot 6kV \cdot 60,14A; \quad S = 625kVA;$$

El valor normalizado de potencia mas próximo es 630 kVA, por lo tanto la potencia de los transformadores de distribución será de 630 kVA.

Capítulo 2: ANEXOS

$$r_t = \frac{U}{U'} = \frac{I'}{I} = \frac{6kV}{400V} = 15 \quad I'_L = 60,14A \cdot 15 = 902,1A$$

Transformadores Distribución. 6kV / 400V	
Tipo de servicio	Continuo
Refrigerante	Aire
Tipo de refrigeración	AN
Potencia asignada	630kVA
Tensión Primaria	6 +2,5% +/- 5% +/- 7,5% kV
Tensión Secundaria	400 V
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11

Ilustración 29: Transformador de B.T.

Por último dos transformadores que darán servicio al embarrado de tensión segura de la planta.

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi \quad \frac{100 \text{ kW}}{2} = \sqrt{3} \cdot 400V \cdot I_L \cdot 0,85; \quad I_L = 106,1A$$

$$S = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot 400V \cdot 106,1A; \quad S = 73,53kVA \approx 75kVA$$

$$r_t = \frac{U}{U'} = \frac{I'}{I} = \frac{400V}{230V} = 1,74 \quad I'_L = 106,1A \cdot 1,74 = 184,66A$$

Capítulo 2: ANEXOS

Transformador S.S.E.E. 400V / 230V	
Tipo de servicio	Continuo
Refrigerante	Aire
Tipo de refrigeración	AN
Potencia asignada	75kVA
Tensión Primaria	400 V
Tensión Secundaria	230 V
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11

Ilustración 30: Transformador de S.S.E.E.

7.9 Canalizaciones y cables.

Los distintos conductores de la instalación irán tendidos por zanjas bajo tubo, y en bandejas metálicas de diferentes tamaños según zonas.

Las interconexiones en MT entre las celdas y los distintos transformadores de la planta se realizarán con cable seco de Al de 12 / 20 kV.

Los cables de fuerza de BT serán como se comento anteriormente de 0,6 / 1 kV.

7.10 Instalación de alumbrado y fuerza.

Se prevé una instalación de alumbrado en el edificio de la planta mediante luminarias de empotrar para las zonas donde exista falso techo, y suspendidas donde no lo haya. En la sala de turbinas se utilizarán luminarias de tipo industrial.

En el exterior del edificio se dispondrán luminarias de alumbrado público.

El alumbrado de emergencia se realizará con equipos autónomos de diferentes tipos según la zona y superficie a cubrir.

Para las tomas de corrientes, se prevé la instalación de conjuntos de tomas de corrientes de distintas intensidades en las zonas industriales, y de tomas convencionales en los locales de

Capítulo 2: ANEXOS

las oficinas.

7.11 Protecciones del generador.

Las protecciones que dispondrá el generador, se clasifican en dos tipos, protecciones contra faltas internas y protecciones contra faltas externas.

Los tipos de relés de protección contra faltas internas son los siguientes:

- Faltas a tierra del estator (64G).
- Cortocircuito entre fases (87G).
- Faltas a tierra en el rotor. (64R).
- Pérdida de excitación (40).

Los tipos de relés de protección contra faltas externas son los siguientes:

- Sobreintensidad en el estator (51).
- Sobrecargas en el estator (49).
- Desequilibrio de carga en el estator (46).
- Potencia inversa o retorno de energía (32).
- Sobretensión en el estator (59).
- Pérdida de sincronismo (78).
- Variaciones de frecuencia (84).
- Protección contra el fallo del interruptor (50BF).
- Falta a tierra en el estator (64G).

7.12 Protecciones del transformador de potencia.

Las protecciones de las que dispone el transformador se clasifican en protecciones propias del transformador y protecciones externas. Las propias del transformador están basadas en accesorios del propio trafo, y únicamente detectarán problemas del transformador. Son las siguientes:

- Dispositivo de regulación (90)
- Relé Bucholz (63B)

Capítulo 2: ANEXOS

- Relé Bucholz-Jansen (63-BJ)
- Termómetro (26-1)
- Termostato (26-2)
- Imagen térmica (49)

Las protecciones externas, todos relés externos, serán los siguientes:

- Relé instantáneo de sobreintensidad (50).
- Relé de sobreintensidad y tiempo c.a (51).
- Relé de sobretensión c.a (59).
- Relé de disparo (86).
- Relé de protección diferencial (87).

7.13 Red de tierra.

Se ejecutará una red de tierras a la que se conectarán los puntos de tierra de los diferentes equipos de la planta así como las estructuras o soportes metálicos de la misma.

La puesta a tierra de la planta deberá cumplir las instrucciones técnicas complementarias del **MIE-RAT 013**, del “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación”.

La planta de generación dispondrá de un único sistema de tierras (tierra de protección) a efectos de eliminación del riesgo derivado de tensiones de paso y contacto excesivas tras una falta a tierra en el sistema de Alta Tensión.

Para ello todos los mallazos de las salas, estructura metálica de edificios y otros elementos metálicos accesibles como colectores cilíndrico parabólicos, escaleras, racks, etc, se interconectarán mediante cable de cobre de sección adecuada a la falta a tierra máxima para un tiempo de despeje considerado de 0,5 s. la resistencia de la puesta a tierra de protección será inferior a 10Ω .

El neutro del transformador de potencia 11/220 kV en conexión YNd11 se conectará rígido a tierra de protección a fin de detectar faltas en la línea de interconexión con la subestación de REE y participar en su protección.

Capítulo 2: ANEXOS

El neutro de los trafos de servicios auxiliares en conexión Dyn11 se conectará a tierra de protección a través de una resistencia limitadora a fin de limitar los daños en los consumidores AT ante una falta a tierra.

Los neutros de los transformadores de distribución así como el neutro del trafa de servicios esenciales se separarán de la tierra de protección a fin de evitar transferencia de tensiones peligrosas al sistema 400 V en caso de falta a tierra en el sistema AT. La resistencia de cada una de las puestas a tierra de neutro será inferior a 10 Ω .

Las puestas a tierra se ejecutarán mediante cable de cobre desnudo (tierra de protección) ó aislado (tierras de neutros) de sección adecuada a la máxima intensidad a tierra existente y picas de acero recubierto con película de cobre, de longitud 2 m. (al tratarse de un terreno pantanoso en una zona cálida, la resistividad del terreno será muy baja $\rho < 20\Omega/m$) y diámetro 14 mm.

Cada uno de los sistemas de tierras contará con arqueta de registro y caja de seccionamiento para su verificación.

7.14 Sistema de control distribuido (DCS) y equipos de Teledisparo y Telecontrol.

- El equipo de teledisparo evitará que el autoproduccion quede acoplado a la red cuando en ella se produzca la apertura del interruptor de línea en la subestación.
- El equipo de telecontrol enviará información a la compañía eléctrica a través de su centro de control de determinados estados y medidas eléctricas de la planta.

Para supervisar y operar la Planta Termosolar, se instalará un Sistema de Control Distribuido (DCS) en la sala de control central.

Este sistema controlará directamente el B.O.P. (Torres de Refrigeración, Aire Comprimido, etc.) e integrará los controladores suministrados por otros (Turbina de Vapor, HTF, Campo Solar), lo que permitirá la operación y la supervisión de toda la instalación desde las consolas de operación del DCS. Con este mismo fin, el DCS se comunicará con el resto de PLCs que se instalen (Planta Tratamiento de Agua, Dosificación Química, etc.).

La comunicación entre los distintos controladores se realizará mediante un Bus redundante,

Capítulo 2: ANEXOS

basado en Ethernet TCP/IP.

7.15 Equipos de medida comercial para teledad de la Cia. Eléctrica.

Se dispondrá de dos equipos de medida: principal y redundante de acuerdo con lo establecido en la Orden del Ministerio de Industria y Energía del 12/4/99 que se ubicarán en un armario de medida que cumplirá los requisitos exigidos por la compañía eléctrica, así mismo se deberá disponer en ese mismo armario de un rack de teledad de la compañía eléctrica.

8 Aire comprimido.

Para cubrir las demandas de aire comprimido del conjunto de la planta se dispondrá de una unidad de compresión en la que se incluyen el aire de servicios y el aire de instrumentación.

El aire de instrumentos es necesario para el funcionamiento de las diversas válvulas actuadas neumáticamente y de la instrumentación de la planta, mientras que el aire de servicios se empleará en usos diversos como el funcionamiento de herramientas neumáticas, barrido y limpieza.

Ambos se suministran mediante dos compresores de tornillo rotativos con inyección de aceite, del 100 % de capacidad cada uno. El sistema de aire comprimido estará formado por:

- Motocompresores.
- Tanque pulmón.
- Prefiltros.
- Secadores para aire de instrumentos y aire de servicios.
- Postfiltros.
- Separador agua/aceite.

9 Almacenamiento y distribución del N₂.

Se usará un sistema de nitrógeno para inertizar los diferentes componentes del circuito de

Capítulo 2: ANEXOS

HTF y del sistema de generación de vapor, además de para purgar las tuberías del gas natural. Para ello se incluirá en la planta una instalación de almacenamiento y producción de N₂ en las condiciones requeridas por el proceso. Este sistema estará formado, básicamente, por:

- Depósito de almacenamiento criogénico del N₂ líquido.
- Vaporizadores atmosféricos.
- Válvulas de control.

10 Modos de operación.

Dada la complejidad de una planta termosolar de cilindro parabólicos que presenta 434.253 m² de superficie reflectante, tanques de almacenamiento capaces de entregar 4 horas de energía a la turbina y la hibridación con calderas de gas natural, con sus correspondientes limitaciones a nivel legal, cabe destacar que el modo de operación de una planta de estas características no es ni mucho menos sencillo. Teniendo en cuenta la variación de la radiación solar a lo largo del día y que ésta asimismo varía a lo largo del año, existen distintas estrategias de operación.

10.1 Estrategias de operación.

Los principales campos de actuación son los siguientes:

Operación del campo solar:

- Temperaturas y caudales de operación.
- Consignas y criterios de arranque, parada, desenfoque, etc.
- Recirculación y modos de operación. Start-Up y Cool Down.
- Planificación de la limpieza de espejos y reparaciones.

Uso del almacenamiento térmico:

- Uso "Inmediato" (Si hay energía se utiliza).
- Uso "Planificado" (ajuste a tarifa o demanda).
- Usos auxiliares: Antifreeze y Star-Up.

Capítulo 2: ANEXOS

Uso de la caldera auxiliar o hibridación:

- Estrategia de máxima eficiencia energética.
- Estrategia de mínimo nº de paradas.
- Estrategia de ajuste a tarifa o demanda.
- Usos auxiliares, (antifreeze y start-up).

Un de las principales virtudes de esta tecnología es la capacidad de gestionar la producción. El ajuste a las curvas de demanda o a las estimaciones proporcionadas al operador se consigue principalmente mediante el uso del almacenamiento e hibridación.

El sistema de almacenamiento térmico tiene como objetivos estratégicos alargar la producción de un día claro o compensar periodos del día nublados.

En cuanto a la hibridación, el aporte de energía a la planta mediante gas está limitado por ley a <15% de la Producción eléctrica.

En definitiva las estrategias de operación son la clave para adecuar la producción eléctrica a las predicciones.

Los modos de operación de una planta termosolar de estas características, según los parámetros del control, se gestionan de forma autónoma cambiando de modo, que se optimice la operación de la misma. Se detallan los modos de funcionamiento a continuación:

Capítulo 2: ANEXOS

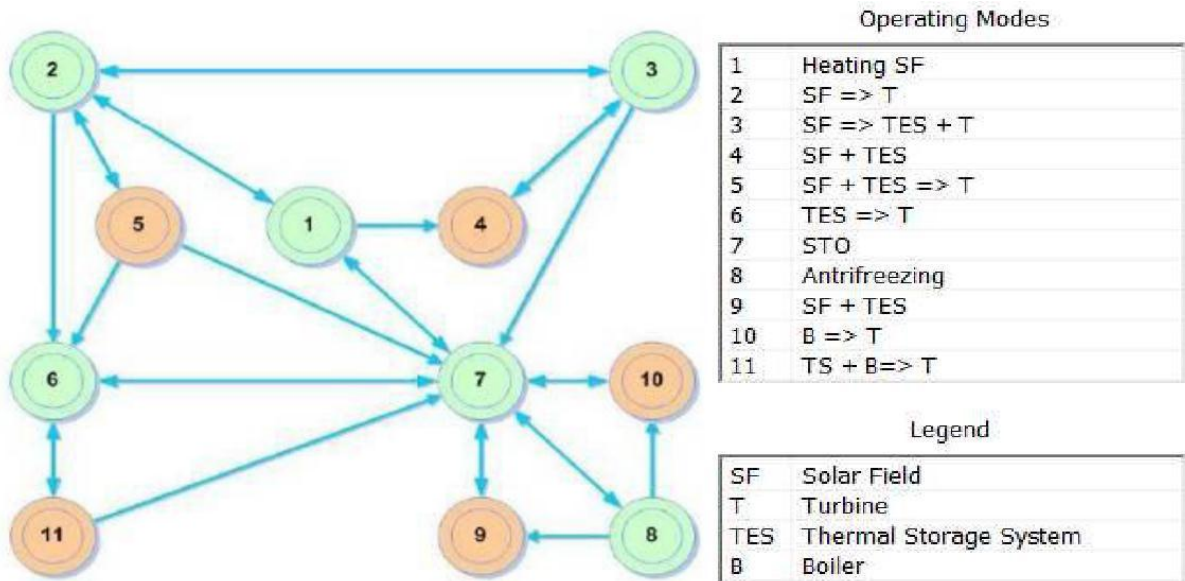


Ilustración 31: Modos de operación.

MODO 1. Calentamiento del HTF.

Se regulará el caudal para mantener la temperatura de salida del campo solar en 390°C.

Transiciones:

- 1-7=>Balance de calor en el campo negativo.
- 1-2=>Caudal superior al caudal mínimo de turbina.
- 1-4=>Sólo forzando la transición.

MODO 2. Producción desde campo.

Se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo en 390°C. La turbina producirá energía por debajo de su carga máxima, siempre y cuando haya superado los tiempos de arranque. Transiciones:

- 2-1=>Caudal inferior al caudal mínimo de turbina.
- 2-5=>Caudal inferior al caudal máximo de turbina y energía disponible en el almacenamiento.
- 2-3=>Caudal superior al caudal máximo de turbina.

Capítulo 2: ANEXOS

MODO 3. Producción desde campo y carga del almacenamiento.

Producción eléctrica desde el campo solar a potencia máxima de turbina y carga del almacenamiento de sales con el caudal sobrante, se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo en 390°C. Transiciones:

3-2=>Caudal superior al caudal máximo de turbina.

3-4=>Sólo forzando la transición.

MODO 4. Almacenamiento de energía desde campo.

Se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo en 390°C. El HTF se desvía de modo que en vez de ir a la turbina irá al intercambiador de carga del circuito de sales. Transiciones:

4-1=>Cuando se deja de forzar 4 o el almacén está lleno.

MODO 5. Producción desde campo y almacenamiento.

Se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo a 390°C y se completa hasta el caudal máximo de turbina con HTF calentado con el almacenamiento de sales. Transiciones:

5-2=>Se gasta la energía del almacenamiento, o el caudal de salida del campo es superior al caudal máximo de turbina.

5-6=>El caudal de salida del campo baja por debajo del caudal mínimo de turbina.

MODO 6. Producción eléctrica desde almacenamiento.

Se circula el caudal de descarga del almacenamiento por el intercambiador de descarga de éste, posteriormente el HTF va a producir a la turbina. La potencia entregada por la turbina debe ser algo inferior a su potencia nominal. Transiciones:

6-2=>Se gasta el almacenamiento.

6-11=>Gas.

Capítulo 2: ANEXOS

MODO 7. Planta parada.

No se circula HTF, se tienen en cuenta las pérdidas térmicas de éste. Transiciones:

7-1=> Energía neta en el campo solar positiva.

7-8=> Temperatura del HTF inferior a la temperatura mínima del HTF.

7-9=> Gas.

7-10=> Sólo forzando la transición.

MODO 8. Antifreezing.

Se circula HTF con el caudal de recirculación haciéndolo pasar por la caldera. Transiciones:

8-7=> Temperatura del HTF mayor que la temperatura mínima del HTF.

MODO 9. Almacenamiento desde caldera.

Se hace circular parte del HTF por la caldera con el caudal de carga del almacenamiento, posteriormente este HTF irá al intercambiador de carga del almacenamiento de sales. Transiciones:

9-7=> Cuando deje de estar forzado el modo 9.

MODO 10. Producción desde caldera.

Se hace circular parte del HTF por la caldera y desde ahí se envía directamente a turbina. Notar que la potencia entregada por la turbina en este modo será muy inferior a su potencia nominal. Transiciones:

10-7=> Cuando deje de estar forzado el modo 10.

MODO 11. Producción desde almacenamiento y caldera.

Se hace circular HTF por la caldera y por el almacenamiento, de modo que el caudal total que llegue a la entrada de la turbina pueda hacer que ésta entregue una potencia cercana a su potencia nominal. Transiciones:

11-1=> Cuando deje de estar forzado el modo 11.

Capítulo 2: ANEXOS

11-6=>Cuando se gaste el almacenamiento.

Ejemplos de estrategia de operación:

En las siguientes ilustraciones se muestran ejemplos reales extraídos de una de las plantas en operación en la actualidad (Andasol 1).

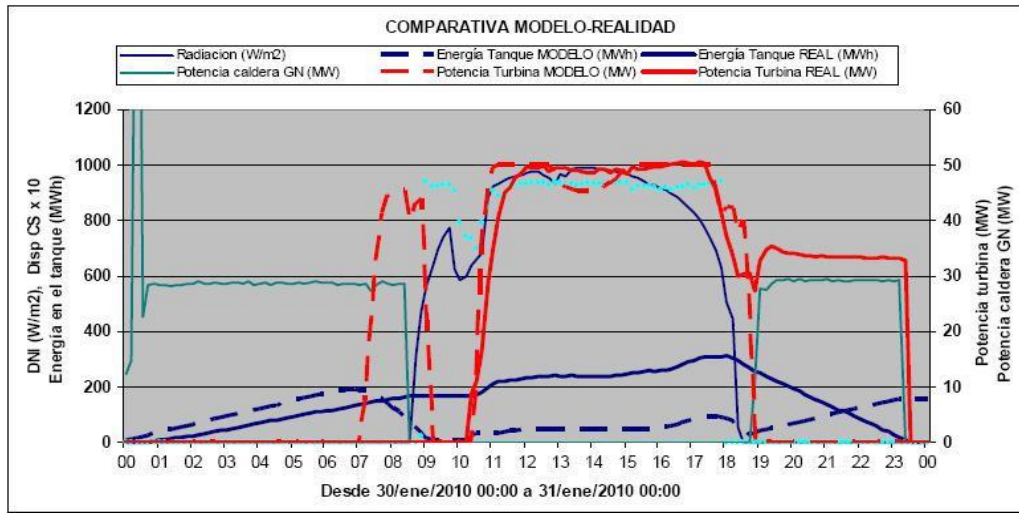


Ilustración 32: 24 h operación en un día de Enero. Andasol 1.

La ilustración muestra el análisis de una planta de 50 MW a lo largo de un día entero en el mes de enero. Como es lógico y gráficamente visible este análisis debe realizarse en función de los intervalos horarios:

00 - 08:30: en este intervalo horario sólo está funcionando la caldera para mantener todos los fluidos a la temperatura idónea, tanto sales, como el aceite de trabajo, sin entregar potencia la turbina a costa de la caldera de gas.

08:30 – 10: la radiación solar sufre un gran aumento debido a la salida del sol lo que provoca que la caldera deje de funcionar para mantener los fluidos calientes y sea la radiación solar quien garantice esta circunstancia.

10 – 18:30: la radiación solar hace que la turbina opere a 50 MW de potencia durante ocho

Capítulo 2: ANEXOS

horas y media, al tiempo que entrega energía al sistema de almacenamiento para que la energía del tanque aumente hasta la caída del Sol.

18:30 – 23:30: la energía almacenada en el tanque de sales calientes, así como un aporte en paralelo de energía proporcionado por la caldera de gas, hace que la turbina genere por un intervalo de 5 horas alrededor de 34 MW, hasta que la energía en el tanque se agota.

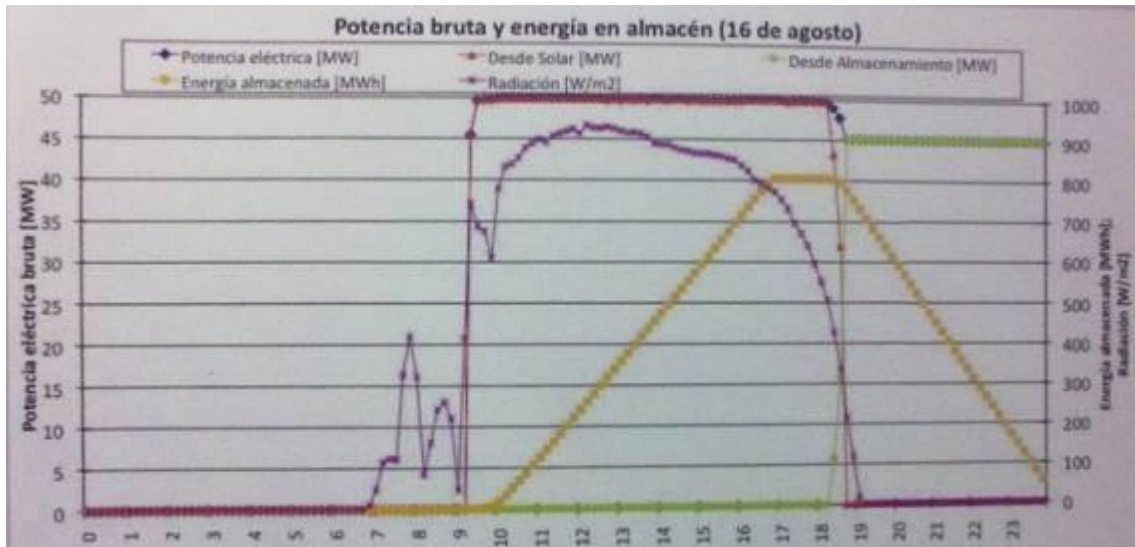


Ilustración 33: 24 h de operación en un día de Agosto despejado. (Andasol 1).

00 – 07: la producción por radiación solar es nula pues todavía no ha salido el Sol.

07 – 09: se produce la salida del Sol, pero la concentración por m², todavía no es suficiente para alimentar al proceso completo y por consiguiente todavía la turbina no genera potencia eléctrica.

09 – 19: la radiación solar, debido a que estamos en un día de Agosto despejado, hace que sea ininterrumpida, por lo que la turbina opera a 50 MW de potencia durante 10 horas y al mismo tiempo almacena energía en el sistema de almacenamiento hasta la caída del Sol.

19 – 00: la turbina opera a 34 MW de potencia, al tiempo que se descarga el tanque de sales calientes.

Capítulo 2: ANEXOS

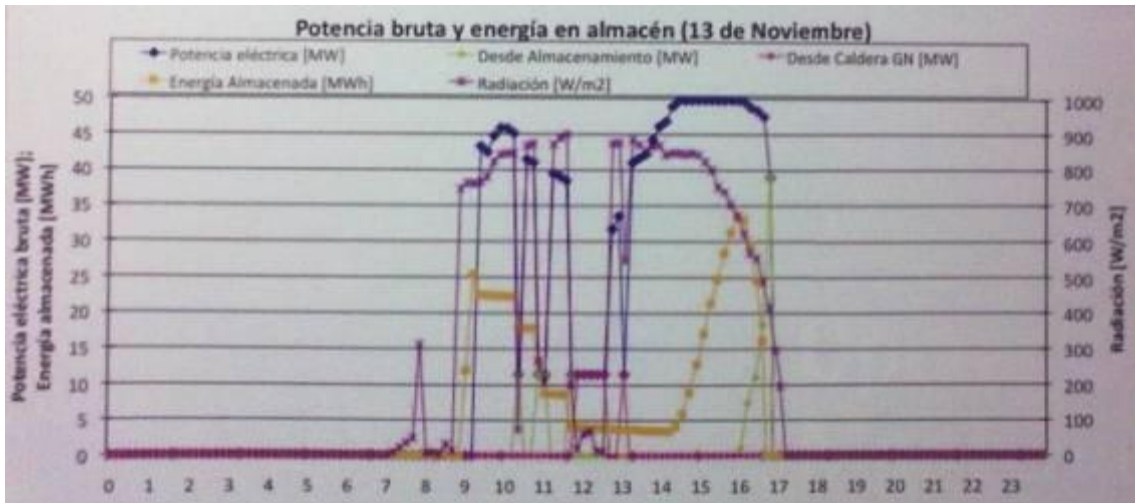


Ilustración 34: 24 h de operación en un día de noviembre despejado.(Andasol 1).

El análisis de este tipo de días cubiertos en invierno es sustancialmente diferente a los dos anteriores.

En primer lugar el Sol comienza a irradiar a las 08 de la mañana, pero la turbina no genera potencia hasta pasadas las 09 de la mañana. Como se puede observar es un día con claros y nubes por lo que la radiación no es constante en las horas con luz del día.

Mientras que las nubes permiten operar gracias a la radiación solar, el campo destina al mismo tiempo energía al sistema de almacenamiento para poder dar respuesta durante el día a los transitorios, por lo que se observan picos en función de las nubes. Cabe destacar que una estrategia de operación característica de este tipo de días, es la de operar a una potencia de turbina menor para poder almacenar simultáneamente energía en el tanque caliente de sales y así poder responder ante los transitorios sin la necesidad de parar la turbina.

La producción de electricidad en este tipo de días es altamente inferior a la de un día de agosto. La complejidad de operación en días de estas características, han provocado la evolución de sofisticados software que tratan de minimizar el daño ocasionado por los transitorios.

11 Cálculo de la producción.

La producción anual de la planta no se puede determinar con certeza, dado que cada año la insolación es diferente, pero gracias a numerosas medidas realizadas a lo largo del tiempo, se puede obtener una aproximación mediante variables estadísticas.

Gracias al programa SAM (Solar Advisor Model) y a la programación del mismo con las variables que ocupan a este proyecto, tales como la localización en Cádiz, la potencia de la turbina... la producción anual de la planta termosolar de cilindro parabólicos de 50 MWe con 5h de almacenamiento situada en Trebujena es de 135 GWh/año.

La radiación solar incidente que llega a lo largo del año son 900 GWh en el conjunto de la superficie de la apertura de los colectores solares. De esta energía tan sólo 440 GWh son captados por el campo solar. Asimismo siguiendo la línea de evolución de la planta, al bloque de potencia le llegan 400 GWh, de los cuales se obtienen 140 GWh de electricidad bruta. Finalmente la energía neta que produce la planta en un año es 135 GWh.

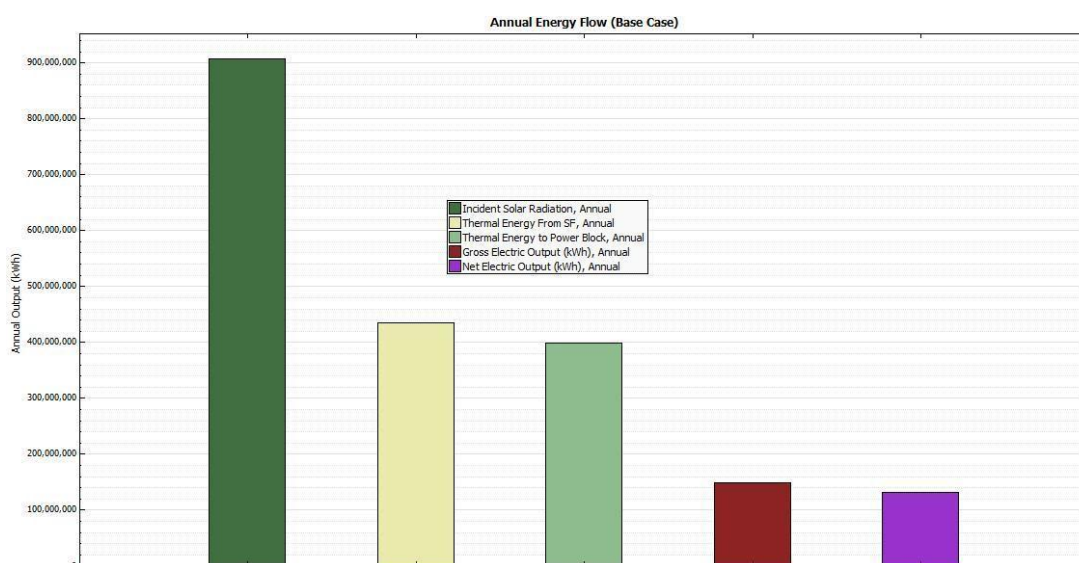


Ilustración 30: Flujo de la energía anual.

Capítulo 2: ANEXOS

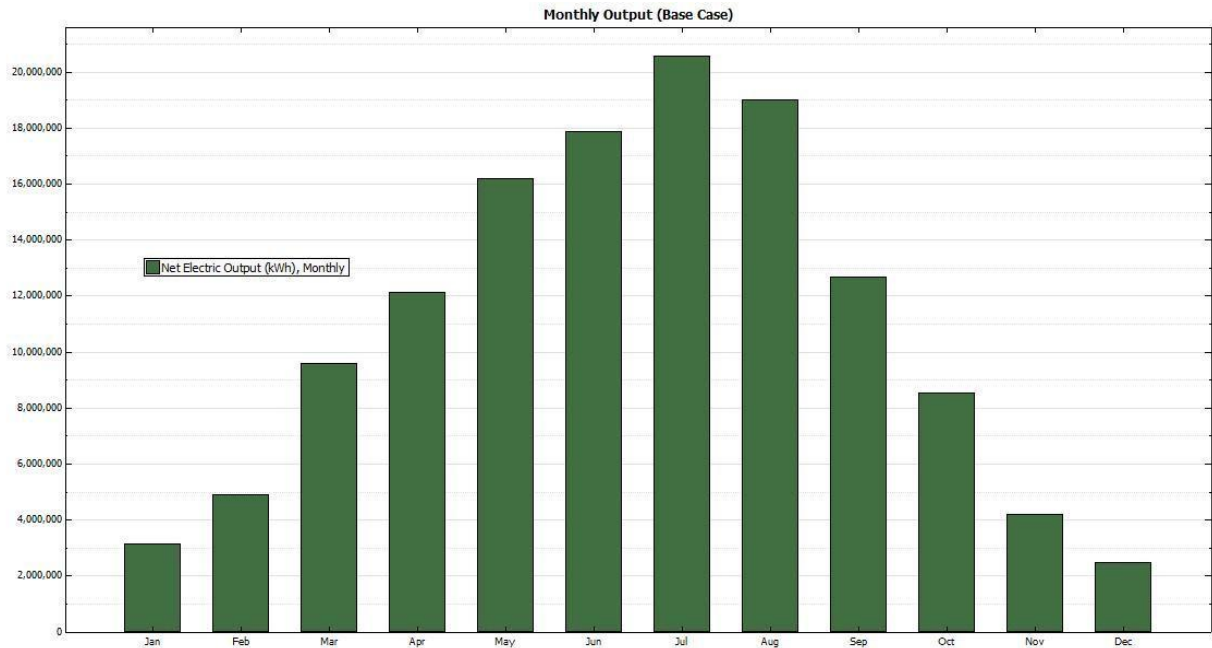


Ilustración 36: Producción mensual a largo del año SAM.

Asimismo la evolución de la producción eléctrica neta a nivel mensual es otra gráfica obtenida gracias a la simulación del caso en el programa SAM (Solar Advisor Model). En el que se observa la diferencia de producción en cada uno de los meses siendo mayor en los meses centrales del año y menor a medida que nos acercamos a los meses iniciales y finales.

En las gráficas se observan tres tipologías de mes en función de la producción.

En primer lugar los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre tienen una producción cada uno menor a los 5 GWh. En estos meses los modos de operación son altamente complejos. La nubosidad de los días invernales hacen que se tenga debatir entre arrancar la turbina o no hacerlo, para este tipo de meses, una buena predicción meteorológica a corto plazo provoca un considerable aumento de la eficiencia del sistema.

En segundo lugar los meses de marzo, abril, septiembre y octubre ocupan una tipología de mes distinta. Estos meses primaverales u otoñales tienen una producción que no supera los 13 GWh. Estos meses son la transición entre el verano y el invierno por lo que el clima cambiante

Capítulo 2: ANEXOS

entre días nublados y soleados hacen que la producción alcance valores positivos significativos.

Por último los meses centrales del año, como son mayo, junio, julio y agosto, son aquellos en los que la producción alcanza valores máximos gracias a una gran proporción de días soleados a lo largo de estos meses.

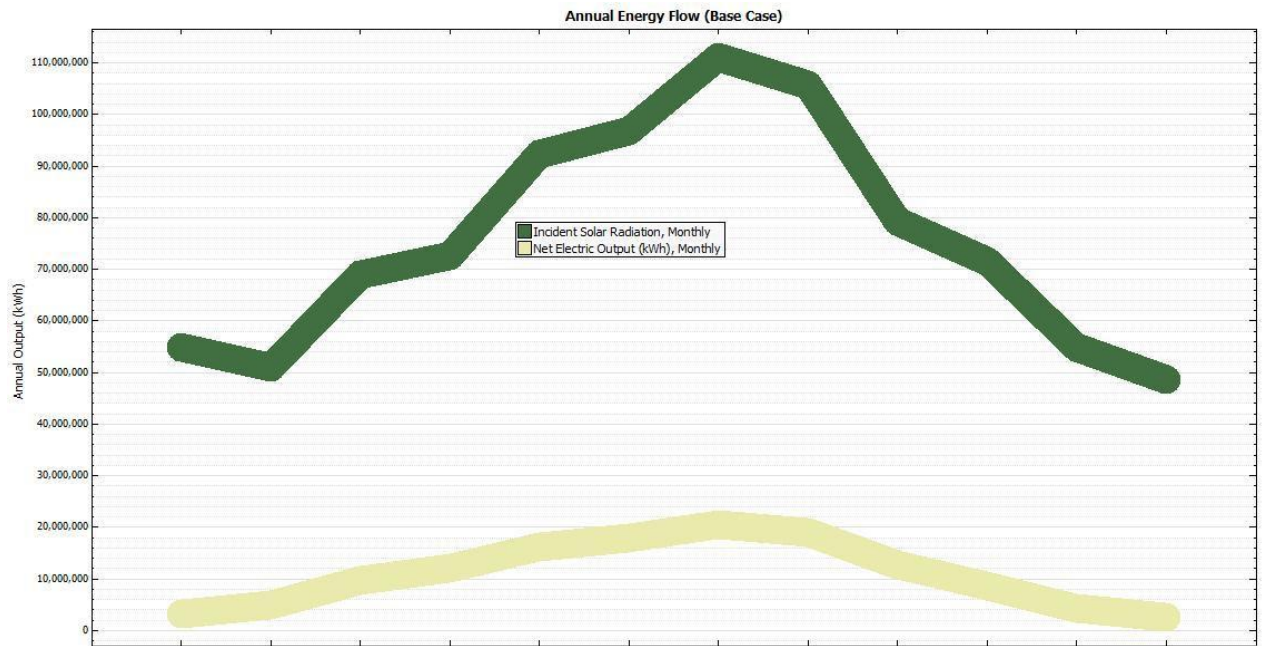


Ilustración 37: Producción mensual vs incidencia mensual.

Por último en esta ilustración se muestra una comparación entre la radiación solar incidente en el campo y la electricidad neta que suministra.

Anexo II: Plan económico – financiero.

1 Introducción.

El objeto de un estudio económico financiero es la generación y comparación de alternativas reales posibles, que a semejanza de las opciones técnicas u organizacionales, tendrán que medirse desde varios puntos de vista. Para ello nos basaremos en distintos indicadores que nos ayudarán a evaluar los distintos escenarios.

En un estudio financiero se definen de dónde provienen los fondos, a dónde van, y como son recuperados, estudiando también los costes y beneficios derivados de todas las fases del proyecto.

El estudio económico financiero determina los costes totales en los que incurrirá el proyecto, clasificándolos en costes de producción, de ventas, financieros, etcétera. La inversiones que la empresa requiere son también parte del análisis financiero, sujetas a depreciación y amortización. El desarrollo del punto de equilibrio ayuda mucho en el estudio económico ya que presenta una idea de los costes e ingresos por ventas, y los costes totales con base en el nivel de producción. Otro elemento importante a determinar aquí es la tasa interna de retorno de la inversión, la cual dependerá de las fuentes de financiación.

Finalmente el estudio económico debe señalar los estados de resultados, como son el estado de pérdidas y ganancias, el balance general, siendo indispensable y será con el que se hará la evaluación económica, los flujos de caja.

Todo el análisis se ha realizado a través de un libro Excel, donde se dispone de unas variables de entrada que harán modificar todo el modelo a través de las distintas “hojas Excel” diseñadas para facilitar los cálculos.

El proceso a seguir será para realizar el análisis financiero será el siguiente:

- Evaluación de la inversión necesaria.
- Cálculo del plan de financiación.
- Cuenta provisional de pérdidas y ganancias.

Capítulo 2: ANEXOS

- Resultado.
 - Cálculo del flujo de caja, BAI y BDI.
 - Cálculo del VAN y del TIR para analizar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

2 Evaluación de costes. Inversión inicial y explotación de la planta.

2.1 Inversión inicial.

Definimos como inversión a todas las partidas económicas necesarias para llevar a cabo la realización de la planta. El fin de la inversión inicial es dar in inicio a la actividad. A continuación se adjunta una tabla resumen, con las principales partidas de la inversión inicial. Estas partidas se detallan y desglosan en el Capítulo 6-Presupuesto.

Coste de la Inversión	
Partidas	Total (€)
Desarrollo del proyecto, licencias y contratos.	7.755.000
Obra civil.	33.387.000
Campo solar.	112.330.000
Isla de potencia (Power Block).	34.975.000
Sistema de aceite térmico (HTF)	32.966.000
Sistema de Almacenamiento (TES)	24.724.000
BOP y sistemas comunes.	23.250.000
Instalación eléctrica.	9.303.000
Integración.	4.100.000
Seguros de la construcción y comisiones de la instalación.	2.600.000
Dirección del proyecto.	3.975.000
Total	289.365.000

Ilustración 38. Inversión Inicial.

Capítulo 2: ANEXOS

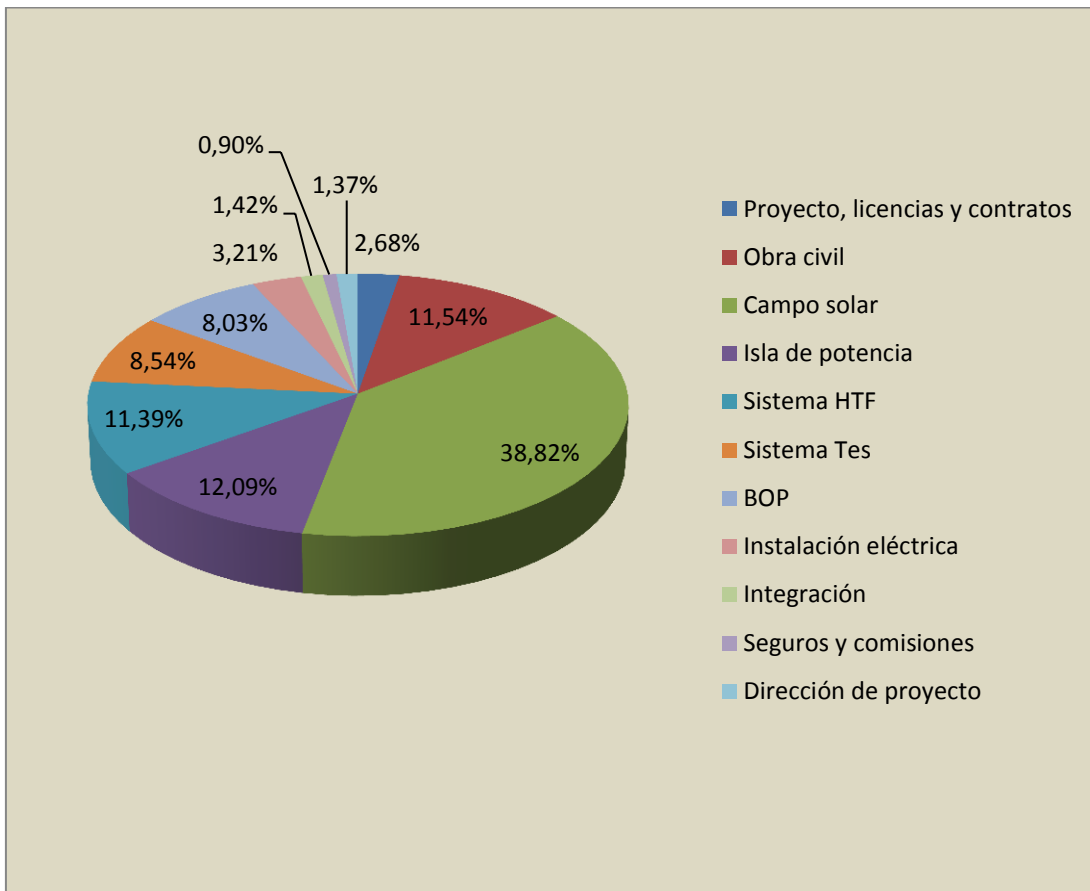


Ilustración 39. Resumen de las partidas iniciales más importantes.

2.1.1 Plan de financiación.

El primer y más laborioso capítulo del proyecto ha sido el cálculo total de costes, motivado por implementar valores lo más reales posibles. Por ello, los mismos han sido solicitados a distintos proveedores y empresas del sector.

La estructura de financiera se desglosa en las siguientes partidas:

- Aportaciones de socios fundadores y socios capitalistas
- Financiación externa: Financiación vía “Project Finance”: los ingresos generados por el propio proyecto cubren la devolución del préstamo.

Capítulo 2: ANEXOS

- Subvenciones públicas. No se conceden para este tipo de instalaciones.

La inversión inicial vendrá repartida de la siguiente manera:

Financiación Externa Prestamo 1	59%	170.677.300 €
Financiación Externa Prestamo 2	21%	60.814.700 €
Aportaciones propias	20%	57.873.000 €
TOTAL	100%	289.365.000 €

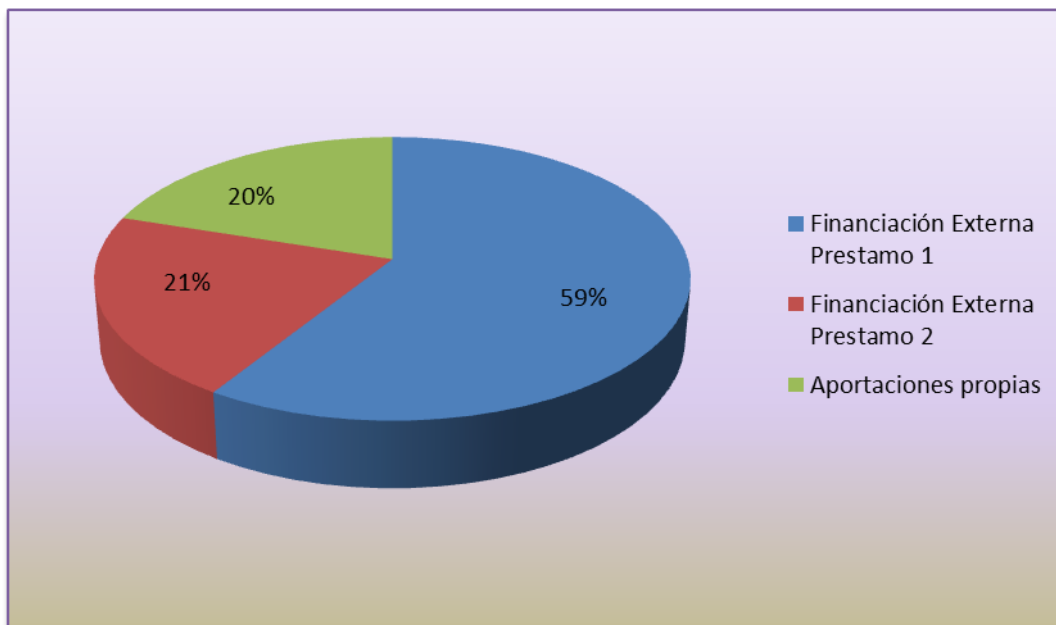


Ilustración 40. Distribución de la Inversión Inicial.

Capítulo 2: ANEXOS

	Inversión (€)	Aportación propia		Préstamo 1		Préstamo 2	
		año 1		año 2		año 3	
		%	€	%	€	%	€
Licencias, Contratos	8.710.000,00	100	8.710.000,00				
Obra Civil	52.765.000,00			100	52.765.000,00		
Campo solar	110.660.000,00			85	94.061.000,00	15	16.599.000,00
Bloque de potencia	30.611.000,00			40	12.244.400,00	60	18.366.600,00
HTF	34.966.000,00			80	27.972.800,00	20	6.993.200,00
TES	5.270.000,00			40	2.108.000,00	60	3.162.000,00
BOP y servicios comunes	25.580.000,00			65	16.627.000,00	35	8.953.000,00
Instalación eléctrica	9.303.000,00			70	6.512.100,00	30	2.790.900,00
Integración	4.500.000,00	65	2.925.000,00	25	1.125.000,00	10	450.000,00
Comisiones y seguros	2.600.000,00	20	520.000,00	30	780.000,00	50	1.300.000,00
EPC Management	4.400.000,00	20	880.000,00	30	1.320.000,00	50	2.200.000,00
Inversión total	289.365.000,00		13.035.000,00		215.515.300,00		60.814.700,00
			5%		74%		21%

Capital propio	57.873.000,00	Préstamo 1	170.677.300,00	Préstamo total
Remanente tras año 1	44.838.000,00		59%	231.492.000,00
		Préstamo 2	60.814.700,00	
			21%	

Ilustración 41. Inversión anual.

Como hemos visto pensamos conseguir una financiación externa por valor de **231.492.000 millones de €**. El crédito que vamos a negociar con los bancos tiene las siguientes características:

- El primer año 2011, se utiliza parte del capital propio, 13.035.000 €, el resto del mismo se utiliza en el año 2012.
- El 59% de la financiación se pedirá para el año 2012 con un valor de **170.677.300 €**.
- El 21% de la financiación se pedirá para el año 2013 con un valor de **60.814.700 €**.

Para ambos préstamos se considera un tipo de interés del 6% que se pagará anualmente al final del ejercicio, siendo el período de amortización de 20 años ya que los bancos exigen la finalización antes de la vida del proyecto. La comisión de apertura será de un 1% La cuota de amortización del préstamo es de tipo francés y la fórmula es la siguiente:

Capítulo 2: ANEXOS

$$\text{Cuota} = C_0 \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1}$$

Donde:

C₀: Inversión Inicial.

i: Tasa de descuento.

N: Vida útil del Proyecto.

Aplicando la ecuación nos sale unas cuotas para ambos préstamos de:

CUOTAS ANUALES-FINANCIACIÓN					
	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 22	AÑO 23
PRÉSTAMO 1	14.880.424,79 €	14.880.424,79 €	14.880.424,79 €	14.880.424,79 €	0,00 €
Comisión de apertura	1.706.773,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
PRÉSTAMO 2	0,00 €	5.302.102,68 €	5.302.102,68 €	5.302.102,68 €	5.302.102,68 €
Comisión de apertura	0,00 €	608.147,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
TOTAL	16.587.197,79 €	20.790.674,46 €	20.182.527,46 €	20.182.527,46 €	5.302.102,68 €

Ilustración 42. Cuotas anuales-financiación.

2.2 Coste de explotación.

2.2.1 Coste de operación y mantenimiento.

Los gastos de explotación y mantenimiento los vamos a tener en cuenta para toda la vida útil de la planta. Este tipo de gastos corren a cargo de la empresa que realiza la explotación de la misma y los dividimos en:

- Gastos fijos: independientes de la explotación del parque. Se refieren al personal contratado, gastos administrativos, seguros etc.

Capítulo 2: ANEXOS

- Gastos variables: dependen de las horas de explotación del parque. Se refieren al mantenimiento, agua, gas natural, aceite, energía consumida, etc.

Los gastos totales de explotación y mantenimiento, para éste tipo de instalaciones, está comprendido entre 5 y 6 millones de euros anuales. Para hallar los gastos en el año “n” de vida de la planta, utilizamos la siguiente fórmula:

$$C^{nem} = c_{em} * P_{ins} * h_{año} * (1 + t_{nom})^n$$

Donde:

C^{nem}: coste de explotación y mantenimiento en el año n. (€)

c_{em}: coste de explotación y mantenimiento. (€/kWh)

P_{ins}: potencia instalada. (kW)

h_{año}: horas equivalentes de funcionamiento del parque al año.

t_{nom}: tasa nominal de explotación y mantenimiento (0,03).

n: año n.

PRESUPUESTO ANUAL EXPLOTACIÓN Y MANTENIMIENTO	
COSTE DE PERSONAL	1.215.000,00 €
REPUESTOS	1.485.000,00 €
CONSUMIBLES	1.650.000,00 €
SUBCONTRATOS	887.000,00 €
MEDIOS TÉCNICOS Y HERRAMIENTAS	323.000,00 €
TOTAL	5.560.000,00 €

Ilustración 43. Presupuesto anual O&M.

Capítulo 2: ANEXOS

Donde el valor del producto de los tres primeros términos es 5.560.000 € y aplicando la fórmula anterior, calculamos estos costes para los 20 años de estudio del proyecto. Aunque para éste tipo de instalaciones la vida útil se estima entre los 30 y 35 años. Nosotros hemos estimado 30 años.

COSTE EXPLOTACIÓN Y MANTENIMIENTO			
AÑO	COSTE	AÑO	COSTE
1	0,00 €	19	9.749.493,66 €
2	0,00 €	20	10.041.978,46 €
3	0,00 €	21	10.343.237,82 €
4	5.560.000,00 €	22	10.653.534,95 €
5	6.445.563,85 €	23	10.973.141,00 €
6	6.638.930,77 €	24	11.302.335,23 €
7	6.838.098,69 €	25	11.641.405,29 €
8	7.043.241,65 €	26	11.990.647,45 €
9	7.254.538,90 €	27	12.350.366,87 €
10	7.472.175,07 €	28	12.720.877,88 €
11	7.696.340,32 €	29	13.102.504,21 €
12	7.927.230,53 €	30	13.495.579,34 €
13	8.165.047,45 €	31	13.900.446,72 €
14	8.409.998,87 €	32	14.317.460,12 €
15	8.662.298,84 €	33	14.746.983,93 €
16	8.922.167,80 €		
17	9.189.832,84 €		
18	9.465.527,82 €		

Ilustración 44. Costes de O&M.

2.2.2 Costes varios.

Durante el ciclo de vida útil del proyecto incurriremos en una serie de gasto que se detallan a continuación:

- **Seguros:** la suscripción a los seguros necesarios, que sean satisfactorios para los bancos puede suponer un 1% de la inversión inicial.
- **Gestión y varios:** Los gastos de Gestión (gestión técnico- económica, IAE, IBI, etc.) y gastos varios (teléfonos, viajes, papelería atenciones, dietas, etc). Suponemos un 1,2% de la inversión inicial.

Capítulo 2: ANEXOS

- **Gastos Desmantelamiento:** El coste de desmantelamiento se elevará aproximadamente a 17 millones de euros que se obtendrán al final de la vida útil de los beneficios obtenidos.

2.3 Costes totales.

Una vez definidos todos los costes, se adjunta una tabla-resumen de los costes anuales totales. Tenemos que hacer notar que en la casilla "GESTIÓN" del año 1, se han incluido los gastos en los que se han incurrido en dicho año, según ilustración 40 por importe de 13.035.000 € y en la casilla "VARIOS" del año 2 se han incluidos los gastos varios de ese año, más los gastos en los que se han incurrido en ese año, como consecuencia de consumir el resto del capital de aportación propia, esto es $2.893.850 + 44.838.000 = 47.731.850$ €.

Capítulo 2: ANEXOS

COSTE TOTAL ANUAL (€)						
AÑO	AMORTIZACIONES PRESTAMO	COSTE EXPLOTACION			GASTO DESMANTELAM.	TOTAL
		O&M	SEGUROS	G & V		
1	-	-	-	13.035.000,00	-	13.035.000,00
2	16.587.197,79	-	2.893.850,00	48.310.620,00	-	67.791.667,79
3	20.790.674,46	-	2.864.911,50	3.576.798,60	-	27.232.384,56
4	20.182.527,46	5.560.000,00	2.836.262,39	3.684.102,56	-	32.262.892,41
5	20.182.527,46	6.445.563,85	2.807.899,76	3.794.625,63	-	33.230.616,71
6	20.182.527,46	6.638.930,77	2.779.820,76	3.908.464,40	-	33.509.743,40
7	20.182.527,46	6.838.098,69	2.752.022,56	4.025.718,34	-	33.798.367,05
8	20.182.527,46	7.043.241,65	2.724.502,33	4.146.489,89	-	34.096.761,33
9	20.182.527,46	7.254.538,90	2.697.257,31	4.270.684,58	-	34.405.208,26
10	20.182.527,46	7.472.175,07	2.670.284,73	4.399.011,12	-	34.723.998,39
11	20.182.527,46	7.696.340,32	2.643.581,89	4.530.981,45	-	35.053.431,13
12	20.182.527,46	7.927.230,53	2.617.146,07	4.666.910,90	-	35.393.814,96
13	20.182.527,46	8.165.047,45	2.590.974,61	4.806.916,22	-	35.745.467,74
14	20.182.527,46	8.409.998,87	2.565.064,86	4.951.125,77	-	36.108.716,97
15	20.182.527,46	8.662.298,84	2.539.414,21	5.099.659,54	-	36.483.900,06
16	20.182.527,46	8.922.167,80	2.514.020,07	5.252.649,33	-	36.871.364,67
17	20.182.527,46	9.189.832,84	2.488.879,87	5.410.228,81	-	37.271.468,98
18	20.182.527,46	9.465.527,82	2.463.991,07	5.572.535,67	-	37.684.582,03
19	20.182.527,46	9.749.493,66	2.439.351,16	5.739.711,74	-	38.111.084,02
20	20.182.527,46	10.041.978,46	2.414.957,65	5.911.903,10	-	38.551.366,67
21	20.182.527,46	10.343.237,82	2.390.808,07	6.089.260,19	-	39.005.833,54
22	20.182.527,46	10.653.534,95	2.366.899,99	6.271.938,00	-	39.474.900,40
23	5.302.102,68	10.973.141,00	2.343.230,99	6.460.096,14	-	25.078.570,81
24	-	11.302.335,23	2.319.798,68	6.653.899,02	-	20.276.032,93
25	-	11.641.405,29	2.296.600,69	6.853.515,99	-	20.791.521,97
26	-	11.990.647,45	2.273.634,69	7.059.121,47	-	21.323.403,61
27	-	12.350.366,87	2.250.898,34	7.270.895,11	-	21.872.160,33
28	-	12.720.877,88	2.228.389,36	7.489.021,97	-	22.438.289,20
29	-	13.102.504,21	2.206.105,46	7.713.692,63	-	23.022.302,30
30	-	13.495.579,34	2.184.044,41	7.945.103,41	-	23.624.727,15
31	-	13.900.446,72	2.162.203,97	8.183.456,51	-	24.246.107,19
32	-	14.317.460,12	2.140.581,93	8.428.960,20	-	24.887.002,25
33	-	14.746.983,93	2.119.176,11	8.681.829,01	17.000.000,00	42.547.989,04

Ilustración 45. Costes totales.

3 Evaluación de ingresos.

Los ingresos que se producen en una planta termosolar son los derivados de la venta de energía. Esta actividad tiene un régimen diferente al de la venta de energías tradicionales, encuadradas en el llamado régimen ordinario. Esto se debe a la necesidad de incentivarlas con la meta de alcanzar un objetivo de crecimiento para toda una región. Así pues, las energías renovables se acogen al denominado régimen especial, según RD 661/2007, como ya se ha mencionado anteriormente en varios apartados.

Los ingresos que se van a obtener por la explotación de la planta vendrán determinados por tanto por el precio de venta de electricidad.

La retribución que se recibirá gracias a la venta de la electricidad cambia dependiendo de la opción elegida, ya que se podrá elegir entre las siguientes dos opciones que propone el **artículo 29.1 del RD 661**:

a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por KWh.

b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por KWh.

Para el segundo caso el precio de compra de la electricidad varía diariamente. En la web de la Red Eléctrica de España (<http://www.ree.es/>) se puede observar el histórico de precios por días, meses y años. Esta variación de precios nos crea un riesgo muy importante como se explicó en la memoria y por ello vamos a optar por acogernos a la tarifa regulada, según la siguiente ilustración.



3. Tarifas, primas y límites, para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 28 años	47,5597			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 28 años	45,0886			
		10<P≤50 MW	primeros 28 años	24,8138			
	b.1.2		primeros 25 años	29,0916	27,4312	37,1483	27,4353
			a partir de entonces	23,2731	21,9449		

Ilustración 46. Tarifas para el grupo b1.

Estas tarifas fueron actualizadas en el citado BOE, para su aplicación a partir de enero del pasado año. Por otro lado, en el artículo 7.5 del citado BOE, también se revisó el valor del complemento por energía reactiva, quedando fijado en 8,4681 c€/KWh, con la misma fecha de aplicación e independientemente de la opción de venta elegida.

Por tanto el precio de venta se compondrá de la tarifa regulada + plus por energía reactiva, que habrá que multiplicar por los 135 GW anuales, dato calculado en el anexo I de éste capítulo.

Para la actualización de dichas tarifas tendremos en cuenta las siguientes puntualizaciones:

- El gobierno estipula que la prima tendrá una subida anual del IPC-0,5%
- La estimación de la subida anual del precio de compra es del IPC-0,5%.
- Hemos considerado un IPC del 3%.

Capítulo 2: ANEXOS

INGRESOS PREVISTOS (I)				
ESCENARIO CONSERVADOR				
AÑO	TARIFA REGULADA	COMPLEMENTO POR REACTIVA	PRECIO VENTA TOTAL	TOTAL INGRESOS
1	-	-	-	-
2	-	-	-	-
3	-	-	-	-
4	0,32	0,09	0,41	55.969.489,39
5	0,33	0,10	0,42	57.368.726,62
6	0,34	0,10	0,44	58.802.944,79
7	0,35	0,10	0,45	60.273.018,41
8	0,35	0,10	0,46	61.779.843,87
9	0,36	0,11	0,47	63.324.339,96
10	0,37	0,11	0,48	64.907.448,46
11	0,38	0,11	0,49	66.530.134,68
12	0,39	0,11	0,51	68.193.388,04
13	0,40	0,12	0,52	69.898.222,74
14	0,41	0,12	0,53	71.645.678,31
15	0,42	0,12	0,54	73.436.820,27
16	0,43	0,13	0,56	75.272.740,78
17	0,44	0,13	0,57	77.154.559,30
18	0,45	0,13	0,59	79.083.423,28
19	0,47	0,14	0,60	81.060.508,86
20	0,48	0,14	0,62	83.087.021,58
21	0,49	0,14	0,63	85.164.197,12
22	0,50	0,15	0,65	87.293.302,05
23	0,51	0,15	0,66	89.475.634,60
24	0,53	0,15	0,68	91.712.525,47
25	0,54	0,16	0,70	94.005.338,60
26	0,44	0,16	0,61	81.793.238,03
27	0,37	0,16	0,53	72.124.571,98
28	0,31	0,17	0,48	64.205.483,77
29	0,25	0,17	0,43	57.741.192,78
30	0,21	0,18	0,39	52.487.097,29
31	0,18	0,18	0,36	48.240.245,71
32	0,15	0,19	0,33	44.832.257,78
33	0,12	0,19	0,31	42.123.449,14

Ilustración 47. Grafica y tabla de Ingresos previstos.

Capítulo 2: ANEXOS

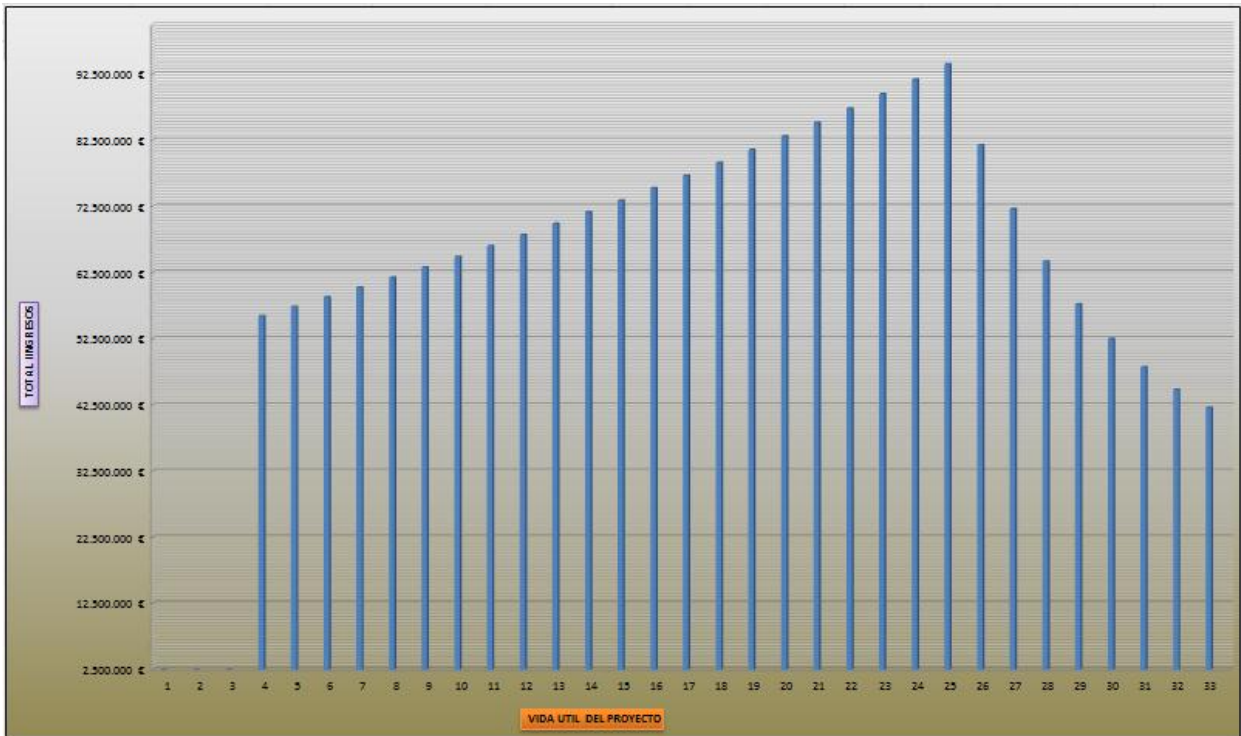


Ilustración 48. Grafica de ingresos.

4 Amortizaciones del activo.

Para establecer las amortizaciones se ha utilizado el método lineal o de cuotas fijas, que consiste en amortizar cada año la misma cantidad.

$$C_i = B / n$$

C_i: Cuota de amortización.

B: Base amortizable (100% de la Inversión Inicial).

n: número de años de vida útil del bien.

$$C_i = 100\% (289.365.000 \text{ €}) / 30 = 9.645.500 \text{ €}$$

Capítulo 2: ANEXOS

5 Resultado.

El esquema básico que vamos a seguir para determinar los resultados es el siguiente:

+ Ingresos (Cobros) – Gastos (Pagos, amortizaciones del capital) = **CASH FLOW BRUTO** –
Amortizaciones del activo = **BAI** (Beneficios Antes de Impuestos) - Impuestos (BAI x t) = **BDI**
(Beneficios Después de Impuestos) + Amortizaciones del activo = **CASH FLOW NETO**

Los Beneficios antes de Impuestos (BAI) aparecen como una diferencia entre los Ingresos menos los costes en recursos humanos, materia prima, gastos generales, amortización e interés. Los Beneficios después de Impuestos (BDI) aparecen como una diferencia entre los Beneficios antes de impuestos (BAI).

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos de una empresa en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

Se ha considerado un (BDI) del 25%.

En las siguientes ilustraciones se muestran los resultados obtenidos.

Capítulo 2: ANEXOS

CASH FLOW									
AÑO	INGRESOS	COSTES	C-FLOW BRUTO	AMORTIZACIONES	BAI	BDI	C-FLOW NETO		
1	-	13.035.000,00	- 13.035.000,00	-	- 13.035.000,00	- 13.035.000,00	- 13.035.000,00	-	13.035.000,00
2	-	67.791.667,79	- 67.791.667,79	-	- 67.791.667,79	- 67.791.667,79	- 67.791.667,79	-	67.791.667,79
3	-	27.232.384,56	- 27.232.384,56	-	- 27.232.384,56	- 27.232.384,56	- 27.232.384,56	-	27.232.384,56
4	55.969.489,39	32.262.892,41	23.706.596,98	9.645.500,00	14.061.096,98	10.545.822,74	20.191.322,74		
5	57.368.726,62	33.230.616,71	24.138.109,91	9.645.500,00	14.492.609,91	10.869.457,43	20.514.957,43		
6	58.802.944,79	33.509.743,40	25.293.201,39	9.645.500,00	15.647.701,39	11.735.776,04	21.381.276,04		
7	60.273.018,41	33.798.367,05	26.474.651,36	9.645.500,00	16.829.151,36	12.621.863,52	22.267.363,52		
8	61.779.843,87	34.096.761,33	27.683.082,54	9.645.500,00	18.037.582,54	13.528.186,90	23.173.686,90		
9	63.324.339,96	34.405.208,26	28.919.131,71	9.645.500,00	19.273.631,71	14.455.223,78	24.100.723,78		
10	64.907.448,46	34.723.998,39	30.183.450,08	9.645.500,00	20.537.950,08	15.403.462,56	25.048.962,56		
11	66.530.134,68	35.053.431,13	31.476.703,55	9.645.500,00	21.831.203,55	16.373.402,66	26.018.902,66		
12	68.193.388,04	35.393.814,96	32.799.573,08	9.645.500,00	23.154.073,08	17.365.554,81	27.011.054,81		
13	69.898.222,74	35.745.467,74	34.152.755,00	9.645.500,00	24.507.255,00	18.380.441,25	28.025.941,25		
14	71.645.678,31	36.108.716,97	35.536.961,35	9.645.500,00	25.891.461,35	19.418.596,01	29.064.096,01		
15	73.436.820,27	36.483.900,06	36.952.920,21	9.645.500,00	27.307.420,21	20.480.565,16	30.126.065,16		
16	75.272.740,78	36.871.364,67	38.401.376,11	9.645.500,00	28.755.876,11	21.566.907,08	31.212.407,08		
17	77.154.559,30	37.271.468,98	39.883.090,32	9.645.500,00	30.237.590,32	22.678.192,74	32.323.692,74		
18	79.083.423,28	37.684.582,03	41.398.841,25	9.645.500,00	31.793.341,25	23.815.005,94	33.460.505,94		
19	81.060.508,86	38.111.084,02	42.949.424,84	9.645.500,00	33.303.924,84	24.977.943,63	34.623.443,63		
20	83.087.021,58	38.551.366,67	44.535.654,91	9.645.500,00	34.890.154,91	26.167.616,18	35.813.116,18		
21	85.164.197,12	39.005.833,54	46.158.363,58	9.645.500,00	36.512.863,58	27.394.647,68	37.030.147,68		
22	87.293.302,05	39.474.900,40	47.818.401,65	9.645.500,00	38.172.901,65	28.629.676,23	38.275.176,23		
23	89.475.634,60	25.078.570,81	64.397.063,79	9.645.500,00	54.751.563,79	41.063.672,85	50.709.172,85		
24	91.712.525,47	20.276.032,93	71.436.492,53	9.645.500,00	61.790.992,53	46.343.244,40	55.988.744,40		
25	94.005.338,60	20.791.521,97	73.213.816,63	9.645.500,00	63.568.316,63	47.676.237,47	57.321.737,47		
26	81.793.238,03	21.323.403,61	60.469.834,43	9.645.500,00	50.824.334,43	38.118.250,82	47.763.750,82		
27	72.124.571,98	21.872.160,33	50.252.411,65	9.645.500,00	40.606.911,65	30.455.183,74	40.100.683,74		
28	64.205.483,77	22.438.289,20	41.767.194,57	9.645.500,00	32.121.694,57	24.091.270,92	33.736.770,92		
29	57.741.192,78	23.022.302,30	34.718.890,47	9.645.500,00	25.073.390,47	18.805.042,86	28.450.542,86		
30	52.487.097,29	23.624.727,15	28.862.370,13	9.645.500,00	19.216.870,13	14.412.652,60	24.058.152,60		
31	48.240.245,71	24.246.107,19	23.994.138,52	9.645.500,00	14.348.638,52	10.761.478,89	20.406.978,89		
32	44.832.257,78	24.887.002,25	19.945.255,53	9.645.500,00	10.299.755,53	7.724.816,65	17.370.316,65		
33	42.123.449,14	42.547.989,04	- 424.539,90	9.645.500,00	- 10.070.039,90	- 7.552.529,93	- 2.092.970,07		

Ilustración 49. Balance anual.

Capítulo 2: ANEXOS

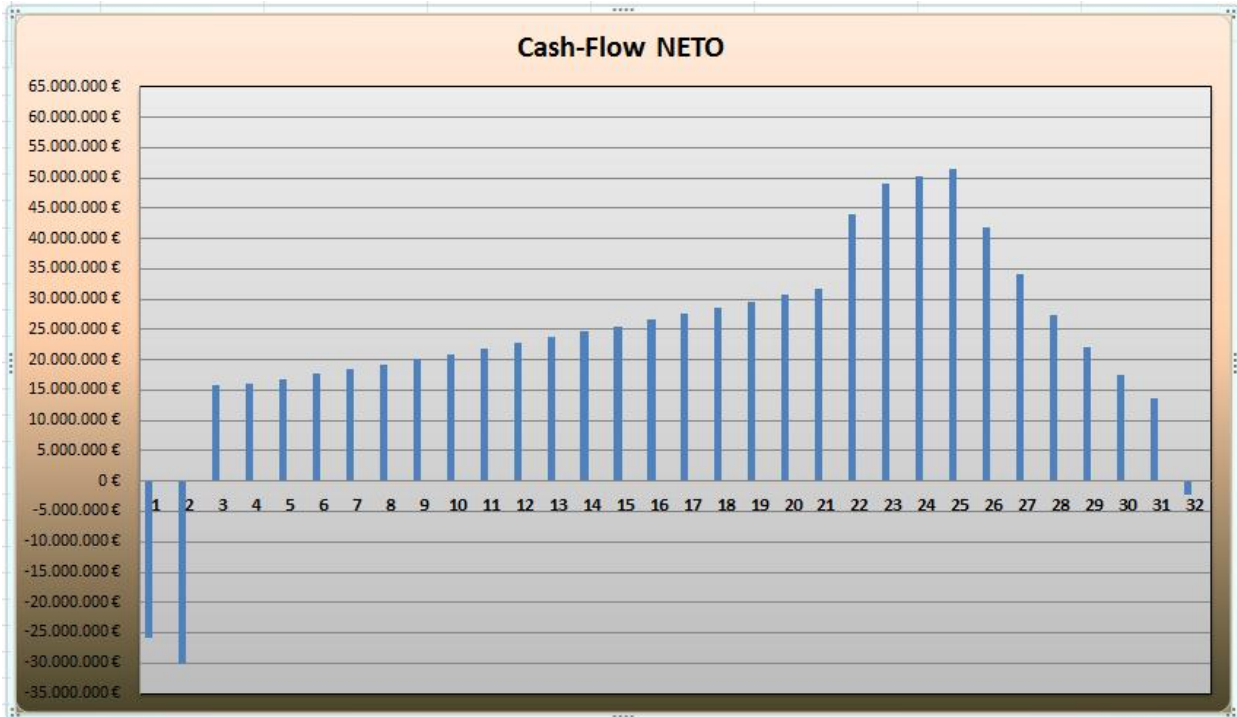


Ilustración 50. Cash-Flow Neto.

5.1 Variabilidad económica. Criterio del VAN y el TIR.

El VAN mide la viabilidad del proyecto en valores monetarios que exceden a la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión. Para ello se tienen en cuenta los ingresos y costes netos del flujo de caja, descontados a la tasa de rendimiento que los inversionistas requerirán por haber asumido el riesgo de implementar el proyecto. Respecto al estudio, la vida útil estimada del proyecto es de 30 años.

Los datos para el cálculo del VAN son los siguientes:

Desembolso Inicial (A). Se calculó como resultado de actualizar al año 0 los préstamos del año 1 y año 2, junto con la aportación inicial de socios del año 0, según datos que aparecen en la ilustración 41, por tanto resulta $A = 157.268.866,26 \text{ €}$.

Capítulo 2: ANEXOS

- **Flujo de Caja (Q_i)**, que en nuestro caso se calculo anteriormente como BDI.
- **Valor Residual (VR)**. El valor residual se considera nulo en el caso en que se considere que el proyecto va a continuar su actividad, y por tanto no tiene por objeto vender los terrenos.
- **Tasa de descuento (k)**. Rentabilidad esperada por el inversor o accionista, en nuestro caso 6%.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+k)^n} + \frac{VR}{(1+k)^n} - A$$

El criterio de la Tasa Interna de Rendimiento es el rendimiento esperado de un proyecto de inversión. Es una medida relativa de la rentabilidad. Se requiere que esta tasa sea mayor a la tasa de descuento, en el caso concreto del proyecto elegido, un valor de 6%, para determinar si el proyecto es rentable. La hoja de cálculo Excel me permite calcular el TIR directamente.

K=6%		
AÑO	CASH-FLOW NETO	VAN NETO
0	-157.268,187 €	
1	-13.035.000,00	-12.297.169,81
2	-67.791.667,79	-60.334.342,99
3	-27.232.384,56	-22.864.835,20
4	20.191.322,74	15.993.418,79
5	20.514.957,43	15.329.969,61
6	21.381.276,04	15.072.955,91
7	22.267.363,52	14.809.068,51
8	23.173.686,90	14.539.457,85
9	24.100.723,78	14.265.181,38
10	25.048.962,56	13.987.209,86
11	26.018.902,66	13.706.433,35
12	27.011.054,81	13.423.666,72
13	28.025.941,25	13.139.654,89
14	29.064.096,01	12.855.077,69
15	30.126.065,16	12.570.554,41
16	31.212.407,08	12.286.648,05
17	32.323.692,74	12.003.869,36
18	33.460.505,94	11.722.680,50
19	34.623.443,63	11.443.498,59
20	35.813.116,18	11.166.698,91
21	37.030.147,68	10.892.618,00
22	38.275.176,23	10.621.556,49
23	50.709.172,85	13.275.522,57
24	55.988.744,40	13.828.018,81
25	57.321.737,47	13.355.886,33
26	47.763.750,82	10.498.951,44
27	40.100.683,74	8.315.596,65
28	33.736.770,92	6.599.929,32
29	28.450.542,86	5.250.739,41
30	24.058.152,60	4.188.768,10
31	20.406.978,89	3.351.945,06
32	17.370.316,65	2.691.659,05
33	2.092.970,07	305.963,39
SUMA		235.996.851,01 €

Capítulo 2: ANEXOS

VAN		10.341.206,19 €
TIR		18,58%
A	Inversión Inicial	157.268.187 €
Qi	Cash Flow	
VR	Valor Residual	
K	Tasa de descuento	6%

Ilustración 51. Cálculo del VAN y el TIR año 23.

Los resultados obtenidos en esta tabla, son los valores del VAN y el TIR, para el periodo de amortización 20 + 3 años. Por otro lado, hemos considerado, que como al final de la vida útil de la instalación (30 + 3 años), actualmente, hay que proceder a su desmantelamiento, el mismo supone un desembolso importante en ese año, por lo que hemos calculado también el VAN y el TIR, para ese período, obteniendo los resultados que se muestran en la siguiente ilustración.

VAN		78.728.663,75 €
TIR		19,25%
A	Inversión Inicial	157.268.187 €
Qi	Cash Flow	
VR	Valor Residual	
K	Tasa de descuento	6%

Ilustración 52. Calculo del VAN y el TIR año 33.

Con estas consideraciones este proyecto SI sería viable, para cada uno de los escenarios propuestos, ya que para todos, las rentabilidades son positivas y las TIR son superiores a la tasa “k” (6%) inicialmente propuesta.

5.2 Periodo de Retorno (PAY-BACK).

Determinaremos ahora el Pay-back o periodo de recuperación, que corresponde al número de años en el que se tarda en recuperar la inversión en término de flujos netos de cajas.

Capítulo 2: ANEXOS

AÑO	ESCENARIO CONSERVADOR	
0	01	-157.268.187,26
1	-13.035.000,00	-170.303.187,26
2	-67.791.667,79	-238.094.855,05
3	-27.232.384,56	-265.327.239,61
4	20.191.322,74	-245.135.916,87
5	20.514.957,43	-224.620.959,44
6	21.381.276,04	-203.239.683,40
7	22.267.363,52	-180.972.319,88
8	23.173.686,90	-157.798.632,98
9	24.100.723,78	-133.697.909,20
10	25.048.962,56	-108.648.946,64
11	26.018.902,66	-82.630.043,98
12	27.011.054,81	-55.618.989,16
13	28.025.941,25	-27.593.047,91
14	29.064.096,01	1.471.048,10
15	30.126.065,16	31.597.113,26
16	31.212.407,08	62.809.520,34
17	32.323.692,74	95.133.213,08
18	33.460.505,94	128.593.719,01
19	34.623.443,63	163.217.162,64
20	35.813.116,18	199.030.278,82
21	37.030.147,68	236.060.426,50
22	38.275.176,23	274.335.602,74
23	50.709.172,85	325.044.775,58
24	55.988.744,40	381.033.519,98
25	57.321.737,47	438.355.257,45
26	47.763.750,82	486.119.008,27
27	40.100.683,74	526.219.692,02
28	33.736.770,92	559.956.462,94
29	28.450.542,86	588.407.005,80
30	24.058.152,60	612.465.158,39
31	20.406.978,89	632.872.137,28
32	17.370.316,65	650.242.453,93
33	2.092.970,07	652.335.424,00
Inversión inicial		-157.268.187,26

Capítulo 2: ANEXOS

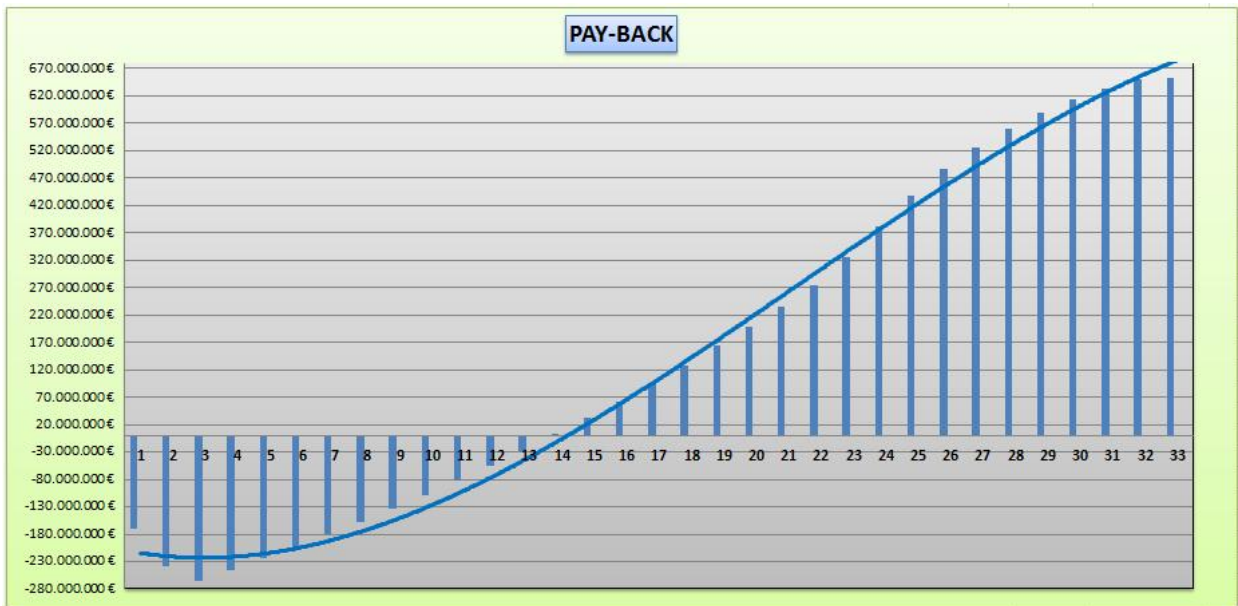


Ilustración 53. Período de retorno.

Para éste proyecto la inversión se recuperaría en el año 14 aproximadamente.

6. Conclusiones, recomendaciones y líneas actuales de I+D.

El Sol es una fuente de energía limpia, inagotable, segura, fácilmente accesible y gratuita. El sol emite anualmente una cantidad de energía de 1080000000 TWh, lo que corresponde a 60.000 veces la demanda mundial de energía eléctrica. La energía solar tiene por lo tanto el mayor potencial de entre todas las energías renovables. Que la energía solar esté disponible in-situ supone una ventaja decisiva, por lo que a parte de la construcción de las centrales y la distribución de la corriente, no se requieren otras infraestructuras y ninguna logística, a diferencia de la extracción y el aprovechamiento de fuentes de energía fósiles (plantas petrolíferas, refinerías, gaseoductos, etc.).

La utilización de centrales termosolares para la generación de electricidad es especialmente apropiada para el llamado "cinturón solar" de la tierra, ya que en estas zonas no sólo se registra una mayor cantidad de horas de sol sino que también la intensidad de la radiación solar es mayor. En éste cinturón existen zonas con un potencial altísimo, (desiertos del Norte de África o de China), donde se concentra además más del 75% de

la población mundial.

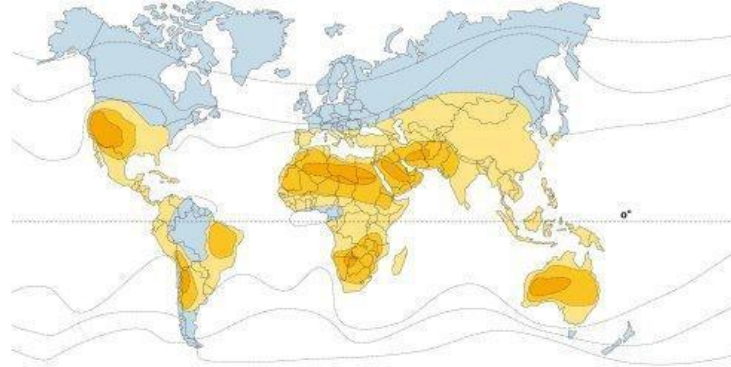


Ilustración 54. El cinturón solar terrestre. (Fuente: Solar Millennium AG, 2010).

Centrales termosolares como la analizada en el proyecto, pueden proporcionar potencia de forma segura, planificable y estable al sistema de generación eléctrica, pudiendo producir electricidad incluso en períodos con bajos niveles de radiación y también por la noche. Esto lo consiguen mediante sistemas de almacenamiento térmico y/o mediante la hibridación con otros combustibles, reduciendo así las irregularidades generadas por las intermitencias del recurso solar lo cual permite aumentar el aporte total de las energías renovables y por tanto la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Las centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos son aptas para aplicaciones a gran escala, de entre 30 a 250 MW de potencia eléctrica. El carácter modular del campo solar permite adaptar a las necesidades locales la potencia de las plantas. Las dimensiones óptimas se sitúan actualmente entre los 150 y 250 MW, según localizaciones, para así poder aprovechar las economías de escala de esta tecnología. La central termosolar analizada en el proyecto esta diseñada para una potencia nominal de 50 MW, el límite máximo permitido si se quiere acoger la planta al régimen especial de generación eléctrica español. Por ello, en las recomendaciones que se darán un poco más adelante se sugiere cambiar este límite máximo de potencia.

Capítulo 2: ANEXOS

Las centrales de colectores cilindro parabólicos pueden reemplazar a las centrales térmicas convencionales y además sin comportar alteraciones de las estructuras actuales de las redes eléctricas.

El rendimiento de las centrales termosolares de colectores cilindro parabólico esta entre el 12 y el 19% según la configuración de las mismas. La central analizada en el proyecto logra un rendimiento del 17.74%, bastante alto dentro del rango citado debido a que cuenta con sistema de almacenamiento térmico y apoyo de combustible fósil. Para centrales sólo solares, el rendimiento suele oscilar entre el 12% o 14%.

Si se compara este rendimiento con otras tecnologías es bastante bajo. Las centrales térmicas de ciclo combinado por ejemplo están en el rango del 42-58%. Pero la comparación no es justa. Las centrales termosolares utilizan energía renovable, el sol, y las centrales térmicas de ciclo combinado queman gas natural, con todo lo que esto conlleva.

El aprovechamiento de la energía solar hace posible la seguridad de los proyectos, dado que los costes de explotación no dependen de la fluctuación de los precios de los combustibles y que la energía solar está disponible de forma ilimitada, se pueden calcular de forma segura los costes para la totalidad del período de inversión. Únicamente, los sistemas retributivos de ayudas al fomento de estos sistemas diferentes en cada país, crean algún tipo de incertidumbre. Aún así, estos sistemas solares de concentración llegaran en poco tiempo a ser competitivos por si solos.

Otra consideración relevante es que estas centrales son ideales para dar servicio a los picos de demanda en las horas centrales del verano. Precisamente, en el periodo en el que en las regiones del cinturón solar existe una mayor demanda de corriente eléctrica para uso de climatización, es cuando las centrales termosolares producen de forma más efectiva.

Las centrales de colectores cilindro parabólicos son una tecnología experimentada. A diferencia de las otras tecnologías solares de concentración (receptor central, disco parabólico, Fresnel), la tecnología de colectores solares cilindro parabólicos esta totalmente operativa, cuenta con un elevado grado de experiencia y madurez y en contraposición a los demás sistemas, disfruta de una ventaja tecnológica de como mínimo 20 años.

Capítulo 2: ANEXOS

Las centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos utilizan materiales de construcción de presencia masiva en todo el mundo, reciclables y de bajo coste: acero, vidrio y hormigón. Además, gran parte de los trabajos de construcción lo realizan empresas locales, fomentando el desarrollo económico de las zonas donde se implantan.

Las centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos presentan un balance ecológico muy bueno. El tiempo que se tarda en recuperar la energía invertida (EPBT, Energy PayBack Time), es reducido, de 5 meses, poco comparado con otras energías renovables. Además, la tecnología de colectores cilindro parabólicos presenta los menores requerimientos de materiales de entre todas las tecnologías solares de concentración.

Para finalizar con las conclusiones y resumiendo tenemos que como se ha podido comprobar a lo largo de la realización de este proyecto, la puesta en marcha de una planta térmica solar en el emplazamiento elegido es una opción viable y recomendable tanto desde el punto de vista técnico como económico, en definitiva:

- Es un proyecto coherente por cuanto parte del conocimiento del mercado y de los servicios que ofrece.
- Es un proyecto económicamente viable por cuanto sus cuentas de Resultados presentan un panorama de explotación que anticipa la rentabilidad de la planta según los planteamientos incluidos en este Plan.
- Es un proyecto financieramente viable por cuanto cuenta con la adecuada estructura financiera.
- El impacto ambiental es positivo, por un lado estas centrales amortizan en menos de un año, la energía necesaria para su construcción e instalación de todos sus componentes. Por otra parte durante su vida útil evitará la producción de 113.370 toneladas de CO₂ anuales.

Capítulo 2: ANEXOS

Recomendaciones.

Potenciar el desarrollo de centrales termosolares en nuestro país tiene múltiples consecuencias positivas.

España es el país de referencia en cuanto a la energía solar térmica de concentración, no sólo a nivel de centrales operativas sino también por ser sus empresas poseedoras de la tecnología más avanzada. El sector termoeléctrico, puede contribuir a un cambio sostenible del sistema económico.

Este tipo de tecnologías contribuyen a aumentar el aporte de las renovables en el sistema de generación nacional (y por tanto su grado de sostenibilidad). Esta tecnología puede ser una pieza clave en la elaboración de un modelo de desarrollo sostenible, no sólo en España, sino en muchos países del cinturón solar, donde se va a concentrar el mayor aumento de la demanda eléctrica en el futuro, contribuyendo por tanto a la sostenibilidad global.

La limitación de la potencia de las plantas a 50 MW de la legislación española carece actualmente de sentido. Se introdujo para favorecer su desarrollo repartiendo el negocio termoeléctrico entre varias empresas, ya que había un límite de potencia instalada de sólo 500 MW (RD 661/2007). Una vez que el objetivo se ha cumplido, ya no tiene razón de ser. Las centrales termosolares pueden acceder a significativas economías de escala al subir por encima de los 50 MW, consiguiendo de esta forma introducir más sostenibilidad en nuestro sistema de generación a un menor coste. No parece adecuado que la legislación penalice precisamente esto.

Los costes de la electricidad termosolar todavía se pueden reducir mucho al acceder a economías de escala, llegando a resultar competitivos con los costes actuales de las tecnologías de generación eléctrica convencionales. Además, las tecnologías convencionales, a medida que vayan subiendo los costes de los combustibles fósiles y que se vayan añadiendo sus costes externos, van a ir aumentando su LEC respecto a los costes de generación que tienen en la actualidad.

Las tecnologías convencionales han alcanzado los LEC actuales gracias a las ayudas del

Capítulo 2: ANEXOS

pasado y presente que han permitido su desarrollo e introducción comercial. Las tecnologías termosolares también necesitan ayudas y políticas específicas por parte de las instituciones para permitir así su desarrollo comercial.

Principales líneas de investigación actuales en la tecnología CCP.

Nuevos Tubos Absorbedores.

Tubos de bajo vacío y sin soldadura vidrio-metal. La soldadura vidrio-metal será sustituida por un cierre mecánico. Estos tubos durarán más y serán más fiables, pero su eficiencia será algo menor que la de los tubos de vacío.

Nuevos tubos con vacío y soldadura vidrio-metal. Los nuevos diseños de estos tubos serán muy parecidos a los actuales de Schott y Siemens. El principal beneficio será si se logra incrementar la oferta con la introducción de nuevos fabricantes, lo que reduciría los precios.

Nuevos recubrimientos selectivos y antirreflexivos. Ya existen a nivel experimental nuevos recubrimientos selectivos con emisividad menores a 0.1 a los 500°C y alta durabilidad térmica. Lo que ocurre es que la comercialización de estos recubrimientos está pendiente aún de llevarse a cabo.

Nuevos diseños de estructuras soporte (colectores).

Existen varios nuevos diseños que se están actualmente desarrollando con el objetivo de reducir el coste total del colector (fabricación + montaje). Algunos de los nuevos diseños usan un tubo central sobre el que se montan los brazos soportes de los espejos. La reducción del peso no es el objetivo primordial, sino alcanzar unos costes de montaje menores sin bajar la calidad, resistencia y precisión final del colector.

Nuevos fluidos a emplear en los colectores cilindro parabólicos.

La tecnología HTF que usa aceite sintético es la predominante en estos momentos en las aplicaciones solares de concentración por su amplia experiencia y eficacia contrastada. Los principales inconvenientes de esta tecnología son:

Capítulo 2: ANEXOS

- Temperatura máxima del vapor limitada (390°C).
- Contaminación en caso de fugas y riesgo de incendio.

Actualmente, dos nuevos fluidos están siendo investigados para sustituir al aceite sintético y eliminar sus inconvenientes: Las sales fundidas, (también considerada tecnología HTF) y la generación directa de vapor (GDV), de ellos ya se habló convenientemente en uno de los apartados de la memoria. Como resumen, tenemos la siguiente ilustración:

Fluido	Ventajas sobre el aceite	Desventajas sobre el aceite
Sales fundidas	Temperatura de vapor más alta	Alta temperatura de cristalización > a 125°C
	Sin riesgo de contaminación o incendio	Diseño del campo solar más complejo
	Mejor almacenamiento térmico	
Generación Directa de Vapor	Diseño simple de la planta	Falta de un almacenamiento térmico adecuado
	Temperatura de vapor más alta	Sistema de control del campo solar más complejo
	Sin riesgo de contaminación o incendio	Mayor presión en el campo solar

Ilustración 55. Comparación entre los distintos fluidos que se pueden emplear en tecnologías de concentración solar.

Nuevos sistemas de almacenamiento térmico.

Hay 3 líneas fundamentales de investigación relacionadas con el almacenamiento térmico.

Calor sensible utilizando sales fundidas (< 580°C). En la actualidad, enormes sistemas de almacenamiento (1 GWht) con dos tanques de sales fundidas están siendo construidos en plantas de 50 MW de colectores cilindro parabólicos, como se ha podido ver en este proyecto, donde la central analizada cuenta con ellos. El único inconveniente que presentan es que es necesario evaluar el comportamiento a largo plazo de estos sistemas para ver como resultan.

Capítulo 2: ANEXOS

Calor latente con sales fundidas (cambio de fase) (< 320°C). Las plantas generación directa de vapor necesitan sistemas de almacenamiento térmico que usen cambio de fase. Varias opciones para almacenamientos de este tipo están siendo investigadas actualmente, y un prototipo de 200 kWh ha sido evaluado en la Plataforma Solar de Almería.

Calor sensible con hormigón. El objetivo de estas actividades de I+D es lograr un coste específico de 20 €/kWh de capacidad. Un prototipo de 2x350 kWh ha sido ensayado en la Plataforma Solar de Almería con buenos resultados. Recientemente se ha ensayado un módulo de 400 kWh en Alemania con buenos resultados también (Greenpeace, 2009).

Capítulo 2: ANEXOS

Anexo III. Tablas de Radiación Solar.

3.1 Radiación Normal Directa.

[SSE Homepage](#) [Questions?](#) [Find A Different Location](#) [Accuracy](#) [Methodology](#) [Parameters \(Units & Definition\)](#)

NASA Surface meteorology and Solar Energy – Available Tables

Latitude **36.567** / Longitude **-6.2** was chosen.



Geometry Information

Elevation: **12** meters
 averaged from the USGS
 GTOPO30
 digital elevation model

Northern boundary
 37
 Western boundary Center Eastern boundary
 -7 Latitude 36.5 -6
 Longitude -6.5
 Southern boundary
 36

[Show A Location Map](#)

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Direct Normal Radiation/ Page Method (kWh/m ² /day)													
Lat 36.567 Lon -6.2	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average	4.08	4.55	6.16	6.67	7.76	8.5	8.87	7.67	7.12	5.75	4.27	3.70	6.17

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Direct Normal Radiation (%)													
Lat 36.567 Lon -6.2	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Minimum	-36	-19	-4	-9	-3	-4	-5	-6	-6	-9	-24	-9	

Maximum	5	11	14	6	4	5	1	1	4	14	17	31	
---------	---	----	----	---	---	---	---	---	---	----	----	----	--

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.9.

[Parameter Definition](#)

Capítulo 2: ANEXOS

3.2 Insolación Media sobre Superficie Horizontal. Datos trihorarios.

[SSE Homepage](#)
[Questions?](#)
[Find A Different Location](#)
[Accuracy](#)
[Methodology](#)
[Parameters \(Units & Definition\)](#)

NASA Surface meteorology and Solar Energy -- Available Tables.

Latitude **36.567** / Longitude **-6.2** was chosen.



Geometry Information

Elevation: **12** meters
 averaged from the USGS
 GTOPO30
 digital elevation model

Northern boundary
 37

Western boundary Center Eastern boundary
 -7 Latitude **36.5** -6
 Longitude **-6.5**

Southern boundary
 36

[Show A Location Map](#)

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface At Indicated GMT Times (kW/m ²)												
Lat 36.567 Lon -6.2	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average@00	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Average@03	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Average@06	n/a	n/a	n/a	n/a	0.08	0.17	0.14	0.1	0.06	n/a	n/a	n/a
Average@09	0.15	0.23	0.37	0.49	0.5	0.52	0.53	0.51	0.4	0.34	0.22	0.15
Average@12	0.44	0.55	0.69	0.74	0.84	0.86	0.89	0.85	0.71	0.60	0.46	0.39
Average@15	0.31	0.42	0.55	0.62	0.68	0.72	0.71	0.68	0.51	0.41	0.28	0.24
Average@18	n/a	n/a	n/a	0.09	0.20	0.28	0.25	0.18	0.1	n/a	n/a	n/a
Average@21	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

[Parameter Definition](#)



[Back to SSE Data Set Home Page](#)

Responsible NASA Official: [John M. Kusterer](#)
 Site Administration/Help: [NASA Langley ASDC User Services \(larc@eos.nasa.gov\)](#)
[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)

Document generated on Mon Oct 17 09:29:08 EDT 2011

[Questions?](#)

Capítulo 2: ANEXOS

3.3 Insolación media diaria sobre una superficie horizontal. Distribución horaria porcentual.

Hora/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio Anual
0 KW/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1 KW/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2 KW/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3 KW/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4 KW/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5 KW/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6 KW/m2	0	0	0	0	0	0,08	0,17	0,14	0,1	0,06	0,00%	0,00%	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7 KW/m2	0	0	0	0	0	0,08	0,17	0,14	0,1	0,06	0,00%	0,00%	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8 KW/m2	0	0	0	0	0	0,08	0,17	0,14	0,1	0,06	0,00%	0,00%	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
9 KW/m2	0,15	0,23	0,37	0,49	0,5	0,52	0,53	0,53	0,51	0,4	0,22	0,15	0,15
% del total	5,55%	6,38%	7,66%	8,41%	7,24%	6,87%	7,00%	7,32%	7,50%	8,40%	7,63%	6,41%	6,41%
10 KW/m2	0,15	0,23	0,37	0,49	0,5	0,52	0,53	0,53	0,51	0,4	0,22	0,15	0,15
% del total	5,55%	6,38%	7,66%	8,41%	7,24%	6,87%	7,00%	7,32%	7,50%	8,40%	7,63%	6,41%	6,41%
11 KW/m2	0,15	0,23	0,37	0,49	0,5	0,52	0,53	0,53	0,51	0,4	0,22	0,15	0,15
% del total	5,55%	6,38%	7,66%	8,41%	7,24%	6,87%	7,00%	7,32%	7,50%	8,40%	7,63%	6,41%	6,41%
12 KW/m2	0,44	0,55	0,69	0,74	0,74	0,84	0,86	0,86	0,85	0,71	0,46	0,39	0,39
% del total	16,30%	15,27%	14,28%	12,71%	12,17%	11,37%	11,74%	12,21%	13,30%	14,81%	15,97%	16,60%	16,60%
13 KW/m2	0,44	0,55	0,69	0,74	0,74	0,84	0,86	0,86	0,85	0,71	0,46	0,39	0,39
% del total	16,30%	15,27%	14,28%	12,71%	12,17%	11,37%	11,74%	12,21%	13,30%	14,81%	15,97%	16,60%	16,60%
14 KW/m2	0,44	0,55	0,69	0,74	0,74	0,84	0,86	0,86	0,85	0,71	0,46	0,39	0,39
% del total	16,30%	15,27%	14,28%	12,71%	12,17%	11,37%	11,74%	12,21%	13,30%	14,81%	15,97%	16,60%	16,60%
15 KW/m2	0,31	0,42	0,55	0,62	0,62	0,68	0,72	0,71	0,68	0,51	0,28	0,24	0,24
% del total	11,48%	11,66%	11,38%	10,65%	9,85%	9,52%	9,40%	9,77%	9,55%	10,12%	9,72%	10,25%	10,25%
16 KW/m2	0,31	0,42	0,55	0,62	0,62	0,68	0,72	0,71	0,68	0,51	0,28	0,24	0,24
% del total	11,48%	11,66%	11,38%	10,65%	9,85%	9,52%	9,40%	9,77%	9,55%	10,12%	9,72%	10,25%	10,25%
17 KW/m2	0,31	0,42	0,55	0,62	0,62	0,68	0,72	0,71	0,68	0,51	0,28	0,24	0,24
% del total	11,48%	11,66%	11,38%	10,65%	9,85%	9,52%	9,40%	9,77%	9,55%	10,12%	9,72%	10,25%	10,25%
18 KW/m2	0	0	0	0	0,09	0,2	0,25	0,28	0,18	0,1	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
19 KW/m2	0	0	0	0	0,09	0,2	0,25	0,28	0,18	0,1	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
20 KW/m2	0	0	0	0	0,09	0,2	0,25	0,28	0,18	0,1	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21 KW/m2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Capítulo 2: ANEXOS

3.4 Media diaria de Radiación normal directa y valores de distribución horaria estimada.

Hora/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Total	4.08	4.55	6.16	6.67	7.76	7.8	8.55	7.67	7.10	5.75	4.27	3.70
0 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 KW/m ²	0	0	0	0	0.09	0.221	0.158	0.109	0.079	0	0	0
7 KW/m ²	0	0	0	0	0.09	0.221	0.158	0.109	0.079	0	0	0
8 KW/m ²	0	0	0	0	0	0.221	0.158	0.109	0.079	0	0	0
9 KW/m ²	0.226	0.29	0.472	0.561	0.562	0.535	0.598	0.561	0.532	0.483	0.325	0.236
10 KW/m ²	0.226	0.29	0.472	0.561	0.562	0.535	0.598	0.561	0.532	0.483	0.325	0.236
11 KW/m ²	0.665	0.694	0.88	0.88	0.944	0.886	0.874	0.829	0.944	0.815	0.682	0.614
12 KW/m ²	0.665	0.694	0.88	0.88	0.944	0.886	0.874	0.829	0.944	0.815	0.682	0.614
13 KW/m ²	0.665	0.694	0.88	0.88	0.944	0.886	0.874	0.829	0.944	0.812	0.682	0.614
14 KW/m ²	0.468	0.53	0.701	0.71	0.764	0.742	0.803	0.749	0.678	0.582	0.415	0.38
15 KW/m ²	0.468	0.53	0.701	0.71	0.764	0.742	0.803	0.749	0.678	0.582	0.415	0.38
16 KW/m ²	0.468	0.53	0.701	0.71	0.764	0.742	0.803	0.749	0.678	0.582	0.415	0.38
17 KW/m ²	0	0	0	0	0.102	0.257	0.316	0.197	0.132	0	0	0
18 KW/m ²	0	0	0	0	0.102	0.257	0.316	0.197	0.132	0	0	0
19 KW/m ²	0	0	0	0	0.102	0.257	0.316	0.197	0.132	0	0	0
20 KW/m ²	0	0	0	0	0.102	0.257	0.316	0.197	0.132	0	0	0
21 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 KW/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Capítulo 2: ANEXOS

3.5 Datos del valor del modificador del ángulo por incidencia (K).

[SSE Homenage](#)
 [Questions?](#)
 [Find A Different Location](#)
 [Accuracy](#)
 [Methodology](#)
 [Parameters \(Units & Definition\)](#)



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables



Latitude **36.9** / Longitude **-6.2** was chosen.

Geometry Information

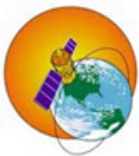
Elevation: **12** meters averaged from the USGS GTOPO30 digital elevation model

Northern boundary
 37
 Western boundary Center Eastern boundary
 -7 Latitude 36.5 -6
 Longitude -6.5
 Southern boundary
 36

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Clearness Index (0 to 1.0)													
Lat 36.9 Lon -6.2	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
10-year Average K	0.59	0.65	0.72	0.72	0.74	0.77	0.78	0.77	0.74	0.69	0.62	0.64	0.70
Minimum K	0.45	0.52	0.61	0.62	0.68	0.69	0.72	0.7	0.66	0.57	0.48	0.50	0.60
Maximum K	0.73	0.79	0.83	0.82	0.81	0.85	0.84	0.84	0.82	0.81	0.77	0.78	0.81

[Parameter Definition](#)



[Back to SSE Data Set Home Page](#)

[Questions?](#)

Responsible NASA Official: [John M. Kustergr](#)
 Site Administration/Help: NASA Langley [ASDC](#) User Services (larc@eos.nasa.gov)
[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)
 Document generated on Mon Oct 17 16:52:46 EST 2011

Capítulo 2: ANEXOS

3.6 Grado de carga de la planta termosolar.

Horas Sol/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
0 KWh/m ²	186	147	233	213	316	328	399	335	229	257	220	154	3209
1 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 KWh/m ²	0	0	0	0	0	1%	29,67%	14,63%	10,60%	0	0	0	0
7 KWh/m ²	0	0	0	0	0	1%	29,67%	14,63%	10,60%	0	0	0	0
8 KWh/m ²	0	0	0	0	0	1%	29,67%	14,63%	10,60%	0	0	0	0
9 KWh/m ²	30%	39,93%	63,36%	75,31%	75,45%	71,82%	80,28%	75,31%	71,42%	64,84%	43,63%	31,68%	31,68%
10 KWh/m ²	30%	39,93%	63,36%	75,31%	75,45%	71,82%	80,28%	75,31%	71,42%	64,84%	43,63%	31,68%	31,68%
11 KWh/m ²	30%	39,93%	63,36%	75,31%	75,45%	71,82%	80,28%	75,31%	71,42%	64,84%	43,63%	31,68%	31,68%
12 KWh/m ²	89,28%	93,17%	118,10%	113,71%	126,73%	118,95%	130,76%	124,72%	126,74%	109,40%	91,55%	82,43%	82,43%
13 KWh/m ²	89,28%	93,17%	118,10%	113,71%	126,73%	118,95%	130,76%	124,72%	126,74%	109,40%	91,55%	82,43%	82,43%
14 KWh/m ²	89,28%	93,17%	118,10%	113,71%	126,73%	118,95%	130,76%	124,72%	126,74%	109,40%	91,55%	82,43%	82,43%
15 KWh/m ²	62,83%	71,11%	94,11%	96,32%	102,50%	99,61%	107,80%	100,50%	91,00%	78,13%	55,71%	51,00%	51,00%
16 KWh/m ²	62,83%	71,11%	94,11%	96,32%	102,50%	99,61%	107,80%	100,50%	91,00%	78,13%	55,71%	51,00%	51,00%
17 KWh/m ²	62,83%	71,11%	94,11%	96,32%	102,50%	99,61%	107,80%	100,50%	91,00%	78,13%	55,71%	51,00%	51,00%
18 KWh/m ²	0	0	0	13,69%	34,23%	34,54%	42,42%	26,44%	17,72%	0	0	0	0
19 KWh/m ²	0	0	0	13,69%	34,23%	34,54%	42,42%	26,44%	17,72%	0	0	0	0
20 KWh/m ²	0	0	0	13,69%	34,23%	34,54%	42,42%	26,44%	17,72%	0	0	0	0
21 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 KWh/m ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Media de horas de sol diaria	6	5,28	7,51	7,1	10,19	10,93	12,87	10,8	7,63	8,29	7,33	4,96	

Anexo IV: Colectores Eurotrough.

presented at: 11th Int. Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy
Technologies, September 4-6,
2002, Zurich, Switzerland

EUROTROUGH - Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation

Michael Geyer^b, Eckhard
Lüpfert^f,
Rafael Osuna^a, Antonio Esteban^a, Wolfgang Schiel^c, Axel Schweitzer^c, Eduardo Zarza^e, Paul
Nava^b, Josef Langenkamp^b, Eli Mandelberg^d

^a INABENSA Instalaciones Abengoa S.A., Avenida de la Buhaira 2, E-41018 Sevilla,
Spain

^b FLABEG Solar International GmbH, Mühlengasse 7, D-50667 Köln,
Germany

^c Schlaich Bergermann und Partner, Hohenzollernstr.1, D-70178 Stuttgart,
Germany

^d SOLEL Solar Systems, P.O. Box 811, Beit Shemesh 99107,
Israel

^e CIEMAT Plataforma Solar, Apartado 22, E-04200 Tabernas (Almería),
Spain

^f DLR Plataforma Solar, Apartado 39, E-04200 Tabernas (Almería),
Spain

Abstract - The high-performance EuroTrough parabolic trough collector models ET100 and ET150 have been developed for the utility scale generation of solar steam for process heat applications and solar power generation. With corresponding receiver tubes they can be used in combination with various heat transfer fluids in large solar fields. With an optical concentration of 82:1 operating temperatures over 500°C may be reached. The ET100 and ET150 structure geometry has included wind channel and finite element method validation and is compatible with the standard receiver tubes and mirror panels of the market. The loop and field concept is also fully compatible with the proven solar field technology of the successful Solar Electric Generating Systems (SEGS) in California and can be integrated to field sizes for up to 200 MW_{el} solar plants. The collector modules have been fully qualified in the years 2000 – 2002 with a synthetic heat transfer fluid for 395°C operation at the Plataforma Solar in Almeria with independent performance test certificates from the research laboratories. 14% solar field cost reduction are anticipated due to weight reduction and collector extension to 150 meters. A 50 MW solar power plant with 549 000 m² of EuroTrough collectors and 9h-thermal storage is projected for South Spain.

1. Technical Features

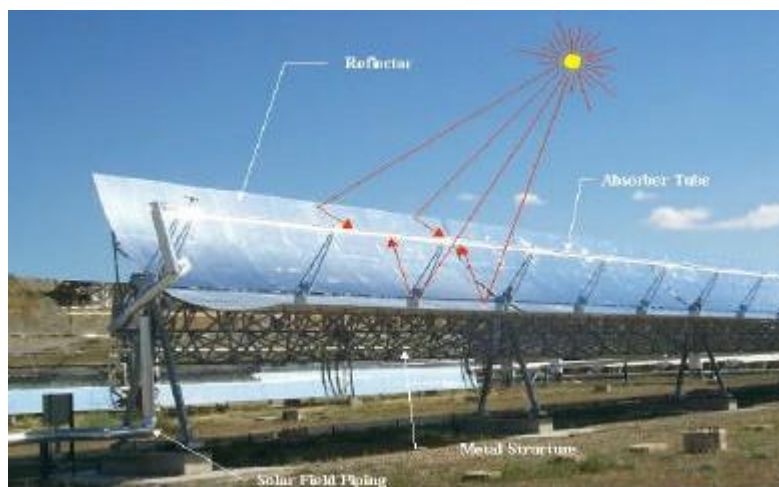


Figure 1: Working Principle of the EuroTrough collector

Figure 1 shows the working principle of the EURO TROUGH collector at the Plataforma Solar. By tracking the sun from sunrise to sunset, the parabolic EuroTrough collectors concentrate the sun's radiation with their parabolic mirror facets on the absorber tubes along their focal line. Through these absorber tube circulates a heat transfer fluid (HTF), usually synthetic oil, which is heated to a temperature of nearly 400°C.

EuroTrough Model	ET100	ET150
Focal Length	1.71 m	1.71 m
Absorber Radius	3.5 cm	3.5 cm
Aperture Width	5.77 m	5.77 m
Aperture Area	545 m ²	817.5 m ²
Collector Length	99.5 m	148.5 m
Number of Modules per Drive	8	12
Number of Glass Facets	224	336
Number of Absorber Tubes (4.1 m)	24	36
Mirror reflectivity	94%	94%
Weight of steel structure and pylons, per m ² aperture area	19.0 kg	18.5 kg

Table 1: Main characteristic parameters of EuroTrough 100 m and 150 m

The EuroTrough collector models are made up of identical 12 m long collector modules. Each module comprises 28 parabolic mirror panels - 7 along the horizontal axis between pylons and 4 in a vertical cross-section. Each mirror is supported on the structure at four points on its backside. This permits the glass to bend within the range of its flexibility without effect on the focal point. The 100 m long ET100 has 8 collector modules and an aperture area of 545 m², the 150 m long ET150 has 12 collector modules and an aperture area of 817.5 m².

Detailed wind tunnel tests have been conducted for obtaining a reliable database for the expected wind loads at different locations in the collector field. Bending and torsion forces have been determined in these experiments. Horizontal forces and pitching moments have been evaluated for different wind speed and direction, different collector positions in the field and various elevations of the collector.

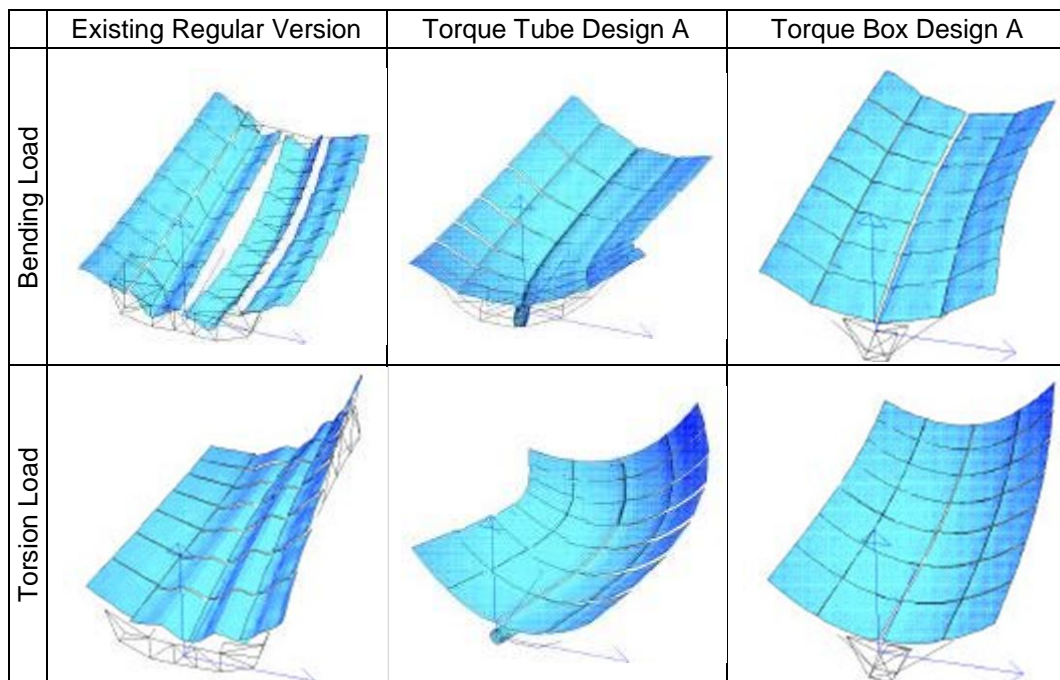


Figure 2: Concentrator deformation analysis for different support structures

Detailed FEM investigations (see Figure 2) on the structural behaviour under various load cases (dead load, wind loads for a range of pitching angles of the collector and wind directions) for alternate designs, complex computer modelling and ray tracing were performed to obtain the best possible relationship of optical accuracy and collector cost.

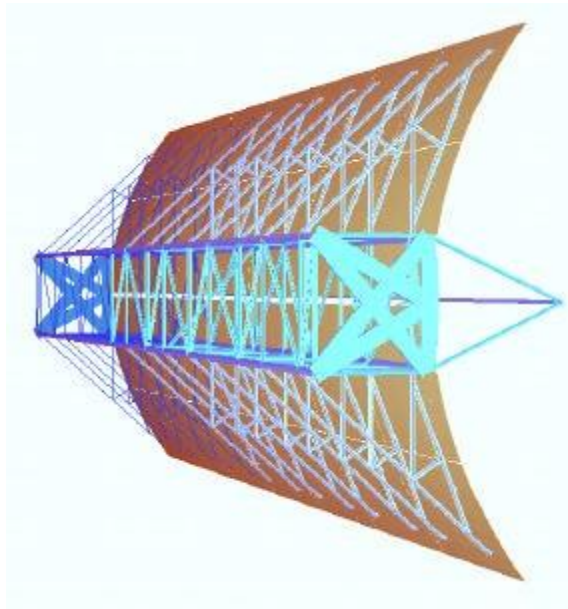


Figure 3: Computer Model of the EuroTrough Collector with Torque-Box Design

Based on these studies a so-called torque-box design has been selected for the EuroTrough, with less weight and less deformations of the collector structure due to dead weight and wind loading than the reference designs (LS-2 torque tube or the LS-3 V-truss design, both commercial in the Californian plants). This reduces torsion and bending of the structure during operation and results in increased optical performance and wind resistance. The weight of the steel structure has been reduced about 14% as compared to the available design of the LS-3 collector.

Capítulo 2: ANEXOS

The central element of the box design is a 12-m long steel space-frame structure having a squared cross section that holds the support arms for the parabolic mirror facets. The torque box is built out of only 4 different steel parts. This leads to easy manufacturing, and decreases required efforts and thus cost for assembling on site. Transportation volume has been optimized for maximum packing. The structural deformation of the new design is considerably less than in the previous design (LS-3), which results in a better performance of the collector. Thus the spillage during operation can be reduced by approximately 2-10 percentage points.

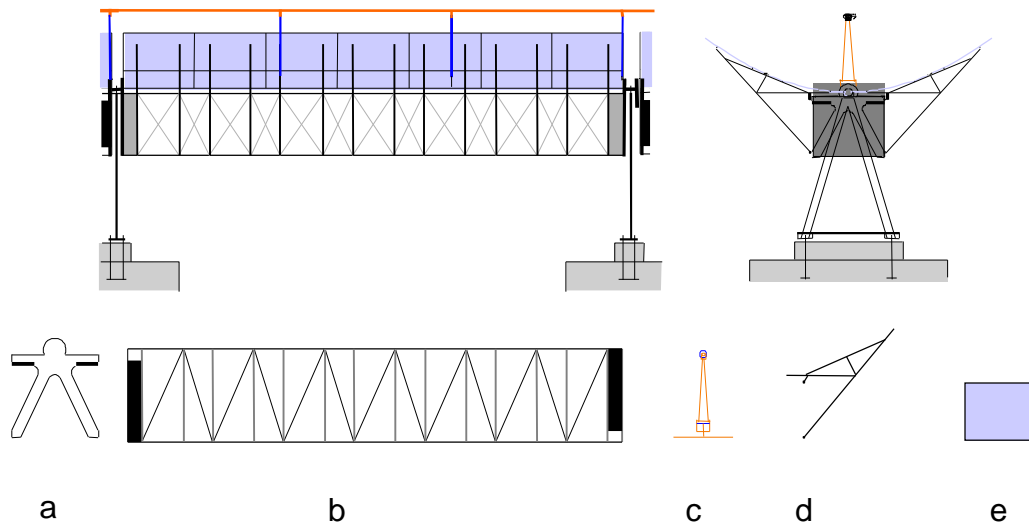


Figure 4: EuroTrough collector element consisting out of (a) 2 endplates; (b) 4 simple steel frames screwed to a torque box; (c) 3 absorber tube supports; (d) 28 cantilever arms and (e) 28 mirror facets.

The design utilizes mirror supports that make use of the glass facets as static structural elements, but at the same time reduce the forces on the glass sheets by a factor of three. This promises less glass breakage with the highest wind speeds. Absorber tube supports were designed such to reduce the breakage risk and to ease mirror cleaning in comparison to the LS-3 collector.

The accuracy of the concentrator is achieved by a combination of prefabrication with jig mounting on site. The majority of the structural parts are produced with steel construction tolerances. The accuracy for the mirror supports is introduced with the glass brackets on each of the cantilever arms. This concept allows minimum assembly manpower and cost in series fabrication of solar fields.

The ET100 and ET150 are tracked with the sun during operation along their long axis with a hydraulic drive. The drive system consists out of two hydraulic cylinders mounted on the central drive pylon. From a control box mounted on the drive pylon signal and power lines lead to the hydraulic unit, the rotational encoder, limit switches and temperature sensors.

The tracking system developed for the ET100 and ET150 on the Plataforma Solar is based on 'virtual' tracking. The traditional sun-tracking unit with sensors that detect the position of the sun has been replaced by a system based on calculation of the sun position using a mathematical algorithm [2]. The unit is implemented in EuroTrough with a 13-bit optical angular encoder (resolution of 0.8 mrad) mechanically coupled to the rotation axis of the collector. Comparing both sun and collector axes positions by an electronic device, an order is sent to the drive system, inducing tracking. The latest version of the solar coordinates calculation algorithm was checked against the Multiyear Interactive Computer Almanac (MICA), a software product of the United States Naval Observatory. Errors in longitude and/or latitude of the site below 10 km do not provoke a significant positioning error, if the parabolic trough collectors are correctly aligned.

Following cost reduction potentials have been exploited:

1. Cost reduction by simplification of the design:
 - less different profiles, parts, better transportation; assembly concept; cost reduction by weight reduction of the structure; frame work structure, closed profiles, corrosion protection; finite element

Capítulo 2: ANEXOS

- method for structural design calculations; wind analyses for proper definition of the load cases
2. Cost reduction by improvement of the optical performance of the collector: rigid support structure --> frame work torque box; manufacturing, assembly accuracy
3. Cost reduction achieved in additional steps: possible tilt of the collector and extension of collector length per drive unit (ET150).

The anticipated overall cost reduction for the solar field is 14% for ET150 collectors. Additional reduction of solar electricity cost will be achieved by the higher annual performance due to improved optical parameters.

2. Performance

Tests were carried out and evaluated on thermal performance and structural torsion under external load. The EuroTrough collector showed a performance of 3 % points higher than LS-2 reported by Sandia, see Figure 5.

Because of the fact that the efficiency definitions used by Sandia for the LS-2 collector evaluation [5] are the same as used for the EuroTrough, both collector types can be compared directly. The measured specific thermal losses of the EuroTrough and the LS-2 collector are almost identical, which is explained by the use of the same heat collection element as absorber (Solel HCE tubes with Cermet coating). That leads to a similar thermal efficiency of both collectors. The EuroTrough collector behavior for incident angles of more than 30° is more efficient than the LS-2 collector. This is due to the larger collector module, higher geometric precision of the parabola, and less shading due to improved absorber support design.

Collector torsion under load was analyzed from the measurements of the angular encoders of each collector pylon.

A test with photogrammetric surface analysis has been performed. Its results served for detailed 3-dimensional insight in the reflector and support structure properties and improvements towards higher collector efficiency.

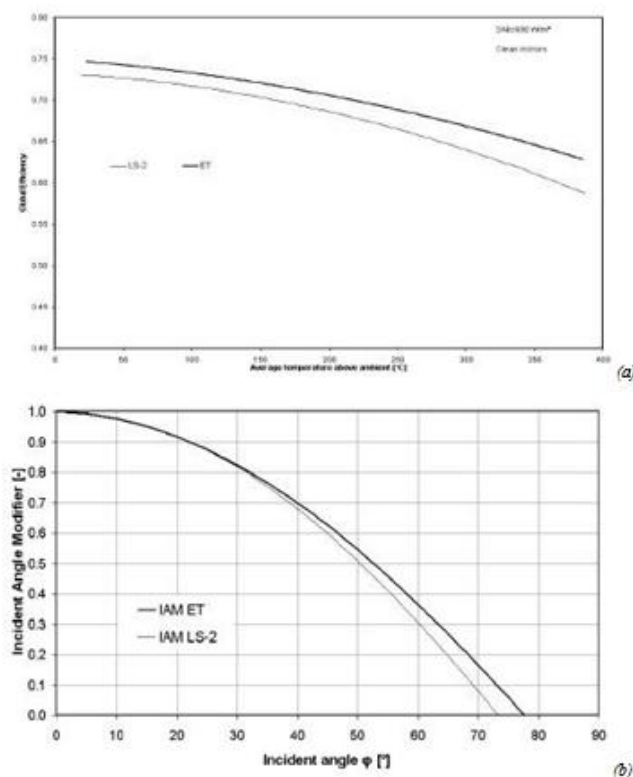


Figure 5: Global Collector Efficiency (a) and Incident Angle Modifier (b) for the EUROTROUGH collector (upper line) and the LS-2 reference measurements (Sandia, USA), both using previous version of Solel HCE absorber tubes, for clean mirrors, reference area $4 \times 11.98 \times 5.77 \text{ m}^2$, and $\text{DNI} = 900$

Capítulo 2: ANEXOS

W/m^2 .

The new model of absorber tube – the UVAC (Universal vacuum collector, SOLEL), has the same external size and shape as the previous model (HCE), but higher performance and better durability. The following product improvements were achieved:

1. Coefficients of absorptivity and emissivity are improved to give additional thermal annual output of up to 20% (depending on site conditions).
2. The original selective coating was designed to be stable at high temperature and in vacuum but the stability at exposed environment (air & humidity) was relatively limited. The applied UVAC selective coating is designed to work at vacuum and exposed outdoor conditions, with no oxidation or oxide deposit on the glass tubes. Operating temperature at exposed environment (air) is 400°C.
3. A new solar radiation shield set was designed in such a way, that it shields the glass to metal connection zone and the bellow connections, maintaining the fixed relative position in spite of the axial displacement of the tube during heat up. The design specification demands of the shield set are to protect the glass-to-metal connection even at extremely low radiation angles of the sun, of both direct and reflected sunrays, while it interferes as little as possible with the effective collecting area of the UVAC, so as not to deteriorate the overall efficiency of the solar system.

Possible heat transfer fluids are ranging from the proven synthetic oils to silicon oil, water/steam and molten salts.

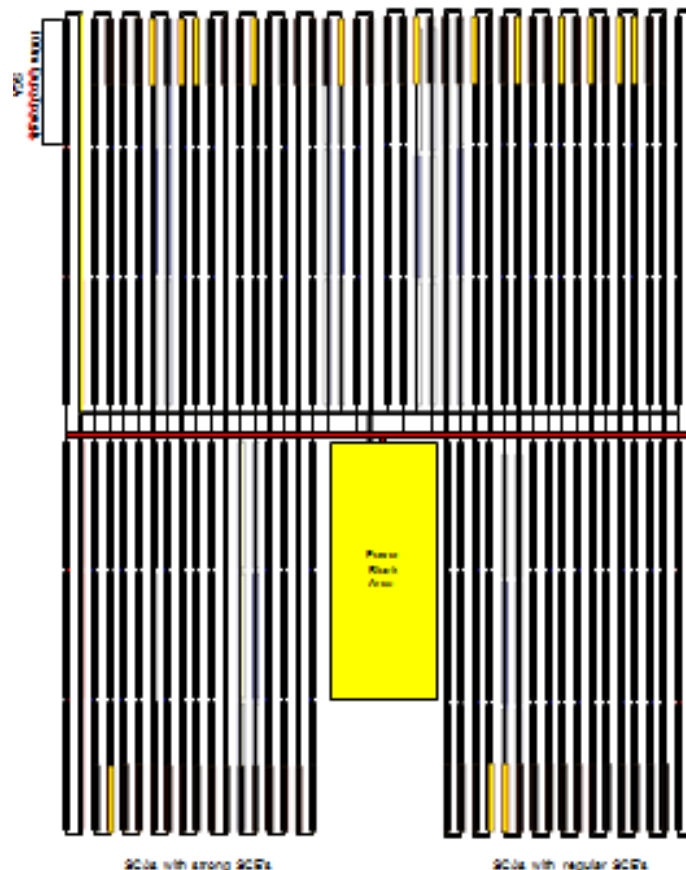


Figure 6: Principle layout of solar field with strong and regular 100m EuroTrough collectors

4. EuroTrough Costs and Market Perspectives

The industrial EuroTrough partners are prepared to offer solar fields with the EuroTrough collectors

Capítulo 2: ANEXOS

ET100 and ET150 on a turn-key basis to utilities, IPP developers and process heat users; they have been prequalified with EuroTrough solar field offers for the Integrated Solar Combined Cycle projects in Mathania (India) and Kuraymat (Egypt). EuroTrough solar field cost depends on field size and specific site. For a first of ET150 solar field with at least 500 000 m² in Southern Spain, the EuroTrough partners count with solar field cost of 206 €/m² including HTF system and installation.

Under the contract of the Solar Millennium AG of Germany, the EuroTrough industrial partners are now engineering the Andasol project, a 50 MW solar only plant with 549 360 m² EuroTrough solar field and 9 hours of storage for implementation in Southern Spain under the framework of the Royal Decree 2818 and its expected premium for solar thermal power. With a measured annual direct normal irradiation of 2200 kWh/a, this field of ET150 EuroTrough collectors will annually supply 594 312 MWh_{th}/a of solar steam to a Rankine cycle of 38% gross annual efficiency, which feeds 181 700 MWh_e/a of net solar electricity to the grid. The cost of the EPC contract (without land and without contingencies) amount to 181 M€. With an expected lifetime of 25 years, an annual depreciation of 6.7%, an annual discount rate of 9.0%, an annual insurance rate of 1.0% and an annual income tax rate of 35%, the Levelized Electricity Costs according to the IEA method are 0.15 €/kWh for this project.

5. EURO TROUGH Consortium

Mediterranean Solar Process heat applications of the EuroTrough technology have been investigated by the independent consultant Fichtner Solar GmbH (Germany) and the research laboratory CRES (Greece). Power equipment costs have been verified by the Spanish utility partner Iberdrola. The EuroTrough technology and engineering is fully backed by the industrial supply partners of the EuroTrough consortium, i.e. the companies Abengoa/Inabensa (Spain), Flabeg Solar International GmbH (Germany) and Schlaich Bergermann & Partner (Germany). Solel (Israel) contribute the high efficient UVAC absorber tubes for the ET100 and ET150 modules at the PSA. Ciemat (Spain) and DLR (Germany/Spain) support the development mainly with their experience on collector development and testing on PSA. The development and qualification testing of the EuroTrough was financially supported by the European Commission within the 4th and 5th Framework Programs under contracts JOR3-CT98-0231 and ERK6-CT-1999-00018. The development was further supported by the Spanish and German Governments to Ciemat and DLR respectively.

References

- [1] EuroTrough Project. Final Public Report, European Commission Contract No. JOR3-CT98-00231, Sevilla/Almería/Brussels, 2001
- [2] Manuel Blanco-Muriel, Diego C. Alarcón-Padilla, Teodoro López-Maratalla, Martín Lara-Coira: „Computing the Solar Vector“, Solar Energy 2001;70 (5):431-441.
- [3] Lüpfert E, Geyer M, Schiel W, Esteban A, Osuna R, Zarza E, Nava P. EuroTrough Design Issues and Prototype Testing at PSA. Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference – Forum 2001, Solar Energy: The Power to Choose (R. Campbell-Howe, Ed.), Washington, DC, April 21-25, 2001, pp. 389-394. www.eren.doe.gov/troughnet/
- [4] Pilkington Solar. Status Report on Solar Thermal Power Plants - Experience, Prospects and Recommendations to Overcome Market Barriers of Parabolic Trough Collector Power Plant Technology. Cologne 1996. ISBN 3-9804901-0-6.
- [5] Dudley VE, Kolb GJ, Mahoney AR, Mancini TR, Matthews CW, Sloan M, Kearney D. SEGS LS-2 Collector Test Results. Sandia National Laboratories, SAND94-1884, USA 1994
- [6] www.eurotrough.com

Capítulo 2: ANEXOS

Anexo V: Fluido Térmico (Therminol VP-1).

Descripción del Producto.

Therminol VP-1 es un fluido sintético que fue diseñado para satisfacer los requisitos de un sistema de fase vapor con un rango de 12° C a 400° C / 54° F a 750° F. Therminol VP-1 tiene una diversidad de cualidades:

- **Excelente Propiedades de Transferencia de Calor** - Therminol VP-1 es un fluido sintético de transferencia térmica que combina una excepcional estabilidad y baja viscosidad, para un funcionamiento eficiente, confiable y uniforme, en un amplio rango de temperatura de 12° C a 400° C / 54° F a 750° F. Therminol VP-1 tiene la estabilidad térmica más alta de todos los fluidos de calor orgánicos.
- **Fluido de Fase Vapor** - Therminol VP-1 es una mezcla eutéctica con 73.5% de óxido de diphenyl y 26.5% de biphenyl. Puede ser usado como fluido de transferencia de calor líquido o fluido de transferencia de calor vaporizador-condensador, de la mitad su temperatura máxima hasta el tope. Es miscible e intercambiable con otros fluidos similares constituidos por óxido de diphenyl/biphenyl.
- **Baja Viscosidad** - Therminol VP-1 tiene baja viscosidad hasta 12° C / 54° F. En razón a su punto de cristalización a 12° C / 54° F, este fluido funcionaria mejor en climas más fríos para evitar problemas operacionales.
- **Control de Temperatura** - En razón de la habilidad en operar como fase vapor, Therminol VP-1 es excepcional para uso en sistemas de transferencia de calor que requieran un control de temperatura minucioso.

Aplicaciones.

Therminol VP-1 es utilizado en una amplia variedad de industrias, como por ejemplo:

- Manufactura de Fibras Acrílicas y Nylon.
- Productos Químicos.

Para más informaciones de sistemas de Therminol VP-1 y sus aplicaciones, escribanos un [e-mail](#) o entre en contacto con uno de nuestros [Representantes de Servicios Técnicos](#).

Propiedades Detalladas.

[Haga click aqui para bajar el boletin de producto](#) conteniendo las propiedades físicas y de transporte para el Therminol VP-1.

Propiedades Típicas.

Therminol® VP-1. Fluido de Tranferencia Térmica Fase Vapor/Fase Líquida Temperatura de trabajo fase líquida 12 °C a 400 °C (54 °F a 750 °F) Temperatura de trabajo fase vapor 255 °C a 400 °C (495 °F a 750 °F).

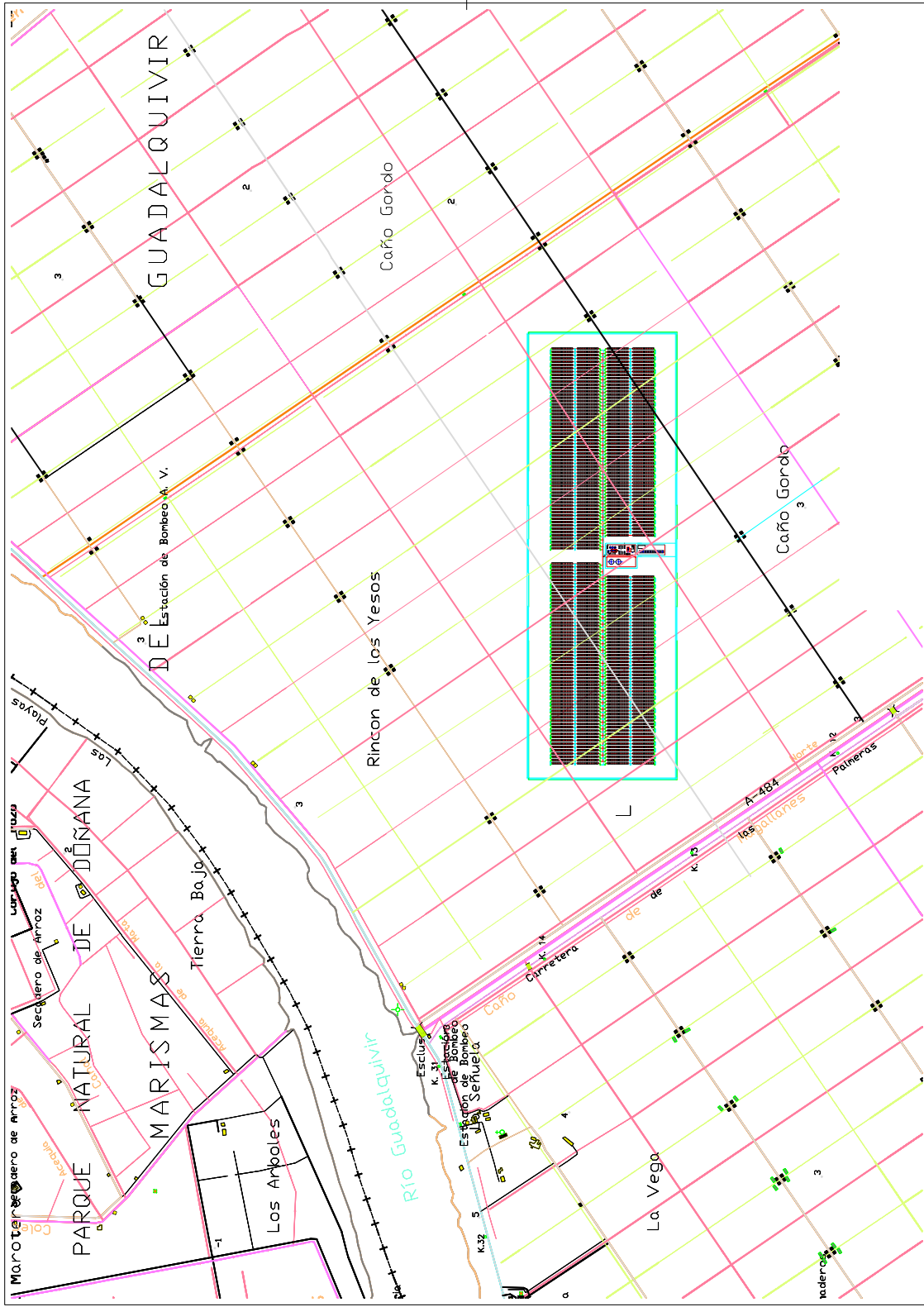
Capítulo 2: ANEXOS

Apariencia	Clara, líquido color de agua
Composición	Mezcla Eutéctica 26,5% Binefil e 73,5% Óxido de Difenila
Punto de cristalización	12 °C (54 °F)
Humedad	300 ppm
Punto de Fulgor (ASTM D-92)	124 °C (255 °F)
Fire Point (ASTM D-92)	127 °C (260 °F)
Temperatura de auto ignición (ASTM D-2155)	621 °C (1150 °F)
Viscosidad Cinemática, a 40 °C	2.48 mm ² /s (cSt)
Viscosidad Cinemática, a 100 °C	0.99 mm ² /s (cSt)
Densidad a 25 °C	1060 kg/m ³ (8.85 lb/gal)
Gravedad específica (60 °F/60 °F)	1.069
Coeficiente de expansión térmica a 200 °C	0.000979/°C (0.000544/°F)
Volumen de contracción al congelarse	6.27%
Volumen de expansión al descongelarse	6.69%
Resistividad Específica a 20 °C	6.4 x 10 ¹¹ ohm-cm
Peso molecular medio	166
Calor de Fusión	97.3 kJ/kg (41.8 Btu/lb)
Punto de Ebullición	257 °C (495 °F)
Calor de vaporización a 400 °C	206 kJ/kg (88.7 Btu/lb)
Temperatura máxima de utilización	400 °C
Intervalo óptimo de temperatura (fase líquida)	12-400 °C (54-750 °F)
Intervalo óptimo de temperatura (fase vapor)	255-400 °C (495-750 °F)
Temperatura máxima de película	425 °C (800 °F)
Temperatura Pseudocrítica	499 °C (930 °F)
Presión Pseudocrítica	33.1 bar (480 psia)
Densidad Pseudocrítica	327 kg/m ³ (20.4 lb/ft ³)



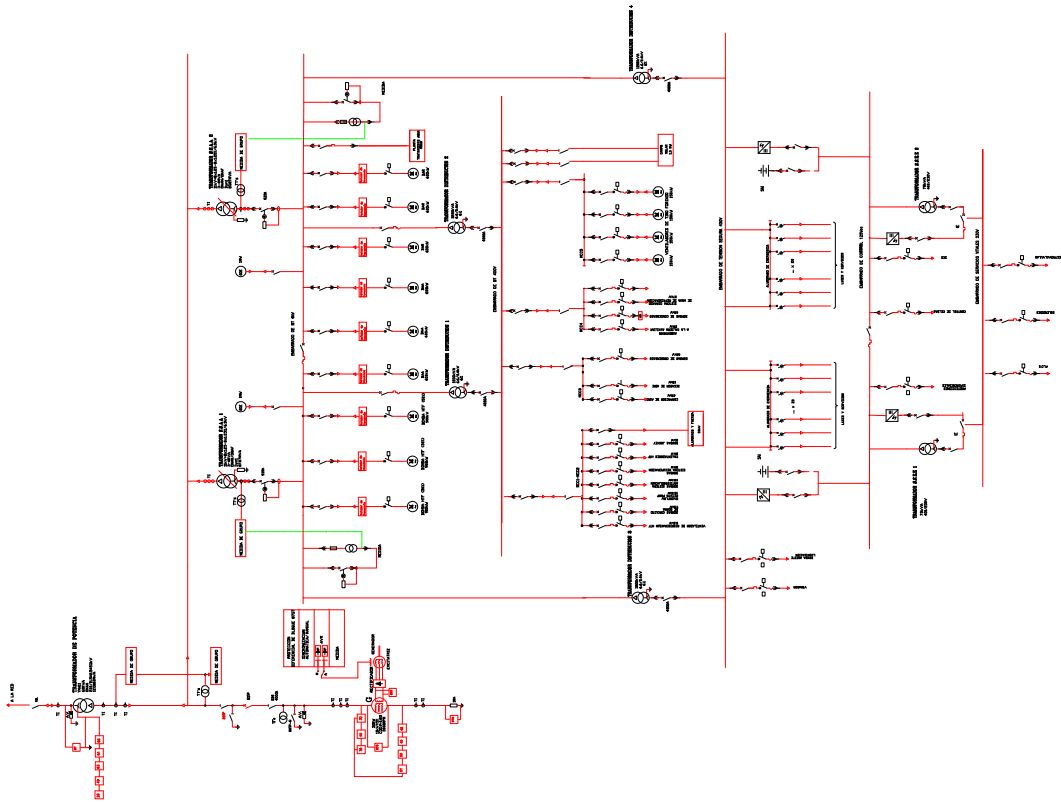
ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR.

Capítulo 3: PLANOS

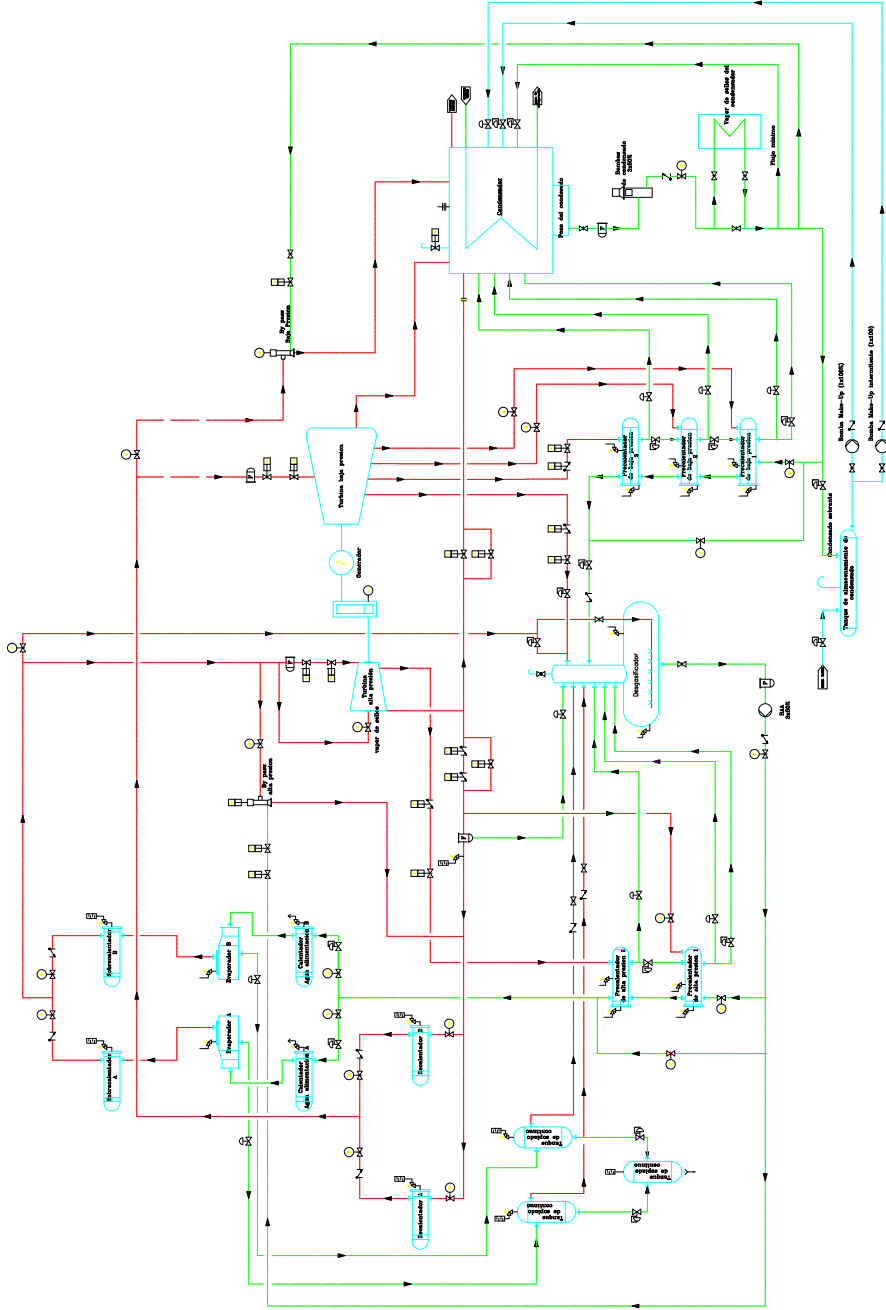


TITULO PROYECTO		PLANTA TERMOSOLAR TRESOL I 50 MW	
PROYECTO	PETICIONARIO	ESUELA SUPERIOR DE INGENIERIA DE OBRAS	
FN DE CARRERA	RESERVACION	LOCALIZACION DE LA PLANTA	
REALIZADO POR	VERIF.	APROBADO	
JASE LOS BARRIOS FUERTES	S/E	HJMAS 1 de 1	
FECHA	NUMERO DE PLANO	TRI-L-PTB-002	
20/02/12	CLIENTE	0	

REV.	PARA APROBACION	DESCRIPCION	FECHA	FECHA DE EJECUCION	FECHA DE AUTZ
0					
1					

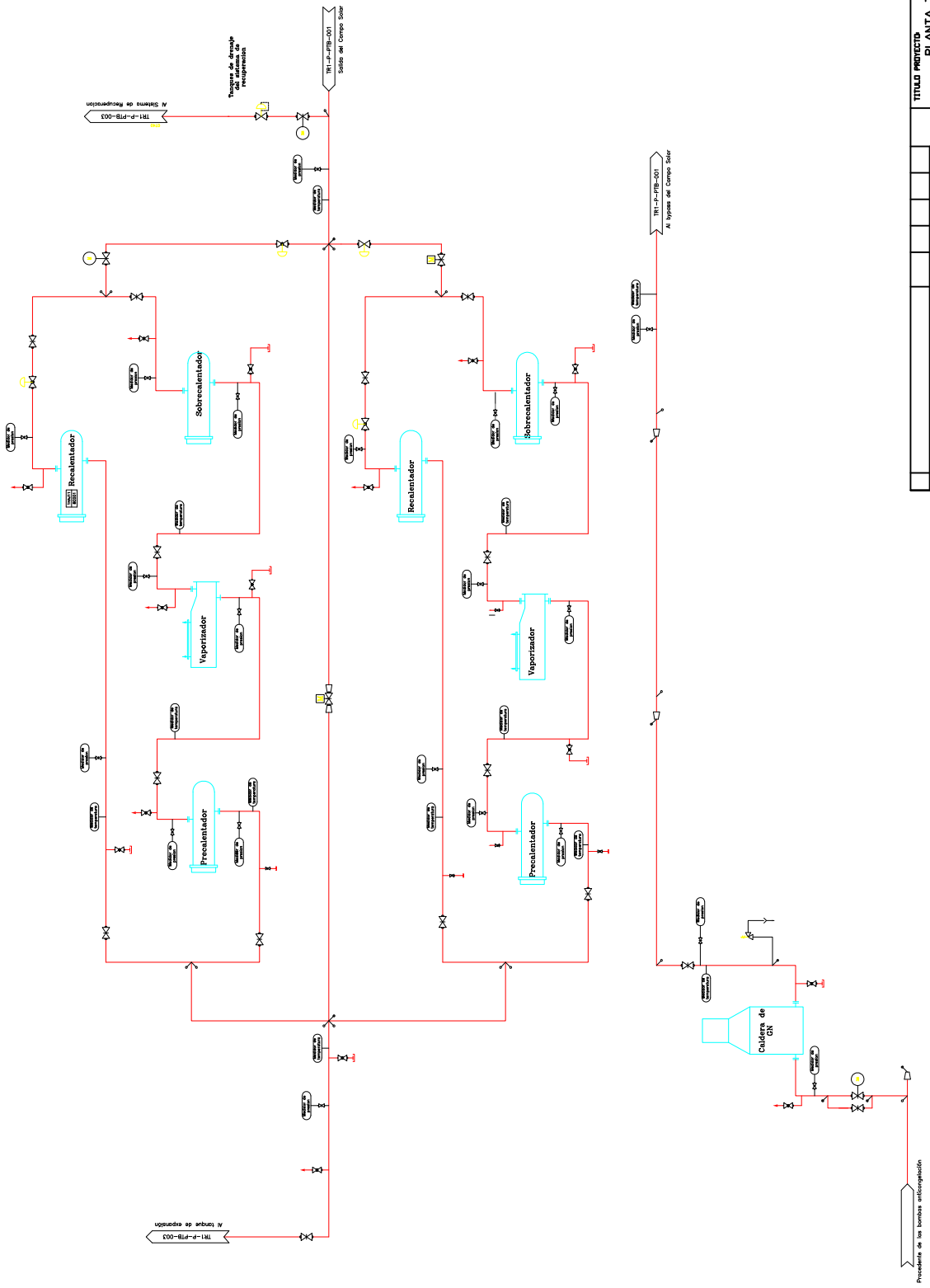


TITULO PROYECTO	PLANTA TERMOSOLAR TRESOL I 50 MW		
PROYECTO	PROYECTADO	ESUELA SUPERIOR DE INGENIERIA DE OJIZ	
PN DE CARRERA	ESPECIALIDAD	INGENIERIA EN ELECTRICIDAD	
DESCRIPCION	DIAGRAMA UNIFILAR		
REALIZADO POR	VERIF.	APROBADO	
JOSUE LUIS BARRIOS FUENTES		RUMAS	
ESUELA S/E	1 de 1		
FECHA	NUMERO DE PLANO	REV.	
20/02/12	TRI-E-PTB-001	0	
	CLIENTE		

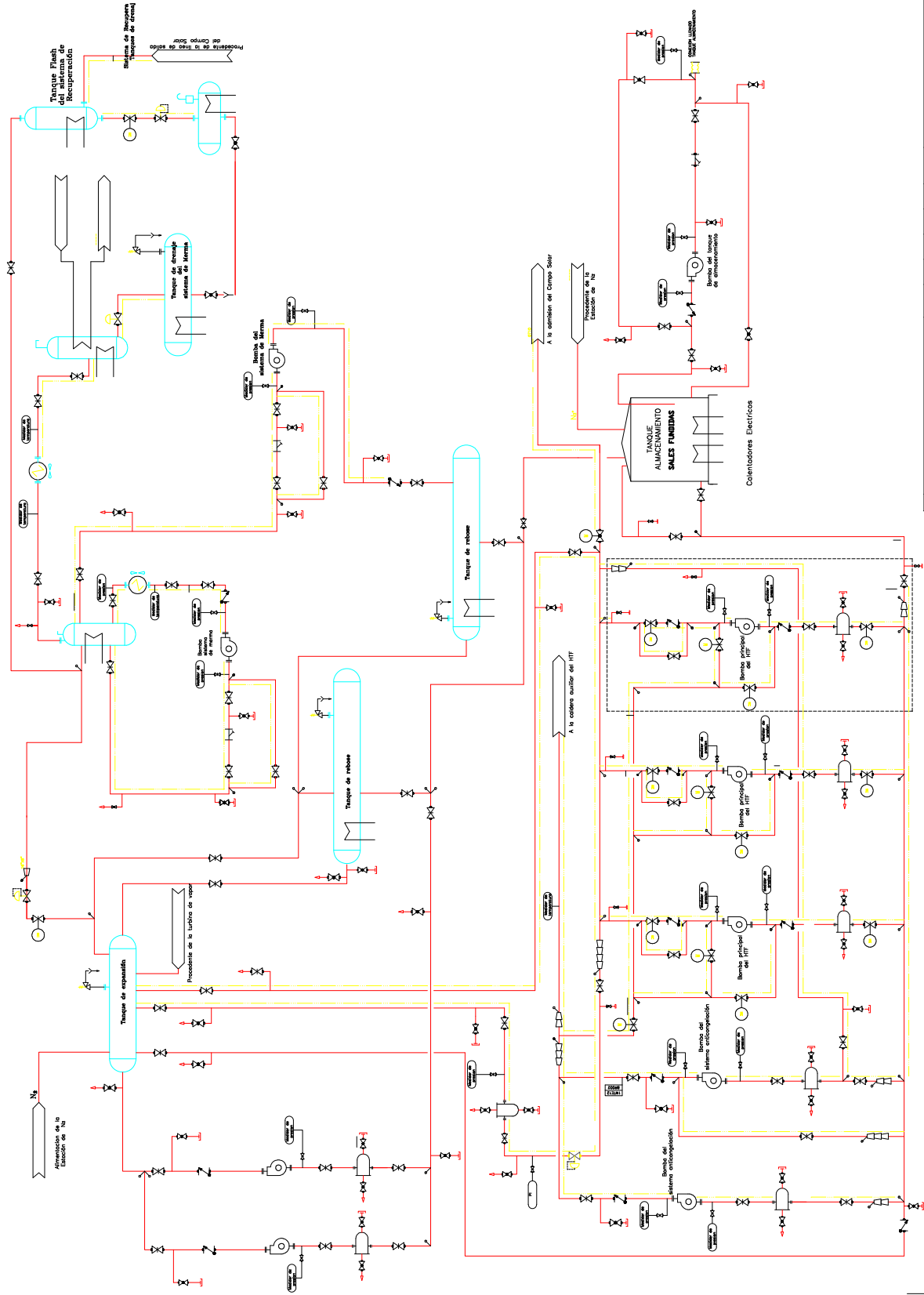


- LEGENDA DE LINEAS Y COLORES**
- Agua de refrigeración
 - Agua de calefacción
 - Vapor de calefacción
 - Vapor de potencia
 - Agua
 - Aire
 - Aceite

TÍTULO PROYECTO		PLANTA TERMOSOLAR TRESOL I 50 MW	
PROYECTO	PROYECTADO	ESUELA SUPERIOR DE INGENIERIA DE OBRAS	
FN DE CARRERA	ESPECIALIDAD	CIRCUITO AGUA-VAPOR	
REALIZADO POR	VERIFICADO	APROBADO	
JOSÉ LUIS BARRERA FUENTES		RAMAS	1 de 1
ESUELA S/E		NÚMERO DE PLANO	TRI-P-PTB-001
FECHA	20/02/12	CLIENTE	0
REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA DE EJECUCIÓN	AUTZ
0			



TITULO PROYECTO		PLANTA TERMOSOLAR TRESOL I 50 MW	
PROYECTO	PROYECTADO	ESUELA SUPERIOR DE INGENIERIA DE OBRAS	
PN DE CARRERA	ESPECIALIDAD	CIRCUITO DE ACEITE	
REALIZADO POR	FECHA	VERIF.	APROBADO
JOSÉ LUIS BARRERA FUENTES	S/E	REV. 1	REV. 2
FECHA	NUMERO DE PLANO	CLIENTE	
20/02/12	TRI-P-PTB-002	0	



TÍTULO PROYECTO		PLANTA TERMOSOLAR TRESOL I 50 MW	
PROYECTO	PROYECTADO	ESUELA SUPERIOR DE INGENIERIA DE OBRAS	
PN DE CARRERA	RESERVA	CIRCUITO DE ACEITE	
REALIZADO POR	VERIF.	APROBADO	
JOSÉ LUIS SANCHEZ FUERTES	S/E	MOLAS	
FECHA	NUMERO DE PLANO	REV.	
20/02/12	TRI-P-PTB-003	2 de 2	
	CLIENTE	0	

REV.	PARA APROBACION	DESCRIPCION	FECHA	FECHA E-LEC/VERIF./APR. AUTZ.
0				
1				



ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

1. Consideraciones generales.

1.1 Objetivos.

El presente pliego de condiciones tiene como objetivo establecer los requisitos que deben cumplimentar las tareas de ejecución de la central termosolar de referencia, cuyas características técnicas están especificadas en los restantes documentos que componen el presente Proyecto.

1.2 Documentación del contrato de obra.

Integran el contrato de obra los siguientes documentos, relacionados por orden de prelación atendiendo al valor de sus especificaciones, en el caso de posibles interpretaciones, omisiones o contradicciones:

1. Las condiciones fijadas en el propio documento de Contrato.
2. El Pliego de Condiciones Particulares.
3. El presente Pliego General de Condiciones.
4. El resto de la documentación de Proyecto (memoria, planos, mediciones y presupuestos).

El presente proyecto se refiere a una obra de nueva construcción, siendo por tanto susceptible de ser entregada al uso a que se destina una vez finalizada la misma.

Las órdenes e instrucciones de la Dirección Facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.

En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

1.3. Disposiciones generales.

1.3.1 Formalización del contrato de obra.

Los Contratos se formalizarán, en general, mediante documento privado, que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes. El cuerpo de estos documentos contendrá:

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

- La comunicación de la adjudicación.
- La copia del recibo de depósito de la fianza (en caso de que se haya exigido).
- La cláusula en la que se exprese, de forma categórica, que al Contratista está obligado al cumplimiento estricto del contrato de obra, conforme a lo previsto en este Pliego de Condiciones, junto con la Memoria y Anexos, Estado de Mediciones, Presupuestos, Planos, así como los documentos que han de servir de base para la realización de las obras definidas en el presente Proyecto.

El Contratista, antes de la formalización del contrato de obra, dará también su conformidad con la firma al pie del Pliego de Condiciones, los Planos, Cuadro de Precios y Presupuesto General.

Serán a cuenta del adjudicatario todos los gastos que ocasione la extensión del documento en que se consigne el Contratista.

1.3.2 Jurisdicción competente.

En el caso de no llegar a un acuerdo cuando surjan diferencias entre las partes, ambas quedan obligadas a someter la discusión de todas las cuestiones derivadas de su contrato a las Autoridades y Tribunales Administrativos con arreglo a la legislación vigente, renunciando al derecho común y al fuero de su domicilio, siendo competente la jurisdicción donde estuviese ubicada la obra.

1.3.3 Responsabilidad del contratista.

El contratista estará obligado al cumplimiento de la pertinente reglamentación del trabajo, la contratación del seguro obligatorio, subsidio familiar o de vejez, seguro de enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social que se encuentren vigentes en el momento de la ejecución de las obras.

1.3.4 Copia de documentos.

El Contratista, a su costa, tiene derecho a sacar copias de los documentos integrantes del Proyecto. El contratista podrá tomar nota o sacar copia, a su costa, de todos los documentos del proyecto, haciéndose responsable de la buena conservación de los documentos originales, que serán devueltos al ingeniero después de su utilización.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

Tras la finalización de los trabajos, y en el plazo máximo de dos meses, el contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos originales de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al ingeniero dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados. Salvo aprobación previa y por escrito del ingeniero No se harán por parte del contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el proyecto.

1.3.5 Suministro de materiales.

Se especificará en el Contrato la responsabilidad del Contratista por retraso en el plazo de terminación o en plazos parciales, como consecuencia de deficiencias o faltas en los suministros.

1.3.6 Hallazgos.

El Promotor se reserva la posesión de las antigüedades, objetos de arte o sustancias minerales utilizables que se encuentren en las excavaciones y demoliciones practicadas en sus terrenos o edificaciones. El Contratista deberá emplear, para extraerlos, todas las precauciones que se le indiquen por parte del Director de Obra.

El Promotor abonará al Contratista el exceso de obras o gastos especiales que estos trabajos ocasionen, siempre que estén debidamente justificados y aceptados por la Dirección Facultativa.

1.3.7 Principios básicos para el diseño y la construcción.

1. La base de este documento está proporcionada por los principios generales de la fiabilidad y la durabilidad de estructuras, que en la norma ISO 2394.
2. Los elementos instalados que componen la central deberán estar diseñados, fabricados y mantenidos como para garantizar una operación segura y económica durante su vida útil prevista.
3. La inspección y los intervalos de mantenimiento se planificarán para proporcionar una seguridad adecuada en el funcionamiento de la central. El diseño deberá tener en cuenta la viabilidad de llevar a cabo inspecciones de los componentes pertinentes.
4. Cuando el mantenimiento no sea posible, los componentes deberán estar diseñados con una durabilidad adecuada para toda la vida útil de la central.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

5. El concepto de mantenimiento abarca todas las actividades llevadas a cabo por una persona autorizada durante la vida útil de la central para asegurar su durabilidad. Esto incluye:

- Inspecciones periódicas de mantenimiento.
- Las inspecciones extraordinarias (por ejemplo, después de los daños, impacto de rayos, terremotos o impredecible fenómenos extremos).
- Reparaciones.

1.3.8 Requisitos para los fabricantes.

Los fabricantes deberán ser adecuados para el trabajo, que se llevará a cabo, en cuanto a sus instalaciones de taller, procesos de fabricación, así como la formación y capacidades del personal. Para ello se les evaluará por medio de un sistema de gestión documentado y certificado de calidad si fuera necesario.

Es la responsabilidad del fabricante cumplir con las leyes y ordenanzas pertinentes, reglamentos técnicos, normas y hojas de datos.

Los fabricantes tendrán a su disposición instalaciones y equipos adecuados para la ejecución de la obra. El equipo y las instalaciones incluyen:

- Talleres.
- Paños de materiales.
- Aparatos de elevación para el montaje y el transporte.
- Maquinaria para el procesado y herramientas.
- Herramientas y equipos para soldadura.

El personal de la empresa se ser tal que se garantice que los componentes puedan ser preparados, fabricados y probados correctamente. Se podrá exigir una prueba técnica al personal.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

1.3.9 Gestión de la calidad.

Siempre que el fabricante haya implantado un Sistema de Gestión de Calidad, de acuerdo con una norma reconocida, y esto ha sido evaluada por DNV, la empresa será aprobada. Una certificación del Sistema de Gestión de Calidad por un organismo acreditado de certificación es reconocida a través de la evaluación por DNV.

El Sistema de Gestión de Calidad obliga a los fabricantes seguir los requisitos establecidos en el. La El fabricante es responsable de asegurar que todas las pruebas e inspecciones establecidas sean aprobadas.

Como mínimo, Sistema de Gestión de Calidad deberán cumplir los requisitos del modelo de gestión de calidad según la norma ISO 9001. ISO 9000 e ISO 9004 contienen principios básicos y recomendaciones para la aplicación de un Sistema de Gestión de Calidad.

1.3.10 Instalación eléctrica.

Todos los equipos eléctricos se diseñarán de acuerdo con reconocidos normas, que deberán figurar en la documentación técnica, para cumplir con el funcionamiento y las condiciones ambientales espera en el lugar de instalación.

El grado mínimo de protección contra materias extrañas y el agua (de acuerdo con la norma IEC 60529 "Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP) "), son los siguientes:

- Zonas secas IP 21.
- Zonas Húmedas IP 43.
- Instalaciones a la intemperie IP55.

Todos los componentes de la instalación eléctrica se estarán protegidos contra sobrecargas y cortocircuitos. En este caso el equipo de protección disparará de forma fiable y evitará daños en la turbina.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

1.3.11 Seguridad en el trabajo.

El contratista está obligado a cumplir todas las condiciones, normas y reglamentos como fueran de pertinente aplicación para este caso. Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos eléctricos con equipos en tensión, o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos, utilizarán calzado aislante o al menos, sin herrajes o clavos en las suelas, evitarán el uso innecesario de objetos de metal, y llevarán en bolsas las herramientas y equipos. El personal del contratista está obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal necesarios para eliminar o reducir los riesgos profesionales, pudiendo el ingeniero suspender los trabajos si estima que el personal está expuesto a peligros que son corregibles.

El ingeniero podrá exigir al contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar su propia integridad física o la de sus compañeros.

El ingeniero podrá exigir al contratista en cualquier momento, antes o después del comienzo de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado, de forma legal, los regímenes de Seguridad Social.

1.3.12 Seguridad pública.

El contratista deberá tomar las máximas precauciones para proteger a personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El contratista mantendrá la póliza de seguros que proteja a sus empleados y obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., en que pudieran incurrir para con el contratista o para con terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

1.3.13 Organización del trabajo.

El contratista ordenará los trabajos de la forma más eficaz para su perfecta ejecución, y siguiendo las indicaciones del presente pliego de condiciones

1.3.14 Replanteo de la obra.

El ingeniero, una vez que el contratista esté en posesión del proyecto y antes de comenzar las obras, deberá realizar el replanteo de la misma, con especial atención en los puntos singulares. Se levantará acta, por duplicado, firmada por el ingeniero y el representante del contratista.

1.3.15 Mejoras y variaciones sobre el proyecto.

No se considerarán mejoras y variaciones del proyecto más que aquellas que hayan sido ordenadas expresamente por escrito por el ingeniero, y convenido precio antes de su ejecución.

1.3.16 Recepción de materiales.

El ingeniero, de acuerdo con el contratista, dará su aprobación a los materiales suministrados y confirmará su validez para una instalación correcta. La vigilancia y conservación de los materiales, será por cuenta del contratista.

1.3.17 Organización.

El contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes, y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente estén establecidas, y, en general, a todo cuanto se legisle, decrete y ordene sobre el particular, antes o durante la ejecución de las obras.

Dentro de lo estipulado en el pliego de condiciones, la organización de la obra y la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del contratista, el cual deberá informar previamente al ingeniero.

En las "Obras por Administración", el contratista deberá dar cuenta diaria al ingeniero de la admisión de personal, adquisición o alquiler de elementos auxiliares, compra de materiales y

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

cuantos gastos haya de efectuar.

Para los contratos de trabajo, compra de materiales o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios o cuotas sobrepasen en más de un 5% los normales del mercado, solicitará la aprobación previa del ingeniero, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo caso de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

1.3.18 Ejecución de las obras.

Las obras se ejecutarán conforme al proyecto, a las condiciones contenidas en el presente pliego de condiciones generales y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el pliego de condiciones técnicas.

El contratista, salvo aprobación por escrito por parte del ingeniero, no podrá realizar ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza en los datos fijados en el proyecto.

1.3.19 Subcontratación de las obras.

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste contratar con terceros la realización de determinadas unidades de obra, de acuerdo con los siguientes requisitos:

- Dicha subcontratación debe ser autorizada previamente por el ingeniero. A este fin el contratista deberá dar conocimiento, por escrito, al ingeniero del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas.
- Las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros, no excederán del **50%** del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso, el contratante no quedará vinculado en absoluto con el subcontratista, ni a reconocer obligación contractual alguna, entre él y el subcontratista, y cualquier subcontratación de obra no eximirá al contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al contratante.

La subcontratación deberá siempre supeditarse a la autorización previa por parte de la parte contratante.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

1.3.20 Plazo de ejecución.

El plazo de ejecución previsto para la realización de las obras es de veinticuatro (24) meses, contados a partir de la fecha de su contratación.

Los plazos de ejecución, totales y parciales, indicados en el contrato, empezarán a contar a partir de la fecha del replanteo de las obras. El contratista estará obligado a cumplir los plazos señalados, que serán improrrogables.

No obstante lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones, cuando los cambios determinados por el ingeniero y debidamente aprobados por el contratante, influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por causas ajenas por completo al contratista, no fuera posible iniciar los trabajos en la fecha prevista, o tuvieran que ser suspendidos una vez comenzados, se concederá, por parte del ingeniero, la prórroga estrictamente necesaria.

1.3.21 Recepción provisional.

Una vez terminadas las obras y dentro de los quince días siguientes a la petición del contratista, se hará la recepción provisional de las mismas por parte del contratante, requiriéndose para ello la presencia del ingeniero y del contratista, levantándose la correspondiente acta, en la que se hará constar, si es procedente, la conformidad con los trabajos realizados.

El acta será firmada por el ingeniero y por el representante del contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente, de acuerdo con las especificaciones contenidas en el pliego de condiciones técnicas y proyecto correspondiente, comenzando en este momento a contar el plazo de garantía.

En el caso de no hallarse la obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el acta, y se darán al contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo determinado para ello.

Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta del contratista. Si el contratista no cumpliera estas prescripciones, podrá declararse

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

rescindido el contrato, con pérdida de la fianza.

1.3.22 Período de garantía.

El periodo de garantía será el señalado en el contrato a contar desde la fecha de aprobación del acta.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el contratista será responsable de la conservación de la obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defecto de ejecución o mala calidad de los materiales.

1.3.23 Recepción definitiva.

Una vez finalizado el plazo de garantía señalado en el contrato, o en su defecto, a los doce (12) meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del ingeniero y del representante del contratista, levantándose, si las obras son conformes, el acta correspondiente, por duplicado, firmada por el ingeniero y el representante del contratista, y ratificada por el contratante.

2 Condiciones económicas.

2.1 Definición.

Las condiciones económicas fijan el marco de relaciones económicas para el abono y recepción de la obra. Tienen un carácter subsidiario respecto al contrato de obra, establecido entre las partes que intervienen, Promotor y Contratista, que es en definitiva el que tiene validez.

2.2 Contrato de obra.

Se aconseja que se firme el contrato de obra, entre el Promotor y el Contratista, antes de iniciarse las obras. A la Dirección Facultativa (Director de Obra y Director de Ejecución de la Obra) se le facilitará una copia del contrato de obra, para poder certificar en los términos pactados. Sólo se aconseja contratar por administración aquellas partidas de obra irrelevantes y de difícil cuantificación, o cuando se desee un acabado muy esmerado.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

El contrato de obra deberá prever las posibles interpretaciones y discrepancias que pudieran surgir entre las partes, así como garantizar que la Dirección Facultativa pueda, de hecho, COORDINAR, DIRIGIR y CONTROLAR la obra, por lo que es conveniente que se especifiquen y determinen con claridad, como mínimo, los siguientes puntos:

- Documentos a aportar por el Contratista.
- Condiciones de ocupación del solar e inicio de las obras.
- Determinación de los gastos de enganches y consumos.
- Responsabilidades y obligaciones del Contratista: Legislación laboral.
- Responsabilidades y obligaciones del Promotor.
- Presupuesto del Contratista.
- Revisión de precios (en su caso).
- Forma de pago: Certificaciones.
- Retenciones en concepto de garantía (nunca menos del 5%).
- Plazos de ejecución: Planning.
- Retraso de la obra: Penalizaciones.
- Recepción de la obra: Provisional y definitiva.
- Litigio entre las partes.

Dado que este Pliego de Condiciones Económicas es complemento del contrato de obra, en caso de que no exista contrato de obra alguno entre las partes, se le comunicará a la Dirección Facultativa, que pondrá a disposición de las partes, el presente Pliego de Condiciones Económicas, que podrá ser usado como base para la redacción del correspondiente contrato de obra.

2.3 Finanzas.

El Contratista presentará una fianza con arreglo al procedimiento que se estipule en el contrato

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

de obra.

2.3.1 Ejecución de los trabajos con cargo a la fianza.

Si el contratista se negase a hacer por su cuenta los trabajos precisos para ultimar la obra en las condiciones contratadas, el Director de Obra, en nombre y representación del Promotor, los ordenará ejecutar a un tercero, o podrá realizarlos directamente por administración, abonando su importe con la fianza depositada, sin perjuicio de las acciones a que tenga derecho el Promotor, en el caso de que el importe de la fianza no bastase, para cubrir el importe de los gastos, efectuados en las unidades de obra que no fuesen de recibo.

2.3.2 Devolución de las fianzas.

La fianza recibida será devuelta al Contratista en un plazo establecido en el contrato de obra, una vez firmada el Acta de Recepción Definitiva de la obra. El Promotor podrá exigir que el Contratista le acredite la liquidación y finiquito de sus deudas, causadas por la ejecución de la obra, tales como salarios, suministros y subcontratos.

2.4 Precios.

El objetivo principal de la elaboración del presupuesto es anticipar el coste del proceso de construcción de la obra. Se descompondrá el presupuesto en unidades de obra, componente menor que se contrata y certifica por separado, y basándonos en esos precios, se calculará el presupuesto.

2.4.1 Precio básico.

Es el precio por unidad (ud, m, Kg, etc.) de un material dispuesto a pie de obra (incluido su transporte a obra, descarga en obra, embalajes, etc.) o el precio por hora de la maquinaria y de la mano de obra.

2.5 Precios contradictorios.

Sólo se producirán precios contradictorios cuando el Promotor, por medio del Director de Obra, decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista. El Contratista siempre estará obligado a

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

efectuar los cambios indicados.

A falta de acuerdo, el precio se resolverá entre el Director de Obra y el Contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos, y en el plazo que determine el contrato de obra o, en su defecto, antes de quince días hábiles desde que se le comunique, fehacientemente, al Director de Obra. Si subsiste la diferencia, se acudirá, en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto y, en segundo lugar, al banco de precios de uso más frecuente en la localidad.

Los contradictorios que hubiese, se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato de obra. Nunca se tomará para la valoración de los correspondientes precios contradictorios la fecha de la ejecución de la unidad de obra en cuestión.

2.5.1 Reclamación de aumento de precios.

Si el Contratista, antes de la firma del contrato de obra, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras.

2.5.2 Acopio de materiales.

El Contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que el Promotor ordene por escrito.

Los materiales acopiados, una vez abonados por el propietario, son de la exclusiva propiedad de éste, siendo el Contratista responsable de su guarda y conservación.

2.6. Obras por administración.

Se denominan "*Obras por administración*" aquellas en las que las gestiones que se precisan para su realización las lleva directamente el Promotor, bien por sí mismo, bien por un representante o por mediación de un Contratista. Las obras por administración se clasifican en dos modalidades:

- Obras por administración directa.
- Obras por administración delegada o indirecta. Según la modalidad de contratación, en el

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

contrato de obra se regulará:

- Su liquidación.
- El abono al Contratista de las cuentas de administración delegada.
- Las normas para la adquisición de los materiales y aparatos.
- Responsabilidades del Contratista en la contratación por administración en general y, en particular, la debida al bajo rendimiento de los obreros.

2.7 Valoración y abono de los trabajos.

2.7.1 Forma y plazos de abono de las obras.

Se realizará por certificaciones de obra, y se recogerán las condiciones en el contrato de obra, establecido entre las partes que intervienen (Promotor y Contratista) que, en definitiva, es el que tiene validez.

Los pagos se efectuarán por la propiedad, en los plazos previamente establecidos en el contrato de obra, y su importe corresponderá precisamente al de las certificaciones de la obra, conformadas por el Director de Ejecución de la Obra, en virtud de las cuáles se verifican aquéllos.

El Director de Ejecución de la Obra realizará, en la forma y condiciones, que establezca el criterio de medición en obra, incorporado en las Prescripciones, en cuanto a la Ejecución por unidad de obra, la medición de las unidades de obra ejecutadas durante el período de tiempo anterior, pudiendo el Contratista presenciar la realización de tales mediciones.

Para las obras o partes de obra que, por sus dimensiones y características, hayan de quedar posterior y definitivamente ocultas, el contratista está obligado a avisar al Director de Ejecución de la Obra con la suficiente antelación, a fin de que éste pueda realizar las correspondientes mediciones y toma de datos, levantando los planos que las definan, cuya conformidad suscribirá el Contratista.

A falta de aviso anticipado, cuya existencia corresponde probar al Contratista, queda éste obligado a aceptar las decisiones del Promotor sobre el particular.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

2.7.2 Abono de trabajos presupuestados con partida alzada.

El abono de los trabajos presupuestados en partida alzada se efectuará, previa justificación por parte del Contratista. Para ello, el Director de Obra indicará al Contratista, con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que ha de seguirse para llevar dicha cuenta.

2.7.3 Abono de trabajos especiales no contratados.

Cuando fuese preciso efectuar cualquier tipo de trabajo de índole especial u ordinaria que, por no estar contratado, no sea de cuenta del Contratista, y si no se contratasen con tercera persona, tendrá el Contratista la obligación de realizarlos y de satisfacer los gastos de toda clase que ocasionen, los cuales le serán abonados por la Propiedad por separado y en las condiciones que se estipulen en el contrato de obra.

2.7.4 Abono de trabajos ejecutados durante el plazo de garantía.

Efectuada la recepción provisional, y si durante el plazo de garantía se hubieran ejecutado trabajos cualesquiera, para su abono se procederá así:

- Si los trabajos que se realicen estuvieran especificados en el Proyecto, y sin causa justificada, no se hubieran realizado por el Contratista a su debido tiempo, y el Director de obra exigiera su realización durante el plazo de garantía, serán valorados a los precios que figuren en el Presupuesto, y abonados de acuerdo con lo establecido en el presente Pliego de Condiciones, sin estar sujetos a revisión de precios.
- Si se han ejecutado trabajos precisos para la reparación de desperfectos ocasionados por el uso del edificio, por haber sido éste utilizado durante dicho plazo por el Promotor, se valorarán y abonarán a los precios del día, previamente acordados.
- Si se han ejecutado trabajos para la reparación de desperfectos ocasionados por deficiencia de la construcción o de la calidad de los materiales, nada se abonará por ellos al Contratista.

2.8 Varios.

2.8.1 Mejoras, aumentos y/o reducciones de obra.

Si, por causas imputables al Contratista, las obras sufrieran un retraso en su finalización con

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

relación al plazo de ejecución previsto, el Promotor podrá imponer al Contratista, con cargo a la última certificación, las penalizaciones establecidas en el contrato de obra, que nunca serán inferiores al perjuicio que pudiera causar el retraso de la obra.

2.8.2 Unidades de obra defectuosas.

Las obras defectuosas no se valorarán.

2.8.3 Seguro de las obras.

El Contratista está obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución, hasta la recepción definitiva.

2.8.4 Conservación de la obra.

El Contratista está obligado a conservar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución, hasta la recepción definitiva.

2.9 Plazos de ejecución.

En el contrato de obra deberán figurar los plazos de ejecución y entregas, tanto totales como parciales. Además, será conveniente adjuntar al respectivo contrato un Planning de la ejecución de la obra donde figuren de forma gráfica y detallada la duración de las distintas partidas de obra que deberán conformar las partes contratantes.

2.10 Liquidación económica de las obras.

Simultáneamente al libramiento de la última certificación, se procederá al otorgamiento del Acta de Liquidación Económica de las obras, que deberán firmar el Promotor y el Contratista. En este acto se dará por terminada la obra y se entregarán, en su caso, las llaves, los correspondientes boletines debidamente cumplimentados de acuerdo a la Normativa Vigente, así como los proyectos Técnicos y permisos de las instalaciones contratadas.

Dicha Acta de Liquidación Económica servirá de Acta de Recepción Provisional de las obras, para lo cual será conformada por el Promotor, el Contratista, el Director de Obra y el Director de Ejecución de la Obra, quedando desde dicho momento la conservación y custodia de las mismas

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

a cargo del Promotor.

La citada recepción de las obras, provisional y definitiva, queda regulada según se describe en las Disposiciones Generales del presente Pliego.

2.11 Liquidación final de obra.

Entre el Promotor y Contratista, la liquidación de la obra deberá hacerse de acuerdo con las certificaciones conformadas por la Dirección de Obra. Si la liquidación se realizara sin el visto bueno de la Dirección de Obra, ésta sólo mediará, en caso de desavenencia o desacuerdo, en el recurso ante los Tribunales.

3 Condiciones técnicas y particulares.

3.1 Especificación general de preparación del terreno.

3.1.1 Objeto.

La presente especificación establece los requisitos correspondientes al proyecto y ejecución de los trabajos relativos a preparación del terreno y movimiento de tierras.

3.1.2 Normas códigos y otras especificaciones.

3.1.2.1 Normas y códigos.

- Normas Tecnológicas en la Edificación (NTE).
- ADE: Explanaciones.
- ADT: Túneles.
- ADV: Vaciado.
- ADZ: Zanjas y pozos.

3.1.2.2 Especificaciones de aplicación.

Además de la presente, cuando proceda, deben consultarse y observarse también las siguientes especificaciones: SP-191 Topografía y Replanteo, Geotécnica y Mecánica de Suelos.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

3.1.2.3 Alcance.

Especificación de las directrices que deben seguirse para los siguientes trabajos:

- Deforestación, desbroce y limpieza.
- Explanación del terreno: retirada de tierra vegetal y nivelación.
- Excavaciones y desmontes.
- Rellenos y terraplenes.

Se incluyen también en el ámbito de esta especificación los trabajos necesarios previos al movimiento de tierras, y las protecciones requeridas para ejecución de las obras contra el efecto de las aguas.

3.1.3 Trabajos previos.

Antes de iniciarse el diseño, debe realizarse un levantamiento topográfico suficiente a efectos de proyecto, mediciones y presupuesto de preparación del terreno y movimiento de tierras. El levantamiento topográfico se regirá por la especificación SP-191 'Topografía y Replanteo; Geotécnica y Mecánica de Suelos'.

Se atenderá al juicio del Ingeniero Projectista para la necesidad o no de obtener un informe geotécnico del terreno. En caso de que fuera necesario realizar dicho informe geotécnico, la ejecución de trabajos pertinentes y elaboración del mismo, se regirán por la especificación Sn SP-191 'Topografía y Replanteo; Geotécnica y Mecánica de Suelos'.

3.1.3.1 Deforestación, destocoado, desbroce y limpieza.

Los límites de las áreas que deben ser objeto de los trabajos de deforestación, destocoado, desbroce y limpieza, se definirán en los planos del proyecto. Además de las áreas indicadas en los planos, el Director de Obra definirá otras áreas para estos trabajos en función de las necesidades de instalaciones provisionales de obra.

Los elementos y residuos obtenidos de los trabajos antes citados, seguirán la suerte que el Director de obra decida: autorizando su quema, una vez que sean tomadas todas las precauciones necesarias para evitar los riesgos de propagación de incendios y obtenidos, si

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

procede, los permisos pertinentes de las autoridades, u ordenando su retirada del emplazamiento de la obra a un vertedero adecuado.

3.1.3.2 Control de aguas.

La presente cláusula hace referencia a la protección de los trabajos contra la acción de las aguas durante la etapa de construcción de las obras. Entre las obras que pueden requerirse para protección contra las aguas se encuentra el mantenimiento en seco de las excavaciones:

- Toda excavación que se ejecute para recibir obras de hormigón o mampostería de pozos de cimentaciones, zanjas para canales o tuberías, fosos para sótanos, socaves o similares, deberá mantenerse lo suficientemente seca para permitir que estas obras se construyan con las debidas garantías de seguridad y calidad.
- El Director de Obra deberá asegurarse de que el contratista disponga, de manera permanente y en buen estado de operación, de los equipos (bombas de achique, etc.) y elementos auxiliares (mangueras, tuberías, accesorios etc.) necesarios para el mantenimiento en seco de las excavaciones.
- Los trabajos de excavación, salvo indicación contraria, se ejecutarán en seco. Con este propósito, las aguas se conducirán hasta las obras de evacuación por zanjas con una profundidad tal que el nivel de las aguas se mantenga por debajo de la cota de apoyo de cimentaciones, de losas o de obras de fábrica.
- Donde puedan presentarse filtraciones importantes de agua, se adoptarán medidas que impidan la inundación, ejecutando, por ejemplo, perforaciones en el frente de ataque para detectar la posible presencia de agua a presión y atajarla.

3.1.3.3 Explanación de terrenos.

La actividad de explanación del terreno consiste en:

- Retirada de tierra vegetal.
- Nivelación por corte o terraplenado.
- Nivelación por relleno.

No obstante, cuando sea necesario, se puede especificar que:

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

- La retirada de tierra vegetal se realice hasta una profundidad que elimine, dentro de lo posible, la reproducción de materia vegetal.
- La explanación se ejecute a las cotas y rasantes, y con las dimensiones especificadas en los planos.
- La compactación de los rellenos se efectúe por capas de unos 30 cm al 95% del Proctor Modificado empleando material seleccionado que en parte o en su totalidad podrá ser producto de las excavaciones y el resto de préstamo.

3.1.3.4 Excavaciones y desmontes.

En esta especificación se considera excavaciones a las operaciones orientadas a la apertura de pozos o zanjas de cimentación, zanjas para canales o tuberías, cortes a media ladera y fosos para instalaciones enterradas como sótanos, socaces, etc., que se realicen una vez que se han finalizado las operaciones de desbroce.

Durante la ejecución de los trabajos se debe examinar con frecuencia, sobre todo si se trata de voladuras, los taludes de los cortes y dunas adyacentes; llevando a cabo las obras de saneo necesarias con la mayor celeridad posible para evitar el deterioro que suele aumentar con el tiempo de exposición.

Aunque el proyecto no lo haya previsto, será obligación del contratista el adoptar las medidas necesarias para prevenir:

- Los efectos de las excavaciones sobre obras existentes o por construir.
- Las consecuencias sobre la estabilidad de los taludes.
- Los efectos sobre las condiciones de drenaje de agua.
- Los efectos sobre el aspecto final del emplazamiento.

Se prohíbe todo vertido incontrolado en el cauce de los ríos y arroyos.

No se iniciarán los trabajos de hormigonado o mampostería en las excavaciones antes de que hayan sido inspeccionados fondo y laterales, y de que se haya obtenido la autorización expresa de la Dirección de Obra para continuar.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

3.1.3.5 Rellenos y terraplenes.

En esta cláusula se distinguen dos tipos de rellenos y terraplenes:

- Rellenos Ordinarios. En terrenos con pendientes, cuando la rasante final se encuentra a cota superior a la del terreno natural. Este tipo de relleno se tratará en esta especificación para casos de terraplén a media ladera para apoyo de obras (canal) y para caminos de acceso a la central.
- Rellenos en Sobre-Excavaciones. De aplicación cuando se ha excavado a mayor profundidad de la cota de apoyo.

3.1.3.6 Terraplén a media ladera.

Se aplica para apoyo de obras cuando las características del terreno lo aconsejen por no ser viable física o económicamente el retranquear la obra para efectuarla en desmonte o excavación. Siempre que se vaya a efectuar un terraplén a media ladera se retirará la tierra vegetal y todo material inadecuado en toda el área de apoyo del terraplén. Una vez retirada

la capa vegetal, se procederá a extender los materiales de terraplenado en tongadas uniformes de un espesor tan reducido como sea necesario para obtener un grado de compactación con una densidad no menor al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Normal según NLT-107/72 (Norma del Laboratorio de Transportes). No se ejecutarán terraplenes cuando la temperatura ambiente, a la sombra, sea menor de 2°C.

3.1.3.7 Terraplén para caminos de acceso.

Se retira la tierra vegetal y los materiales inadecuados y se extiende y compacta el material adecuado.

- Rellenos por Sobre-Excavación. En casos de poca importancia estructural y de riesgo reducido, podrá recuperarse la cota de apoyo mediante relleno compactado empleando materiales sobre-excavados. En los demás casos, el Director de Obra podrá optar por rellenos especiales, hormigones ciclópeos, hormigones en masa.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

3.1.3.8 Método de evaluación de los trabajos.

Deforestación, desbroce, destocoado y limpieza: se abonará por metros cuadrados medidos sobre plano en proyección horizontal de áreas.

La retirada de tierra vegetal en áreas de excavación podrá medirse en metros cúbicos sobre perfiles transversales o bien por metros cuadrados por superficie y espesor medio, pactado entre Dirección de Obra y Contratista.

La excavación se abonará por metros cúbicos medidos sobre perfiles transversales de terreno obtenidos de los planos topográficos firmados y de planos que se levanten con la configuración final. En las excavaciones en zanjas y pozos pueden existir 'excesos inevitables', es decir, sobreanchos de excavación requeridos para la ejecución de las obras y que deberán contar con la aprobación del Director de Obra. Los 'excesos inevitables' se sumarán a los volúmenes de excavación a efectos de abono, si han contado con la aprobación de la Dirección de Obra. Los excesos, fruto de errores o que no hubieren contado con la aprobación del Director de Obra, no serán contabilizados a efectos de abono.

Los terraplenes se abonarán por metros cúbicos medidos sobre perfiles transversales del terreno, obtenidos de los planos topográficos firmados y de planos que se levanten con la configuración final.

Los rellenos se abonarán por metros cúbicos medidos sobre perfiles transversales efectuados con topográfica antes y después de su colocación. Los excesos de relleno que se produzcan por errores en la excavación anterior no serán contabilizados a efectos de abono.

La carga, movimiento y extendido de material sobrante de excavaciones en sitios cercanos a éstas, estarán incluidos a efectos de abono, en las partidas de excavación.

3.1.4 Especificación general de ejecución de obras y estructuras de hormigón.

3.1.4.1 Objeto y alcance.

Se entiende en esta especificación por 'hormigón' el material compuesto por cemento, áridos, agua y ocasionalmente aditivos, mezclados en las cantidades y forma adecuados para brindar, al fraguar las características prescritas.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

1.- Esta especificación pretende dar las directrices principales para el proyecto y los requisitos para la ejecución de las obras y estructuras de hormigón, sea en masa, ciclópeo o armado, al igual que las cantidades y calidades de los materiales que se emplean en estas obras.

2.- Su campo de aplicación se limita a las obras de hormigón que se encuentran.

3.- En su alcance, además de las características que deben cumplir los hormigones, se encuentra la definición y los requisitos para trabajos y materiales relacionados con las obras de hormigón:

- Áridos, cemento, agua, aditivos y tareas de transporte, acopio y hormigonado.
- Encofrados y tareas de encofrar y desencofrar.
- Armaduras y tareas de colocación de la ferralla.

4.- No se incluyen en el ámbito de esta especificación los requisitos de diseño y proyecto- de estructuras de hormigón y hormigón armado, sino únicamente de su "ejecución".

3.1.4.2 Normas. Códigos y otras especificaciones.

Los códigos aquí mencionados serán siempre de aplicación al trabajo, a no ser que se indique lo contrario en los planos del proyecto. Todos los métodos de construcción contemplados, procedimientos de prueba y control de materiales, al igual que cualquier trabajo imprevisto o adicional como transporte, montaje, etc., estarán de estricto acuerdo con la última versión de la Instrucción Española para el Proyecto y Ejecución de Obras de Hormigón en masa o armado.

Todos los materiales que entren en la formación de la obra y para los cuales existan normas oficiales establecidas en relación con su empleo en las Obras Públicas, deberán cumplir con las ediciones que estén en vigor en la fecha de ejecución de la obra, a no ser que exista otra norma.

Se aplicarán las normas UNE correspondientes a distintos materiales y ensayos.

3.1.4.3 Hormigones. Materiales.

- Cementos. Para asegurar una apariencia uniforme, todo el cemento empleado para el hormigón en superficies expuestas de una obra o estructura será de la misma marca, si es posible. El cemento estará libre de grumos y no se empleará ningún cemento que haya

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

sufrido un fraguado parcial o que haya estado almacenado en el emplazamiento más de treinta días. Deben efectuarse los ensayos que el Director de Obra considere necesarios para comprobar que las características correspondan a lo requerido.

El cemento para toda obra de hormigón será cemento P-350 Portland de 350 Kp/cm² de resistencia a compresión a los 28 días.

- Áridos. Los áridos serán gruesos (piedra machacada, grava) y finos (arena natural). La aceptación del árido será determinada por el Director de Obra en base a los informes de pruebas. Los áridos para la fabricación de morteros y hormigones serán duros, sanos, no heladizos, inalterables, limpios, desprovistos mediante lavado, si es preciso, de arcilla y de todo detritus orgánico y terroso y cuidadosamente cribados. Los áridos no pueden contener materiales que puedan afectar a la adherencia de la pasta de cemento.
- Agua. El agua empleada en la mezcla del hormigón estará limpia y libre de materias extrañas. Si el suministro de agua fuese cuestionable, se deberán efectuar ensayos de comparación estándar de morteros en laboratorio y los análisis del agua que prescriban las Normas.
- Aditivos del Hormigón. Todos los aditivos se llevarán al emplazamiento (para hormigón mezclado in situ) o a la planta de mezclado (hormigón pre-mezclado) en los bidones originales, claramente marcados del fabricante o por entregas a granel. La absorción de aire dentro de estos aditivos no excederá del 3% en volumen.

Si lo aprueba el Director de Obra, podrán emplearse aditivos dispersores de cemento, reductores de agua y de densificación para rebajar la permeabilidad del hormigón y aumentar su manejabilidad, siempre y cuando, aunque se reduzca el agua, no se aumente el cemento.

- Dosificación. La dosificación de materiales del hormigón será determinada por laboratorio y de acuerdo con las características granulométricas de los áridos, siguiendo los procedimientos clásicos (Fuller Bolomey, Fórmulas Inglesas, etc.).

La dosificación del cemento se definirá por el peso en un metro cúbico de hormigón in-situ. La dosificación del agua se definirá por la cantidad a incorporar en la mezcla seca con la cual se obtiene un metro cúbico de hormigón in-situ.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

El contenido de humedad de los áridos se controlará sistemáticamente, en particular los contenidos de humedad en arenas, con objeto de ajustar la cantidad de agua directamente vertida en la hormigonera, si fuese necesario.

- Resistencia. Por resistencia característica, se entenderá lo siguiente: "Resistencia a la compresión sobre probetas cilíndricas de 15x30 cm a los 28 días de edad, fabricadas, conservadas y rotas según métodos normalizados".
- Puesta en Obra. Las superficies de cimentación estarán completamente limpias y secas, salvo en el caso de hormigones sumergidos. El espesor de las tongadas de hormigón se definirá de acuerdo con la resistencia de los encofrados y la potencia de los vibradores. El hormigón será asentado por vibración de manera que sea expulsado todo el aire y se asegure el relleno de los huecos, haciendo que el mortero fluya ligeramente a la superficie.

Cuando sea necesario entre distintos vertidos, la superposición de hormigón sobre o contra el anterior vertido requerirá el tratamiento de la superficie de éste como sigue: la superficie del hormigón antes del fraguado completo del mismo se limpiará cuidadosamente, eliminando la lechada y elementos sueltos, con ayuda de un chorro de aire y agua a una presión mínima de 5 kg/cm². En el caso de que este procedimiento no de resultado, se procederá al picado de la superficie y a un nuevo lavado con chorro de aire y agua.

- Conservación y Curado. El hormigón no deberá soportar ninguna clase de cargas antes que su resistencia alcance un valor suficiente. El curado del hormigón, destinado a mantenerlo en el estado de humedad necesario para que adquiera un endurecimiento satisfactorio, podrá realizarse por humidificación o por recubrimiento provisional impermeable. El curado por humidificación deberá durar como mínimo una semana.
- Control y Ensayos. Todos los materiales deberán ser objeto de ensayo antes de su empleo, salvo autorización escrita que cambie este requisito. La norma oficial en vigor indicará el tipo y el número de ensayos que deben realizarse.

3.1.4.1 Encofrados. Materiales.

Todos los encofrados de madera y metálicos, apeos, etc., necesarios y requeridos para el

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

trabajo de hormigón en masa o armado, tendrán rigidez suficiente para resistir, sin deformaciones, los esfuerzos a que estarán expuestos durante los trabajos, incluido el desencofrado.

- Colocación (Encofrado). Todo el encofrado estará, antes de colocar el hormigón, absolutamente limpio y libre de cascarilla, lodo, resto de material inservible, agua depositada, etc.. Los encofrados tendrán en cada punto las posiciones y orientaciones previstas a fin de realizar con precisión las formas de la obra. Los encofrados serán estancos y sus caras interiores bien lisas. No deberán presentar irregularidades localizadas.

Cuando los encofrados contengan un dispositivo de fijación interior al hormigón, este dispositivo estará concebido de tal forma que después del desencofrado ningún elemento de fijación aparezca en la superficie. Los agujeros que puedan subsistir serán rellenados con mortero adecuado del mismo matiz y color similar. El empleo de amarres con alambres retorcidos estará prohibido para hormigones en contacto con agua.

- Retirada (Desencofrado). No se retirarán apeos o puntales, ni se desencofrar á hasta la terminación de los plazos fijados por la Dirección de Obra. Las operaciones de desencofrado se llevarán a cabo sin golpes violentos, procurando no dañar la superficie del hormigón.

3.1.4.5 Materiales, aceros para armar.

Todo el acero para armar será de barras corrugadas y de acero de adherencia mejorada. Se empleará acero con un límite elástico aparente mínimo de 4.200 kp/cm² para todas las barras corrugadas de refuerzo, y de 5.000 kp/cm² para mallas electro-soldadas.

El acero de armaduras se colocará con exactitud y se asegurará adecuadamente en su posición mediante ataduras, sellados o separadores metálicos o de hormigón. El acero para armar se fijará a los soportes mediante ataduras aprobadas. Los soportes asegurarán el acero para armar tanto vertical como horizontalmente.

- Colocación de la Ferralla (Armado). Los redondos serán doblados con ayuda de plantilla en frío. Las armaduras tendrán exactamente las dimensiones y formas prescritas y ocuparán los lugares previstos en los planos de ejecución. Las desviaciones toleradas en la posición de cada armadura no pasarán de seis milímetros.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

3.1.4.6 Estructuras de soportación.

La estructura soporte de los módulos deberá resistir, con los elementos instalados, las sobrecargas debidas al efecto del viento, de acuerdo a la Normativa vigente.

El diseño de la estructura y el sistema de fijación de los elemento a la misma, permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin la transmisión de cargas que puedan afectar a la integridad de los elementos. De la misma forma, los puntos de sujeción de los elementos serán suficientes en número.

El diseño de la estructura permitirá el montaje y desmontaje de los elementos. Los tornillos de sujeción de los elementos serán de acero galvanizado.

3.1.4.7 Método de evaluación de los trabajos.

El hormigón de obra aceptado se medirá para su abono en metros cúbicos sobre planos de proyecto. El precio incluirá el suministro de los materiales que componen el hormigón, su mezcla, transporte, vertido, vibrado, curado y los ensayos prescritos.

El acero para armar, sea en barras o en mallazo, se medirá en kilogramos según planos de proyecto. El precio incluirá solapes, despuntes, ataduras, separadores y soportes de la armadura.

El encofrado se medirá por metros cuadrados de superficie de hormigón, medida sobre plano de proyecto y que haya estado en contacto con el encofrado.

Se incluirán en el precio los apeos, riostras y puntales, así como la retirada de éstos y el desencofrado.

3.2 Especificación general de instalación de alta y baja tensión.

3.2.1 Conductores.

Los Conductores de Baja Tensión serán unipolares de cobre, de sección adecuada a la intensidad a transportar, y la sección mínima del conductor de tierra será la fijada por la MIE BT

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

07. El aislamiento será de polietileno reticulado (XLPE) para un nivel de 0,6/1kV. Y recubrimiento de PVC color negro. Deberán llevar grabada, de forma ineludible, la identificación del conductor y nombre del fabricante.

Los empalmes se realizarán a base de manguito metálico con unión a presión de la parte conductora, sin debilitamiento de sección ni producción de vacíos superficiales. Todos los conductores estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor, reflejándose en planos de cableado.

Todos los polos positivos y negativos de cada armario se conducirán de forma separada y protegida de acuerdo a la Normativa vigente. Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión fuera de los límites establecidos y calentamientos. Las líneas tendrán la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diferentes elementos de la instalación, ni permitir la posibilidad de encuentro accidental por parte del personal que opere en la misma.

Los conductores de Media Tensión serán de cobre unipolares, de sección adecuada a la intensidad máxima de transporte. El material de aislamiento será polietileno reticulado (XLPE). La pantalla del conductor se utilizará para tener a lo largo de toda la instalación un conductor de tierra de sección equivalente a una fase y estarán unidas eléctricamente entre sí. La cubierta exterior de los conductores será de policloruro de vinilo (PVC) de color rojo para identificación en caso de proximidad con otros conductores. Deberá llevar grabada, de forma indeleble, cada 30 cm. la identificación del conductor, nombre del fabricante y año de fabricación, tal y como se indica en las normas UNE 21.123 R.U.3.305.

Para la ejecución de empalmes se podrá utilizar para interior Kit terminal o cono deflector, debiéndose utilizar para exterior botella terminal de cono premoldeado o terminal para exterior con aislador de porcelana. Estarán constituidos por un manguito metálico que realice la unión a presión de la parte conductora.

Las pruebas y ensayos a los que deberán ser sometidos los conductores a instalar en la instalación eléctrica de B.T. Y M.T. del parque, serán al menos las siguientes:

Baja Tensión: El fabricante facilitará un acta de pruebas realizado por entidad colaboradora y someterá a los cables a los siguientes ensayos:

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

- Prueba de tensión a frecuencia industrial.
- Medida de la resistencia eléctrica de los conductores.
- Medida de la resistencia de aislamiento.
- Medida de espesores de aislamiento y cubiertas.
- Comprobación de la reticulación del aislamiento.

Media Tensión: El fabricante facilitará un acta de pruebas realizado por entidad colaboradora y someterá a los cables a los siguientes ensayos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial.
- Medida de la resistencia eléctrica de los conductores.
- Ensayo de descargas parciales.
- Verificación de las características geométricas.
- Medida de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente.

3.2.2 Centros de transformación.

Celdas de Media Tensión: Sección de celdas de protección y maniobra que se ubicará en la subestación en tierra. Estará compuesta por cuatro unidades con las siguientes funciones:

- Celda llegada de línea.
- Celda salida de línea.
- Celda de protección.

Celda de serv. aux.

Se utilizarán celdas prefabricadas y modulares, que se ajustarán a las normas UNE, CEI y las recomendaciones UNESA correspondientes. Estarán diseñadas para su utilización en instalaciones interiores (IP305) y estarán construidas a base de chapa de acero de alta calidad, plegada, formando un conjunto mecánicamente resistente frente a los esfuerzos originados por las vibraciones normales de operación y por posibles esfuerzos electrodinámicos.

Las celdas que formen una sección de maniobra y protección deberán estar separadas eléctrica

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

y mecánicamente, a fin de asegurar su independencia y evitar la propagación de efectos entre celdas contiguas.

Deberán estar diseñadas para soportar, sin deformación, los efectos, explosivos de un cortocircuito en el interior de la celda.

Cumplirán al menos las siguientes especificaciones:

- Tensión asignada: 11 kV.
- Tensión aislamiento (50 Hz): 50 kV.
- Tensión seccionamiento (50 Hz): 60 kV.
- Tensión tipo rayo aislamiento: 125kV cresta.
- Tensión tipo rayo seccionamiento: 145kV cresta.
- Intensidad asignada: 400A.

Una vez terminada su instalación deberán ser sometidas a las pruebas u operaciones correspondientes.

3.2.3 Aparallaje de B.T. y equipos auxiliares.

Se describen en este apartado los elementos principales del aparallaje de baja tensión que habrán de disponerse en cada centro de transformación y alojados en el correspondiente cuadro general de protección:

Interruptores Automáticos: serán aparatos de instalación fija y accionamiento automático con cierre y apertura manual, de corte omnipolar y con las siguientes características:

- Intensidad nominal: 2.000A.
- Tensión nominal: 400V.
- Tensión de aislamiento: 1 KV.
- Poder de corte: 50kA.

Interruptores - Fusibles: serán de corte omnipolar, siendo sus principales características:

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

- Intensidad nominal: 400A.
- Tensión nominal: 400V.
- Tensión de aislamiento: 1kV.
- Potencia nominal de utilización: 330kW.

Servicios Auxiliares: Se dispondrá de tensión 400/230V para alumbrado, tomas de corriente y servicios auxiliares. Para ello se instalará un transformador tripolar 13.000/400-230V de 5 KVA de potencia. Será moldeado y aislado en resina sintética de las siguientes características:

- Tensión máxima de servicio: 11kV.
- Tensión de ensayo: 50/125kV.

Telemando y Teleseñal: Se contempla el gobierno desde el edificio central de los interruptores de generación. Se dispondrá de la señal de estado en el puesto central de todos los elementos de accionamiento motorizado y de los que dispongan de contactos auxiliares para comunicación de estado, tanto en B.T. como en M.T.

3.2.4 Especificación general de las instalaciones de alta tensión.

Transformadores de Potencia: La unidad transformadora de 220/11kV se instalará en el edificio prefabricado donde se encuentra la aparamenta de Alta Tensión, posee un sistema de refrigeración en aceite, servicio continuo y pérdidas reducidas tener en cuenta que se trata de una aplicación de generación. Dispondrán de una placa de identificación, donde se indique el nombre del constructor, tipo del transformador, número de serie, potencia y frecuencias nominales, tensiones y peso. Sus características más importantes serán las siguientes (Normas CEI (UNE):

- Servicio: Intemperie.
- Bornas Protegidas IP-55.
- Construcción: cuba + depósito expansión + radiadores desmontables.
- Potencia: 65 MVA.
- Refrigeración: ONAN.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal primario: 220 KV.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

- Tensión nominal secundario: 11 KV.
- Grupo de conexión: YNd11.

La máquina transformadora dispondrá de dispositivos de llenado, vaciado y toma de muestras, válvula de alivio de sobrepresión, depósito de expansión y ruedas así como, termómetro de esfera resistencia de puesta a tierra, termostato y relé Buchold y caja de centralización de conexiones IEP-55.

3.2.5 Conexión a la red.

La instalación deberá cumplir con lo que se dictamina en el RD1663/2000 referente a las instalaciones de generación eléctrica. La conexión a la red se realizará a 220kV por medio de la Subestación Principal.

3.2.6 Mediciones.

La instalación deberá cumplir con lo estipulado en el RD 667/2007 referente a **estaciones** de generación eléctrica.

3.2.7 Protecciones.

La instalación deberá cumplir con lo que se dictamina en el RD 667/29007 referente a las instalaciones de generación eléctrica. Para las conexiones trifásicas a la red, las protecciones de interconexión de máxima y mínima frecuencia (49 y 51 Hz) y de máxima y de mínima tensión (1,1Um y 0,85Um) deberán existir para cada fase.

3.2.8 Puesta a tierra de las instalaciones.

La instalación deberá cumplir con lo que se dictamina en el RD1663/2000 referente a las condiciones de puesta a tierra en instalaciones eléctricas. Todas las masas de la instalación deberán estar conectadas a una única tierra, que será independiente de la del neutro de la compañía distribuidora.

Capítulo 4: PLIEGO DE CONDICIONES

3.2.9 Armónicos y Compatibilidad electromagnética.

La instalación deberá cumplir con lo que dictamina el RD1661/2000 referente a los armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones generadoras de electricidad.

3.2.10 Etapas en la construcción de la instalación.

Previamente al inicio de las obras, deberá llegarse a un acuerdo satisfactorio con la empresa distribuidora sobre el punto de conexión, hacer la inscripción previa en el Registro de Productores de Energía en Régimen Especial (según marca el RD436/2004 de 27 de Marzo) y pedir la correspondiente Licencia Municipal de Obra.



ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR.

Capítulo 5: ESTADO DE LAS MEDICIONES

Capítulo 5: ESTADO DE LAS MEDICIONES

1 Estado de las mediciones.

1.1 Objeto.

En este apartado se pretende desglosar, definir y determinar, las unidades de cada partida o unidad de obra, que configuran todos los conceptos que intervienen en el cálculo final de la inversión inicial requerida.

Este documento servirá de base para la realización del presupuesto.

1.2 Desglose.

A continuación se indican las mediciones desglosadas:

1.2.1 Desarrollo, Licencias y Contratos.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
1	Desarrollo, Licencias y Contratos	1,00	ud.	1,00
1.1	Adquisición de los derechos sobre los terrenos	1,00	ud.	1,00
1.2	Licencia de construcción Línea A.T. 220 KV	1,00	ud.	1,00
1.3	Estudios y mediciones Geotécnicas	1,00	ud.	1,00
1.4	Licencia de construcción de la planta	1,00	ud.	1,00
1.5	Estudio de Impacto Ambiental	1,00	ud.	1,00

Capítulo 5: ESTADO DE LAS MEDICIONES

1.2.2 Obra Civil.

Código		Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
2		Obra Civil	1,00	ud.	1,00
	2.2	Servicios afectados	1,00	ud.	1,00
	2.4 a 2.8	Carretera principal de acceso a la planta	3,75	Km	3,75
	2.9 a 2.11	Obras de nivelación de terrenos	1,00	ud.	1,00
	2.12 a 2.18	Carretera secundaria de acceso a edificios e instalaciones	17,50	Km	17,50
	2.19 a 2.25	Campo solar 1 (carreteras de servicio, pilotes y zanjas)	1,00	ud.	1,00
	2.26 a 2.32	Campo solar 2 (carreteras de servicio, pilotes y zanjas)	1,00	ud.	1,00
	2.33 a 2.39	Campo solar 3 (carreteras de servicio, pilotes y zanjas)	1,00	ud.	1,00
	2.40 a 2.46	Campo solar 4 (carreteras de servicio, pilotes y zanjas)	1,00	ud.	1,00
	2.47 a 2.49	Power Block	1,00	ud.	1,00
	2.50 a 2.52	HTF	1,00	ud.	1,00
	2.53 a 2.55	B.O.P.	1,00	ud.	1,00
	2.56 a .63	Edificios (naves provisionales, vestuarios, oficinas, parking, etc.)	1,00	ud.	1,00
	2.64 a 2.66	Balsa de evaporación	1,00	ud.	1,00

1.2.3 Campo Solar.

Código		Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
3		Campo Solar	1,00	ud.	1,00
	3.1 a 3.3	Colector Eurotrough ET-100	792,00	ud.	792,00
	3.4	Tubo absorbedor Schott PTR-70	4752,00	ud.	4752,00
	3.5	Caja sde control 500x400x210 IP 55	792,00	ud.	792,00

Capítulo 5: ESTADO DE LAS MEDICIONES

1.2.4 Bloque de Potencia.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
4	Bloque de Potencia	1,00	ud.	1,00
4.1a 4.3	Turbina Siemens SST-700	1,00	ud.	1,00
4.4 a 4.8	Sistema de vapor	1,00	ud.	1,00
4.9 a 4.17	Sistema de Agua de alimentación	1,00	ud.	1,00
4.18 a 4.26	Sistema de condensado	1,00	ud.	1,00
4.27 a 4.32	Sistema de drenajes y otros	1,00	ud.	1,00
4.33 a 4.38	sistema de agua de circulación	1,00	ud.	1,00
4.39 a 4.49	Sistema de refrigeración para equipos auxiliares	1,00	ud.	1,00
4.50 a 4.53	Planta de tratamiento de agua.	1,00	ud.	1,00
4.54 a 4.56	Sistema de aire comprimido	1,00	ud.	1,00
4.57 a 4.59	Caldera auxiliar	1,00	ud.	1,00
4.60 a 4.63	Servicios	1,00	ud.	1,00

1.2.5 Sistema de fluido térmico HFT.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
5	Sistema de fluido térmico HTF	1,00	ud.	1,00
5.1 a 5.6	Sistema de generación de vapor	1,00	ud.	1,00
5.7 a 5.13	Circuito cerrado	1,00	ud.	1,00
5.14 a 5.17	Sistema de almacenaje e intercambio	1,00	ud.	1,00
5.21 a 5.25	Sistema de merma	1,00	ud.	1,00
5.26 a 5.30	Natural gas Back -up heaters	1,00	ud.	1,00
5.31 a 5.36	Instrumentación y Control	1,00	ud.	1,00
5.37 a 5.39	Servicios	1,00	ud.	1,00

1.2.6 Sistema de almacenamiento térmico TES.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
6	Sistema de almacenamiento térmico TES	1,00	ud.	1,00
6.1 a 6.8	Tanques, tuberías y equipos	1,00	ud.	1,00
6.9 a 6.11	Servicios	1,00	ud.	1,00

Capítulo 5: ESTADO DE LAS MEDICIONES

1.2.7 BOP y sistemas comunes.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
7	BOP y sistemas comunes	1,00	ud.	1,00
7.1 a 7.10	Sistema alimentación agua de río	1,00	ud.	1,00
7.11 a 7.14	Sistema antiincendios	1,00	ud.	1,00
7.15 a 7.19	Elementos de extinción	1,00	ud.	1,00
7.20 a 7.24	Alimentación, instalación y conexión de	1,00	ud.	1,00
7.25 a 7.27	HVAC	1,00	ud.	1,00
7.28 a 7.33	Otros	1,00	ud.	1,00
7.34 a 7.36	Instrumentación y control	1,00	ud.	1,00
7.37 a 7.40	Ingeniería	1,00	ud.	1,00

1.2.8 Instalación eléctrica.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
8	Instalación eléctrica	1,00	ud.	1,00
8.1 a 8.4	Sistema de A.T	1,00	ud.	1,00
	Línea aérea hasta subestación	4,00	km	4,00
	Trafo 11/220 kV 65 MVA 50 Hz ONAN/ONAF	1,00	u.d.	1,00
8.5 a 8.12	Sistema de M.T.	1,00	u.d.	1,00
	Celdas MT 11 KV entrada de línea, medida, protección y seccionamiento	1,00	u.d.	1,00
	Celdas MT 6 KV entrada de línea, medida, protección y seccionamiento	1,00	u.d.	1,00
	Trafo 11/6 KV 8 MVA 50 Hz ONAN/ONAF	1,00	u.d.	1,00
	Trafo 6/0,4 KV 630 KVA 50 Hz AN	4,00	u.d.	4,00
	Cables M.T. de secciones varias	4,70	Km.	4,70
8.13 a 8.24	Sistema de B.T.	1,00	ud.	1,00
	Trafo 400/230 V 75 KVA 50 Hz AN	2,00	ud.	2,00
	MCC's	5,00	ud.	5,00
	Cables de B.T. secciones varias	450,00	Km	450,00
	Equipamiento variado (luminarias, canalizaciones, tierras, etc.)	1,00	ud.	1,00

Capítulo 5: ESTADO DE LAS MEDICIONES

1.2.9 Integración.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
9	Integración	1,00	ud.	1,00

1.2.10 Comisiones y seguros de la construcción.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
10	Comisiones y seguros de la construcción	1,00	ud.	1,00
10.1	Entrenamiento de los operarios	1,00	ud.	1,00
10.2	Comision de la compra de gas	1,00	ud.	1,00
10.3	Seguros de la Construcción	1,00	ud.	1,00

1.2.11 EPC Management.

Código	Nombre del Grupo -Concepto	Cantidad	Unidad	Total
11	EPC Management	1,00	ud.	1,00
11.1	Direccion del proyecto	1,00	ud.	1,00
11.2	Presupuesto de mobilizacion	1,00	ud.	1,00
11.3	Potencia constructiva	1,00	ud.	1,00



ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR.

Capítulo 6: PRESUPUESTO

Capítulo 6: PRESUPUESTO

1 Presupuesto.

1.1 Desarrollo del Proyecto, Licencias y Contratos.

1	Desarrollo, licencias y contratos	Total (€)
1.1	Adquisición de los derechos de los terrenos	5.785.000
1.2	Licencia de construcción de la línea de 220 kV	580.000
1.3	Estudios y mediciones geotécnicas	295.000
1.4	Licencia de construcción en el emplazamiento	1.095.000
		7.755.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO**1.2 Obra Civil.**

2	Obra civil	Total (€)
2.1	comienzo	316.375
2.2	Servicios afectados	
2.3	zanja perimetral	506.199
2.4	Carretera principal	
2.5	estabilizacion de la caliza	398.632
2.6	tierra seleccionada	120.222
2.7	nivelación del terreno	170.842
2.8	cerramientos	2.195.639
2.9	Obras	
2.10	acreditaciones	411.287
2.11	nivelación del terreno	1.422.420
2.12	Carretera secundaria	
2.13	estabilizacion de la caliza	423.942
2.14	Suelo seleccionado	120.222
2.15	Subida de nivel del suelo	234.117
2.16	zanjas internas	1.075.673
2.17	agujeros de las puestas a tierra	363.831
2.18	drenaje de lluvia y zanjas de distribucion	620.094

Capítulo 6: PRESUPUESTO

2.19	Campo solar ¼	
2.20	Carreteras de servicio	
2.21	estabilizacion de la caliza	379.649
2.22	tierra seleccionada	284.737
2.23	Pilotes	1.107.311
2.24	encepado de los pilotes	249.935
2.25	Vigas	1.455.323
2.26	Campo solar 2/4	
2.27	Carreteras de servicio	
2.28	estabilizacion de la caliza	379.649
2.29	tierra seleccionada	284.737
2.30	Pilotes	1.107.311
2.31	encepado de los pilotes	249.935
2.32	Vigas	1.455.323
2.33	Campo Solar ¾	
2.34	Carreteras de servicio	
2.35	estabilizacion de la caliza	379.649
2.36	tierra seleccionada	284.737
2.37	Pilotes	1.107.311
2.38	encepado de los pilotes	249.935
2.39	Vigas	1.455.323
2.40	Campo Solar 4/4	
2.41	Carreteras de servicio	
2.42	estabilizacion de la caliza	379.649
2.43	tierra seleccionada	284.737
2.44	Pilotes	1.107.311
2.45	encepado de los pilotes	249.935
2.46	Vigas	1.455.323

Capítulo 6: PRESUPUESTO

2.47	Power Block	
2.48	pilotes	1.252.843
2.49	encepado de los pilotes	759.298
2.50	H.T.F.	
2.51	pilotes	854.211
2.52	encepado de los pilotes	1.056.691
2.53	B.O.P.	
2.54	pilotes	626.421
2.55	encepado de los pilotes	113.894
2.56	Edificios	
2.57	montaje de cimientos del almacen de la línea?	1.126.293
2.58	colocacion de la zona de contenedores	62.009
2.59	naves provisionales	987.088
2.60	Parking	113.894
2.61	Cantina y vestuarios	537.836
2.62	Edificio de administracion	284.737
2.63	Edificio principal	949.123
2.64	Balsa de evaporación	
2.65	Balsa de evaporación	1.392.048
2.66	Servicios de construcción	983.291
		33.387.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO

1.3 Campo Solar.

3	Campo solar	Total (€)
3.1	Soportes de Parábolas	2.235.000
3.2	Drive Pylons	15.365.000
3.3	Parábolas	48.850.000
3.4	Tubos SCHOTT PTR 70	41.250.000
3.5	Cajas de Control	4.600.000
		112.300.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO**1.4 Bloque de Potencia.**

4	Bloque de Potencia	Total (€)
4.1	Turbina-Generador	
4.2	Manufactura y suministros de la turbina de vapor	18.975.000
4.3	Descarga, Instalacion mecánica y comisiones	910.000
4.4	Sistema de vapor	
4.5	Tuberias	370.000
4.6	Valvulas	195.000
4.7	Aislamiento termico	101.000
4.8	Instalacion y comisiones	370.000
4.9	Sistema de agua de alimentacion	
4.10	Desaireador	250.000
4.11	Bombas de agua de alimentacion	930.000
4.12	HP Precalentador 1	135.000
4.13	HP Precalentador 2	150.000
4.14	Tuberias	23.000
4.15	Valvulas	305.000
4.16	Aislamiento termico	35.000
4.17	Instalacion y comisiones	105.000
4.18	Sistema de condensado	
4.19	Bombas de condensado	385.000
4.20	LP Precalentador de condensado 1	140.000
4.21	LP Precalentador de condensado 2	110.000
4.22	LP Precalentador de condensado 3	125.000
4.23	Tuberias	21.000
4.24	Valvulas	53.000
4.25	Aislamiento termico	57.000
4.26	Instalacion y comisiones	171.000
4.27	Sistema de drenaje y otros	
4.28	Desgasificador y tanques de drenaje	140.000
4.29	Tuberias	22.000
4.30	Valvulas	133.000
4.31	Aislamiento termico	81.000
4.32	Instalacion y comisiones	203.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO

4.39	Sistema de refrigeracion para auxiliares	
4.40	Distintos equipos (bombas, HEX's, etc)	103.000
4.41	Tuberias	24.000
4.42	Valvulas	49.000
4.43	Instalacion y comisiones	180.000
4.44	Equipos de control (PLC's, etc) y servicios (software)	267.000
4.45	Valvulas de control	435.000
4.46	Elementos de medida de nivel y transmisores	85.000
4.47	Medidores de flujo y transmisores	262.000
4.48	Medidores de Presion, Temperatura	142.000
4.49	Accesorios de instalacion	398.000
4.50	Planta de tratamiento de agua	
4.51	Módulo de tratamiento	1.329.000
4.52	Distintos equipos (bombas, tanques, etc)	103.000
4.53	Sistema de muestreo	271.000
4.54	Sistema de aire comprimido	
4.55	Equipos principales(compresores,secadores,filtros)	105.000
4.56	Tuberias,instalacion y comisiones	88.000
4.57	Sistema de caldera auxiliar	
4.58	caldera	375.000
4.59	Tuberias,instalacion y comisiones	60.000
4.60	Servicios	
4.62	Ingenieria y comisiones	1.909.000
4.63	Servicios de llave en mano (seguros, garantias...)	409.000
		34.975.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO**1.5 Sistema de Fluido Térmico HTF.**

5	Sistema de Fluido Térmico HTF	Total (€)
5.1	Sistema de generacion de vapor (SGS)	
5.2	Pre calentador de agua de alimentacion	1.496.000,00
5.3	Generador de vapor(vaporizador)	4.032.000,00
5.4	Sobrecalentador	765.000,00
5.5	Recalentador	1.123.000,00
5.6	Descarga,mecanica, instalacion y comisiones	352.000,00
5.7	Circuito cerrado	
5.8	Bombas principales	1.299.000,00
5.9	Deposito de expansion	302.000,00
5.10	Tuberias	2.145.000,00
5.11	Valvulas	1.000.000,00
5.12	Aislamiento termico	2.020.000,00
5.13	Descarga,mecanica, instalacion y comisiones	5.984.000,00
5.14	Sistema de almacenaje e intercambio	
5.15	Tanques de rebose(ullage y reclamation)	1.265.000,00
5.16	Bombas de recirculacion del rebose	95.000,00
5.17	Descarga,mecanica, instalacion y comisiones	215.000,00
5.21	Sistema de merma	
5.22	Refrigeradores de aire de merma	112.000,00
5.23	Bombas	45.000,00
5.24	Deposito de merma	78.000,00
5.25	instalacion y comisiones	33.000,00
5.26	Natural gas back-up heaters	
5.27	Back-up calentador del aceite	2.456.000,00
5.28	Proteccion de la bomba anticongelacion HTF	156.000,00
5.29	instalacion y comisiones	281.000,00
5.30	HTF total	4.998.000,00
5.31	Instrumentación y control	
5.32	Equipos de control y servicios	95.000,00
5.33	Medidores de flujo y transmisores	202.000,00
5.34	Medidores de Presion, Temperatura y variaciones de presion	148.000,00
5.35	Accesorios de instalacion	112.000,00
5.36	instrumentos de construccion	156.000,00
5.37	Servicios	
5.38	Ingenieria y servicios de comisi3n	1.565.000,00
5.39	Servicios llave en mano	436.000,00
		32.966.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO

1.6 Sistema de almacenamiento térmico (TES).

6	Sistema de almacenamiento térmico (TES)	Total (€)
6.1	Tanques de almacenamiento de sales fundidas	18.336.000
6.2	Sales fundidas	112.000
6.3	Tuberías	65.000
6.4	Valvulas	15.000
6.5	Aislamiento térmico	2.680.000
6.6	Intercambiador	1.350.000
6.7	Bombas y otros accesorios	62.000
6.8	Instrumentación	35.000
6.9	Servicios	
6.10	Ingeniería y servicios de comisión	450.000
6.11	Servicios llave en mano	145.000
		23.250.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO**1.7 BOP y Servicios Comunes.**

7	BOP y sistemas comunes	Total (€)
7.1	Esquema de alimentación de agua del rio	
7.2	Conexión al agua de irrigacion	1.033.000,00
7.3	PTA del agua del rio	1.122.000,00
7.4	Tanques	45.000,00
7.5	Otros equipos(tuberias, valvulas, etc)	152.000,00
7.6	Sistema de aguas residuales	1.075.000,00
7.7	Depuradora de alta conductividad	1.125.000,00
7.8	Secado de lodos	360.000,00
7.9	Distintos equipos(bombas, tuberias, etc)	93.000,00
7.10	Sistema de Nitrogeno	172.000,00
7.11	Sistema anticendios	
7.12	Instalacion de bombas	150.000,00
7.13	Distribucion de agua	280.000,00
7.14	Deteccion	160.000,00
7.15	Elementos de extincion	
7.16	Bocas de riego y mangueras	198.000,00
7.17	Sistemas de rociadores (agua+espuma)	330.000,00
7.18	Extincion manual	132.000,00
7.19	Distintos equipos	155.000,00
7.20	Gas Natural alimentacion, instalacion y conexión	
7.21	Conexión a la red	956.000,00
7.22	Estacion de gas	180.000,00
7.23	Distribucion del GN dentro de la planta	378.000,00
7.24	Otros(pruebas, normativa, etc)	60.000,00
7.25	HVAC	
7.26	Ventilacion (ventiladores, louvers)	87.000,00
7.27	Unidades de acondicionamiento de aire	81.000,00
7.28	OTROS	
7.29	Proteccion del perimetro y CCTV	166.000,00
7.30	Comunicaciones en el interior de la planta	190.000,00
7.31	Equipamiento de agua para los laboratorios	140.000,00
7.32	Equipos de trabajo	144.000,00
7.33	Equipos del edificio de administracion	65.000,00
7.34	Instrumentacion y control	
7.35	Control	85.000,00
7.36	Instrumentacion	100.000,00
7.37	Ingenieria	
7.38	Ingenieria y servicio de comisiones	1.180.000,00
7.39	Servicios de llave en mano	210.000,00
7.40	Conexión a la red	14.120.000,00
		24.724.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO**1.8 Instalación Eléctrica.**

8	Instalacion electrica	Total (€)
8.1	Sistema de AT (220 KV)	
8.2	Transformador de potencia (220/11 KV)	1.750.000,00
8.3	Línea aerea hasta la subestación de REE	345.000,00
8.4	Otros	296.000,00
8.5	Sistema de MT (11/6 KV)	
8.6	Celdas de MT	187.000,00
8.7	Embarrado de MT y cableado	302.000,00
8.8	Transformadores de SSAA (11/6 KV)	295.000,00
8.9	Transformadores de distribucion (6/0,4 KV)	63.000,00
8.10	Celdas de MT	1.350.000,00
8.11	MT embarrados y cables	478.000,00
8.12	Otros	225.000,00
8.13	Sistema de BT(0,4 KV)	
8.14	Transformadores de servicios auxiliares	120.000,00
8.15	Celdas de BT y Cuadros MCC	386.000,00
8.16	Lineas de BT hasta los sistemas del power block	286.000,00
8.17	Equipamiento variado (tierras, bandejas,alumbrado, etc)	189.000,00
8.18	Celdas de BT/MCC	435.000,00
8.19	Cables BT	1.175.000,00
8.20	Equipamiento variado (tierras, bandejas,alumbrado, etc)	780.000,00
8.21	BT embarrados y cables	156.000,00
8.22	Celdas de BT y cuadros MCC	175.000,00
8.23	BT a los equipos de HTF	245.000,00
8.24	Equipamiento variado (tierras, bandejas,alumbrado, etc)	65.000,00
		9.303.000,00

Capítulo 6: PRESUPUESTO

1.9 Integración.

9	INTEGRACION	Total (€)
9.1	Integración	4.100.000,00
		4.100.000

1.10 Comisiones y Seguros de la Construcción.

10	Comisiones y Seguros de la Construcción	Total (€)
10.1	Entrenamiento de los operarios	250.000
10.2	Comision de la compra de gas	150.000
10.3	Seguros de la Construcción	2.200.000
		2.600.000

1.11 Dirección y Gestión del Proyecto.

11	EPC MANAGEMENT	Total (€)
11.1	Dirección del proyecto	2.350.000,00
11.2	Presupuesto de mobilizacion	1.355.000,00
11.3	Potencia constructiva	270.000,00
		3.975.000

Capítulo 6: PRESUPUESTO

1.12 Resumen del Presupuesto.

Código	Coste de la Inversión	
	Partidas	Total (€)
1	Desarrollo del proyecto, licencias y contratos.	7.755.000
2	Obra civil.	33.387.000
3	Campo solar.	112.330.000
4	Isla de potencia (Power Block).	34.975.000
5	Sistema de aceite térmico (HTF)	32.966.000
6	Sistema de Almacenamiento (TES)	24.724.000
7	BOP y sistemas comunes.	23.250.000
8	Instalación eléctrica.	9.303.000
9	Integración.	4.100.000
10	Seguros de la construcción y comisiones de la instalación.	2.600.000
11	Dirección del proyecto.	3.975.000
	Total	289.365.000

TOTAL INVERSION PROYECTO 289.365.000,00 €

El presente presupuesto asciende a la cantidad de doscientos ochenta y nueve millones, trescientos sesenta y cinco mil euros.



**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO Y
ECONÓMICO DE UNA CENTRAL
TERMOSOLAR.**

**Capítulo 7: ESTUDIOS CON
ENTIDAD PROPIA**

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

1 Estudio de Impacto Ambiental.

1.1 Introducción.

El presente Estudio de Impacto Ambiental se refiere al proyecto denominado TRESOL I consistente en una planta de generación solar termoeléctrica de 50 MWe a instalar en el área “el Rincón del yeso”, en el término municipal de Trebujena provincia de Cádiz. Se realiza a petición de La Escuela Superior de Ingeniería de la Universidad de Cádiz.

Este Estudio de Impacto Ambiental se hace preceptivo según las Normas establecidas por la Ley 7/2007, de 9 de julio, de gestión integrada de la calidad Ambiental, en la que se contempla en su Anexo primero, la exigencia de solicitud de Autorización ambiental Unificada abreviada para este tipo de instalaciones dentro de la Comunidad Autónoma de Andalucía. Entre la documentación a aportar para la solicitud de Autorización Ambiental Unificada se incluye un estudio de impacto ambiental, que contendrá al menos la información recogida en el anexo II.

En el presente documento se hace una descripción del proyecto, una selección de alternativas y un análisis de los diferentes factores del Medio Físico y socioeconómico de la zona de influencia del mismo. Se evalúa el Impacto Ambiental de cada una de las diferentes fases del proyecto (fase de construcción, fase de explotación y abandono) y se apuntan una serie de medidas correctoras encaminadas a minimizar los posibles impactos ocasionados.

2 Descripción del proyecto y sus acciones. Examen de alternativas.

2.1 Localización de la actividad.

La actividad objeto del presente Estudio de Impacto Ambiental se desarrolla en la provincia de Cádiz, concretamente en su zona Noroeste. El área de estudio, determinada por la planta solar y su área de influencia esta incluida dentro del mapa topográfico de Andalucía, siendo las coordenadas UTM centrales las siguientes X: 36,83 ; Y:-6,20.

2.2 Descripción básica de la planta.

La central solar termoeléctrica se diseñará con un campo solar de 792 colectores cilindro

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

parabólicos. Estos colectores orientados en la dirección norte-sur, irán dotados de un sistema de movimiento en un eje, así como para situar el colector en la posición mas adecuada en caso de viento excesivo. El sistema de almacenamiento de energía térmica, consistirá en dos tanques de sales, que circularan en circuito cerrado. El fluido, calentado hasta 380 °C en el intercambiador fluido térmico-sales, se almacenará en el tanque de sales calientes. Dichas sales se bombearán al mismo intercambiador, donde cederán parcialmente su energía térmica, rebajando su temperatura hasta un valor mínimo de 260 °C (para evitar solidificaciones de las sales), y bombeándose posteriormente al tanque de sales frías, donde se almacenarán a esa temperatura. El sistema térmico de la planta se completará con una instalación auxiliar de combustión de gas natural, que de acuerdo con lo establecido en el Art. 2 del RD 661/2007, permitirá mantener la temperatura del fluido térmico en caso de que una baja disponibilidad de irradiación pueda afectar a la entrega prevista de energía, cumpliendo siempre la limitación de que la electricidad generada en cada año con este combustible no superará el 12-15 % de la producción total de electricidad del mismo periodo, en función de la modalidad de venta a que se acogerá la instalación. De esta manera se reducirán las perdidas de energía solar en el conjunto, y se podrá incrementar la producción de electricidad a partir de la fuente renovable.

2.3 Descripción de las obras de la planta solar.

2.3.1 Acondicionamiento de la superficie terrestre y obras de urbanización.

La parcela presenta una superficie aparentemente llana, presentando una capa vegetal de la que habrá que determinar su espesor mediante la correspondiente investigación geotécnica. Las únicas especies arbóreas que se verán afectadas serán unos eucaliptos que aparecen al noreste del limite de la planta, ocupando esta zona aproximadamente 1 hectárea que será necesaria eliminar por problemas de sombra e incompatibilidad con la planta.

2.3.2 Cimentaciones.

- Campo solar: Las cimentaciones de los colectores y racks de tuberías se realizarán de hormigón armado y serán de dos tipos, superficiales para los racks de tuberías y semiprofundas mediante pilotes fabricados in situ para los colectores.
- Turbina de vapor: Con el conocimiento actual de los requisitos y dimensiones de la

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

turbina y de las características del terreno se ha estimado una cimentación tipo pedestal.

- Depósitos de sales: Consisten en una capa de arena, tela de fibra de vidrio, capa de arlita, tela de fibra de vidrio, capa de arena, red de tubos. Estos tubos están embebidos en una capa de hormigón en masa.
- Cimentación de otros equipos y edificios: Se cimentarán con zapata directamente apoyadas en el terreno.
- Realización de zanjas y drenajes: El drenaje de toda la superficie se realiza por medio de pendientes de la plataforma que vierten sus aguas a una red de cunetas que desemboca en la red exterior de recogida de aguas procedentes del entorno.

2.2.3 Instalaciones temporales de obra.

Se ha previsto una zona para instalaciones temporales tras la zona de administración, almacén y talleres. Estas instalaciones temporales se componen principalmente de una nave para almacén y una nave para el montaje de los colectores solares.

2.4. Descripción de los residuos generados.

2.4.1 Producción de residuos en la fase de construcción.

Los residuos peligrosos generados en la fase de construcción serán principalmente los derivados del mantenimiento de la maquinaria utilizada para la realización de la obra, como aceites usados, restos de trapos impregnados con aceites y o disolventes, envases que han contenido sustancias peligrosas, etc. Debido a situaciones accidentales durante el mantenimiento de la maquinaria o a la manipulación de sustancias peligrosas pueden darse pequeños vertidos de aceites, combustibles, etc.

En el taller de montaje, para dichas operaciones será necesaria la utilización de colas, disolventes, etc. que generaran envases que han contenido sustancias peligrosas así como trapos impregnados de sustancias peligrosas.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Los residuos no peligrosos que se generaran serán del tipo maderas, metales, plásticos, restos de hormigón y restos orgánicos, etc. Debido a las labores de hormigonado de cimentaciones, zanjas para el cableado, drenajes, etc., se generarán restos de hormigón. Para la realización de cimentaciones será necesaria la utilización de ferralla, de forma que se generarán residuos de metales y maderas.

Para la colocación del cableado interior se utilizan tubos corrugados plásticos por lo que se generarán restos de plásticos. Los residuos plásticos también son generados debido al envoltorio de materiales.

Como consecuencia del personal laboral de obra se generaran una serie de residuos asimilables a urbanos, como restos de comidas, envoltorios, latas, etc.

2.4.2. Producción de residuos en la fase de explotación.

En cuanto a los residuos peligrosos destacan los aceites usados procedentes de los aceites lubricantes utilizados para el funcionamiento de la turbina de vapor. Para estos aceites no se prevé una generación anual continua de aceites usados, de acuerdo con el suministrador el periodo de vida medio del aceite usado para la turbina es de unos 5 años. No se considera necesario el cambio del fluido térmico a lo largo de la vida de la planta.

En las operaciones de mantenimiento de la propia instalación también se generaran aceites y grasas, envases que han contenido sustancias peligrosas, trapos impregnados de sustancias peligrosas. Como consecuencia del separador lamelar de aguas de limpieza y pluviales se generara un residuo peligroso constituido por mezcla de aceites y grasas procedente de la separación.

En las oficinas y salas de control se generaran como residuos peligrosos toners procedente de impresoras y tubos fluorescentes.

En la fase de explotación los residuos no peligrosos generados serán por un lado residuos asimilables a urbanos, generados por el personal de la planta y por otro los que se

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

describen a continuación.

Como consecuencia del pretratamiento del agua bruta mediante filtro de arena, se generará un residuo sólido. Para la planta de agua desmineralizada será necesario el uso de resinas intercambiadoras de iones, las cuales cuando se encuentren saturadas serán repuestas, de forma que generará un residuo.

Las aguas sanitarias recibirán un tratamiento previo al vertido, mediante una depuradora biológica compacta con aireación prolongada, generándose fangos procedentes de esta depuración.

2.5 Sistema de captación de aguas.

Para el funcionamiento de la instalación es necesario un aporte de agua anual de $0,5 \text{ Hm}^3$ aproximadamente. Se ha previsto realizar la captación de agua del río Guadalquivir autorizada por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir.

2.6 Descripción de los sistemas de tratamiento de aguas y de los efluentes generados.

Para la evacuación de agua se han dispuesto redes separativas según el origen de las mismas, a continuación pasamos a identificar los diferentes efluentes:

Aguas pluviales: El diseño de la red de pluviales y drenaje del área se efectuará de forma que se eviten los encharcamientos e inundaciones en la planta. El agua se evacua a la red perimetral de cunetas del campo solar, entregando en el punto de vertido fijado por la Confederación Hidrográfica.

Asimismo, se asegurara que el agua susceptible de entrar en contacto con grasa y sólidos se evacua de forma separada hacia una arqueta separadora de grasas y sólidos arrastrados. La red de drenaje de la zona drenará al sistema de pluviales de la urbanización exterior.

Saneariamiento: Las aguas fecales procedentes de los servicios de la planta (unos $0,6 \text{ m}^3/\text{h}$)

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

serán recogidas en una red independiente de la de aguas aceitosas y conducidas a través de una fosa séptica y un filtro biológico antes de ser vertidos al cauce público. El edificio de oficinas contara con red de saneamiento de aguas pluviales y aguas fecales, realizada en tubería de PVC. Los vertidos de aguas fecales y pluviales se realizan a la red de la parcela previo tratamiento idéntico al anterior.

Aguas de proceso: Agua procedente de las purgas del circuito de refrigeración que no es posible utilizar en la planta y que es necesario eliminar será vertida en balsas de separación. Aguas aceitosas que se producirán en aquellos edificios donde se realicen limpiezas de equipos o instalaciones. Estas aguas recogidas en una red propia, pasaran por un separador de grasa y posteriormente serán evacuadas. Las aguas residuales se unirán en una arqueta de control. El volumen final estimado de vertido procedente del circuito de refrigeración que representa el volumen más significativo, más de un 90% del total se calcula en 1 Hm³.

2.7 Acciones del proyecto susceptibles de producir impactos.

2.7.1 Identificación, descripción y valoración de impactos.

Primero se muestra la identificación de impactos. La metodología que se ha usado ha sido la matriz causa – efecto. En este tipo de matrices se usan tablas de doble entrada, donde se enumeran los factores ambientales en las filas y las acciones del proyecto en las columnas.

Al cruzarse se obtienen casilleros que se debe señalar con una X en el caso en que esa acción del proyecto afecte a ese factor ambiental. Junto con cada X señalada en la matriz, se encuentra una codificación para facilitar el posterior tratamiento de los datos, consistente en dos letras y una cifra, siendo la primera letra correspondiente a la fase del proyecto (“C” en construcción, “O” en operación y “A” en abandono), la segunda letra correspondiente a cada factor ambiental, empezando desde la A, y sirviendo la cifra para señalar la acción del proyecto concreta. Por ejemplo, para hacer referencia al impacto que tiene el acondicionamiento del terreno sobre el confort acústico, el código sería CB5.

A continuación se presentan tres matrices, una por fase del proyecto:

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Factores del medio		Acciones del proyecto: construcción ©								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Compra de los terrenos	Contratación de mano de obra	Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal	Construcción de vías de acceso	Acondicionamiento del terreno	Construcción de instalaciones accesorias	Transporte de materiales y maquinaria	Cimentación	Constr. Y montaje de las instalaciones principales
A	Nivel de contaminantes en el aire						X			
B	Confort acústico			X	X	X	X	X	X	
C	Partículas en el aire			X	X	X	X			
D	Microclimas			X						
E	Topografía					X				
F	Contaminación de suelos							X		
G	Capacidad agrológica del suelo			X		X		X		
H	Compactación del suelo			X			X	X	X	
I	Calidad del agua									
J	Cantidad de agua									
K	Recarga de acuíferos									
L	Cultivos			X	X	X		X		
M	Fauna			X	X	X	X	X	X	
N	Paisaje			X		X	X		X	
Ñ	Uso del suelo	X								
O	Economía	X	X							

Ilustración 1: Matriz causa-efecto de la fase de construcción.

Factores del medio		Acciones del proyecto: operación (O)								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Mano de obra	Presencia de la instalación	Concentración de radiación en el receptor	Generación de energía eléctrica mediante la fuente de respaldo	Generación de residuos	Limpieza de espejos	Consumo de agua	Vertido de agua	Evacuación de la energía hasta la línea eléctrica
A	Nivel de contaminantes en el aire				X					
B	Confort acústico									
C	Partículas en el aire									
D	Microclimas			X						
E	Topografía									
F	Contaminación de suelos					X				
G	Capacidad agrológica del suelo									
H	Compactación del suelo									
I	Calidad del agua							X		
J	Cantidad de agua						X	X		
K	Recarga de acuíferos		X							
L	Cultivos									
M	Fauna			X					X	
N	Paisaje		X							
Ñ	Uso del suelo									
O	Economía	X	X							

Ilustración 2: Matriz causa-efecto de la fase de operación.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Factores del medio		Acciones del proyecto: abandono (A)		
		1	2	3
		Desmantelamiento de la instalación	Evacuación de los residuos	Restauración de la zona
A	Nivel de contaminantes en el aire			
B	Confort acústico	X		
C	Partículas en el aire	X		
D	Microclimas			X
E	Topografía			
F	Contaminación de suelos		X	
G	Capacidad agrológica del suelo			X
H	Compactación del suelo			X
I	Calidad del agua			
J	Cantidad de agua			
K	Recarga de acuíferos			X
L	Flora			X
M	Fauna	X		X
N	Paisaje	X		X
Ñ	Uso del suelo			X
O	Economía	X		X

Ilustración 3: Matriz causa-efecto de la fase de abandono.

Una vez terminada esta tarea se procede a describir cada impacto identificado con una X. Posteriormente se valora cada impacto con una nueva metodología, la matriz de importancia.

Esta metodología consiste en valorar cada impacto mediante una serie de parámetros, de manera que para cada parámetro, el impacto recibe un valor determinado por la metodología.

Una vez valorados los distintos parámetros para un impacto, se procede a calcular la importancia del mismo mediante una fórmula. Según la importancia de los impactos, estos se clasifican en compatibles, moderados, severos y críticos. Los parámetros sin los siguientes:

Signo: puede ser positivo (+), si el impacto es de carácter beneficioso o negativo (-) si es de

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

carácter perjudicial.

Intensidad (I): grado de incidencia de la acción sobre el factor, en el ámbito específico en el que actúa. Varía de uno a doce.

Extensión (EX): Se refiere al área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno del proyecto (porcentaje del área del entorno en el que se manifiesta). Variación de uno a ocho. En caso de que el efecto se produzca en un lugar crítico se atribuye un valor de cuatro unidades por encima del que le correspondería por su extensión.

Momento (MO): El plazo de manifestación del impacto alude al tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado.

Tiempo	Calificación	Valor
Cero	Inmediato	4
<1 año	Corto plazo	4
1-5 años	Medio plazo	2
>5 años	Largo plazo	1

Ilustración 4: Parámetro momento.

Si transcurriese alguna circunstancia que hiciera que el impacto fuera crítico, cabría atribuirle de una a cuatro unidades por encima de la especificada.

Persistencia (PE): Se refiere al tiempo que supuestamente permanecería el efecto desde su aparición y a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas, bien por medios naturales o bien por el establecimiento de medidas correctoras.

Tiempo	Calificación	Valor
<1 año	Fugaz	1
1-10 años	Temporal	2
>10 años	Permanente	4

Ilustración 5: Parámetro persistencia.

Reversibilidad (RV): se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el proyecto, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales, una vez aquella deja de actuar sobre el medio.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Tiempo	Calificación	Valor
<1 año	Corto plazo	1
1-10 años	Medio plazo	2
>10 años	Irreversible	4

Ilustración 6: Parámetro Reversibilidad.

Recuperabilidad (MC): se refiere a la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado por el proyecto, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la actuación por medio de intervención humana.

Recuperabilidad	Valor
Totalmente recuperable de manera inmediata	1
Totalmente recuperable a corto plazo	2
Mitigable o parcialmente recuperable	4
Irrecuperable con posibilidad de medidas compensatorias	4
Irrecuperable	8

Ilustración 7: Parámetro Recuperabilidad.

Sinergia (SI): el efecto conjunto de la presencia simultánea de varios agentes o acciones supone una incidencia mayor que la que cabría esperar de la manifestación de los efectos cuando las acciones que las provocan actúan de manera independiente.

Acumulación (AC): este atributo da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto, cuando persiste de forma continuada o reiterada la acción que lo genera.

Efecto (EF): relación causa-efecto, es decir, la forma de manifestarse el efecto sobre un factor, como consecuencia de la acción (directa/indirecta).

Periodicidad (PR): regularidad de la manifestación del efecto, bien sea cíclico o recurrente, impredecible, o constante en el tiempo.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Naturaleza	Intensidad (I)	Extensión (EX)
Beneficioso (+) Perjudicial (-)	Baja (1) Media (2) Alta (4) Muy alta (8) Total (12)	Puntual (1) Parcial (2) Extenso (4) Total (8) Crítica (+4)
Momento (MO)	Persistencia (PE)	Reversibilidad (RV)
Largo plazo (1) Medio plazo (2) Inmediato (4) Crítico (+4)	Fugaz (1) Temporal (2) Permanente (4)	Corto plazo (1) Medio plazo (2) Irreversible (3)
Sinergia (SI)	Acumulación (AC)	Efecto (EF)
Simple (1) Sinérgico (2) Muy sinérgico (4)	Simple (1) Acumulativo (4)	Indirecto (1) Directo (4)
Periodicidad (PR)	Recuperabilidad (MC)	
Irregular (1) Periódico (2) Continuo (4)	Recuperable de madera inmediata (1) Recuperable a corto plazo (2) Recuperable a medio plazo (4) Mitigable (4) Irrecuperable (8)	

Ilustración 8: Tabla resumen de los parámetros de la metodología de matriz de importancia.

Por último, una vez asignados los valores de cada parámetro al impacto en estudio, se sustituyen los valores en la fórmula de importancia del impacto:

$$I = +/- (3I + 2EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC)$$

Una vez hecho esto, se clasifica el impacto en una de las siguientes categorías:

Importancia	Impacto
Menor a 25	Compatible
Entre 25 y 50	Moderado
Entre 50 y 75	Severo
Superior a 75	Crítico

Ilustración 9: Clasificación de impactos.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Una vez explicada la metodología, se procede a describir cada uno de los impactos identificados en las matrices causa – efecto.

2.7.1.1 Impactos en la fase de construcción.

- Impactos sobre el nivel de contaminantes:

Transporte de materiales y maquinaria (CA7): el trasiego continuo de maquinaria y camiones cargados de material generará un aumento en el nivel de contaminantes atmosféricos.

- Impactos sobre el confort acústico:

Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal (CB3).

Construcción de vías de acceso (CB4).

Acondicionamiento del terreno (CB5).

Transporte de materiales y maquinaria (CB7).

Cimentación (CB8).

Construcción y montaje de las instalaciones principales (CB9).

Durante cada una de estas actividades de la fase de construcción se necesita el uso de maquinaria, como desbrozadoras, retroexcavadoras, apisonadoras, hormigoneras o camiones, y todas ellas provocan el incremento del nivel sonoro de la zona.

- Partículas:

Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal (CC3).

Construcción de vías de acceso (CC4).

Acondicionamiento del terreno (CC5).

Transporte de materiales y maquinaria (CC7).

El desbroce y el acondicionamiento del terreno implican movimiento de tierra, lo que facilita el transporte de partículas con el viento, y además las cuatro actividades conllevan un trasiego de maquinaria que levantará igualmente partículas a su paso, aumentando el nivel de éstas en el aire.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Topografía:

Acondicionamiento del terreno (CE5): como se ha definido anteriormente, esta acción podría conllevar la creación de pequeños taludes, eliminación de montículos o lomas, y nivelación del terreno (que es básicamente lo que se hará en la ubicación específica de la central), que ya es llano de por sí.

- Contaminación de suelos:

Cimentación (CF8): como es lógico, esta acción conlleva la introducción permanente en el suelo de materiales de cimentación, de distinta naturaleza a los presentes en el terreno. Si además otras acciones paralelas a esta, como el lavado de hormigoneras, se realizan de manera inapropiada o en zonas no previstas, la contaminación por este tipo de materiales se hace más intensa.

- Capacidad agrológica del suelo:

Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal (CG3).

Acondicionamiento del terreno (CG5).

Cimentación (CG8).

Durante el desbroce y el acondicionamiento del terreno, se eliminan tanto la cubierta vegetal aérea como la primera capa de tierra (tierra vegetal). Esto provoca un deterioro del grado de evolución del suelo, lo que implica a su vez un empobrecimiento en cuanto a su capacidad para mantener comunidades vegetales. Si además unimos a esto la introducción de materiales propios de la cimentación que son totalmente contraproducentes para el crecimiento de vegetación en el suelo, aumenta la afcción a la capacidad agrológica del suelo.

- Compactación del suelo:

Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal (CH3).

Construcción de instalaciones accesorias (CH6).

Transporte de materiales y maquinaria (CH7).

Cimentación (CH8).

Construcción y montaje de las instalaciones principales (CH9).

Para empezar, el desbroce implica la eliminación de raíces, que mientras existían promovían la aireación del suelo y evitaban la compactación del mismo. La eliminación de los cultivos implica que esta propiedad de las plantas ya no se lleve a cabo. Si a esto le unimos, por una

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

parte, el tránsito de maquinaria tanto para el desbroce como para la construcción, o el transporte de materiales a secas, y por otra, la introducción en el suelo de un peso bastante considerable de materiales en la cimentación, la compactación del suelo es evidente.

- Calidad del agua:

Construcción de instalaciones accesorias (CI6): durante el periodo de obra se producirá el uso de estas instalaciones, que generarán vertidos de aguas fecales.

- Cultivos:

Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal (CL3).

Construcción de vías de acceso (CL4).

Acondicionamiento del terreno (CL5).

Transporte de materiales y maquinaria (CL7).

Evidentemente el cultivo que existía en la zona proyectada dejará de existir permanentemente tras el desbroce, pero además, tanto este desbroce como el transporte de materiales y maquinaria, el acondicionamiento del terreno y la construcción de vías de acceso afectan, como se ha descrito anteriormente, al nivel de partículas en el aire, lo que afecta indirectamente a los cultivos de alrededor, cubriéndolos de polvo y afectando a su potencial agrológico.

- Fauna:

Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal (CM3).

Construcción de vías de acceso (CM4).

Acondicionamiento del terreno (CM5).

Construcción de instalaciones accesorias (CM6).

Transporte de materiales y maquinaria (CM7).

Construcción y montaje de instalaciones principales (CM9).

El desbroce conlleva la eliminación de una porción de los hábitats de las especies enumeradas en el inventario ambiental (sin llegar a fragmentar gravemente las poblaciones), lo que supone un impacto directo para ellas. Como impactos indirectos encontramos las demás actividades enumeradas, ya que todas implican un aumento del nivel sonoro, lo que deriva en un aumento en el estrés de la fauna local.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Paisaje:

Desbroce, limpieza y retirada de material vegetal (CN3).

Acondicionamiento del terreno (CN5).

Construcción de instalaciones accesorias (CN6).

Construcción y montaje de instalaciones principales (CN9).

En cuanto al desbroce, aunque hablemos de cultivos, el cambio de un paisaje de vegetación por uno árido tiene una afección evidente sobre éste. Sobre el acondicionamiento del terreno, está claro que el paisaje de lomas típico de la zona variará al allanar las 120 Ha que ocupa la central. Además, el paisaje se verá alterado de forma gradual conforme avancen las obras, ya que la construcción de las instalaciones principales y accesorias conlleva el uso de grúas de grandes dimensiones.

- Uso del suelo:

Compra de los terrenos (CÑ1): al comenzar las obras se compran los terrenos, lo que afectará al uso del suelo, que pasará de ser agrícola a ser industrial, lo que a su vez puede suponer cierto impacto socioeconómico para sectores de las poblaciones cercanas dedicadas a alguno de estos ámbitos.

- Economía:

Compra de los terrenos (CO1).

Contratación de mano de obra (CO2).

La economía de la zona se verá afectada positivamente por la construcción de la central ya que aumentará la oferta de empleo, especialmente en el sector de la construcción. Además, la expropiación de los terrenos conlleva una compensación económica a los antiguos titulares de las fincas expropiadas.

2.7.1.2 Impactos en la fase de explotación.

- Nivel de contaminantes:

Generación de energía eléctrica mediante la fuente de respaldo (OA4): en el caso en el que sea necesario usar la caldera, se producirán emisiones contaminantes de NO_x, CO y CO₂.

- Microclimas:

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Concentración de radiación en el receptor (OD3): debido a que los espejos concentran la radiación que reciben en el receptor de la torre, se produce en éste un aumento considerable de temperatura a su alrededor, que irá disminuyendo con la distancia, creando un gradiente térmico.

- Contaminación de suelos:

Generación de residuos (OF5).

La maquinaria que opera en la central necesita de un mantenimiento, para el que se necesitan productos, como aceite, que en caso de accidente o fuga pueden acabar contaminando el suelo.

- Calidad del agua:

Vertido de aguas (OI8): procedentes de las purgas de refrigeración se producen vertidos susceptibles de contaminar el cauce al que vierten si no se tratan previamente, ya que tienen más concentración en sales y más temperatura que el medio receptor.

- Cantidad de agua:

Limpieza de espejos (OJ6).

Consumo de agua (OJ7).

Para los procesos térmicos de la planta, junto con la limpieza de espejos, se requerirá un consumo de agua que ronda los 0.8 Hm³ al año. Estas aguas podrían ser usadas para otros fines, y dado que este recurso suele ser escaso en la zona, el impacto puede llegar a ser importante.

- Recarga de acuíferos:

Presencia de la instalación (OK2): debido a la cimentación, la compactación y la construcción de canalizaciones para la evacuación de las aguas pluviales, se producirá un descenso en la infiltración y absorción de las aguas de lluvia por parte del suelo, lo que redundará en la recarga de los acuíferos subterráneos desde la zona que ocupa la planta.

- Fauna:

Concentración de radiación en el receptor (OM3).

Evacuación de la energía hasta la línea eléctrica (OM9).

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Sobre la concentración de radiación en el receptor, tal y como se explica en el factor microclima, la temperatura aumenta considerablemente alrededor del receptor. Este aumento de temperatura puede ser muy perjudicial para las especies de invertebrados y para las aves.

Sobre la evacuación de la energía eléctrica, toda corriente eléctrica lleva asociado un campo magnético a su alrededor. Algunos animales, como las palomas mensajeras, utilizan el campo magnético terrestre para orientarse, y la presencia de estos campos magnéticos artificiales puede provocar alteraciones de su comportamiento (Wiltschko R., Wiltschko W., Schiffner I., 2009). A su vez, las conducciones encargadas de transportar dicha energía entrañan peligro de electrocución para las aves que se puedan posar en ellas.

- Paisaje:

Presencia de la instalación (ON2): la presencia de la central, y en particular, de los edificios y tanques de almacenaje, durante los años de vida de la central, alterará considerablemente el paisaje de la zona desde cualquier punto cercano.

- Economía:

Mano de obra (OO1).

Presencia de la instalación (OO2).

La economía se verá afectada positivamente por la presencia de la central ya que es una fuente de energía gratuita (a excepción de la caldera) que reduce la dependencia energética, ya que se nutre del sol. Además en la zona aumenta la oferta de empleo debido a la operación y mantenimiento de la planta.

2.7.1.3 Impactos en la fase de abandono.

Para mayor comodidad, en este apartado procederemos a la descripción de los impactos por acción, en vez de por factores ambientales como en las fases de construcción y operación.

- Impactos de la desinstalación de la central sobre:

Confort acústico (AB1).

Partículas (AC1).

Fauna (AM1).

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Paisaje (AN1).

Economía (AO1).

Debido a que la realización de trabajos en el exterior para la desinstalación de la central requerirá el uso de maquinaria y un trasiego constante de camiones se producirá un aumento del nivel sonoro en la zona. Por los mismos motivos se producirá un aumento en los niveles de partículas en el aire. Sobre la fauna de la zona se producirá un impacto secundario debido a la alteración del confort acústico de la zona por el paso y uso de maquinaria. El paisaje se verá afectado de forma positiva, sobre todo por la eliminación de la torre, el elemento más visible de la central. Por último se producirá un impacto sobre la economía de la zona difícil de considerar, dado que aumentará la oferta de empleo para desmantelar la central, pero se perderán puestos de trabajo de mantenimiento y operación de la misma.

- Impacto de la evacuación de los residuos:

Contaminación de suelos (AF2): La evacuación de la gran cantidad de residuos de construcción y demolición que se generarán tras la desinstalación de la central, así como los integrantes de las estructuras que componen la planta, podrán generar episodios de contaminación local de suelos si no se realiza de forma adecuada, tomando las precauciones pertinentes.

- Impactos de la restauración de la zona sobre:

Microclimas (AD3).

Capacidad agrológica del suelo (AG3).

Compactación del suelo (AH3).

Recarga de acuíferos (AK3).

Flora (AL3).

Fauna (AM3).

Paisaje (AN3).

Uso de suelo (AÑ3).

Economía (AO3).

La restauración de la zona y la recuperación de los valores iniciales generarán una serie de impactos positivos sobre el medio. Se recuperará la capacidad agrológica del suelo, lo cual producirá una serie de impactos positivos secundarios sobre el resto de factores ambientales. Se recuperará el microclima inicial de la zona, aumentará la disponibilidad de hábitat para la

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

fauna y se favorecerá la recuperación de especies vegetales en las zonas aledañas al cultivo, ya sea mediante la recuperación de los cultivos anteriores, o bien mediante la creación de otro tipo de paisajes y usos, por ejemplo un parque periurbano. Los procesos de compactación de suelo cesarán con la consecuente recuperación paulatina de la recarga de acuíferos.

La economía también se verá afectada por la recuperación de la capacidad agrológica del suelo y por la oferta de empleo para los trabajos de restauración. Por otro lado, la parte negativa para la economía de la fase de abandono es el cese de operación de la planta, lo que supondrá pérdida de puestos de trabajo de operación y mantenimiento de la central. Con respecto al uso del suelo, una vez finalizada la actividad industrial el suelo cambiará de uso (el nuevo uso dependerá de a qué se destine el suelo a partir de tal fecha).

A continuación se presenta la tabla con los cálculos para cada impacto y el resultado de la fórmula de importancia.

Códigos	Intensidad	Extensión	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulación	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad	Importancia	Clasificación del impacto
CA7	1	2	4	1	1	1	1	4	2	1	22	Compatible
CB3	2	1	4	1	1	2	1	4	1	1	23	Compatible
CB4	1	2	4	1	1	2	1	4	1	1	22	Compatible
CB5	2	1	4	1	1	2	1	4	1	1	23	Compatible
CB7	1	2	4	1	1	2	1	4	2	1	23	Compatible
CB8	1	1	4	1	1	2	1	4	1	1	20	Compatible
CB9	1	1	4	1	1	2	1	4	1	1	20	Compatible
CC3	4	2	2	1	1	1	4	4	1	1	31	Moderado
CC4	4	2	2	1	1	1	4	4	1	1	31	Moderado
CC5	4	2	2	1	1	1	4	4	1	1	31	Moderado
CC7	4	2	2	1	1	1	4	4	2	1	32	Moderado
CE5	1	4	4	4	4	1	1	4	4	4	37	Moderado
CF8	1	2	4	4	4	1	1	4	4	4	33	Moderado
CG3	2	4	4	4	2	1	1	4	1	2	33	Moderado
CG5	1	4	4	4	2	1	1	4	1	2	30	Moderado
CG8	4	4	4	4	4	1	1	4	4	4	46	Moderado
CH3	1	4	4	2	2	1	1	4	1	1	27	Moderado
CH6	1	1	4	2	2	1	1	4	1	1	21	Compatible
CH7	2	2	4	2	2	1	1	4	2	1	27	Moderado
CH8	1	4	4	2	2	1	1	4	4	1	30	Moderado
CH9	2	2	4	2	2	1	1	4	1	1	26	Moderado
CL6	2	1	4	2	1	1	1	4	2	4	27	Moderado
CL3	1	1	2	4	2	1	1	4	4	1	24	Compatible
CL4	4	2	2	1	1	1	4	1	1	1	28	Moderado
CL5	4	2	2	1	1	1	4	1	1	1	28	Moderado

Ilustración 10: Tabla de valoración de impactos (parte 1).

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Códigos	Intensidad	Extensión	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulación	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad	Importancia	Clasificación del impacto
CL7	4	2	2	1	1	1	4	1	2	1	29	Moderado
CM3	2	4	4	4	2	1	1	4	4	2	36	Moderado
CM4	1	2	4	1	1	1	1	1	1	1	18	Compatible
CM5	1	2	4	1	1	1	1	1	1	1	18	Compatible
CM6	1	2	4	1	1	1	1	1	1	1	18	Compatible
CM7	1	2	4	1	1	1	1	1	2	1	19	Compatible
CM9	1	2	4	1	1	1	1	1	1	1	18	Compatible
CN3	4	4	4	4	4	1	1	4	4	2	44	Moderado
CN5	4	4	4	2	4	1	1	4	4	4	44	Moderado
CN6	2	2	4	2	4	1	1	4	2	1	29	Moderado
CN9	4	2	4	2	4	1	1	4	2	1	35	Moderado
CÑ1	4	4	4	4	4	1	1	4	4	1	43	Moderado
OA4	2	2	4	2	1	1	1	4	1	1	25	Moderado
OD3	4	1	4	1	1	1	1	4	2	1	29	Moderado
OF5	1	1	2	2	2	1	1	4	1	2	20	Compatible
OI8	2	1	4	2	2	1	1	4	2	1	25	Moderado
OJ6	1	1	4	4	2	1	1	4	2	1	24	Compatible
OJ7	12	1	4	4	2	1	1	4	4	8	66	Severo
OK2	1	1	2	4	4	1	1	4	1	2	24	Compatible
OM3	2	1	4	1	4	1	1	4	2	1	26	Moderado
OM9	4	1	4	1	4	1	1	4	1	4	34	Moderado
ON2	8	4	4	4	4	1	1	4	4	4	58	Severo
AB1	2	2	4	1	1	1	1	4	1	1	24	Compatible
AC1	4	2	2	1	1	1	4	4	2	1	32	Moderado
AM1	1	2	4	1	1	1	1	1	2	1	19	Compatible
AO1	2	1	2	2	1	1	1	1	2	1	19	Compatible
AO3	2	1	4	2	4	1	1	4	4	2	30	Moderado
AF2	1	1	2	2	2	1	4	4	1	1	22	Compatible

Ilustración 11: Tabla de valoración de impactos (parte 2).

2.8 Propuesta de medidas preventivas, correctoras y compensatorias. Programa de Vigilancia Ambiental.

Este programa establecerá un sistema que garantice el cumplimiento de las indicaciones y medidas, protectoras y correctoras, contenidas en el estudio de impacto ambiental. La implantación de estas medidas tiene su base legal en el artículo 11 del R.D. 1131/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del R.D.L. 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.

El programa de vigilancia ambiental debe:

- Indicar a la administración responsable los aspectos objeto de vigilancia, los cuales pueden referirse al medio o al proyecto.
- Ofrecer a dicha administración un método, sistemático, lo más sencillo y económico posible, para realizar la vigilancia de una forma eficaz.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Dichos aspectos objeto de vigilancia serán necesariamente los siguientes:

- Medidas protectoras, correctoras y compensatorias, para controlar su aplicación efectiva y los resultados que consiguen.
- Impactos residuales, derivados de alteraciones cuya total corrección no sea posible, con riesgo de manifestarse con efectos notables.
- Impactos detectados en el estudio para verificar su real aparición en las condiciones de valor, tiempo y lugar previstos.
- Impactos no previsibles o de difícil estimación en fase de proyecto pero con riesgo de aparición durante la de obras o después, incluso los derivados de posibles accidentes.

El programa de vigilancia a de señalar también los tipos de situaciones que pueden darse y su nivel de intensidad, y, para cada uno de ellas, los umbrales inadmisibles que disparan señales de alerta ante las cuales es preciso adoptar medidas complementarias.

En cuanto al método, los aspectos que deben ser vigilados pasan por dos fases:

- Definición de indicadores: proporcionan la forma de medir la consecución de los objetivos en distintos momentos, de forma cuantitativa, cualitativa, de comportamiento, etc. La definición y observación de los indicadores permite, por tanto, conocer el grado de integración ambiental logrado por el proyecto.
- Seguimiento de los indicadores: los indicadores definidos deberían ser de tal naturaleza que la simple inspección visual, realizada mediante recorridos por la zona afectada, permitan a un técnico percatarse del grado de cumplimiento del programa.

A continuación se desarrolla el conjunto de criterios del programa de vigilancia ambiental para las distintas medidas e impactos considerados en el proyecto.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Códigos	Clasificación del impacto	Códigos	Clasificación del impacto
CC3	Moderado	CL7	Moderado
CC4	Moderado	CM3	Moderado
CC5	Moderado	CN3	Moderado
CC7	Moderado	CN5	Moderado
CE5	Moderado	CN6	Moderado
CF8	Moderado	CN9	Moderado
CG3	Moderado	CÑ1	Moderado
CG5	Moderado	OA4	Moderado
CG8	Moderado	OD3	Moderado
CH3	Moderado	OI8	Moderado
CH7	Moderado	OJ7	Severo
CH8	Moderado	OM3	Moderado
CH9	Moderado	OM9	Moderado
CI6	Moderado	ON2	Severo
CL4	Moderado	AC1	Moderado
CL5	Moderado	AO3	Moderado

Ilustración 12: Tabla resumen de actividades con impactos significativos.

En la tabla anterior se presentan resumidamente las actividades que provocan impactos significativos en el medio. A continuación se procederá a definir las medidas a llevar a cabo mediante un sistema de fichas.

Medida: Riego de caminos.

- Tipo de medida: preventiva.
- Factor: partículas y cultivos (indirecto).
- Impacto: aumento de partículas en suspensión y deposición de las mismas sobre los cultivos adyacentes.
- Objetivo: prevención del levantamiento de partículas al paso de los camiones y maquinaria.
- Descripción: se dispondrá de un depósito de agua para realizar riegos en las vías por las que transcurran camiones o en los terrenos por los que la maquinaria realice su labor existiendo posibilidad de levantamiento de polvo. El riego se realizará dos veces al día.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Medida: Cubrimiento de camiones de camiones durante el transporte de tierras.

- Tipo de medida: preventiva.
- Factor: partículas y cultivos (indirecto).
- Impacto: aumento de partículas en suspensión y deposición de las mismas sobre los cultivos adyacentes.
- Objetivo: prevención del levantamiento de partículas procedente de la carga de camiones que transportan tierra vegetal procedente del acondicionamiento del terreno.
- Descripción: se utilizará una lona resistente bien ajustada para cubrir la carga de camiones que transporten tierra de una zona a otra de la obra.

Medida: Gestión de tierra extraída.

- Tipo de medida: preventiva.
- Factor: partículas y cultivos (indirecto).
- Impacto: aumento de partículas en suspensión y deposición de las mismas sobre los cultivos adyacentes.
- Objetivo: prevención del levantamiento de partículas procedente de los montículos de tierra vegetal extraída de la zona, en espera de ser reutilizada o destinada a un nuevo uso.
- Descripción: gestión de la tierra vegetal acopiándola en caballones de un metro y medio de altura aproximadamente, nunca superando los dos metros de altura y ubicarlos en un espacio acondicionado a tal efecto y balizado. Mantener el caballón recubierto de plantas vivas preferentemente y regar con una frecuencia de dos veces en semana.

Medida: Creación de zona para lavado de hormigoneras y reparación de maquinaria.

- Tipo de medida: preventiva. Factor: contaminación de suelos.
- Impacto: contaminación de suelos por vertidos de hormigón y aceite.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- **Objetivo:** prevención de la contaminación del suelo por vertidos puntuales de hormigón procedente del lavado de las hormigoneras y posibles vertidos de aceite en la reparación y mantenimiento de la maquinaria.
- **Descripción:** adecuación de una pequeña porción de la parcela mediante impermeabilización y balizado para realizar las labores de lavado de hormigoneras y reparación de la maquinaria, de modo que los residuos generados puedan ser evacuados y tratados correctamente.

Medida: Minimizar la extracción de tierra vegetal.

- **Tipo de medida:** preventiva.
- **Factor:** capacidad agrológica del suelo.
- **Impacto:** afección a la capacidad agrológica del suelo por destrucción o retirada de la estructura del suelo y sus propiedades, debido a la adecuación del terreno y al desbroce.
- **Objetivo:** minimizar el deterioro de los distintos horizontes del suelo intentando conservar su grado de evolución al máximo, para evitar la pérdida del potencial agrológico del suelo.
- **Descripción:** retirar solo la tierra necesaria y reutilizar la que sea útil para el acondicionamiento del terreno.

Medida: Balizamiento de zonas de ocupación.

- **Tipo de medida:** preventiva.
- **Factor:** compactación del suelo y cultivos.
- **Impacto:** compactación del terreno debido al trasiego de maquinaria. **Objetivo:** minimizar el fenómeno de compactación del suelo.
- **Descripción:** balizamiento de caminos y zonas de ocupación para evitar el paso de maquinaria fuera de las zonas estrictamente necesarias.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Medida: instalación de depósitos estancos para la correcta gestión posterior de las aguas fecales.

- Tipo de medida: preventiva. Factor: contaminación de suelos.
- Impacto: contaminación de los suelos mediante infiltración de aguas fecales.
- Objetivo: prevención de la infiltración de aguas fecales en el suelo producidas durante la fase de construcción.
- Descripción: Se construirán unos depósitos estancos para el almacenamiento y posterior gestión de las aguas fecales generadas durante la fase de construcción, evitando así el vertido de las mismas directamente al suelo, lo que provocaría una contaminación.

Medida: Localización de maquinaria y elementos auxiliares de construcción en lugares de mínimo impacto visual.

- Tipo de medida: preventiva. Factor: paisaje.
- Impacto: afección al paisaje durante la fase de construcción.
- Objetivo: evitar en la medida de lo posible que el paisaje se vea afectado debido a dichos elementos.
- Descripción: mediante un estudio de cuencas visuales se elegirá el lugar adecuado para la colocación de maquinaria y elementos auxiliares de construcción, evitando así una merma de la calidad paisajística ya de por sí afectada, especialmente desde zonas con un tránsito considerable, como la carretera (A-471).

Medida: Instalación de unidades salvapájaros.

- Tipo de medida: preventiva. Factor: fauna.
- Impacto: afección a la avifauna debido al cableado de evacuación de energía.
- Objetivo: evitar la electrocución de la avifauna durante su vuelo cercano a estas instalaciones.
- Descripción: se instalarán unidades salva pájaros cada veinticinco metros de cableado para

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

hacer visible la presencia de éste a las aves, evitando así la electrocución que pudiera provocar un choque durante el vuelo.

Medida:Revegetaciónde taludes.

- Tipo de medida: preventiva y correctora. Factor: paisaje, partículas.
- Impacto: impacto paisajístico derivado del desbroce con el que comienzan las obras, provocando además un aumento de la erosión eólica, y con ello un incremento en los niveles de partículas en aire, debido a la eliminación de la vegetación, y una posible desestabilización del terreno en las zonas límites de las instalaciones.
- Objetivo: prevención del levantamiento de partículas mediante erosión eólica, aumento puntual de la calidad del paisaje y estabilización de taludes.
- Descripción: se revegetarán mediante bio-rollos o mantas orgánicas los taludes en los límites de la zona de construcción para estabilizar el terreno. Con esta medida además se evita, gracias a la presencia de vegetación, la erosión eólica que generaría un aumento de los niveles de partículas en suspensión, y se eleva en los límites del terreno de obra la calidad del paisaje.

Medida:Pantalla visual.

- Tipo de medida: preventiva. Factor: paisaje.
- Impacto: potente afección a la calidad paisajística de la zona debido a la presencia de la central.
- Objetivo: minimizar la afección al paisaje por la presencia de la instalación en la medida de lo posible.
- Descripción: ya que evitar la visión de la torre es prácticamente imposible debido a su altura, se dispondrá una pantalla visual de vegetación a lo largo del perímetro de la planta para evitar tanto como sea posible la visualización de las instalaciones presentes en la zona. Además, para evitar la pérdida de insolación, los árboles o arbustos plantados no deben llegar a sobrepasar los cuatro metros de altitud en edad adulta. A su vez, deben ser tupidos desde el suelo hasta la copa para que la medida sea efectiva.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Medida: Contratación de mano de obra local para la restauración.

- Tipo de medida: compensatoria. Factor: socioeconómico.
- Impacto: disminución local de la oferta de empleo debido al cese de la actividad de la central.
- Objetivo: minimizar el impacto socioeconómico en la zona a medio plazo desde el cierre de la central.
- Descripción: para compensar la pérdida de empleo en el municipio debido al cese de operación en la planta termosolar, se favorecerá la contratación de mano de obra local para la restauración de la zona.

Medida: Gestión de consumo de agua.

- Tipo de medida: preventiva. Factor: cantidad de agua.
- Impacto: uso excesivo de agua durante épocas de escasez. Objetivo: controlar el uso de agua.
- Descripción: realizar restricciones durante épocas de escasez.

Medida: Gestión de vertidos.

- Tipo de medida: preventiva. Factor: calidad del agua.
- Impacto: introducción de agua de vertido de distintas características a las del medio receptor.
- Objetivo: minimizar el impacto de los vertidos de agua de la planta.
- Descripción: instalación de una depuradora de agua que restaure los niveles de temperatura y sales del agua saliente equiparándolos a los del medio receptor, o en algunos casos reutilizarla. Para ello debe realizarse un estudio en el momento en que la central

empiece a operar, para conocer los detalles del agua del medio receptor.

2.9. Examen de las distintas alternativas.

2.9.1 Alternativas de sistemas de producción de energía.

Los beneficios que proporcionan las energías renovables frente a las no renovables, procedentes de combustibles fósiles, se enumeran a continuación:

- Las energías renovables suponen una fuente de energía inagotable.
- Las energías no renovables representan una fuente de energía descentralizada, por lo que sufren una caída de energía debido a su distribución desde el lugar de producción, hasta el de consumo. Sin embargo, las energías renovables se generan de forma centralizada y por tanto, mas eficientes.
- Suponen una reducción de las emisiones producidas por la combustión de combustibles fósiles, tales como emisión de CO₂, SO₂, NO_x, partículas, etc.
- Actualmente existe una dependencia de la energía procedente del exterior, lo que repercute en una inestabilidad económica y política del país. Las energías renovables tienden a acabar con esta dependencia, al tratarse de una energía producida a partir de recursos propios.

Los beneficios de la energía solar termoeléctrica frente a otras fuentes de energía renovables, que justifican la elección de esta tecnología en el proyecto que nos ocupa serán:

- La producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, presenta simultáneamente el interés de contar con una tecnología contrastada, (pendiente en algunos casos de demostración) y un potencial de explotación extenso, al no haberse desarrollado comercialmente al nivel que otras fuentes de energía renovables existentes actualmente (eólica).
- A escala multi-MW, la generación solar termoeléctrica es más eficiente, desde el punto de vista técnico, que la producción fotovoltaica, que adolece del rendimiento limitado de las células comerciales. Además, ofrece buenas expectativas para un futuro desarrollo y reducciones de precios.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- La tecnología de sales, funciona como una gran reserva de energía térmica, lo que permite aumentar el tiempo de funcionamiento del sistema, mas allá del periodo de insolación y con ello, producir electricidad de forma continuada.
- Todo esto permite producir electricidad de forma estable, programable y modulable a lo largo del día, a diferencia de otras producciones renovables de electricidad.
- La planta solar termoeléctrica a construir en Trebujena, supondrá un ahorro neto de emisiones de CO₂ de unas 149.400 t/a frente a las emisiones de una central térmica de carbón.

2.9.2 Alternativas de localización de la planta solar y justificación de la solución adoptada.

Para la correcta construcción y el buen funcionamiento en la fase de operación de una central termosolar, se deben respetar una serie de factores que deben ser óptimos en la zona elegida para la localización de la planta. Estos factores son:

- Proximidad de la planta a una subestación para la evacuación de energía.
- Evitar que toda la zona ocupada por la planta en su conjunto no obstruya ninguna vía pecuaria.
- Que la zona elegida esté calificada como suelo no urbanizable y además preferiblemente tuviera como uso de suelo el cultivo, o incluso estuviera en desuso y tuviera escaso valor ecológico.
- Es esencial que la planta no afecte a ningún espacio natural protegido.
- Uno de los factores más importantes en la localización de este tipo de plantas solares es precisamente la insolación recibida en la zona.
- Es importante que la densidad de infraestructuras energéticas no sea muy elevada para contribuir a la descentralización y diversificación de la producción energética en Andalucía.
- Disponibilidad de terrenos llanos.

Dicho esto, y sabiendo que la insolación recibida es el factor más importante a la hora de decidir la localización de la central, se deduce que las zonas más apropiadas en Andalucía corresponderían al valle del Guadalquivir, al poniente almeriense, y a la costa de Granada y parte

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

de la de Málaga. Teniendo en cuenta que estas últimas zonas de Granada y Málaga son más escarpadas, y que el valle del Guadalquivir dispone de grandes llanuras y el poniente almeriense es más o menos llano, obtenemos que las zonas recomendadas para la localización de la obra sean estas dos últimas.

Dentro de las zonas óptimas ya comentadas, decidimos realizar un estudio de localización en el municipio gaditano de Trebujena. A continuación se analiza con más profundidad la idoneidad del municipio factor a factor.

Subestaciones: uno de los requisitos recomendables para la elección de la localización de una central termosolar es la presencia cercana de una subestación eléctrica para la evacuación de la energía para su posterior distribución. En este caso, como se observa en el mapa, la subestación eléctrica se encuentra en el municipio de Lebrija.



Ilustración 13: Mapa de subestaciones y red eléctrica. REE.

Vías pecuarias: como es lógico se precisa que la planta no obstruya ninguna vía pecuaria

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

(en el mapa se observan las vías pecuarias en verde).



Ilustración 14: Mapa de vías pecuarias.

Usos y coberturas vegetales del suelo: es conveniente que la planta esté ubicada en un suelo no urbanizable, en este caso en zonas de cultivos de secano.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA



Ilustración 15: Mapa de usos de suelo.

Espacios Naturales Protegidos: como vemos en el mapa, la zona en la que se ubica la planta no está cercana a ninguna zona con régimen de protección.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA



Ilustración 16: Mapa de Espacios Naturales Protegidos.

Insolación: como se observa claramente en el mapa, el valle del Guadalquivir, junto con el poniente almeriense, es la zona más rica en insolación en Andalucía. Esto sustenta la elección del municipio de Écija, inmerso en dicha región, como lugar idóneo para la localización de la planta.

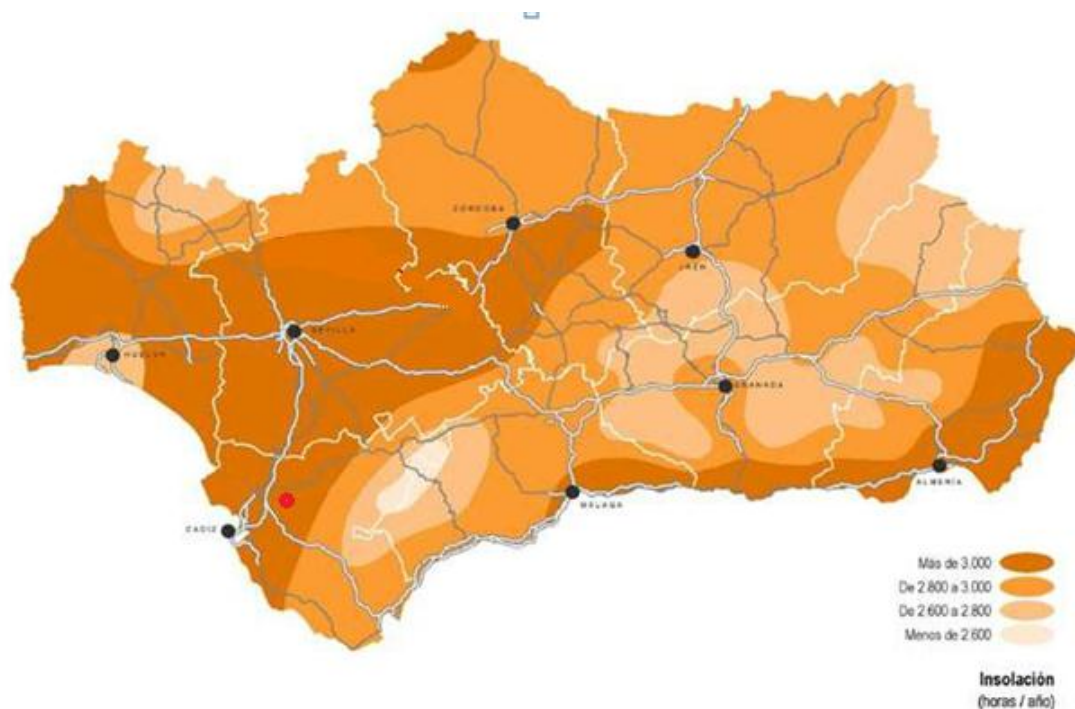


Ilustración 17: Mapa de insolución.

Infraestructuras energéticas existentes: como complemento para la elección de un lugar adecuado en el que instalar una central de estas características, es necesario el estudio de la necesidad energética de la región y por tanto de la cobertura actual y las centrales existentes en las zonas de estudio para su ubicación. En este caso la zona elegida es apropiada ya que ayuda a cumplir uno de los objetivos básicos de la política energética andaluza, como es la descentralización de la producción de energía y la diversificación de la producción. Véase también la ilustración 13.

Llanuras: es fundamental que la construcción de la central se realice en terrenos llanos debido a la necesidad de precisión de los reflejos de los colectores, precisión que sería imposible en terrenos escarpados, por lo que la llanura del valle del Guadalquivir ofrece una excelente predisposición para este factor.

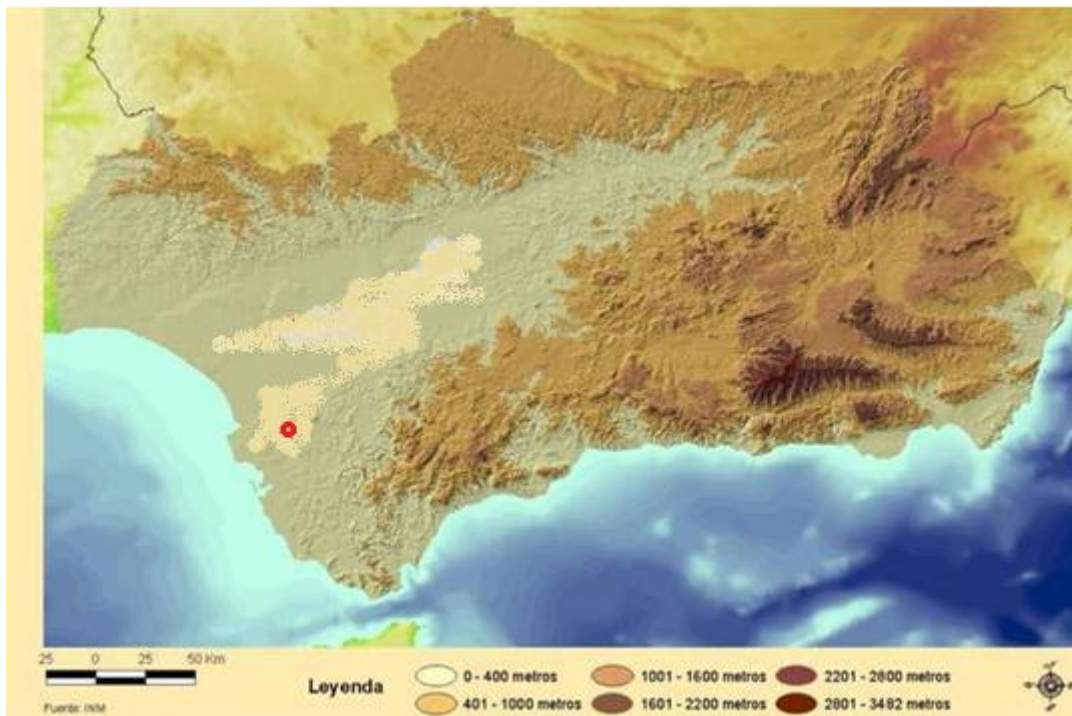


Ilustración 18: Mapa de altimetría.

3 Inventario Ambiental y descripción de interacciones ecológicas y ambientales claves.

A continuación se muestra una tabla que señala de forma gráfica el conjunto de factores ambientales a tener en cuenta en el estudio, y posteriormente se procede a describir el medio natural y socioeconómico de la región.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

INVENTARIO AMBIENTAL	Subsistema	Medio inerte	Aire	Nivel de contaminantes en el aire
				Confort acústico
				Partículas en el aire
			Clima	Microclimas
			Suelo	Topografía
				Contaminación de suelos
				Capacidad agrológica del suelo
				Compactación del suelo
			Aguas continentales	Calidad del agua
				Cantidad de agua
	Recarga de acuíferos			
	Medio biótico	Vegetación	Cultivos	
		Fauna	Poblaciones faunísticas	
	Medio perceptual	Paisaje		
Subsistema económico	Uso del suelo			
	Economía			

Ilustración 19: Cuadro esquemático de los factores ambientales relevantes a considerar.

3.1. Descripción del medio.

Clima: el municipio de Trebujena presenta un clima de tipo mediterráneo continentalizado. Las precipitaciones están repartidas de forma irregular a lo largo del año, si bien presentan un mínimo acusado en los meses de junio, julio y agosto, y un máximo en otoño y primavera. Las precipitaciones medias anuales oscilan entre 400 y 500 mm. Y la humedad relativa media es del 61%. La velocidad media del aire es de 1.8 m/s.

Los veranos son muy cálidos y los inviernos bastante fríos, con una oscilación media de 20°C, favoreciendo la ubicación geográfica del municipio estas fuertes variaciones térmicas. Los inviernos son por norma general fríos y húmedos, con mínimas inferiores a los 5°C. Estas condiciones ambientales favorecen la aparición de heladas, al encontrarse la ciudad en un valle, por lo que el aire frío, que pesa más que el caliente, desciende y se concentra en la ciudad. Los veranos son por lo general muy calurosos y secos, con máximas en torno a los 37°C.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Geología y geomorfología: el relieve del territorio es un extenso valle con muy pocas pendientes ya que, de una extensión total aproximada de 978 km², 480 km² tienen una pendiente inferior al 3% y los restantes 498 km² tienen una pendiente entre el 3-7%. A continuación se presenta un mapa geológico del IGME a escala 1:50000 de la zona de estudio, con la planta representada con un punto rojo, bajo el que se encuentra un suelo del plioceno-pleistoceno (terciario-cuaternario) compuesto de conglomerados, limos rojos, arenas y toba margosa.

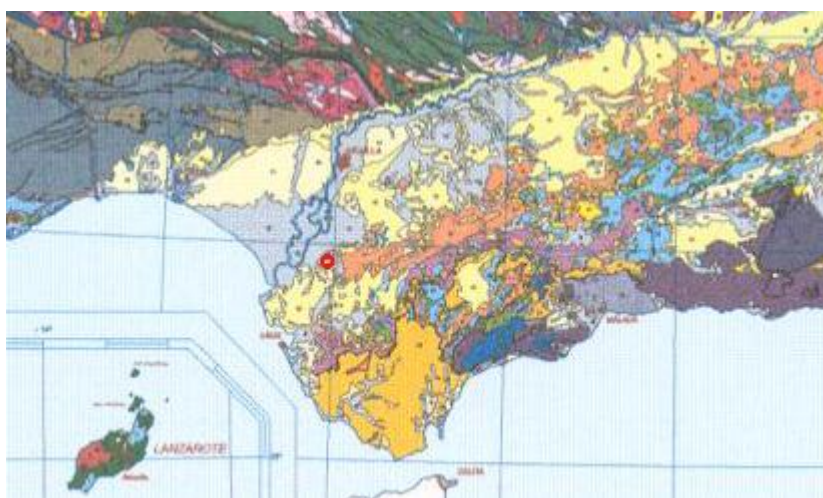


Ilustración 20: Mapa geológico de la zona a escala 1:50000. Fuente IGME.

Hidrología superficial y subterránea: la principal unidad hidrográfica de la zona de estudio la forma el río Guadalquivir (de donde se captará el agua que se usará, y al que se verterán las aguas de las purgas de refrigeración una vez tratadas), que atraviesa el término municipal en dirección oeste-este, y luego toma dirección norte. Su curso es bastante regular. En época de lluvias, aumenta su caudal en gran proporción desbordándose en algunas ocasiones.

La zona de estudio cuenta con una importante riqueza de acuíferos que garantizan la alimentación de numerosos pozos y posibilitan la existencia de zonas de regadío en el término municipal.

Vegetación. la flora del término municipal de Écija se encuentra marcada por la intervención de la mano del hombre, que ha modificado de manera definitiva el paisaje, creando extensas plantaciones cerealísticas y olivareras. Así tenemos especies como olivos de cultivo (*Olea*

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

europaea), trigo (*Triticum aestivum*), maíz (*Zea mays*), avena (*Avena sativa*), oleaginosas como el girasol (*Helianthus annuus*) o cultivos industriales como el algodón (*Gossypium sp.*) o la remolacha (*Beta vulgaris*). Además también tenemos plantas hortenses como tomate (*Lycopersicon esculentum*), patatas (*Solanum tuberosum*) o legumbres, entre otras. Específicamente, la zona exacta en la que se localizará la central se encuentra sembrada de trigo cultivo herbáceo de secano). La vegetación desbrozada serán, de las 120 Ha. totales, 100 Ha. de trigo y 20 Ha. de especies herbáceas silvestres.

No obstante, debido a la gran extensión del término municipal, también podemos contemplar zonas de bosque mediterráneo con especies como las jaras (*Cistus ladanifer*), lentiscos (*Pistacia lentiscus*), chumberas (*Opuntia sp.*), pitas (*Agave americana*), palmitos (*Chamaerops humilis*), algarrobos (*Ceratonia silicua*), quejigos (*Quercus faginea*), romeros (*Rosmarinus officinalis*), tomillos (*Thymus vulgaris*), acebuches (*Olea europea sylvestris*) o madroños (*Arbutus unedo*). En las áreas lacustres encontramos carrizos (*Arundo donax*), juncos (*Juncus effusus*), eneas (*Typha latifolia*), almajos (*Arthrocnemum macrostachyum*), salicores (*Salicornia ramosissima*) y tarajes (*Tamarix africana*).

Fauna: la fauna del término municipal es la típica de las lomas cerealísticas del Valle del Gualquivir, adquiriendo gran importancia la avifauna. En cuanto a biodiversidad aviar podemos destacar el sisón común (*Tetrao tetras*), el aguilucho cenizo (*Circus pygargus*).

El cernícalo primilla (*Falco naumanni*), el alcaraván (*Burhinus oedicnemus*), la tórtola común (*Streptopelia turtur*), la carraca (*Coracias garrulus*), el gorrión moruno (*Passer hispaniolensis*), la perdiz roja (*Alectoris rufa*), el zorzal (*Turdus philomelos*), el verderón (*Carduelis chloris*), el jilguero (*Carduelis carduelis*), el mirlo (*Turdus merula*), el petirrojo (*Erithacus rubecula*), el ruiseñor (*Luscinia megarhynchos*), el abejaruco (*Merops apiaster*), el búho real (*Bubo bubo*), el vencejo (*Apus apus*), el águila real (*Aquila chrysaetos*), el azor (*Accipiter gentilis*), la abubilla (*Upupa epops*), la lechuza (*Tyto alba*) o el escribano montesino (*Emberiza cia*). En las áreas lacustres encontramos el ánade real (*Anas platyrhynchos*), el calamón (*Porphyrio porphyrio*) o la cigüeñuela (*Himantopus himantopus*). De entre estos, en base al Libro Rojo de Vertebrados de Andalucía, están amenazados el sisón común (Vulnerable), el aguilucho cenizo (Vulnerable), el cernícalo primilla (Riesgo Menor: Casi Amenazada), el alcaraván (Vulnerable) y el águila real (Vulnerable).

Con respecto al resto de la fauna, encontramos mamíferos como el conejo común (*Oryctolagus cuniculus*), la liebre común (*Lepus europaeus*), el lirón careto (*Eliomys quercinus*), el erizo común

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

(Erinceus europaeus) o la gineta (Genetta genetta).

Entre los anfibios y reptiles encontramos salamandras comunes (Salamandra salamandra), el sapillo pintojo ibérico (Discoglossus galganoi), la ranita de San Antonio (Hyla arborea), la rana común (Pelophylax perezi) y la lagartija cenicienta (Psammodromus hispanicus). De estas especies, están amenazadas la salamandra común (Vulnerable) y la ranita de San Antonio (Riesgo Menor: Casi Amenazado).

Por último, anotar que no se han encontrado especies de insectos protegidas en la zona, y por tanto no se han incluido en el estudio faunístico.

Paisaje: el paisaje del municipio de está formado por fértiles tierras de labor dedicadas al cultivo de cereales, herbáceos y algunos olivares. La ubicación exacta de la planta está situada junto a la carretera A-471, por lo que el campo de colectores, si no se toma ninguna medida, se vería desde la carretera, y desde las fincas colindantes.

Medio socioeconómico: A continuación se muestran una serie de tablas que resumen la realidad socioeconómica del término municipal.

Población.

Trebujena



Latitud(1999)	36° 52'
Longitud(1999)	-6° 10'
Comarca	COSTA NOROESTE
Distancia a las capitales (km)	57,00
Superficie (km2)(2003)	70,00

Demografía

Población (personas) (2008)	6.920,00	Índice de envejecimiento (2008)	0,69
Densidad de población (hab./km2) (2008)	98,86	Índice de dependencia (%) (2008)	60,59
Dinamicidad demográfica (Variación %) (2008/2000)	-0,25	Tasa bruta de natalidad (por 1.000 hab) (2007)	12,31
% Población Femenina (2008)	48,22	Indicador Sintético de Demografía (Andalucía=100) (2007)	108,37
% Población Extranjera (2008)	1,69		

Ilustración 21: Datos poblacionales

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Mercado de trabajo

Mercado de trabajo

Paro registrado (dic-08)	807,00
Variación paro registrado (%) (2008/2007)	50,28
% Paro registrado/población 16-65 años (2008)	17,23
% Paro juvenil (2008)	15,24
% Paro femenino (2008)	39,53
Contratos registrados (2008)	2.716,00

Ilustración 22: Mercado de trabajo

Economía

Actividad y renta

Renta disponible bruta per cápita (euros) (2006)	8.296,21	Tierras labradas. Viñedo (%) (1999)	13,95
Nivel de renta (2006)	3,00	Cultivos de regadío (% ha secano y regadío) (2007)	0,41
Nivel de expansión (2006)	1,00	Consumo energía eléctrica. Industria (% sobre total) (2007)	3,92
Renta neta declarada IRPF (Miles de euros) (2006)	30.733,08	Actuaciones protegidas de vivienda y suelo. Venta de alquiler (2008)	0,00
Establecimientos económicos (2008)	349,00	Altas IAE. % Comercio, rep., hostelería (2007)	52,20
Establecimientos económicos. % Construcción (2008)	11,46	Plazas en establecimientos hoteleros (2007)	40,00
Establecimientos económicos. % Servicios (2008)	81,38	Plazas hoteleras. % Categoría media y superior (2007)	0,00
Establecimientos económicos. % Menos de 5 trabajadores (2008)	91,12	Plazas en establecimientos rurales (2007)	0,00
Altas en el IAE (2007)	440,00	Vehículos matriculados (2008)	138,00
Tierras de cultivo (%) (2007)	58,71	Variación vehículos matriculados (%) (2008/2007)	-24,86
Tierras labradas. Herbáceos (%) (1999)	85,96	Entidades financieras (2008)	5,00
Tierras labradas. Frutales (%) (1999)	0,02	Ingreso fiscal por habitante (euros) (2007)	318,02
Tierras labradas. Olivar (%) (1999)	0,02		

Ilustración 23: Datos de actividad y renta.

Agricultura

Cultivos Herbáceos.

Superficie	2.220
Principal cultivo de regadío	Cebada
Principal cultivo de regadío	17 Has.
Principal cultivo de secano	Trigo
Principal cultivo de secano	1.080 Has.

Cultivos Leñosos. Año

Superficie	764
Principal cultivo de regadío	-
Principal cultivo de regadío	- Has.
Principal cultivo de secano	Ocupación asociada - Viñedo de uva para vino
Principal cultivo de secano	764 Has.

Ilustración 24: Datos económicos de 2010.

4. Conclusiones.

Después de realizar el presente estudio, analizando los factores del medio que pueden ser afectados, las características y actividades del proyecto susceptibles de causar impactos y habiendo identificado y valorado dichos impactos podemos concluir que:

El lugar elegido para la construcción y explotación de la central termosolar es prácticamente idóneo, siempre y cuando se realicen las medidas preventivas y correctoras indicadas y se cumplan las directrices contenidas en el programa de vigilancia ambiental, dado que no hemos encontrado ningún impacto crítico, que supondría una pérdida total de algún valor ecológico de la zona y únicamente hemos predicho tres impactos severos.

Con el objeto de mejorar la calidad ambiental del proyecto que se estudió, se proponen medidas preventivas y correctoras, de manera que se reduzca más aún la magnitud de los

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

impactos detectados.

Finalmente se propone un Plan de Vigilancia Ambiental para asegurar el cumplimiento de lo dispuesto en el proyecto evaluado en este Estudio de Impacto Ambiental y en la Declaración de Impacto Ambiental que emita la Administración competente

La entrada en funcionamiento de la central podría suponer un impulso importante para la economía de la zona, basada casi exclusivamente en la agricultura y ayudaría a una industrialización sostenible de la comarca, a la descentralización de la producción de energía y a reducir la dependencia energética externa.

5 Legislación Aplicable.

La legislación que afecta al ámbito de nuestro Estudio de Impacto Ambiental es la siguiente:

- Ley 7/2007 de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental: es la ley andaluza por la que se rige la obligación de realizar un estudio de impacto ambiental asociado a este tipo de proyectos. En concreto, en el artículo 27 se menciona que serán sometidas a Autorización Ambiental Unificada (AAU) las actuaciones públicas o privadas señaladas en el anexo I. La actividad objeto de este estudio se encuentra enmarcada en el apartado 2 de dicho anexo, de instalaciones energéticas, en concreto con el código 2.6, de instalaciones de producción de energía eléctrica solar o fotovoltaica, en suelo no urbanizable, y que ocupe una superficie superior a dos hectáreas. Según indica este anexo, la solicitud de AAU podría realizarse mediante el procedimiento abreviado. Dicho procedimiento viene mencionado en el artículo 32 de la ley, en el que se indica que el contenido del estudio debe ser al menos el indicado en el anexo 2.A.2. Debido a la envergadura y a la posible incidencia ambiental del proyecto, se ha decidido para este estudio de impacto ambiental, aplicar el contenido establecido en el anexo 2.A.1., para el procedimiento normal.
- Real Decreto 833/1988: es la normativa relativa a residuos, aplicable a esta instalación (junto con el Real Decreto 952/1997) por la producción de residuos peligrosos, y por ellos existe la obligación de obtener la autorización del organismo autonómico competente, y envasar, etiquetar, registrar y almacenar adecuadamente los residuos peligrosos generados, conforme al Real Decreto.
- Real Decreto Legislativo 1/2001, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Aguas: con respecto a esta normativa, la planta deberá captar agua para usarla en la generación de vapor, y a su vez necesitará verter aguas procedentes de las purgas de los equipos de refrigeración. Por tanto, y conforme a este RDL, deberá obtener tanto la concesión hidráulica para la captación (ya que el consumo supera los 7000 m³ que marca la ley) como la autorización de vertido.

- Ley 34/2007 de calidad del aire y protección de la atmósfera: la planta dispone de una caldera auxiliar de combustión de 15 MW, que está considerada como actividad potencialmente contaminadora de la atmósfera y por ello debe obedecer a unos límites de emisión establecidos por la comunidad autónoma en la que se encuentra, y estos límites (definidos en el Real Decreto 1073/2002) deberán ser controlados mediante el Plan de Vigilancia Ambiental. Además, según la ley 34/2007 la caldera de gas necesita una autorización administrativa ya que la instalación corresponde al grupo B (>2000 termias/hora, y en este caso son 12960 termias por hora, que es el equivalente a 15 MW).

2 Estudio de Seguridad y Salud.

2.1. Obligaciones para las partes implicadas.

Según el Real Decreto 1627/1.997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, y más en concreto en su Art. 4, Obligatoriedad del Estudio de Seguridad y Salud o del Estudio Básico de Seguridad y Salud en las obras, “el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio de Seguridad y Salud en los proyectos de obras en las que se den alguno de los supuestos que más abajo se exponen.”

En concreto, para la realización de este proyecto, los supuestos específicos que obligan a que se elabore un Estudio de Seguridad y Salud y no un Estudio Básico de Seguridad y Salud son:

- Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto, sea igual o superior a 450.000 €.
- Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- Que el volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Al ser de aplicación tal artículo, en la fase de redacción del proyecto definitivo de ejecución de obra, el promotor deberá hacer que se elabore el correspondiente Estudio de Seguridad y Salud, requisito necesario para su visado en el colegio profesional, expedición de licencia municipal y demás autorizaciones y trámites con las distintas Administraciones públicas.

Cuando en la misma obra desarrollen actividades trabajadores de dos o más empresas, estas deberán cooperar en la aplicación de la normativa sobre prevención de riesgos laborales. A tal fin se establecen los medios de coordinación que sean necesarios en cuanto a la protección y prevención de riesgos laborales y la información sobre los mismos a sus respectivos trabajadores, según los términos previstos en los artículos 18 y 24 de la Ley de Prevención de Riesgos, éste último referente a la coordinación de actividades empresariales.

2.2 Objeto del Estudio de Seguridad y Salud.

El presente Estudio de Seguridad y Salud está redactado para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1.997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1.995, de 8 de noviembre, Ley de Prevención de Riesgos Laborales. De acuerdo con el Art. 7 del citado Real Decreto, el objeto del Estudio de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

2.3 Características de la obra.

2.3.1 Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra.

El artículo 10 del RD 1627/1997 establece que se aplicarán los principios de acción preventiva recogidos en el artículo 15 de la “Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley31/1995, de 8 de Noviembre)” durante la ejecución de la Obra y en particular de las siguientes actividades:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- La elección del emplazamiento de los lugares y áreas de trabajo, teniendo en cuenta las condiciones de acceso y la determinación de las vías ó zonas de desplazamiento ó circulación.
- La manipulación de los diferentes materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución en la obra, con objeto de corregir los defectos que puedan afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y condicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los diferentes materiales, en particular si se trata de materias y sustancias peligrosas.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y eliminación ó evacuación de residuos y ruinas.
- La adaptación en función de la evaluación de la obra del período de tiempo efectivo que deberá dedicarse a las diferentes tareas ó fases del trabajo.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- La cooperación entre los Contratistas, Subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de actividad que se realice en la obra ó cerca de la misma.

Los principios de acción preventiva establecidos en el artículo 15 de la Ley 31/95 son los siguientes:

El empresario aplicará las medidas que integran el deber general de la Prevención, de acuerdo a los siguientes principios generales:

- Evitar riesgos.
- Evaluar los riesgos que no puedan evitarse.
- Combatir los riesgos en el origen.
- Adaptar el trabajo a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los lugares de trabajo, la elección de los equipos y los métodos de trabajo y de producción, con tal de reducir el trabajo monótono y repetitivo y reducir los efectos del mismo en la salud.
- Tener en cuenta la evolución de la técnica.
- Sustituir aquello que es peligroso por aquello que tenga poco ó ningún peligro.
- Planificar la prevención, buscando un conjunto coherente que integre la técnica, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
- Adoptar medidas que pongan por delante la protección colectiva a la individual.
- Dar las instrucciones oportunas a los trabajadores.

El empresario tendrá en consideración las capacidades profesionales de los trabajadores en materia de seguridad y salud en el momento de encomendar las tareas.

El empresario adoptará las medidas necesarias para garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido la información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.

La efectividad de las medidas preventivas deberá prever las distracciones e imprudencias no temerarias que pueda cometer el trabajador. Para su aplicación se tendrán en cuenta los riesgos adicionales que puedan implicar determinadas medidas preventivas, que sólo podrán adoptarse cuando la magnitud de los riesgos sea sustancialmente inferior a la de los que se

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

pretenden controlar y no existan alternativas más seguras.

Se podrán concertar operaciones de seguros que tengan como finalidad garantizar como ámbito de cobertura la previsión de riesgos derivados del trabajo, la empresa respecto a sus trabajadores, los trabajadores autónomos respecto de ellos mismos y las sociedades cooperativas respecto a los socios, la actividad de los cuales consista en la prestación de su trabajo personal.

2.3.2 Método de evaluación de riesgos.

“La Evaluación de Riesgos Laborales es el proceso dirigido a estimar la magnitud de aquellos riesgos que no hayan podido evitarse, obteniendo la información necesaria para que el empresario esté en condiciones de tomar una decisión apropiada sobre la necesidad de adoptar medidas preventivas y, en tal caso, sobre el tipo de medidas que deben adoptarse.”

La evaluación de riesgos incluida en el presente estudio, se encuadra dentro del contexto del Capítulo II, artículos del 3 al 7 del Real Decreto 39/1.997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, que desarrolla y aplica lo expuesto en el Art. 16 Evaluación de Riesgos de la Ley 31/1.995, de 8 de noviembre, Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

El método mediante el cual se ha elaborado la evaluación de riesgos del presente estudio de seguridad y salud, corresponde al método editado y aprobado por el Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

La evaluación de riesgos se compondrá de dos fases:

1. Análisis del riesgo, mediante el cual, se identifica el peligro, y se estima el riesgo, valorando conjuntamente la probabilidad y las consecuencias de que se materialice el peligro.
2. Valoración del riesgo, con el valor del riesgo obtenido se emite un juicio sobre la tolerabilidad del riesgo en cuestión.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

2.3.2.1 Análisis del riesgo.

La identificación de peligros se va a realizar en función de:

- Las unidades constructivas del proyecto de ejecución.
- Los equipos técnicos y medios auxiliares necesarios para llevar a cabo la ejecución de las obras.

Para cada peligro detectado debe estimarse el riesgo, determinando la potencial severidad del daño (consecuencias) y la probabilidad de que ocurra el hecho.

1. Severidad del daño. Para determinar la potencial severidad del daño, debe considerarse:

- Partes del cuerpo que se verán afectadas.
- Naturaleza del daño, clasificándolo en:
 - Ligeramente Dañino (LD). Daños superficiales: cortes, magulladuras pequeñas, irritación de los ojos por polvo, dolor de cabeza, disconfort.
 - Dañino (D). Laceraciones, quemaduras, conmociones, torceduras importantes, fracturas menores, sordera, dermatitis, asma.
 - Extremadamente Dañino (ED). Amputaciones, fracturas mayores, intoxicaciones, lesiones múltiples, lesiones fatales, cáncer.
- Probabilidad de que ocurra el daño. La probabilidad de que ocurra el daño se puede graduar según el siguiente criterio:
 - Alta (A). El daño ocurrirá siempre o casi siempre.
 - Media (M). El daño ocurrirá en algunas ocasiones.
 - Baja (B). El daño ocurrirá raras veces.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

2. A la hora de establecer la probabilidad de daño, se debe considerar si las medias de control ya implantadas son adecuadas.

2.3.2.2 Valoración del riesgo.

		CONSECUENCIAS		
PROBABILIDAD		LIGERAMENTE DAÑINO	DAÑINO	MUY DAÑINO
	BAJA	Riesgo trivial	Riesgo tolerable	Riesgo moderado
	MEDIA	Riesgo tolerable	Riesgo moderado	Riesgo importante
	ALTA	Riesgo moderado	Riesgo importante	Riesgo intolerable

Ilustración 25: Valoración del riesgo

Los niveles de riesgos indicados en el cuadro anterior, forman la base para decidir si se requiere mejorar los controles existentes o implantar unos nuevos, así como la temporización de las acciones. Los siguientes enunciados muestran un criterio sugerido como punto de partida para la toma de decisiones.

También se indican los esfuerzos precisos para el control de los riesgos y la urgencia con la que deben adoptarse las medias de control.

- Riesgo trivial (T): No se requiere acción específica.
- Riesgo tolerable (TO): No se necesita mejorar la acción preventiva. Sin embargo se deben considerar soluciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante. Se requieren comprobaciones periódicas para asegurar que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
- Riesgo moderado (MO): Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Las medidas para reducir el riesgo deben implantarse en un periodo determinado. Cuando el riesgo moderado está asociado con consecuencias extremadamente dañinas, se precisará una acción posterior para establecer, con más precisión, la probabilidad de daño como base para determinar la necesidad de mejora de las medidas de control.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- **Riesgo importante (I):** No debe comenzarse el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo. Puede que se precisen recursos considerables para controlar el riesgo. Cuando el riesgo corresponda a un trabajo que se está realizando, debe remediarse el problema en un tiempo inferior al de los riesgos moderados.
- **Riesgo intolerable (IN):** No debe comenzarse ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo. Si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos ilimitados, debe prohibirse el trabajo. El resultado de una evaluación de riesgos debe servir para hacer un inventario de acciones, con el fin de diseñar, mantener o mejorar los controles de riesgos.

La evaluación de riesgos debe ser, en general, un proceso continuo. Por lo tanto, la adecuación de las medidas de control debe estar sujeta a una revisión continua y modificarse, si es preciso. De igual forma, si cambian las condiciones de trabajo, y con ello varían los peligros y los riesgos, habrá de revisarse la evaluación de los riesgos.

2.4 Medidas de Prevención y Protección.

Como criterio general primarán las protecciones colectivas a favor de las individuales. Además, deberán mantenerse en buen estado de conservación los medios auxiliares, la maquinaria y las herramientas de trabajo. Por otro lado, los medios de protección deberán estar homologados según la Normativa vigente.

Las medidas relacionadas deberán tenerse en cuenta para los previsibles trabajos posteriores (reparación, mantenimiento, etc).

2.4.1 Medidas de Protección Colectiva.

- Organización y Planificación de los trabajos para evitar interferencias entre las diferentes tareas y circulaciones dentro de la obra.
- Señalización de las zonas de peligro.
- Prever el sistema de circulación de vehículos y su señalización, tanto en el interior de la obra como en relación a los viales exteriores.
- Respetar las distancias de seguridad con las instalaciones existentes.
- Los elementos de las instalaciones deberán estar con sus protecciones de aislamiento.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Revisión periódica y mantenimiento de maquinaria y equipos de obra.
- Comprobación de la adecuación de las soluciones de ejecución al estado real de los elementos (subsuelo, edificaciones vecinas, etc).
- Comprobación de apuntalamientos y sus condiciones de seguridad.
- Utilización de pavimentos antideslizantes.
- Colocación de barandas de protección en lugares con peligro de caída.
- Uso de canalizaciones de evacuación de ruinas, correctamente instaladas.
- Uso de escaleras de mano, plataformas de trabajo y andamios.

2.4.2 Medidas de Protección Individual.

- Utilización de caretas y gafas homologadas contra el polvo y/o protección de partículas.
- Utilización de calzado de seguridad.
- Utilización de casco homologado.
- Utilización de guantes homologados para evitar el contacto directo con materiales agresivos y minimizar el riesgo de cortes y pinchazos.
- Utilización de protectores auditivos homologados en ambientes excesivamente ruidosos.
- Utilización de mandiles.

2.4.3 Medidas de Protección a Terceros.

- Prever el sistema de circulación de vehículos tanto al interior de la obra como en relación a los viales exteriores.
- Comprobación de la adecuación de las soluciones de ejecución al estado real de los elementos (subsuelo, edificaciones vecinas...).

2.4.4 Primeros Auxilios.

Se dispondrá de una farmacia con el contenido de material especificado a la Normativa vigente.

Se informará al inicio de la obra, de la situación de los diferentes centros médicos a los cuales deberían trasladarse los accidentados. Es conveniente disponer en la obra y en lugar bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros designados como urgencias, ambulancias, taxis, etc, para garantizar el rápido traslado de los posibles accidentados.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

3 Plan de Mantenimiento.

3.1 Generalidades.

Podemos definir el Plan de Mantenimiento como el conjunto de disposiciones técnicas, medios y actuaciones que permiten garantizar que las máquinas, instalaciones y organización de un proceso puedan desarrollar el trabajo que tienen previsto en un determinado Plan de Producción en constante evolución.

Las actividades de Mantenimiento por tanto, deben orientarse a reducir al mínimo posible la indisponibilidad de las instalaciones y a eliminar sus disfuncionamientos, que aunque breves, distorsionan la continuidad del proceso productivo y la calidad del suministro. La disponibilidad y la fiabilidad constituyen dos índices básicos para medir la eficacia del mantenimiento, pero para que el Mantenimiento pueda calificarse de eficiente es preciso, además, que los costes involucrados sean lo más reducidos posible.

3.2 Organización de Mantenimiento.

El organigrama del departamento de Mantenimiento aplicado en la presente instalación es el siguiente:

- Jefe de Mantenimiento.
- Jefe de Taller Electricidad e Instrumentación.
- Jefe de Taller Mecánico.
- Técnicos de Electricidad e Instrumentación.
- Técnicos de Mecánica.
- Contratos de Servicios de Mantenimiento.

Las funciones y responsabilidades de cada una de las figuras anteriores son las siguientes:

Jefe de Mantenimiento. Responsable Técnico-Económico del departamento, realizando funciones de gestión y organización del mismo apoyándose en sus Jefes de Taller.

Jefe de Taller Electricidad e Instrumentación. Responsable técnico de las tareas de Mantenimiento de Electricidad e Instrumentación, reportando al Jefe de Mantenimiento las incidencias de relevancia.

Jefe de Taller Mecánica. Responsable técnico de las tareas de Mantenimiento de Mecánica, reportando al Jefe de Mantenimiento las incidencias de relevancia.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Técnicos de Electricidad e Instrumentación. Técnicos ejecutivos de las tareas de Mantenimiento de Electricidad e Instrumentación, reportando directamente a su responsable de área.

Técnicos de Mecánica. Técnicos ejecutivos de las tareas de Mantenimiento de Mecánica, reportando directamente a su responsable de área.

Contratos de Servicios de Mantenimiento. Empresas de servicios externas que prestan su apoyo al Mantenimiento de la instalación ya sea de forma puntual ó permanente, dependiendo de las necesidades de la instalación.

3.3 Políticas de Mantenimiento.

Como políticas de Mantenimiento establecidas en la instalación, podemos destacar las siguientes:

- Mantenimiento correctivo. Es aquel que se aplica una vez detectada la anomalía, procediéndose a la sustitución de los componentes en mal estado ó causantes de la avería.
- Mantenimiento Preventivo. Anticipación a la intervención de Mantenimiento Correctivo, interviniendo en la máquina previamente a la avería con la sustitución de componentes susceptibles de fallo debido al envejecimiento ó previsión de rotura, de acuerdo a un calendario temporal basado en la experiencia ó duración de los componentes. Este tipo de Mantenimiento incluye operaciones de inspección y de control programadas de forma sistemática, así como operaciones de cambio cíclico de piezas, conjuntos ó reconstrucción-reparación de elementos de forma, asimismo, sistemática. Para una correcta aplicación de éste tipo de Mantenimiento, se requiere previamente la realización de un estudio ó estimación de la vida de los distintos elementos susceptibles de desgaste ó que conducen a deterioros ó disfuncionamientos de las máquinas.
- Mantenimiento Predictivo. Anticipación a la intervención de Mantenimiento correctivo, interviniendo en la máquina con la sustitución de componentes susceptibles de fallo sujetos a la monitorización de la condición de alguna de las variables pertenecientes a la máquina (temperatura de rodamientos, control de vibraciones...). En resumen, tiene como objetivo el asegurar el correcto funcionamiento de las máquinas críticas de la instalación a través de la inspección del estado del equipo por vigilancia continua de los niveles ó umbrales

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

correspondientes a los parámetros indicadores de su condición y que se realiza sin necesidad de recurrir al desmontaje de la máquina y revisiones periódicas basadas en calendario.

- Mantenimiento Proactivo. Aquel ocasionado como consecuencia de la investigación de una avería acontecida en Mantenimiento correctivo, encaminada a mejorar/modificar la instalación con el objeto de evitar la repetición del mismo modo de fallo en la instalación.

No obstante, la metodología de análisis a utilizar en Mantenimiento corresponde al *RCM* (Mantenimiento Centrado en Fiabilidad), cuya metodología establece un procedimiento para identificar fallas potenciales y definir acciones de mejora de Mantenimiento, operación y diseño de máquinas y equipos.

Las acciones de mejora que se deciden actúan sobre lo siguiente:

- Tareas cíclicas de Mantenimiento.
- Monitoreo cíclico.
- Reacondicionamiento cíclico.
- Sustitución cíclica.
- Búsqueda cíclica de fallas ocultas.
- Revisión y mejora de los Procedimientos de Operación.
- Mejoras en el diseño de los equipos (fallas repetitivas).

3.4 Criticidad de las Instalaciones.

Dependiendo de estudio de criticidad de los equipos contenidos en las instalaciones, se asignará uno ó varias políticas de Mantenimiento a cada uno de ellos, con el objeto de asegurar su continuidad de funcionamiento.

El criterio de criticidad de las instalaciones es el siguiente:

- Prioridad 1. Equipos críticos ya sea en materia de Producción, ya sea en materia de Seguridad, los cuales no disponen de redundancia, y que se consideran de especial importancia en la Planta, ya sea por su aporte en Producción ó por el coste de su avería.
- Prioridad 2. Equipos críticos ya sea en materia de Producción, ya sea en materia de

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Seguridad, los cuales disponen de redundancia ó equipo similar que cumple la misma función, y que se consideran de especial importancia en la Planta, ya sea por su aporte en Producción ó por el coste de su avería.

- Prioridad 3. Equipos no críticos en la Planta, que disponen ó no de redundancia, ya que no son de especial importancia para la continuidad del servicio ó de Seguridad para la Planta.

Dependiendo de la criticidad asignada, se asignará una ó varias políticas de Mantenimiento a los equipos de la instalación, con las siguientes generalidades:

Equipos de Prioridad 1. Estarán sometidos a las siguientes políticas de Mantenimiento.

- Mantenimiento Correctivo.
- Mantenimiento Preventivo.
- Mantenimiento Predictivo.
- Mantenimiento Proactivo.

Equipos de Prioridad 2. Estarán sometidos a las siguientes políticas de Mantenimiento.

- Mantenimiento Correctivo.
- Mantenimiento Preventivo.

Equipos de Prioridad 3. Estarán sometidos a las siguientes políticas de Mantenimiento.

- Mantenimiento Correctivo.

3.5 Programa de Gestión de Mantenimiento.

La instalación posee un programa de gestión de Mantenimiento asistido por ordenador (PGMAO) el cual cumple las siguientes funciones:

- Asignación de equipos a Solicitudes de Trabajo, sean del tipo que sean (Mantenimiento correctivo, preventivo, predictivo, etc)

Realizar el seguimiento del estado de cada una de las solicitudes de trabajo a

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Mantenimiento, independientemente del tipo de solicitud de trabajo.

- Mantenimiento de una base de datos de histórico de averías por equipo.
- Asignación de costes de materiales y recursos humanos por equipo.
- Control de stockaje de repuestos.
- Asignación de repuestos a equipos.
- Asignación de especialidades a la realización de la solicitud de trabajo.
- Realización de solicitudes de trabajo de Mantenimiento Preventivo generadas por calendario
- Realización de solicitudes de trabajo de Mantenimiento Preventivo generadas por monitorización de condición.

Como funciones principales, el Programa de Gestión de Mantenimiento asistido por ordenador (PGMAO) optimiza el rendimiento de todos los activos de la Organización durante todo el ciclo de vida. Por otro lado, se estandariza la información sobre los activos, costes, recursos, operaciones y flujos de trabajo relacionados con la explotación y mantenimiento. La lógica interna del programa permite la generación de análisis y facilita la búsqueda e introducción de información.

Las ventajas principales de la utilización del PGMAO son las siguientes:

- Conocimiento del valor real de los activos, su localización y el nivel de conservación y gasto que generan.
- Obtener la máxima disponibilidad de las instalaciones y equipos al menor coste.
- Determinar la estrategia de Mantenimiento más adecuada, planificando trabajos, calendarios y recursos.
- Asegurar la calidad de los productos y servicios.
- Contribuir y documentar el cumplimiento de Normativas de Seguridad, Calidad y Medioambiente.
- Optimizar los recursos técnicos y humanos a la vez que se estandarizan las operaciones.
- Disminución de costes de almacén y mejora de la gestión de compras.
- Agilizar el acceso a la información y la toma de decisiones.

El programa implementado dispone de los siguientes módulos:

3.5.1 Módulo de Activos.

Tiene la misión de efectuar el seguimiento de activos, costes asociados, paradas, históricos y fallos, manteniendo al información de la trazabilidad a medida que se mueven en la instalación. Para ello dispone de diferentes plantillas para la clasificación de activos, facilitando la creación de descripciones homogéneas de los activos y su búsqueda por cualquiera de las características técnicas. Para ello, se basa en la utilización de modelos de activos para determinar la relación entre una pieza de un equipo, su ubicación física y los sistemas con los que puede estar asociado.

Permite crear estructuras jerárquicas de ubicaciones y activos sobre el mismo esquema, permitiendo que formen parte de varios sistemas simultáneamente.

Ello permite la consulta de costes de Mantenimiento a nivel de equipo, sistema, ubicación, centro de coste, etc.

Desde el punto de vista de mantenibilidad, permite la construcción de jerarquías de códigos de fallo para registrar problemas de equipos y facilitar su análisis. Para ello establece puntos de medida para realizar análisis de tendencias y análisis de defectos a través de la monitorización de condiciones.

El PGMAO permite a su vez lanzar ya sea de forma automática, ya sea de forma manual, órdenes de trabajo basándose en tolerancias preestablecidas para la monitorización de condiciones.

Permite asignar almacenes, talleres de reparación y proveedores como ubicaciones para facilitar el seguimiento de los movimientos de los equipos y su trazabilidad.

Abarca con un mismo sistema, el control de cualquier tipo de activo, y dispone de datos históricos fácilmente consultables que ayudan en todo momento a la toma de decisiones para la realización de forma más eficaz de las reparaciones y/o sustituciones.

3.5.2 Módulo de Órdenes de Trabajo.

Las funcionalidades de éste módulo son las siguientes:

- Asignar las solicitudes de trabajo al departamento ó especialidad responsable.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- Creación y Gestión de órdenes de trabajo Correctivas ó Preventivas con estimaciones de materiales, personal, etc, verificando el nivel de existencias de los repuestos.
- Planificación y programación de los trabajos en función de su prioridad y de los recursos.
- Numeración automática de las órdenes de trabajo.
- Control de las Paradas de los equipos, registrando los códigos de avería para facilitar análisis precisos de las causas de los fallos y asociarlos con las posibles soluciones.
- Informe de tiempos de parada y respuesta en la realización de los trabajos.
- Posibilidad de consulta de histórico de fallos y documentos vinculados al activo.
- Creación de solicitudes de trabajo en el acto facilitando la localización del activo sin necesidad de detalles.
- Registro de trabajos de Mantenimiento y cierre de órdenes de trabajo desde el taller y/o terminal en Planta.
- Control de proyectos y de sus costes, utilización de planes de trabajo y planes maestros a modo de plantillas.
- Generación de subórdenes y órdenes de trabajo relacionadas, cuya agrupación y jerarquía la define la propiedad.
- Seguimiento del estado de las órdenes de trabajo planificadas y en marcha. Basándose en la criticidad y disponibilidad de recursos y diferenciando entre costes de mano de obra interna, servicios externos, materiales y herramientas.
- Añadir planes de mantenimiento a las OT's correctivas con los recursos necesarios y el detalle de las operaciones a realizar.
- Búsqueda y consulta de las OT's en curso ó en el histórico, seleccionándolas con cualquier criterio. Las fichas de equipos acumulan las horas empleadas y los materiales gastados en su Mantenimiento para comparar en cada momento el coste de su Mantenimiento con el coste de su replazo.
- Posibilidad de incluir en cada OT precauciones y Planes de Seguridad, materiales peligrosos, desconexiones y otras informaciones.

3.5.3 Planificación.

Dispone de varias aplicaciones, una de las cuales denominada Planes de Trabajo, nos

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

proporciona de forma detallada, toda la información referente a las operaciones implicadas en un trabajo concreto junto a listas de materiales, mano de obra, herramientas y costes estimados.

Por tanto, los Planes de Trabajo pueden englobar OT's y SubOT's, y a su vez éstas pueden dividirse en una secuencia de tareas numeradas. El sistema permite controlar separadamente cualquier estimación de personal, material ó herramienta por cada una de las operaciones definidas.

Asimismo, pueden crearse Planes de Seguridad para un equipo, ubicación ó incluirlos en los Planes de Trabajo.

Con este módulo, se crean Rutas, agrupación de equipos y/o ubicaciones englobados bajo un mismo programa de Mantenimiento, facilitando la posterior generación de Másteres de Preventivo, inspecciones y órdenes de Trabajo para cada conjunto de activos.

3.5.4 Mantenimiento Preventivo.

El módulo de Mantenimiento Preventivo permite la generación automática de órdenes de Trabajo de Mantenimiento Preventivo y Predictivo según frecuencias temporales (días, semanas, meses, etc) y/o lectura de contadores (horas de servicio, etc) verificando la existencia de materiales y programando el trabajo según su prioridad.

Ofrece la posibilidad de agrupar ó secuenciar los trabajos semanales, mensuales, trimestrales, etc y de planificar mantenimientos estacionales.

Cada Plan de Trabajo contiene estimaciones de personal, materiales y herramientas. También pueden establecerse estándares para el mantenimiento correctivo y desarrollar planes para otros subcontratistas.

Existe la posibilidad de crear jerarquías de OT's para rutas, inspecciones, proyectos de inversión, grandes paradas ó mejoras en equipos y/o ubicaciones.

Dispone de gran facilidad para realizar modificaciones en un plan maestro que actualice automáticamente los másteres de Mantenimiento Preventivo que dependan de él.

Asimismo, éste módulo permite crear los Másteres de Mantenimiento Preventivo (MP) para generar órdenes de Trabajo en base a una frecuencia temporal, horas de funcionamiento...

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

3.5.5 Contratos.

El PGMAO permite gestionar los diferentes contratos de servicios existentes en la instalación, por medio de plantillas editables de contratos, definidas la propiedad.

3.5.6 Almacén.

Es uno de los módulos más interesantes del PGMAO y permite:

- Controlar las existencias de repuestos, propios ó externos, y su ubicación en uno ó múltiples almacenes, pudiendo realizarse transferencias entre los mismos.
- Gestión de los repuestos peligrosos, incluyendo los lotes por fecha de caducidad.
- Consulta de las reservas de los repuestos, así como los equipos donde se utilizan.
- Lanzamiento y seguimiento de Solicitudes y Órdenes de Compra a partir del establecimiento de puntos de reposición, lotes económicos y stock de Seguridad.
- Análisis y control de costes con 3 métodos de valoración de stock: coste medio, último precio de adquisición y coste estandar.
- Ajuste en tiempo real de costos y cantidades.
- Gestión de repuestos y proveedores alternativos.
- Gestión de equipos rotatorios con posibilidad de seguir sus costes e históricos.
- Intercomunicación con los diferentes módulos del PGMAO.

3.5.7 Compras.

El módulo de Compras permite la creación de solicitudes de compra, ya sean manuales y/o automáticas, de los diferentes repuestos a partir del establecimiento de puntos de reposición, lotes económicos o stock de Seguridad.

Permite la introducción de albaranes, recepción de materiales, recepciones parciales, devoluciones, etc.

Establece un ciclo completo de Compras, desde la selección de proveedores, comparación de ofertas, conformación de facturas, etc.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

3.5.8 Informes de Mantenimiento. Indicadores Clave de rendimiento.

Los resultados de Mantenimiento se miden mediante los informes mensuales que proporciona el módulo del PGMAO utilizado para éste tema.

Mediante el análisis de éstos informes se toman las acciones oportunas para actuar sobre cada una de las variables que influyen en el resultado del departamento.

Éstos informes son configurables y se seleccionan según el estado de Mantenimiento o dependiendo de las variables que influyen en Mantenimiento a evaluar.

Los informes que se realizan son los siguientes:

- % de OT's de Mantenimiento Preventivo atrasadas, clasificadas por prioridades.
- Previsión de materiales.
- Evolución de OT's de Mantenimiento Correctivo. (Avances y retrasos).
- Ratio de disponibilidad de activos.
- % de OT's completadas dentro del nivel de servicio acordado.
- Ratio trabajos planificados / no planificados.
- % de horas empleadas por clasificación de OT's.
- Costo de Mantenimiento por equipo.

3.5.9 Gestión de Solicitudes de Trabajos.

Las Solicitudes de Trabajo de Mantenimiento se gestionan mediante el PGMAO. Con el fin de poder disponer de un mejor control del tipo de solicitudes realizadas así como de controlar su coste, se establece una diferenciación en cuanto al tipo de Solicitudes de Trabajo, de la siguiente forma:

- GS Garantías / Seguros.
- IN-XXXX Inversión.
- MC Mantenimiento Correctivo.
- MP Mantenimiento Preventivo.
- SH Seguridad e Higiene.
- MF Modificaciones técnicas, mejoras y pequeños proyectos.
- LP Limpiezas de proceso.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- REAC Reacondicionamiento de equipos.
- IR Inspecciones Reglamentarias.

Cada una de éstas clasificaciones corresponde a las siguientes descripciones de Solicitudes de Trabajo:

GS Garantías / Seguros. Solicitudes de trabajo solicitadas por cualquier persona de la propiedad para intervención en cualquier lugar de la instalación, a realizar por personal Contratista o empresa de servicios, cubierta por una cláusula de garantía ó seguro.

IN-XXX Inversión. Solicitud de trabajo generada por el responsable de la inversión, para intervenciones pertenecientes a un nuevo proyecto ó modificación que pertenece a una cuenta de inversión y que por tanto su coste no se revierte a Mantenimiento.

MC Mantenimiento Correctivo. Solicitudes de trabajo generadas a petición de cualquier persona de la propiedad para la realización de unas actividades de mantenimiento correctivo a realizar por personal de Mantenimiento. (ya sea personal propio, contrata habitual ó contrata esporádica).

MP Mantenimiento Preventivo. Solicitudes de trabajo generadas por Mantenimiento para realización de trabajos de inspección preventiva. Éstas Solicitudes de Trabajo son generadas automáticamente por el PGMAO de acuerdo al calendario de Mantenimiento Preventivo establecido.

SH Seguridad e Higiene. Solicitudes de trabajo (la mayor parte de ellas corresponderán a trabajos de Mantenimiento correctivo) pertenecientes a mejoras que entrañen aspectos de Seguridad para las personas ó las instalaciones.

MF Modificaciones y Pequeños Proyectos. Corresponde a acciones de mejoras, modificaciones y pequeños proyectos encaminados a mejorar la disponibilidad y mantenibilidad de las instalaciones.

LP Limpiezas de proceso. Solicitudes de trabajo realizadas por personal de Fabricación para limpieza de planta, es decir, limpieza de tanques, tuberías, etc, a realizar por personal de

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Mantenimiento, o gestionados por éste departamento.

REAC Reacondicionamiento de equipos. Solicitudes de trabajo para reacondicionamiento de artículos de almacén ó equipos sustituidos en planta, ya sea en trabajos realizados en taller, ya sea en trabajos realizados por empresas externas en talleres exteriores. Estas solicitudes serán generados por Mantenimiento.

IR Inspecciones Reglamentarias. Revisiones ó Inspecciones periódicas de la instalación según los diferentes Reglamentos.

En función del tipo de solicitud de trabajo, hay establecidos una serie de aprobaciones en la circulación de la ST. En cada una de estas aceptaciones, se cambia el estado de la ST, con el fin de distinguir su situación.

El diagrama resumen de la circulación de aprobaciones de la ST es el siguiente:

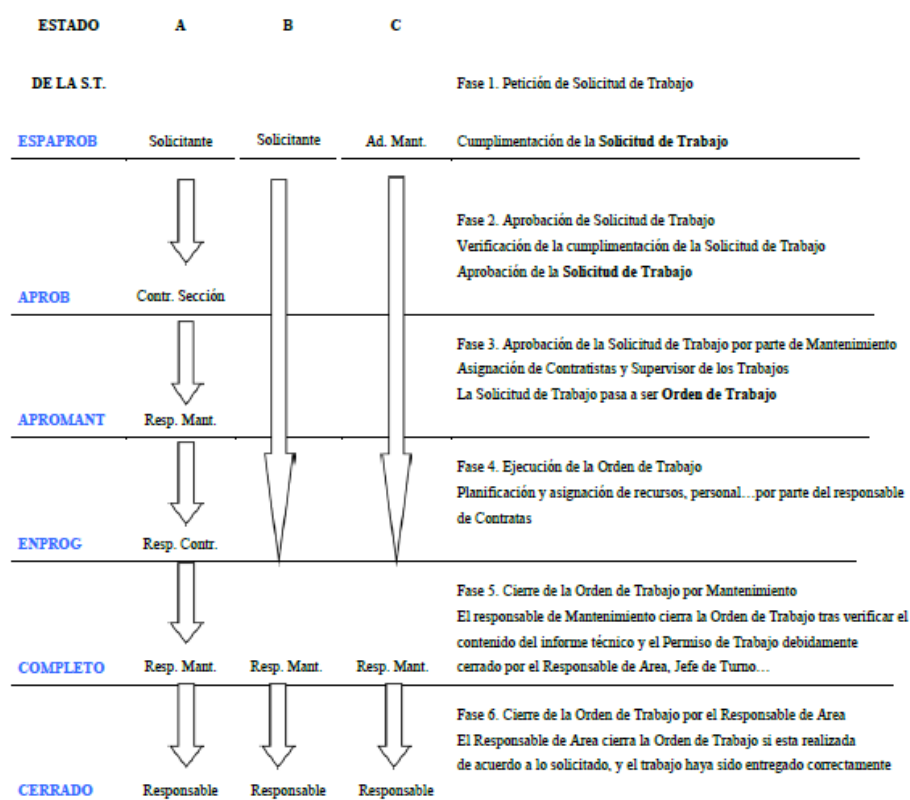


Ilustración 26. Estados de las solicitudes de trabajo.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Se ha establecido 3 tipos diferentes de Circulación de ST en función de su naturaleza.

- Tipo A. Mantenimiento Correctivo (MC), Garantías y Seguros (SG), Inversiones (IN), Modificaciones y pequeños Proyectos (MF), Limpiezas de Proceso (LP).
- Tipo B. Mantenimiento Correctivo (MC) de Prioridad 0 (ST de retén), Reacondicionamiento de Equipos (REAC).
- Tipo C. Mantenimiento Preventivo (MP), Inspecciones Reglamentarias (IR).

Asimismo se establecen las siguientes prioridades en la atención de las ST's en función de lo siguiente:

Las prioridades que podrá seleccionar el peticionario de la ST serán las siguientes:

- Prioridad 0. Solicitudes de Trabajo a realizar en intervenciones de retén, fuera de la jornada laboral normal de trabajo. Se trata de intervenciones en equipos ó instalaciones que comprometan la continuidad de funcionamiento de la Planta ó afecten a la Seguridad de las personas ó las instalaciones, y sea necesario llevarlas a cabo de urgencia fuera de la jornada habitual de trabajo.
- Prioridad 1. Actuación inmediata dentro de la jornada habitual de trabajo. Se trata de intervenciones en equipos ó instalaciones que comprometan la continuidad de funcionamiento de la Planta ó afecten a la Seguridad de las personas ó las instalaciones, y puedan llevarse a cabo dentro de la jornada habitual de trabajo.
- Prioridad 2. Comienzo de los trabajos en 48 horas. Se trata de intervenciones en equipos que no comprometan el funcionamiento de la instalación ni la seguridad de las personas e instalaciones en un período de tiempo razonable.
- Prioridad 3. Comienzo de los trabajos en 1 semana. Se trata de intervenciones planificadas y/o sobre equipos no críticos.
- Prioridad 5. Trabajos a realizar en Parada de Planta, que impliquen la parada del equipo.

3.5.10 El Permiso de Trabajo.

El Permiso de Trabajo es el documento esencial y acreditativo, con las estipuladas aprobaciones, que autoriza al operario la ejecución de trabajos en Planta.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Se trata de un documento el cual surge de la documentación introducida en el PGMAO, por lo que contiene información contenida en el mismo, e información cumplimentada a mano por el autorizante a trabajar en Planta, normalmente papel que desempeña el Jefe de Turno.

En el Permiso de Trabajo se indican los siguientes datos:

- N° de orden de trabajo.
- N° de Permiso de Trabajo.
- Descripción de los trabajos a realizar.
- Solicitante de los trabajos.
- Contratista u operario que vaya a realizar los trabajos.
- Responsable de la ejecución de los trabajos.
- Tipo de orden de trabajo (MC, MP,...)
- Prioridad de la Orden de Trabajo.
- Identificación de las precauciones a tomar en el desarrollo de los trabajos, ya sean relacionados con EPI's, ya sean relacionados con la propia instalación (descargos de equipos, etc).

El Permiso de Trabajo contará con los visados de Sala de Control (Jefe de Turno) que autoricen a la realización de los trabajos.

Una vez completada la realización de los trabajos, el Permiso de Trabajo deberá cerrarse en Sala de Control por la misma figura que verifique la realización de los trabajos, en éste caso el Jefe de Turno.

3.6 Programa de Mantenimiento Preventivo.

A continuación se listan los diferentes sistemas con los respectivos planes de Mantenimiento Preventivo que aplican a cada uno de los mismos.

En el apartado de PERIODICIDADES se indican la frecuencia de actuación de cada una de las actividades mencionadas.

El primer número indica la cantidad de unidades de tiempo de la letra situada a continuación, de acuerdo a lo siguiente:

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

- D. Periodicidad diaria.
- S. Periodicidad semanal.
- M. Periodicidad mensual.
- A. Periodicidad Anual.

En cada uno de los sistemas que a continuación se indicarán, se distinguirá en el plan de mantenimiento, las operaciones rutinarias a efectuar por personal propio o por empresas externas autorizadas.

En los servicios críticos su mantenimiento dependerá de la criticidad y de la posibilidad de sustitución de su servicio con un equipo conectado en paralelo.

La lista general de sistemas a los que se le aplicará dicho mantenimiento es la siguiente:

- Válvulas de seguridad.
- Transformadores de potencia.
- Equipos rotativos eléctricos.
- Válvulas de control.
- Transmisores de presión y de temperatura.
- Bombas.
- Sistemas de control digital PLC's.
- Purgadores de vapor.
- Turbina de vapor en alta y baja presión.
- Alternador.
- Sistema de alimentación ininterrumpida SAIS's.
- Grupos electrógenos.
- Torres de refrigeración (control de Legionela).
- Centrales hidráulicas de movimiento de parábolas (drive system).
- Instalación contraincendios.

3.7 Gestión de Repuestos.

La Gestión de Repuestos se realiza mediante un módulo del PGMAO. La codificación de los

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

repuestos se realiza mediante un diagrama de árbol jerárquico en el cual se van estableciendo los códigos para cada uno de los repuestos existentes.

Previamente se realiza un estudio de los repuestos críticos pertenecientes a cada uno de los equipos.

Una vez seleccionados los repuestos críticos a mantener en el stock, se deciden las cantidades mínimas de stockaje en función del uso, probabilidad de utilización, y plazo de entrega.

Los objetivos perseguidos con el control de inventarios son los siguientes:

- Poder contar con un sistema de control de inventarios que permita conocer las cantidades en existencia de repuestos e insumos y que permita generar las transacciones necesarias de repuestos.
- Contar con un mecanismo para almacenar y registrar las transacciones de inventarios.
- Contar con una codificación práctica de repuestos.
- Integrar el sistema de control de inventarios al Sistema de Mantenimiento Preventivo.
- Que los repuestos estén debidamente codificados e inventariados.
- Contar con los mecanismos básicos para un eficiente control de inventarios de repuestos.

Desde el punto de vista de mantenimiento, es importante que exista un adecuado nivel de inventarios de repuestos. Al menos que éste sea el caso, el mantenimiento no podrá realizarse de una forma adecuada. Un inventario de repuestos puede tener cientos de piezas. Y para que éstas sean accesibles debe de existir un control de las mismas.

Es importante que los repuestos estén codificados, inventariados y que se registren los recibos y entregas de repuestos desde el almacén de materiales y repuestos.

Idealmente los repuestos deberían de ser obtenidos por el personal cuando los necesitemos. Es necesario por ende, contar con un mecanismo para lograr mantener la trazabilidad del repuesto o material.

Es importante disponer de la menor cantidad de repuestos posible, pero al mismo tiempo saber dónde y cómo adquirir los repuestos en caso que se necesiten, tanto para mantenimiento preventivo como para mantenimiento correctivo.

Capítulo 7: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

Para conseguir un eficiente control de inventarios, se ha introducido la siguiente información en el módulo de Almacén del PGMAO para cada repuesto que se desee almacenar en Almacén:

- Código del Repuesto.
- Códigos Equivalentes.
- Descripción del Repuesto.
- Característica Técnica especial.
- Equipos o Unidad donde se utiliza (pueden ser varias).
- Catalogo donde se encuentra la pieza.
- Si la pieza requiere de inventario permanente o no.
- Existencia a Fecha de Inventario Físico.
- Localización dentro del Almacén.
- Punto de Pedido (o punto de reorden).
- Días de reposición.
- Proveedores principales.
- Precio Estimado.
- Precio de la última fecha recibida.
- Código del suministrador ó fabricante.