



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE
ENERGÍA GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE**

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: José Luis Pulido García

Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso Académico: 2017/18



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA
GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE

ÍNDICE GENERAL

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: José Luis Pulido García

Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso Académico: 2017/18

Índice Memoria

1. Objeto	11
1.1 Abstract.....	12
2. Alcance.....	13
3. Antecedentes	14
3.1 Coste de la energía geotérmica.....	18
4. Normas y referencias.....	19
4.1 Disposiciones legales.....	19
4.1.1 Normativa de aplicación en la Comunidad Autónoma de Canarias	19
4.1.2 Legislación minera en materia de recursos geotérmicos	23
4.1.3 Normativa eléctrica.....	27
4.2 Bibliografía.....	33
4.3 Programas de cálculo.....	37
4.3.1 Coolprop	37
5. Definiciones y abreviaturas	39
5.1 Definiciones.....	39
5.2 Abreviaturas.....	41
6. Requisitos de diseño	42
6.1 Instalación.....	42
6.2 Localización de la planta	44

6.3 Generación en Canarias	44
7. Análisis de soluciones	50
7.1 Localización de la planta	50
7.2 Estudio del recurso	51
7.3 Tecnología de aprovechamiento	56
7.3.1 Doble flash	58
7.3.2 Ciclo binario ORC recuperativo	59
7.3.3 Ciclo integrado flash-binario	60
7.4 Fluido de trabajo ORC	62
8. Resultados finales	64
8.1 Localización de la planta	64
8.2 Recurso geotérmico	68
8.3 Perforación	69
8.4 Aprovechamiento	70
8.4.1 Módulo de potencia	72
8.4.2 Sistema de condensado	73
8.5 Sostenibilidad y renovabilidad	74
8.5.1 Condiciones de reinyección	75
8.6 Funcionamiento y descripción de la planta	76
8.7 Potencia generada	79

8.7.1 Fluido de trabajo ORC.....	82
8.8 Rendimientos.....	83
8.9 Emisiones evitadas.....	84
9. Conclusiones.....	89

Índice Anexo I. Cálculos

1. Introducción	9
2. Métodos de obtención	10
2.1 Hipótesis de trabajo	10
2.2 Propiedades del fluido	11
2.3 Análisis de turbinas	12
2.4 Análisis de válvulas de estrangulamiento.....	14
2.5 Análisis de bombas	15
2.6 Análisis de intercambiadores de calor	17
2.6.1 Análisis de condensadores de aire	17
2.6.2 Análisis de precalentadores y evaporadores	19
2.6.3 Análisis del recuperador	24
2.7 Análisis de separadores	25
2.8 Cálculo de rendimientos	27
3. Datos de partida	29
3.1 Datos estimados	29
3.2 Datos supuestos	30
3.2.1 Datos para la turbina de vapor	31
3.2.2 Datos para la turbina binaria	31

3.2.3 Datos para el condensado	31
3.2.4 Datos para los intercambiadores de calor	32
3.2.5 Datos para los separadores.....	32
3.2.6 Datos de rendimientos	33
3.2.7 Resumen de datos supuestos.....	34
3.2.8 Fluido ORC.....	35
3.3 Descripción de puntos de estudio	36
3.3.1 Puntos de estudio. Planta doble flash	36
3.3.2 Puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa	38
3.3.3 Puntos de estudio. Planta flash-binaria ORC integrada.....	40
4. Resultados	43
4.1 Resultados por tipo de diseño.....	43
4.1.1 Resultados planta doble flash	43
4.1.2 Resultados planta binaria ORC recuperativa	47
4.1.3 Resultados planta integrada flash-binaria ORC.....	51
4.2 Resultados fluidos ORC	57
5. Bibliografía.....	59

Índice Anexo II. Geotermia

1. Introducción	7
2. Definición	9
3. Recurso geotérmico	10
3.1 Tipos de recurso	10
3.2 Clasificación según nivel térmico.....	11
3.3 Recurso geotérmico y recurso hidrotermal.....	11
3.4 Fluido geotérmico.....	13
3.5 Modelo de recurso hidrotermal	14
4. Exploración	16
4.1 Objetivos.....	16
4.2 Fases	17
5. Perforación	19
5.1 Equipo de perforación	19
5.2 Operaciones de perforado	20
5.2.1 Fluido de perforación.....	22
5.2.2 Medidas de seguridad	23
6. Sistemas de generación	24
6.1 Plantas de vapor seco.....	24

6.2 Plantas de vapor húmedo (flash)	26
6.2.1 Ciclo flash simple	26
6.2.2 Ciclo flash doble/triple	29
6.3 Plantas de ciclo binario.....	31
6.3.1 Ciclo binario ORC básico.....	31
6.3.2 Ciclo binario ORC recuperativo	33
6.3.3 Ciclo binario ORC de presión dual.....	34
6.3.4 Ciclo binario Kalina.....	36
6.4 Sistemas geotérmicos híbridos	38
6.4.1 Ciclo combinado flash-binario	38
6.4.2 Ciclo integrado flash-binario	40
7. Impacto medioambiental	41
8. Coste de la energía geotérmica	42
9. Ventajas de la energía geotérmica	44
9.1 Beneficios medioambientales	44
9.2 Beneficios socioeconómicos.....	45
10. Bibliografía.....	46

Índice Anexo III. Equipos

1. Introducción	7
2. Turbina	8
2.1 Turbina de vapor	8
2.2 Turbina binaria	11
2.3 Generador	13
3. Bomba de producción	14
4. Intercambiadores de calor	16
4.1 Condensador de aire	16
4.2 Precalentador, evaporador y recuperador	18
5. Separador	19
6. Bibliografía.....	21

Índice de Planos

Plano 1. Propuesta Situación.....	5
Plano 2. Propuesta Emplazamiento.....	6
Plano 3. Esquema de planta final. Conf. Binaria Recuperativa ORC.....	7
Plano 4. Esquema de planta alternativa. Conf. Doble Flash.....	8
Plano 5. Esquema de planta alternativa. Conf. Integrada Flash-Binaria ORC.....	9



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA
GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE

MEMORIA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: José Luis Pulido García

Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso Académico: 2017/18

HOJA DE IDENTIFICACIÓN

PROYECTO

Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife.

PETICIONARIO

Nombre: Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología, Universidad de La Laguna.

Dirección: Avenida Astrofísico Francisco Sánchez, s/n.

Localidad: San Cristóbal de La Laguna, Santa Cruz de Tenerife.

AUTOR

Nombre: José Luis Pulido García

DNI: 54058096-T

Domicilio: C/Heraclio Sánchez, 9 P04. San Cristóbal de La Laguna, Tenerife.

Email: joseluispulidogarcia@gmail.com

Índice Memoria

1. Objeto	11
1.1 Abstract.....	12
2. Alcance	13
3. Antecedentes	14
3.1 Coste de la energía geotérmica.....	18
4. Normas y referencias	19
4.1 Disposiciones legales.....	19
4.1.1 Normativa de aplicación en la Comunidad Autónoma de Canarias	19
4.1.2 Legislación minera en materia de recursos geotérmicos	23
4.1.3 Normativa eléctrica.....	27
4.2 Bibliografía.....	33
4.3 Programas de cálculo.....	37
4.3.1 Coolprop	37
5. Definiciones y abreviaturas	39
5.1 Definiciones.....	39
5.2 Abreviaturas.....	41
6. Requisitos de diseño	42
6.1 Instalación.....	42
6.2 Localización de la planta	44
6.3 Generación en Canarias	44
7. Análisis de soluciones	50

7.1	Localización de la planta	50
7.2	Estudio del recurso	51
7.3	Tecnología de aprovechamiento.....	56
7.3.1	Doble flash.....	58
7.3.2	Ciclo binario ORC recuperativo	59
7.3.3	Ciclo integrado flash-binario	60
7.4	Fluido de trabajo ORC.....	62
8.	Resultados finales	64
8.1	Localización de la planta	64
8.2	Recurso geotérmico	68
8.3	Perforación.....	69
8.4	Aprovechamiento.....	70
8.4.1	Módulo de potencia	72
8.4.2	Sistema de condensado	73
8.5	Sostenibilidad y renovabilidad	74
8.5.1	Condiciones de reinyección	75
8.6	Funcionamiento y descripción de la planta	76
8.7	Potencia generada.....	79
8.7.1	Fluido de trabajo ORC.....	82
8.8	Rendimientos	83
8.9	Emisiones evitadas	84
9.	Conclusiones.....	89

Índice de Figuras

Figura 1. Capacidad de energía geotérmica y adiciones, 10 países líderes (2016).....	14
Figura 2. Aprovechamiento de energía geotérmica para producción eléctrica.....	43
Figura 3. Comparativa porcentual entre generación renovable y no renovable.....	47
Figura 4. Estructura de la generación eléctrica canaria.....	47
Figura 5. Localización geográfica de las licencias de exploración geotérmica en Tenerife	50
Figura 6. Localización de los puntos de muestreo seleccionados para estudios geoquímicos y de las estaciones magnetotelélicas.....	54
Figura 7. Resistividad de la sección transversal Norte-Sur de las anomalías de <i>Garehagua</i>	55
Figura 8. Ciclo doble flash.....	59
Figura 9. Ciclo binario ORC recuperativo.....	60
Figura 10. Ciclo integrado flash-binario ORC.....	61
Figura 11. Distribución espacial de la intensidad de las anomalías en <i>Garehagua</i>	66
Figura 12. Mapa de emplazamiento, parcela propuesta resaltada en azul.....	67
Figura 13. Vista aérea de la zona de emplazamiento.....	68
Figura 14. Ejemplo de módulo ORC refrigerado por agua.....	72
Figura 15. Ejemplo de módulo ORC refrigerado por aire.....	72
Figura 16. Rehabilitación de la planta de potencia Aluto Llangano.....	73
Figura 17. Módulo de condensadores refrigerados por aire Hexacool®.....	74
Figura 18. Configuración final binaria ORC recuperativa y equipos principales.....	76
Figura 19. Diagrama T-s del agua con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa	77

Figura 20. Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa
..... 79

Índice de Tablas

Tabla 1. Capacidad de generación instalada por tipo de planta.....	16
Tabla 2. Número de unidades de cada tipo de planta.....	17
Tabla 3. Balance eléctrico anual canario (MWh).....	45
Tabla 4. Balance eléctrico anual canario (%).....	46
Tabla 5. Emisiones de CO ₂ asociadas a la generación anual Islas Canarias (tCO ₂).....	48
Tabla 6. Factores de emisión de asociados a generación anual Canarias (tCO ₂ /MWh).....	49
Tabla 7. Comparación de los sistemas básicos de conversión de energía geotérmica.....	57
Tabla 8. Temperatura crítica (T _c) y presión crítica (p _c) para distintos fluidos de trabajo...63	
Tabla 9. Características geoquímicas y geográficas de las licencias de exploración.....	65
Tabla 10. Comparativa de resultados de trabajo y rendimiento para las distintas alternativas de diseño	71
Tabla 11. Resumen de consumos y producción de la planta.....	80
Tabla 12. Resumen de intercambios de energía en forma de calor de la planta.....	81
Tabla 13. Factores para la elección del fluido ORC.....	82
Tabla 14. Resumen de rendimientos de la planta.....	84
Tabla 15. Producción anual para distinto número de pozos de producción.....	85
Tabla 16. Sustitución de tecnología de turbina de gas. Reducción de emisiones.....	86
Tabla 17. Sustitución de tecnología de turbina de vapor. Reducción de emisiones.....	86
Tabla 18. Balance eléctrico anual canario propuesto (MWh).....	87
Tabla 19. Balance eléctrico anual canario propuesto (%).....	88
Tabla 20. Emisiones de CO ₂ asociadas a la generación anual canaria propuesta (tCO ₂)...88	

1. Objeto

El presente proyecto tiene como objeto el estudio y diseño preliminar de una planta de generación de energía eléctrica a partir del recurso geotérmico de alta entalpía estimado en la isla de Tenerife (Islas Canarias, España). Para estimar el recurso geotérmico existente y la localización de este, se emplearán los distintos estudios que existen hasta la fecha, teniendo en cuenta las distintas licencias de exploración bajo las cuáles se efectuaron dichos estudios.

El proyecto surge ante la casi total dependencia energética del exterior que presenta la comunidad autónoma, lo que supone que, ante posibles crisis energéticas, este conjunto de islas presente una gran vulnerabilidad. Por esta razón, y teniendo en cuenta que actualmente apenas se alcanza un 8% de generación a partir de energías renovables, se debe apostar por incrementar el uso de este tipo de energías para aproximarse cada día más a un modelo idílico de comunidad autosuficiente.

Las Islas Canarias presentan un gran potencial geotérmico gracias a su volcanismo activo, el cual es responsable de diversas manifestaciones geotermales como fumarolas, anomalías de temperatura o anomalías geoquímicas. Gracias a los estudios previos realizados en la isla de Tenerife, se estimará el recurso existente y, a partir de él, se estudiarán los distintos tipos de planta de potencia que se podría utilizar y se decidirá cuál es la configuración óptima para el caso.

1.1 Abstract

The objective of this project is the study and design of an electric power generation plant based on the high enthalpy geothermal resource estimated on the island of Tenerife (Canary Islands, Spain). To estimate the existing geothermal resource and the location of it, the different studies that exist to date will be used, taking into account the different exploration licenses under which these studies were carried out.

The project arises from the almost total dependence on foreign energy presenting the autonomous community, which means that, in the face of possible energy crises, this set of islands presents a great vulnerability. For this reason, and considering that currently only 8% of renewable energy generation is reached, we must bet on increasing the use of this type of energy to get closer each day to an idyllic model of self-sufficient community.

Canary Islands have a great geothermal potential thanks to its active volcanism, which is responsible for various geothermal manifestations such as fumaroles, temperature anomalies and geochemical anomalies. Thanks to the previous studies carried out on the island of Tenerife, the existing resource will be estimated and, based on it, the different types of power plant that could be used will be studied and the optimal configuration for the case will be decided.

2. Alcance

Este proyecto tiene el objetivo de diseñar una hipotética central de energía geotérmica en la isla de Tenerife a partir de un recurso geotermal estimado. Para ello se realizará un estudio previo en el que se definirá dicho recurso a partir de los estudios existentes en la isla. Además, dentro de las licencias de exploración se seleccionará el lugar idóneo para su ubicación exacta, teniendo en cuenta los estudios de potencial geotérmico de cada zona (se estimará el tamaño de la central). Posteriormente, se procederá con el diseño de la central.

El trabajo recogerá los distintos tipos de centrales que se podrían emplear en el recurso estimado, escogiendo las configuraciones más comunes y/o recomendadas en la bibliografía utilizada. Para la selección de la central, se calculará el proceso energético (tras suponer algunas hipótesis de trabajo), hasta la producción de energía eléctrica y la reinyección de agua en el yacimiento geotérmico, para cada una de las alternativas estudiadas, y se seleccionará la óptima para el caso.

Para el diseño de la central se analizarán los equipos principales, seleccionando los adecuados y, si es posible, escogiendo modelos comerciales, para mayor precisión.

También se analizará el tratamiento necesario para el fluido geotermal (en especial en la reinyección de este), con el objetivo de no sobreexplotar el recurso.

Por último, y ya que es inviable para un trabajo de fin de grado, cabe destacar que las siguientes partes del proyecto quedan excluidas:

- Instalaciones: eléctrica, climatización, fontanería, saneamiento, contraincendios.
- Obra civil del proyecto.
- Estudio de seguridad y salud.
- Pliego de condiciones.
- Planificación.
- Mediciones y presupuesto.

3. Antecedentes

La energía geotérmica es una energía renovable que se basa en el aprovechamiento del calor natural del interior de la tierra (ver Anexo II). En 1904 se llevó a cabo el primer intento de generar electricidad a partir de vapor geotérmico en Larderello, Italia. Este hecho marcó el inicio de una forma de explotación que se ha desarrollado significativamente desde entonces.

En la actualidad, la energía geotérmica contribuye con una pequeña proporción del consumo de energía primaria del mundo. En la generación eléctrica, produce menos del 1% de producción mundial. Sin embargo, para ciertos países que carecen de combustibles fósiles autóctonos, como Filipinas, esta energía contribuye sustancialmente al suministro de energía de la nación. A fecha de 2016, se registraron 13,5 GW de capacidad de energía geotérmica instalados globalmente [1]. Los países con la mayor capacidad de generación instalada son Estados Unidos (3,6 GW), Filipinas (1,9 GW), Indonesia (1,6 GW), Nueva Zelanda (1,0 GW), México (0,9 GW), Italia (0,8 GW), Turquía (0,8 GW), Islandia (0,7 GW), Kenia (0,6 GW) y Japón (0,5 GW) (Ver Fig. 1).

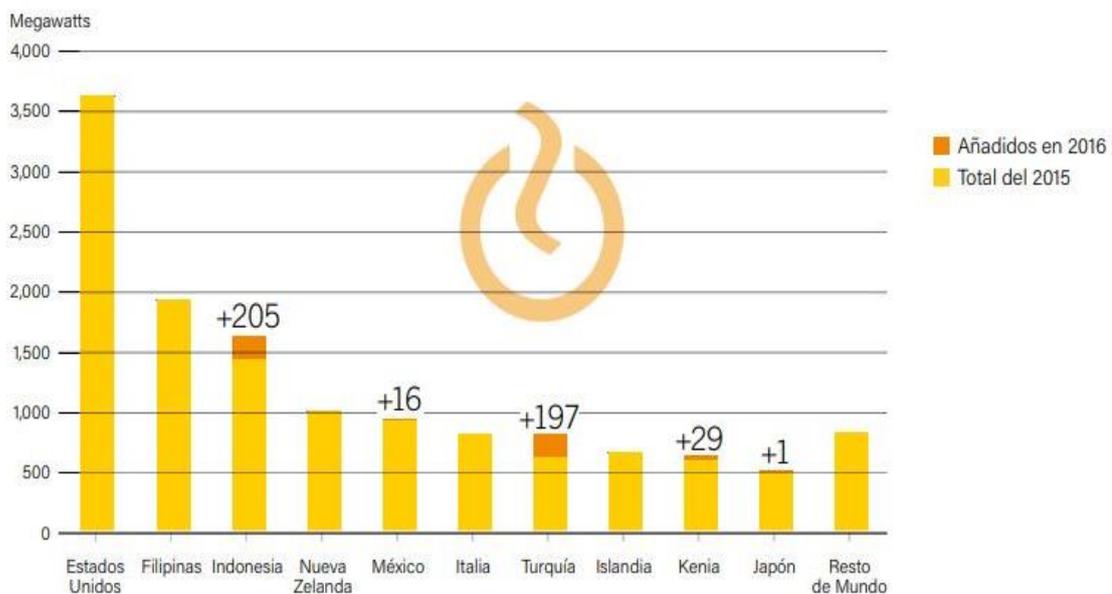


Fig. 1 Capacidad de energía geotérmica y adiciones, 10 países líderes (2016) [1]

En España actualmente no existe ninguna planta de generación eléctrica. Existen algunas zonas en las que hay una posible presencia de almacenes geotérmicos de alta temperatura, por ejemplo, zonas del Prepirineo-Jaca, zonas de la cuenca Cantábrica, Galicia, etc. Sin embargo, las áreas antes mencionadas no se consideran como de alta entalpía, sino que entran en el concepto de recursos hidrotermales profundos de alta temperatura [2]. Los recursos de alta entalpía para producción eléctrica son los ligados a la existencia de actividad magmática. Actividad que si encontramos en las Islas Canarias. El Instituto Geológico y Minero de España (IGME) considera una presencia de condiciones apropiadas para la existencia de recursos geotérmicos de alta entalpía en la isla de Tenerife. Además, estudios realizados en Lanzarote y La Palma, estiman recursos de Roca Caliente Seca (HDR) muy superficial [2]. También se han realizado estudios para investigar la presencia de recursos de alta entalpía en la isla de Gran Canaria.

En cuanto a la tecnología de aprovechamiento de la energía geotérmica, encontramos distintos tipos de plantas (ver Anexo II). En la siguiente tabla (Tabla 1) se refleja la capacidad de generación instalada por países atendiendo al tipo de configuración empleada (los datos son del año 2014, a pesar de no estar actualizados nos dan una idea bastante aproximada).

Country	Dry steam	1-Flash	2-Flash	3-Flash	Binary	Flash-binary	Hybrid; total flow	Total
United States	1477	49	732.5	98.9	739.08	30	8	3134.48
Philippines	0	1685.74	54.24	0	0	141.98	0	1881.96
Indonesia	445	940.1	0	0	0	0	0	1385.1
New Zealand	55	68.2	356	140	191.2	138	0	948.4
Italy	834.5	20	0	0	1	0	0	855.5
Mexico	0	399.4	440	0	0	0	0	839.4
Iceland	30	564.7	60	0	8.7	0	0	663.4
Kenya	0	451.7	0	0	1.8	110	0	563.5
Japan	23.5	354.64	135	0	4.703	0	0	517.843
Turkey	0	20.4	47.4	60	168.93	0	0	296.73
Costa Rica	0	144	0	0	61	0	0	205
El Salvador	0	160	35	0	9.3	0	0	204.3
Nicaragua	0	142	0	0	7.5	0	0	149.5
Russia	0	79	0	0	0	0	0	79
Papua-New Guinea	0	56	0	0	0	0	0	56
Guatemala	0	0	0	0	0	44.6	0	44.6
China	0	0.3	24.18	0	0	0	3.3	27.78
Germany	0	0	0	0	27.2	0	0	27.2
Portugal – San Miguel	0	0	0	0	23	0	0	23
France – Guadeloupe	0	11	4.7	0	0	0	0	15.7
Ethiopia	0	0	0	0	0	8.5	0	8.5
Austria	0	0	0	0	1.45	0	0	1.45
Thailand	0	0	0	0	0.3	0	0	0.3
Australia	0	0	0	0	0.15	0	0	0.15
Totals	2865	5146.18	1889.02	298.9	1245.313	473.08	11.3	11,928.79
% of total	24.02	43.14	15.84	2.51	10.44	3.97	0.09	100

Tabla 1. Capacidad de generación instalada por tipo de planta (MW) [3].

Como se puede ver, la configuración que más MW produce globalmente es la de flash simple, que se trata de la configuración tradicional para vapor húmedo más empleada (ver Anexo II). Tras ésta, se encuentran las configuraciones de vapor seco, doble flash y binaria.

En la siguiente tabla se muestra la misma distribución por países y tipos de planta, pero en este caso atendiendo al número de centrales de cada configuración que existen (Tabla 2).

Country	Dry steam	1-Flash	2-Flash	3-Flash	Binary	Flash-binary	Hybrid; total flow	Total
United States	26	3	27	2	127	10	2	197
Philippines	0	44	1	0	0	5	0	50
New Zealand	1	4	6	1	15	16	0	43
Italy	32	1	0	0	1	0	0	34
Japan	1	16	3	0	14	0	0	34
Indonesia	7	23	0	0	0	0	0	30
Iceland	1	19	2	0	7	0	0	29
Kenya	0	17	0	0	1	11	0	29
Mexico	0	24	4	0	0	0	0	28
Turkey	0	1	1	1	15	0	0	18
China	0	1	8	0	0	0	5	14
Russia	0	12	0	0	0	0	0	12
Guatemala	0	0	0	0	0	9	0	9
Costa Rica	0	4	0	0	4	0	0	8
El Salvador	0	5	1	0	1	0	0	7
Germany	0	0	0	0	7	0	0	7
Papua-New Guinea	0	6	0	0	0	0	0	6
Portugal – San Miguel	0	0	0	0	5	0	0	5
Nicaragua	0	4	0	0	1	0	0	5
Austria	0	0	0	0	3	0	0	3
France – Guadeloupe	0	1	1	0	0	0	0	2
Ethiopia	0	0	0	0	0	1	0	1
Thailand	0	0	0	0	1	0	0	1
Australia	0	0	0	0	1	0	0	1
Totals	68	185	54	4	203	52	7	573
% of total	11.87	32.29	9.42	0.70	35.43	9.08	1.22	100

Tabla 2. Número de unidades de cada tipo de planta [3].

Se puede observar que, en este caso, el mayor número de centrales tienen una configuración binaria o flash simple. Destaca la configuración de doble flash que, a pesar de producir en segundo lugar, hay muchas menos unidades en comparación con las plantas binarias, concretamente una cuarta parte de éstas, produciendo 600 MW más a nivel global.

Cabe destacar que la configuración flash-binario es una de las configuraciones consideradas para este proyecto, al preverse un buen aprovechamiento del recurso hidrotermal estimado en Tenerife. Existen unas 52 plantas produciendo unos 473 MW en total.

3.1 Coste de la energía geotérmica

Debido a la complejidad, y al número de factores que influyen en el coste final de una planta de energía geotérmica, en este proyecto no se realizará una estimación económica. Aunque si se analizan a continuación los costes típicos para este tipo de instalaciones.

Los costes totales de instalación de una planta de potencia geotérmica consisten en:

- Exploración y evaluación del recurso
- Perforación para producción y reinyección
- Infraestructura de campo; sistema de recolección y eliminación de fluidos; otras instalaciones de superficie
- Costos de la planta de energía
- Desarrollo del proyecto y conexión a la red.

Las características del recurso geotérmico son fundamentales a la hora de escoger qué tipo de planta se empleará (tipo flash, tipo binario, etc.). El coste varía de una a otra, siendo las plantas tipo flash convencionales menos costosas, con costes de 1900 a 3800 USD/kW, mientras que las plantas binarias varían de 2250 a 5500 USD/kW [4].

El LCOE de una planta geotérmica viene determinado por su coste de instalación, costes de operación y mantenimiento, tiempo de vida económica y el costo de capital. Asumiendo un tiempo de vida de 25 años, entre 2007 y 2014 el LCOE varía de unos mínimos de 0,04 USD/kWh hasta unos máximos de 0,14 USD/kWh. En el año 2016 se registran mínimos de 0,043 USD/kWh y máximos de 0,113 USD/kWh [4].

4. Normas y referencias

4.1 Disposiciones legales

En España se nos presenta un marco normativo que no incluye de forma específica la explotación de la energía geotérmica para generación de energía eléctrica, por lo que hemos de aplicar el marco general de cada uno de los textos regulatorios.

En los Manuales de Geotermia de Canarias, elaborados por el propio Gobierno de Canarias se reúne un listado con la normativa de aplicación que puede afectar a una instalación de geotermia de alta, media y baja entalpía [5]. Este listado no es exhaustivo, sino meramente orientativo para que el lector pueda ver todas las disciplinas reguladoras afectadas.

El apartado normativo que influye para un proyecto de este tipo se obtiene de los manuales antes mencionados, y se lista a continuación.

4.1.1 Normativa de aplicación en la Comunidad Autónoma de Canarias

I. Constitución Española, competencias y organización administrativa

A. Normas sobre Medio Ambiente, Energía y Minas

La Constitución Española vigente, de 1978, establece varios principios aplicables:

- Derecho a un medio ambiente adecuado: artículo 45.1
- Defensa y restauración: artículo 45.2
- Competencia exclusiva sobre la normativa básica del Estado: artículo 149.1, 23^a
- Competencias de gestión de las Comunidades Autónomas: artículo 148.1, 9^a
- Sanciones penales o administrativas: artículo 45.3

B. Normas sobre competencias de la Comunidad Autónoma de Canarias

- El Estatuto de Autonomía de Canarias, aprobado por Ley Orgánica 10/1982, de 10 de agosto, reformada por Ley Orgánica 4/1996, de 30 de diciembre (BOE nº 315, de 31 de diciembre de 1996) (BOC nº 6 de 13 enero 1997), establece las competencias en la materia para esta Comunidad Autónoma.
- Competencias exclusivas:
 - Aguas: art. 30.6
 - Ordenación del territorio y del litoral: art. 30.15
 - Espacios naturales protegidos: art. 30.16
 - Términos Energéticos: art. 30.26
- Competencias exclusivas, de acuerdo con las bases y la ordenación de la actividad económica general y la política monetaria y crediticia estatal y en los términos de lo dispuesto en los artículos 38, 131, 149.1. 11.^a de la Constitución.
 - Industria, sin perjuicio de lo que determinen las normas del Estado por razones de seguridad, sanitarias y de interés militar, y las normas relacionadas con las industrias que estén sujetas a la legislación de minas, hidrocarburos y energía nuclear.
- Competencias compartidas con el Estado:
 - Desarrollo legislativo y ejecución de los contratos y el régimen jurídico del dominio público y de las concesiones administrativas en el ámbito competencial autonómico.: art. 32. 11
 - Protección del medio ambiente, incluidos los vertidos: art. 32. 12

II. Legislación minera sobre recursos geotérmicos

A. Derechos de aprovechamiento

- Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas (BOE núm. 176 de 24/07/1973)

B. Seguridad Minera

- Reglamento General de Normas Básicas de Seguridad Minera (RGNBSM) (BOE núm. 140 de 12/06/1985), aprobado por el Real Decreto 863/1985.

III. Legislación Energética

A. Legislación del Estado:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

B. Legislación de Canarias:

- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario
- Decreto 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias, regula más específicamente las fases, incluyendo la documentación necesaria en cada una de ellas.

IV. Protección del medio ambiente

A. La planificación ambiental y territorial

- Decreto Legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias (BOC nº 60 del lunes 15 de mayo de 2000).
- Ley 4/2017, de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias.

B. La evaluación de impacto ambiental

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental (Estado).

- Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación (Estado).
- Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales (Canarias).

V. Calidad ambiental

A. Las actividades clasificadas

- 7/2011, de 5 de abril, de actividades clasificadas y espectáculos públicos y otras medidas administrativas complementarias (Canarias).

B. Protección del ambiente atmosférico

- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera (Estado).
- Real Decreto 102/2010, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire (Estado).
- Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación (Estado).

C. Las aguas continentales

- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas (Estado).
- Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas (Canarias).
- Decreto 174/1994, de 29 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Control de Vertidos para la Protección del Dominio Público Hidráulico (Canarias).

D. El mar y sus costas

- Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas (Estado).
- Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de Costas (Estado).

E. Cultivo de algas

- Ley de Pesca Fluvial de 1942 (para la acuicultura continental)

4.1.2 Legislación minera en materia de recursos geotérmicos

La autorización de permisos de exploración, investigación y de concesión de aprovechamientos de Recursos Geotérmicos (sección D) de la Ley de Minas es competencia del Gobierno de Canarias.

Cuando se explote un recurso geotérmico, la seguridad de las operaciones de los mismos está sujeta al régimen de Seguridad Minero, cuya aplicación y desarrollo también es competencia del Gobierno de Canarias. Desde el punto de vista de la afección al subsuelo debe tenerse en cuenta la competencia de los Consejos Insulares de Aguas. Finalmente, este tipo de instalaciones también deben ser examinadas en cuanto a su afección al medio ambiente.

La Dirección General de Industria y Energía es el órgano sustantivo a la hora de gestionar una solicitud para una instalación Geotérmica, ya sea para uso energético o de otros usos. Una vez entregada la documentación pertinente esta dirigirá las solicitudes de informes a las distintas administraciones y departamentos con el fin de recabar todos los permisos y autorizaciones reglamentarios.

I. Legislación en materia de derechos de aprovechamiento

Según la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas (BOE núm. 176 de 24/07/1973), los recursos energéticos beneficiados en los sistemas geotérmicos se encuentran, en principio, en la denominada sección C, según su artículo 3.1.

Posteriormente, mediante la Ley 54/1980, de 5 de noviembre, de modificación de la Ley de Minas, con especial atención a los recursos minerales energéticos (BOE núm. 280 de 21/11/1980), se excluyen de la Sección C, pasando a constituir explícitamente la denominada a partir de entonces “Sección D”:

“... Los carbones, los minerales radiactivos, los recursos geotérmicos, las rocas bituminosas y cualesquiera otro yacimientos minerales o recursos geológicos de interés

energético que el Gobierno acuerde incluir en esta sección, a propuesta del Ministerio de Industria y Energía, previo informe del Instituto Geológico y Minero de España ...”.

Queda claro pues, que en el caso de los sistemas geotérmicos estamos hablando de recursos energéticos incluidos en la Sección D, cuyo beneficio está regulado fundamentalmente por la Ley 22/1973 y la Ley 54/1980, y sus desarrollos y modificaciones posteriores.

A este respecto cabe puntualizar que la Ley de Minas no establece ninguna diferenciación expresa de los recursos geotérmicos en función de su entalpía o de su profundidad, por lo que desde el punto de vista legal no habría base para efectuar dicha clasificación.

El aprovechamiento de un recurso geotérmico, como el de cualquier recurso de origen geológico está perfecta e inequívocamente regulado por la Ley de Minas, y está basado en el establecimiento de una serie de derechos prioritarios correspondientes a varios niveles de conocimiento y evaluación de los mismos, a través de tres figuras legales:

- Permisos de Exploración.

- Permisos de Investigación.

- Concesiones de Explotación.

Una vez transferidas las competencias a la Comunidad Autónoma de Canarias, según el artículo 60 de la Ley de Minas el derecho al aprovechamiento de recursos de la Sección C) (y D) tras la entrada en vigor de la ley 54/1980) lo otorgará la Comunidad Autónoma por medio de una concesión de explotación en la forma, requisitos y condiciones que se establecen en la citada Ley.

Para que pueda otorgarse una concesión de explotación será necesario que se haya puesto de manifiesto uno o varios recursos susceptibles de aprovechamiento racional.

La concesión de un derecho de explotación de cualquier recurso geológico, pero más aún de un recurso geotérmico implica la necesidad de haber realizado antes una campaña exhaustiva de investigación que permita caracterizar correctamente el mismo. La investigación de un recurso geotérmico requiere una gran inversión y ser acometida con gran rigor científico y técnico y los derechos de investigación y posterior aprovechamiento están perfectamente delimitados para proteger las inversiones necesarias para llegar a cabo dichos estudios.

Así pues, el aprovechamiento de un recurso geotérmico está perfectamente caracterizado en la Legislación española y sus procedimientos están explícitamente establecidos en la Ley de Minas y normas de desarrollo.

II. Legislación en materia de seguridad minera

Tanto la ejecución como la operación de los aprovechamientos geotérmicos no está exenta de regulación, sectorial específica en materia de seguridad y así, en el Capítulo Primero (Ámbito de aplicación y fines), artículo 1º del Reglamento General de Normas Básicas de Seguridad Minera (RGNBSM) (BOE núm. 140 de 12/06/1985), aprobado por el Real Decreto 863/1985, de 2 de abril, se establece que:

“... El presente Reglamento Básico establece las reglas generales mínimas de seguridad a que se sujetarán las explotaciones de minas, canteras salinas marítimas, aguas subterráneas, recursos geotérmicos, depósitos subterráneos naturales o artificiales, sondeos, excavaciones a cielo abierto o subterráneas, siempre que en cualquiera de los trabajos citados se requiera la aplicación de técnica minera o el uso de explosivos, y los establecimientos de beneficios de recursos geológicos en General, en los que se apliquen técnicas mineras ...”.

Además, el Artículo 2º del mismo Reglamento establece, que:

“... El presente reglamento básico tiene por objeto: la protección de las personas ocupadas en estos trabajos contra los peligros que amenacen su salud o su vida. La seguridad en todas las actividades específicas en el artículo anterior. El mejor aprovechamiento de los

recursos geológicos. La protección del suelo cuando las explotaciones y trabajos puedan afectar a terceros ...”.

Estas prescripciones reglamentarias son bastante ambiciosas, incluyendo como objetivos esenciales optimizar tanto el aprovechamiento de los recursos como la seguridad durante su beneficio y la protección del entorno en un sentido amplio.

En el Capítulo VI - Art. 107 del RGNBSM, se dice que:

“... Antes de iniciar cualquier trabajo e investigación de un recurso geotérmico se precisará autorización mediante aprobación previa del proyecto correspondiente. Durante las operaciones de captación del recurso el pozo estará dotado con el equipo y materiales necesarios para prevenir erupciones. Se protegerán adecuadamente los acuíferos atravesados y la formación que contenga el recurso geotérmico. Si el recurso geotérmico explotado es vapor de alta entalpía o cualquier otro fluido de alta temperatura, se tomarán las medidas complementarias pertinentes. Periódicamente se efectuarán reconocimientos de presión y temperatura en el fondo del pozo, dándose cuenta de los resultados obtenidos a la autoridad competente ...”.

Adicionalmente, en el Art. 109 del mismo Capítulo del RGNBSM se dice que:

“... Los sondeos terrestres y marinos, las calicatas, los pocillos, los trabajos geofísicos, los reconocimientos de labores antiguas u otros de prospección requerirán de un proyecto aprobado, se realizarán bajo la dirección de un Director facultativo y se atenderán a lo dispuesto en este Reglamento ...”.

Se concluye de lo inmediato anterior que efectivamente:

La ejecución, pruebas y puesta en servicio de los aprovechamientos geotérmicos requiere la aprobación por la autoridad competente en la aplicación del Reglamento General de

Normas Básicas de Seguridad Minera de un proyecto específico redactado y suscrito por un técnico competente.

4.1.3 Normativa eléctrica

Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, han sido clasificadas en categorías, grupos y subgrupos, que se definen en el artículo 2 del citado Real Decreto. La energía geotérmica se encuentra clasificada inequívocamente en el Grupo b.3, “instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.”

Una vez confirmada que la producción de energía eléctrica a partir de geotermia se considera como energía renovable debemos, por un lado, conseguir un régimen retributivo de nuestro proyecto; y conseguir las autorizaciones para la instalación de la planta generadora. Evidentemente debería determinarse primero el régimen retributivo, para poder hacer el estudio técnico-económico de nuestro proyecto.

I. Régimen retributivo de las instalaciones geotérmicas eléctricas

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecen los parámetros retributivos, entre ellos la retribución a la inversión y a la operación, para cada una de las instalaciones tipo que se determinan en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.

El otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerá con carácter general mediante un procedimiento de concurrencia competitiva, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

II. Régimen retributivo de las instalaciones geotérmicas en Canarias

Sin embargo, se ha establecido un régimen especial para Canarias, con motivo de que los costes de generación de todos los sistemas insulares, por su tamaño y condición de aislados, son muy superiores a los del sistema continental. Tanto es así que algunas de las tecnologías de energías renovables pueden producir a costes de generación muy inferiores al coste actual.

Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares están sujetos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, a una reglamentación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla, en su artículo 14.7, que excepcionalmente el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior. Además, en su disposición transitoria duodécima determina que con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2014, el Gobierno podría exceptuar la aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva previsto en el artículo 14.7.a) y c) de otorgamiento de régimen retributivo específico para determinadas tecnologías de generación renovable en los sistemas eléctricos no peninsulares, cuando su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación del sistema eléctrico y siempre que su puesta en servicio se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2016.

En virtud de la citada previsión, la disposición adicional quinta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, estableció un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica, pero solo para tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de instalaciones eólicas existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Esta disposición fue desarrollada en la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para

nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, establece el régimen retributivo particular para las instalaciones de geotermia en Canarias. Distingue entre las instalaciones de producción gestionables (categoría A) de las que no lo son (categoría B). Las gestionables estarían constituidas por las de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW y grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como energía primera biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales, que serán retribuidas de forma análogo a las instalaciones térmicas de hidrocarburos (categoría A), no percibiendo régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones de generación a partir de otras fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

Para las instalaciones gestionables, donde se encuentra la geotermia, se desarrolla un procedimiento de concurrencia competitiva para la concesión de una resolución de compatibilidad, concedida teniendo en cuenta las necesidades de potencia puestas de manifiesto por el operador del sistema, las características técnicas que sean más apropiadas para estos sistemas y la opción económicamente más ventajosa para el conjunto del sistema. El régimen retributivo adicional de cada grupo generador aplicable a las instalaciones categoría A estará compuesto por la suma de la retribución por costes fijos y la retribución por costes variables de generación. El cálculo de los costes fijos se regula en el capítulo II del título IV de este Real Decreto, y el de los costes variables en el capítulo III del título IV.

El procedimiento de este régimen retributivo adicional se regula en el capítulo IV del título IV de este Real Decreto.

III. Autorización para las instalaciones de generación eléctrica geotérmicas

Una vez concretada la retribución de la planta de generación eléctrica, y siendo viable el proyecto, se puede efectuar la tramitación administrativa de la misma, respecto de la regulación eléctrica que regula las condiciones de seguridad.

La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de producción de energía eléctrica, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción estarán sometidas, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico y en sus disposiciones de desarrollo.

Corresponde a la Administración General del Estado autorizar las instalaciones eléctricas de generación de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos ubicadas en territorios cuyos sistemas eléctricos se encuentren efectivamente integrados con el sistema peninsular, y las ubicadas en el mar territorial, las de producción, transporte secundario y distribución que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, y todas las instalaciones de transporte primario, a excepción de las especificidades establecidas para los territorios insulares y extrapeninsulares. Para el caso de Canarias, serían únicamente las ubicadas en el mar territorial, no siendo el caso habitual, por lo que lo normal es que la autorización caiga dentro de las competencias del Gobierno de Canarias, en el centro directivo competente en materia de Energía, en la actualidad la Dirección General de Industria y Energía. La experiencia nos remite a que, en la Administración de la Comunidad Autónoma de Canarias, habitualmente el órgano competente en Energía y en Minas coincide, lo cual permite que el órgano sustantivo en el proceso de tramitación de una instalación geotérmica de generación eléctrica sea el mismo.

En la actualidad está pendiente el desarrollo reglamentario de lo establecido en el artículo 53 de la Ley del Sector Eléctrico. Resulta, por tanto, de aplicación lo dispuesto en el Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades

de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

IV. Legislación en materia de aguas

A. Protección del dominio público hidráulico

Las aguas que pudieran estar presentes en un fluido geotérmico suelen estar a unas profundidades muy considerables, en forma de vapor, agua, o ambos a la vez. Estas aguas profundas no constituyen aguas a efectos técnicos aguas subterráneas y, por lo tanto, no forman parte del acuífero.

Tal y como se recoge en la Ley 12/1990, de 26 de julio, de Aguas, de Canarias, para la implantación de sistemas geotérmicos acoplados al terreno es exigible la justificación de su afección medioambiental al dominio público hidráulico subterráneo y/o superficial ante el Consejo Insular de Aguas correspondiente, en relación con la protección de los acuíferos subterráneos, objeto del Capítulo III del Título 4 de la citada Ley.

Así el artículo 56, sobre la protección de las aguas y sus cauces, se expone que:

“1. Los objetivos de la protección de aguas, cauces y terrenos acuíferos de la legislación general del Estado se extienden en las Islas Canarias a:

a) Evitar el deterioro de los sistemas naturales de recepción, condensación o infiltración del agua atmosférica y, en lo posible, incrementar su rendimiento.

b) La reutilización de las aguas.

2. La Administración extremará el cuidado en la aplicación de las medidas de todo orden destinadas a la conservación de la cantidad y calidad de los recursos y reservas hidráulicos.”

El artículo 62 sobre “protección de la calidad de las aguas” expone a su vez:

“Toda actividad susceptible de provocar la contaminación o degradación del dominio público hidráulico y, en particular, el vertido de líquidos y de productos susceptibles de contaminar las aguas superficiales y subterráneas, requiere autorización administrativa.”

El Decreto 174/1994, de 29 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Control de Vertidos para la Protección del Dominio Público Hidráulico, establece en su artículo 2 que “Todo vertido de líquidos y de productos susceptibles de contaminar las aguas superficiales y subterráneas o degradar el dominio público hidráulico requiere autorización administrativa”. En la aplicación de esta norma quedaríamos a lo mismo: si se aseguran las condiciones en que el fluido energético retorna en circuito cerrado en las mismas condiciones, podrá quedar demostrado que no hay posibilidades de contaminación, con lo que podría no ser de aplicación este precepto.

B. Seguridad de las personas en instalaciones hidráulicas

Las medidas de seguridad en estas instalaciones están reguladas en el Decreto 232/2008, de 25 de noviembre, por el que se regula la seguridad de las personas en las obras e instalaciones hidráulicas subterráneas de Canarias. Pretende salvar la problemática de seguridad de pozos y galerías tradicionales para el público en general. Las actividades de ocio al aire libre y disfrute de la naturaleza, en continuo auge, hacen cada vez más difícil hablar de «aislamiento» de estas instalaciones, muchas de las cuales quedan, sin vigilancia, al alcance de los excursionistas. Y, lamentablemente, los cuidados de los propietarios decaen cuando las galerías y los pozos dejan de ser productivos, resultando algunas de estas estructuras abandonadas en condiciones inadecuadas.

V. Legislación de protección ambiental

A. Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental

B. Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de armonización y simplificación en materia de protección del territorio y de los recursos naturales

4.2 Bibliografía

- [1] REN21, “Renewables 2017: global status report,” 2017.
- [2] J. Sanchez Guzman, L. Sanz Lopez, and L. Ocaña Robles, “Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio Técnico PER 2011-2020,” 2011.
- [3] R. DiPippo, *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*, Fouth. 2015.
- [4] “IRENA – International Renewable Energy Agency.” [Online]. Available: <http://www.irena.org/>.
- [5] D. G. I. E. Gobierno de Canarias, “MANUAL DE GEOTERMIA DE CANARIAS. DOCUMENTO 2: NORMATIVA,” 2018.
- [6] “CoolProp 6.1.0 documentation.” [Online]. Available: <http://www.coolprop.org/>.
- [7] “energía geotermica.” [Online]. Available: <http://www.isolari.es/energia-geotermica>.
- [8] “Red Eléctrica de España (REE).” [Online]. Available: <http://www.ree.es/es/>.
- [9] F. Rodríguez *et al.*, “Diffuse Helium and Hydrogen Degassing to Reveal Hidden Geothermal Resources in Oceanic Volcanic Islands: The Canarian Archipelago Case Study,” *Surv. Geophys.*, vol. 36, no. 3, pp. 351–369, May 2015.
- [10] “IGME. Instituto Geológico y Minero de España. Web Site Oficial España.” [Online]. Available: <http://www.igme.es/>.
- [11] “Petratherm | Hot Rock Energy, Power, Energy, Petratherm, South, Australia.” [Online].

Available: <http://www.petratherm.com.au/>.

- [12] “Dirección General de Industria y Energía.” [Online]. Available: <http://www.gobcan.es/ceic/industria/>.
- [13] “INVOLCAN | Instituto Volcanológico de Canarias.” [Online]. Available: <http://www.involcan.org/>.
- [14] “ITER – Instituto Tecnológico y de Energías Renovables, S.A.” [Online]. Available: <http://www.iter.es/>.
- [15] “Geothercan – ITER – Instituto Tecnológico y de Energías Renovables, S.A.” [Online]. Available: <http://www.iter.es/portfolio-items/geothercan/>.
- [16] D. G. I. E. Gobierno de Canarias, “MANUAL DE GEOTERMIA DE CANARIAS. DOCUMENTO 1: ESTADO DEL CONOCIMIENTO,” 2018.
- [17] “Home | Jacobs.” [Online]. Available: <http://www.jacobs.com/>.
- [18] Petratherm Ltd, “Tenerife Magnetotelluric Survey identifies Geothermal Drill Target,” 2013.
- [19] F. Rodríguez *et al.*, “Surface geochemical and geophysical studies for geothermal exploration at the southern volcanic rift zone of Tenerife, Canary Islands, Spain,” *Geothermics*, vol. 55, pp. 195–206, May 2015.
- [20] Instituto Geológico y Minero de España, “Análisis previo de viabilidad técnico-económica de la explotación de energía geotérmica en distintas zonas (Tenerife, La Palma, Orense y Valles). 1984,” 1984.

- [21] L. Y. Bronicki, “Geothermal Power Conversion Technology geothermal power conversion technology,” in *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 4234–4339.
- [22] R. DiPippo, “Geothermal power plants: Evolution and performance assessments,” *Geothermics*, vol. 53, pp. 291–307, Jan. 2015.
- [23] N. A. Lai, M. Wendland, and J. Fischer, “Working fluids for high-temperature organic Rankine cycles,” *Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 199–211, 2011.
- [24] “Sede Electrónica del Catastro.” [Online]. Available: <http://www.sedecatastro.gob.es/>.
- [25] “IDECanarias visor 4.4.” [Online]. Available: <http://visor.grafcan.es/visorweb/>.
- [26] “Siemens Global Website.” [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/home.html>.
- [27] “Aqylon - ORC & turbine technology.” [Online]. Available: <http://www.aqylon.com/>.
- [28] “Geothermal Development Associates – GDA Reno.” [Online]. Available: <http://www.gdareno.com/>.
- [29] “POWER-GEN International 2017.” [Online]. Available: <http://events.pennwell.com/pgi2017/public/eBooth.aspx?BoothID=513350&Task=Products>.
- [30] G. Axelsson, “Role and management of geothermal reinjection,” *Present. “Short Course Geotherm. Dev. Geotherm. Wells”, Organ. by UNU-GTP LaGeo, St. Tecla, El Salvador. March 11-17, 2012.*, pp. 1–21, 2012.

- [31] J. G. Clarke, “Optimal design of geothermal power plants by,” pp. 1–204, 2014.
- [32] S. Þ. and B. S. Einar Tjörvi Eliasson, “Geothermal Power Plants,” p. 15, 2008.
- [33] “Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.” [Online]. Available: <http://www.aemet.es/es/portada>.
- [34] M. Z. Lukawski, J. W. Tester, and R. DiPippo, “Impact of molecular structure of working fluids on performance of organic Rankine cycles (ORCs),” *Sustain. Energy Fuels*, vol. 1, no. 5, pp. 1098–1111, Jun. 2017.
- [35] Umweltbundesamt, “Global Warming Potential (GWP) of certain substances and mixtures that contain such substances, based on the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change and a hundred years time period.”
- [36] O. Ridge National Lab, “Energy and Global Warming Impacts of HFC Refrigerants and Emerging Technologies,” Oak Ridge, Tennessee, 1997.
- [37] M. Hauschild and H. Wenzel, *Environmental assessment of products. Vol. 2, Scientific background*. Chapman & Hall, 1998.
- [38] M. Z. Lukawski, R. DiPippo, and J. W. Tester, “Molecular property methods for assessing efficiency of organic Rankine cycles,” *Energy*, vol. 142, pp. 108–120, Jan. 2018.
- [39] “Ormat Technologies Inc. - Renewable Energy Expertise.” [Online]. Available: <http://www.ormat.com/en/home/a/main/>.
- [40] A. Hattiangadi, “Masters Thesis: Working Fluid Design for Organic Rankine Cycle (ORC) Systems,” Delft University of Technology, 2013.

- [41] J. Li, *Structural optimization and experimental investigation of the organic rankine cycle for solar thermal power generation.* .
- [42] M. Bahrami, A. A. Hamidi, and S. Porkhial, “Investigation of the effect of organic working fluids on thermodynamic performance of combined cycle Stirling-ORC,” *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 4, no. 1, p. 12, 2013.
- [43] “Triogen - Triogen.” [Online]. Available: <http://www.triogen.nl/>.

4.3 Programas de cálculo

En la elaboración de este proyecto se han utilizado varios softwares de apoyo para los cálculos y la elaboración de esquemas, se nombran a continuación:

- **Microsoft Office Excel.** Empleado para elaborar hojas de cálculo a partir de las cuales realizaremos el análisis energético de las distintas alternativas estudiadas. Además, nos facilita la automatización de todo el proceso. Se ha elaborado de tal manera que resulta un programa que nos permite cambiar datos y recalcular de manera instantánea los resultados. También se ha empleado para obtener los distintos diagramas de procesos termodinámicos.
- **AutoCAD.** Empleado para realizar los distintos esquemas de las configuraciones de planta geotérmica estudiadas, así como para la elaboración de los planos del proyecto.

4.3.1 Coolprop

El principal software que se ha utilizado en este proyecto es el Coolprop, empleado como complemento de Excel para los cálculos de las distintas propiedades termodinámicas de los fluidos de trabajo [6].

Coolprop consiste en una librería en lenguaje C++ que contiene datos termodinámicos para distintos tipos de fluidos. Se puede acceder a estos datos a partir de distintos programas compatibles (Python, Octave, MATLAB, Microsoft Excel, Scilab, Javascript, entre otros). Para facilitar los cálculos y la elaboración de gráficas y tablas, se escogió el Microsoft Excel como software que albergará la librería Coolprop.

Un ejemplo de obtención de propiedades a partir de Coolprop se muestra en el Anexo I. Mediante la llamada a una función y la introducción de diversos términos y valores, obtenemos la propiedad deseada del fluido, pudiendo ser propiedades para fluidos puros y pseudo-puros, mezclas, aire húmedo, fluidos incompresibles o fluidos avanzados.

Para este proyecto, esta librería es ideal, ya que se empleará en el caso de los ciclos binarios ORC, un fluido ORC, que consiste en un hidrocarburo de origen orgánico, que no cualquier librería gratuita contiene. El Coolprop, sin embargo, proporciona acceso a propiedades de multitud de estos fluidos orgánicos, con lo cual su uso es propicio para análisis de instalaciones basadas en el ciclo orgánico de Rankine.

Gracias a esta librería, en conjunto con Excel, se ha elaborado una hoja de cálculo que automatiza los cálculos requeridos para este proyecto, y que nos permite obtener tablas y gráficas para las configuraciones de diseño escogidas y los fluidos ORC estudiados, de manera sencilla e intuitiva.

5. Definiciones y abreviaturas

En esta sección se listan una serie de definiciones y abreviaturas requeridas para la comprensión, tanto de este documento, como del resto de documentos que componen el proyecto.

5.1 Definiciones

- Calor residual. Energía calorífica que no ha sido aprovechada en el proceso industrial y es descargada a la atmósfera, suelo o aguas circundantes, en forma de calor.
- Ciclo Orgánico Rankine. Ciclo térmico similar al ciclo básico de Rankine, pero en vez de agua utiliza un fluido de origen orgánico como fluido de trabajo. Este fluido es de alta masa molecular con un punto de ebullición inferior al del agua.
- Combustible fósil. Combustible no renovable procedente de biomasa que ha sufrido procesos de transformación, dando lugar al carbón, petróleo o gas natural.
- Doblete geotérmico. Sistema de dos sondeos para exploración de recursos geotérmicos. Uno para la extracción del fluido y otro para su reinyección.
- Emisiones nocivas. Vertido de determinadas sustancias a la atmósfera (generalmente como residuos o productos de la actividad humana) y que, además, son perjudiciales para esta.
- Energía geotérmica. Energía almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra sólida.
- Energía renovable. Energía que se obtiene de fuentes naturales prácticamente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que albergan o porque son capaces de auto regenerarse.
- Energía térmica. Energía liberada en forma de calor, que se transfiere de un cuerpo a otro de menor temperatura.

- Entalpía. Cantidad de energía que un sistema intercambia con su entorno, resultante de la suma de energía interna y energía de flujo (pv).
- Fluido geotérmico. Fluido existente en el yacimiento geotérmico que sirve para transportar el calor de dicho yacimiento hasta la superficie para su aprovechamiento.
- Fumarola. Emanación de gases a altas temperaturas que salen a la superficie a través de pequeñas grietas en zonas de actividad volcánica.
- Gases no condensables. Gases incapaces de condensarse en un sistema de refrigeración. Intervienen negativamente en la eficiencia energética del sistema. Además, pueden ser tóxicos o incluso malolientes.
- Generador. Máquina basada en inducción electromagnética que transforma la energía mecánica proveniente de la turbina, en energía eléctrica.
- Gradiente geotérmico. Incremento de temperatura desde la superficie hacia el interior de la Tierra.
- Hidrocarburo. Compuesto químico formado por carbono e hidrógeno.
- pH. Medida de acidez o alcalinidad de una disolución.
- Recurso geotérmico. Fracción de la energía geotérmica que puede ser aprovechada de forma técnica y económicamente viable.
- Rendimiento térmico o eficiencia. Para un sistema termodinámico, coeficiente entre la energía producida y la energía suministrada.
- Renovabilidad. Capacidad de mantener una capacidad de potencia instalada indefinidamente sin encontrar una degradación de los recursos.
- Sostenibilidad. Capacidad de mantener económicamente una capacidad de potencia instalada, durante la vida amortizada de una planta de energía.
- Turbina. Máquina térmica que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica. Esta energía se aprovecha por un generador para producir electricidad.
- Yacimiento geotérmico. Área donde se cumplen las condiciones necesarias para que se pueda explotar económicamente la energía geotérmica existente en el subsuelo.

5.2 Abreviaturas

- BC: Bomba de condensador
- BI: Bomba de inyección
- BP: Bomba de producción
- CRA: Condensador refrigerado por aire
- COND: Condensador
- EVAP: Evaporador
- GWP: Potencial de calentamiento global (*Global Warming Potential* en inglés)
- LCOE: Coste nivelado de la electricidad (*Levelized Cost Of Electricity* en inglés)
- NCG: Gases no condensables (*Non Condensable Gases* en inglés)
- ORC: Ciclo Rankine Orgánico (*Organic Rankine Cycle* en inglés)
- PI: Pozo de inyección
- PP: Pozo de producción
- PREC: Precalentador
- RECU: Recuperador
- SV: Separador de vapor
- TB: Turbina binaria
- TF: Tanque flash
- TG: Turbina de gas
- TRS: Tanque de retención de salmuera
- TV: Turbina de vapor
- TV-AP: Turbina de vapor de alta presión
- TV-BP: Turbina de vapor de baja presión
- VE: Válvula de estrangulamiento
- VP: Válvula de pozo

6. Requisitos de diseño

El presente estudio requiere implantar una planta de generación de energía eléctrica a partir de un recurso geotermal en la isla de Tenerife, de manera que sea capaz de cubrir un porcentaje aceptable de la demanda eléctrica de la isla, con sus consecuentes emisiones evitadas.

Los requisitos principales del diseño de la planta son los siguientes:

- Ser una instalación de generación eléctrica a partir de energía geotérmica.
- Localización específica en la isla de Tenerife.
- Abastecer eléctricamente un porcentaje aceptable de la demanda energética de la isla, de manera que se eviten la mayor cantidad posible de emisiones nocivas a la atmósfera.

6.1 Instalación

Cuando existe un recurso geotérmico de media o alta entalpía, como es el caso (estimado), se puede aprovechar mediante diversas tecnologías para producción de energía eléctrica. También existe la posibilidad de aprovechar el calor residual para su uso directo (calefacción, ACS...), sin embargo, en este proyecto se aprovechará la energía geotérmica íntegramente para producción eléctrica.

El principio de funcionamiento de una instalación de este tipo consiste en la extracción del fluido mediante un sistema de bombeo y su posterior aprovechamiento en turbinas (se trata fundamentalmente de un ciclo de vapor, sin la necesidad de un combustible fósil). Tras la condensación del fluido, se vuelve a reinyectar al yacimiento mediante otro sistema de bombeo (ver Fig. 2). Como se puede ver, el sistema consta fundamentalmente de dos pozos (uno de producción, otro de reinyección). A este conjunto de pozos se le denomina doblete geotérmico. Una misma planta puede tener varios dobletes.

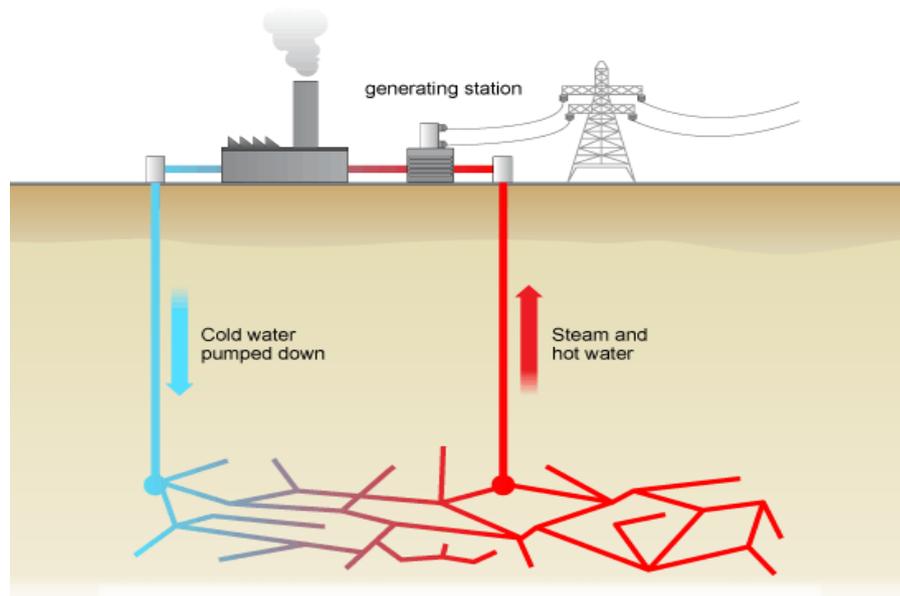


Fig. 2 Aprovechamiento de energía geotérmica para producción eléctrica [7]

Dependiendo de la configuración empleada y del recurso existente, el fluido se introducirá directamente en la turbina (planta de vapor seco), se empleará un separador flash para separar ambas fases del fluido (plantas de vapor húmedo o flash), o se utilizará el fluido geotérmico para evaporar otro fluido con un punto de evaporación muy inferior al del agua, el cual moverá la turbina (planta binaria). También existen plantas que combinan o integran distintas configuraciones (flash-binario).

Las distintas configuraciones y sus características se especificarán más detalladamente en el Anexo II. El proceso termodinámico de las configuraciones consideradas en este proyecto se detallará en el Anexo 1.

6.2 Localización de la planta

Para el proyecto que nos ocupa, siguiendo estudios de instituciones como el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) o el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), se ha decidido desde el principio ubicar la planta geotérmica en la Comunidad Autónoma española con mayor potencial geotérmico de alta entalpía, es decir, las Islas Canarias.

Las Islas Canarias son un archipiélago formado por siete islas de origen volcánico, lo cual hace que se encuentren en un escenario idóneo para aprovechar la energía geotérmica. Además, la presencia de erupciones volcánicas en el pasado eleva el potencial de interés geotérmico del área.

En concreto, dichos estudios antes mencionados colocan a Tenerife como la principal isla a estudiar, junto a Gran Canaria y La Palma. Por esto, y debido a que en Tenerife se encuentran los estudios del potencial geotérmico más avanzados, con información y estimaciones suficientes para llevar a cabo este proyecto, la planta geotérmica se ubicará en dicha isla.

6.3 Generación en Canarias

Uno de los objetivos principales de la planta es el de abastecer una parte aceptable de la demanda eléctrica de la isla, evitando la mayor cantidad de emisiones nocivas posibles. Primero debemos conocer cómo se comporta el sistema energético canario, para posteriormente relacionar nuestros resultados con el consumo energético actual.

A partir de los datos que proporciona públicamente la Red Eléctrica Española (REE) [8], se elaboran las tablas que se muestran a continuación con la información del sistema energético canario.

En la tabla mostrada a continuación se representa el balance energético anual para las Islas Canarias en función de las distintas tecnologías de aprovechamiento y la cantidad de energía eléctrica producida en MWh.

Balance eléctrico anual Islas Canarias (MWh)				
Tecnología de Generación	2014	2015	2016	2017
Motores Diesel	2.145.112	2.207.692	2.227.666	2.468.714
Turbina de gas	363.767	330.904	279.140	247.328
Turbina de vapor	2.074.036	2.225.314	2.536.664	2.523.837
Ciclo combinado	3.311.449	3.213.042	3.031.700	3.015.772
Hidráulica	3.479	3.585	3.472	3.282
Hidroeléctrica	1.072	8.557	18.103	20.399
Eólica	389.964	396.661	393.086	395.943
Solar fotovoltaica	282.291	275.554	277.674	273.539
Térmica renovable / Otras	8.807	8.053	9.336	9.565
Generación renovable	685.613	692.410	701.671	702.728
Generación no renovable	7.894.364	7.976.952	8.075.170	8.255.651
Generación total	8.579.977	8.669.362	8.776.841	8.958.379

Tabla 3. Balance eléctrico anual canario (MWh) [8]

En la tabla siguiente se muestran la misma serie de datos, pero en este caso expresados de manera porcentual, con la intención de una mejor comprensión del reparto energético en la comunidad. Cabe destacar que el ciclo combinado utiliza gasoil como combustible principal, y que se incluye el funcionamiento en ciclo abierto.

Balance eléctrico anual Islas Canarias (%)				
Tecnología de Generación	2014	2015	2016	2017
Motores Diesel	25	25,5	25,4	27,6
Turbina de gas	4,2	3,8	3,2	2,8
Turbina de vapor	24,2	25,9	28,9	28,2
Ciclo combinado	38,7	37	34,5	33,6
Hidráulica	0	0	0	0
Hidroeléctrica	0	0,1	0,2	0,2
Eólica	4,5	4,6	4,5	4,4
Solar fotovoltaica	3,3	3,2	3,2	3,1
Térmica renovable / Otras	0,1	0,1	0,1	0,1
Generación renovable	7,9	8	8	7,8
Generación no renovable	92,1	92	92	92,2

Tabla 4. Balance eléctrico anual canario (%) [8]

Observando las tablas anteriores, se comprueba que la diferencia entre la generación a partir de energías renovables y la generación a partir de energías no renovables es muy elevada. Concretamente de más de siete millones de MWh anuales de diferencia, lo que se traduce en que se genera un 84 % anual más de energía eléctrica a partir de energías no renovables.

Además, vemos que la mejora anual en este aspecto es inexistente. Mientras que cada año la generación energética aumenta entre un uno y un dos por ciento, el porcentaje de esta respecto al total se mantiene en torno a un 8%, lo cual nos quiere decir que no se está realizando prácticamente ningún esfuerzo en mejorar esta situación.

En la siguiente imagen se observa una comparativa entre la generación renovable y la no renovable, a través de la cual se puede comprender la diferencia porcentual de forma más sencilla.

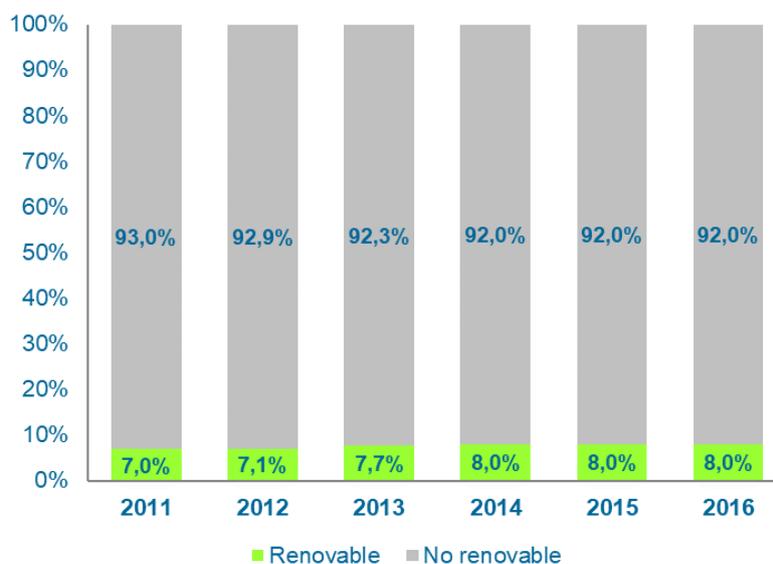


Fig. 3 Comparativa porcentual entre generación renovable y no renovable [8]

Estos datos son bastante desalentadores, ya que en las Islas Canarias existen una serie de características (sol, viento, geotermia...) que incitan a que el “mix energético” de la isla sea mucho más rico en energías renovables. En el siguiente gráfico se trata otra forma de representación del reparto de la generación eléctrica en la comunidad autónoma.

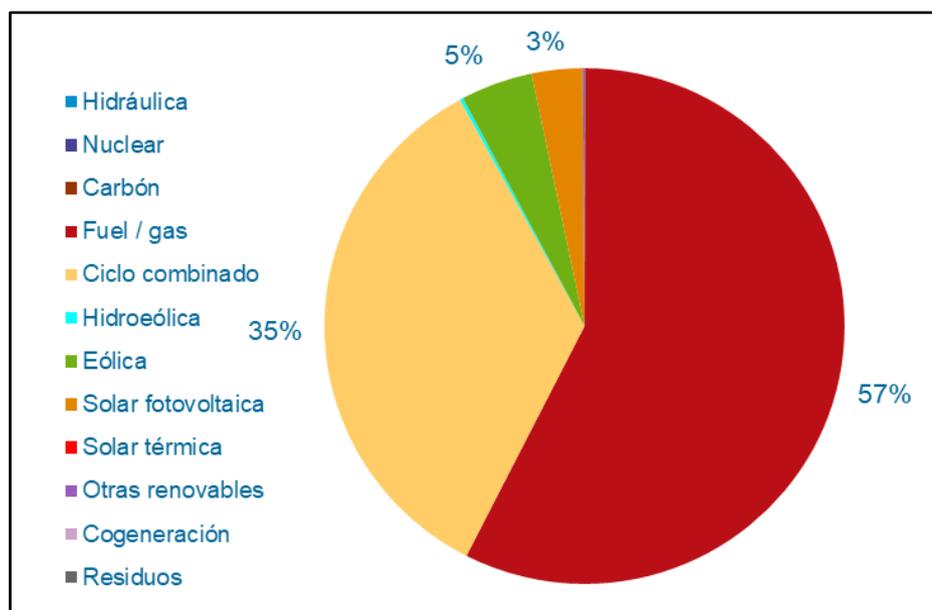


Fig. 4 Estructura de la generación eléctrica canaria [8]

De esta manera se vuelve a comprobar que apenas el 8% de la energía producida en Canarias es limpia, y el resto proviene de ciclo combinado y de distintos usos de fuel o gas.

Como se comenta en apartados anteriores, uno de los objetivos principales de este proyecto es el de lograr abastecer una parte aceptable de la demanda energética de la isla de Tenerife. Con ello también se pretende aumentar el porcentaje de generación a partir de energías renovables tan pobre que hay en la comunidad, y de esta forma fomentar el empleo de energías limpias y contribuir a la reducción de emisiones nocivas para la atmósfera.

Por último, se muestra a continuación una serie de tablas en las que se reflejan las emisiones de CO₂ asociadas al sistema energético canario. En la primera tabla se muestran las toneladas de dióxido de carbono emitidas a la atmósfera por cada sistema de generación. En la segunda tabla se muestra el factor de emisión, el cual se trata de la relación entre las emisiones de CO₂ por cada MWh producido.

Emisiones de CO₂ asociadas a la generación anual Islas Canarias (tCO₂)				
Tecnología de Generación	2014	2015	2016	2017
Motores Diesel	1.758.992	1.810.308	1.826.686	2.024.346
Turbina de gas	472.897	430.175	362.881	321.526
Turbina de vapor	1.845.892	1.980.529	2.257.631	2.246.215
Ciclo Combinado	2.582.930	2.506.173	2.364.726	2.352.302
Emisiones (tCO₂)	6.660.711	6.727.185	6.811.924	6.944.389

Tabla 5. Emisiones de CO₂ asociadas a la generación anual Islas Canarias (tCO₂) [8]

Factores de emisión de CO₂ asociados a la generación anual Islas Canarias (tCO₂/MWh)				
Tecnología de Generación	2014	2015	2016	2017
Motores Diesel	0,82	0,82	0,82	0,82
Turbina de gas	1,3	1,3	1,3	1,3
Turbina de vapor	0,89	0,89	0,89	0,89
Ciclo Combinado	0,78	0,78	0,78	0,78
Factor de emisión	0,776	0,776	0,776	0,775

Tabla 6. Factores de emisión de asociados a generación anual Canarias (tCO₂/MWh) [8]

Como se puede ver, la cantidad de emisiones que envía la comunidad autónoma a la atmósfera anualmente está muy próxima a los siete millones de toneladas de CO₂. En cuanto al factor de emisión total está anualmente en torno a las 0,78 toneladas por cada MWh producido (en el factor de emisión total se tienen en cuenta todos los MWh producidos, incluidos los que provienen de energías renovables). Observando la segunda tabla se puede ver que la única tecnología de aprovechamiento que supera la tonelada por MWh es la turbina de gas. Esto es muy importante ya que, a pesar de ser la tecnología no renovable que menos produce, en proporción es la que más dióxido de carbono emite. Este dato se tendrá en cuenta en próximos apartados ya que, si la planta geotérmica objeto de este proyecto logra evitar la producción a partir de la turbina de gas, se logrará eliminar la tecnología más contaminante (o parte de ella).

7. Análisis de soluciones

Para alcanzar el diseño final de la planta por el que se ha optado, se han tomado una serie de decisiones en los distintos aspectos críticos de la instalación.

7.1 Localización de la planta

Desde que se consideró la isla de Tenerife un área con gran potencial geotérmico, fueron adquiridas cuatro licencias para estudios de exploración geotérmica en la isla. Las cuatro licencias están ubicadas en tres dorsales volcánicas diferentes de Tenerife: Dorsal NE, Dorsal NO y Dorsal Sur (Fig. 5). Las cuatro licencias comprenden la superficie sub-aérea bajo la cual se midieron las anomalías de la temperatura del agua subterránea y los altos contenidos de sílice en el agua durante los estudios de exploración en el tiempo comprendido entre 1970 y 1990 [9].

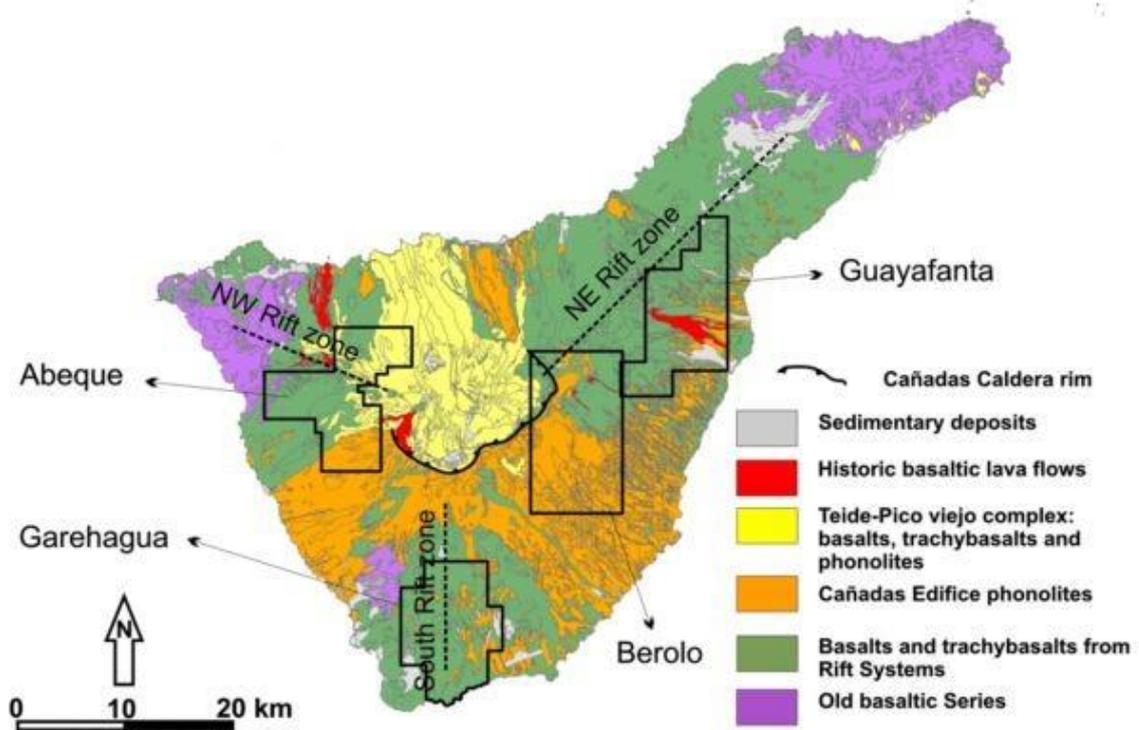


Fig. 5 Localización geográfica de las licencias de exploración geotérmica en Tenerife [9]

Estas cuatro licencias se conocen como: *Garehagua*, *Berolo*, *Guayafanta* y *Abeque*:

- *Garehagua* (100 km²) comprende una extensa área de la dorsal volcánica sur de Tenerife. Abarca pequeñas zonas de los municipios de Vilaflor, Granadilla de Abona y una gran parte de la extensión de los municipios de Arona y San Miguel de Abona.
- *Berolo* (130 km²) se sitúa en la dorsal noreste y comprende áreas de los municipios de Granadilla de Abona, Arico, Güimar, Fasnia y La Orotava.
- *Guayafanta* (103 km²) es otra licencia situada en la dorsal noreste, y comprende zonas de Güimar, Arafo, Candelaria y El Rosario.
- *Abeque* (102 km²) es una licencia situada en la dorsal noroeste y comprende áreas de los municipios tinerfeños de Icod de los Vinos, Garachico, El Tanque, Santiago del Teide, La Orotava y Guía de Isora.

Considerando que las licencias de exploración antes mencionadas se sitúan en las zonas de mayor potencial geotérmico de la isla, la localización de nuestra planta se seleccionará a partir de las mismas.

7.2 Estudio del recurso

En la isla de Tenerife se han realizado una serie de estudios para intentar predecir qué tipo de recurso geotérmico existe en la isla, así como sus propiedades. Debido a que se trata del único recurso fiable del que se dispone en la actualidad acerca de la geotermia existente en la isla, este proyecto se vale de dichos estudios para estimar un recurso geotérmico. A continuación, se listan dichos estudios.

Desde la década de los 70 hasta los 90 el Instituto Geológico y Minero de España desarrolló investigaciones intensivas de los recursos geotermiales en el país, incluyendo estudios en Tenerife, La Palma, Gran Canaria y Lanzarote [10].

En los años 1977, 1979, 1990 y 1993 se realizaron análisis geoquímicos e isotópicos de las descargas hidrotermales (fumarolas) en el Teide, además de estudios volcanoestructurales y

magnetotelúricos en la caldera de Las Cañadas. También se realizaron estudios hidroquímicos del agua subterránea [9] [10]. Además, como resultado de estos estudios de exploración, se realizó una perforación de exploración en Tenerife (y otras dos en Gran Canaria), sin resultados satisfactorios [9].

Como se comenta en el apartado anterior, las cinco licencias de exploración (existe otra más en Gran Canaria), comprenden el área donde se realizaron estos estudios.

Tras esto, el interés por la geotermia en las islas decayó, y entre 1994 y 2006 prácticamente no se avanzó en este sentido.

A comienzos de 2007, la empresa hispano-australiana Petratherm solicita varios permisos de investigación en Canarias, que les fueron otorgados por la DGIE de Canarias (las licencias de exploración nombradas hasta ahora) [11] [12]. Los sondeos y estudios realizados por la empresa fueron muy esperanzadores. Los sondeos profundos revelaron un gradiente geotérmico entre los 900 y 1020 metros de profundidad de unos 94 °C/km en Tenerife (tres veces superior al gradiente geotérmico normal).

En el año 2013 estos permisos fueron renovados. En 2011 se crea el Instituto Volcanológico de Canarias (INVOLCAN) [13], dependiente del Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER) [14], cuyo objetivo, entre otros, es el de fomentar el desarrollo de la energía geotérmica. En el año 2011 estas entidades iniciaron el proyecto de investigación denominado GEOTHERCAN cuya finalidad es la siguiente: “Desarrollo experimental de modelos 3D para la caracterización de yacimientos geotérmicos en el subsuelo de Canarias mediante el uso y la aplicación combinada de métodos geofísicos, geoquímicos y geológicos” [15]. Los diferentes socios del proyecto (también estaba incluido el Plan Nacional de I+D) realizaron una labor prospectiva centrada en tres prioridades: la geología volcanoestructural, geofísica magnetotelúrica (MT) y geoquímica de emanaciones difusas. Cuando llegó el momento de comenzar sondeos de reconocimiento a gran profundidad (1,5-2 km) se dieron lugar ciertos problemas de financiación. Finalmente, Petratherm renunció al proyecto [16].

En 2013, antes de la renuncia del proyecto por parte de Petratherm se publica en su página web un pequeño informe sobre los estudios magnetotelúricos llevados a cabo en Tenerife para identificar un objetivo a taladrar para los sondeos profundos que nunca se llevaron a cabo. Una empresa consultora denominada Sinclair Knight Merz (SKM), actualmente adquirida por Jacobs Engineering Group [17], realizó un análisis geoquímico de las fumarolas activas en el Teide y estiman un sistema geotermal dominado por líquido con una temperatura de aproximadamente unos 240 °C. Esta estimación se ubica en las cercanías del municipio de Vilaflor (dentro de la licencia de *Garehagua*). Además el trabajo de modelado sugiere que con una perforación de unos 2 km es suficiente para penetrar hacia el potencial sistema geotérmico [18].

En el año 2014, aún a pesar del abandono del proyecto por parte de la empresa australiana, las principales entidades de la isla relacionada con la geotermia continúan con los estudios y publicaciones al respecto. En verano de 2014 se publica un artículo referente al estudio de emanaciones difusas de helio e hidrógeno, con el objetivo de comprobar qué licencias de exploración son las más propicias para albergar un recurso hidrotermal de alta entalpía [9]. Los resultados de este estudio se comentan en el apartado 8.1 de esta memoria.

Por otro lado, en otoño del mismo año se realiza otro artículo referente a los estudios superficiales geofísicos y geoquímicos en la dorsal sur de la isla (como se verá más adelante, una de las zonas más propicias para albergar el recurso hidrotermal más atractivo) [19]. En la zona norte de esta área de estudio, se llevaron a cabo los estudios magnetotelúricos, en concreto un total de 47 (ver Fig. 6), con los que se obtuvo un nuevo modelo de resistividad en 3D.

El modelo de resistividad 3D muestra una distribución geoelectrica típica de un sistema geotérmico de alta temperatura con una capa de baja resistividad, interpretada como una capa de arcilla impermeable. El límite más profundo de la capa de arcilla se ubicó aproximadamente a 1500 m de profundidad, lo que sugiere que la perforación exploratoria para llegar a la parte superior del sistema geotérmico debe tener unos 2000 m de profundidad [19].

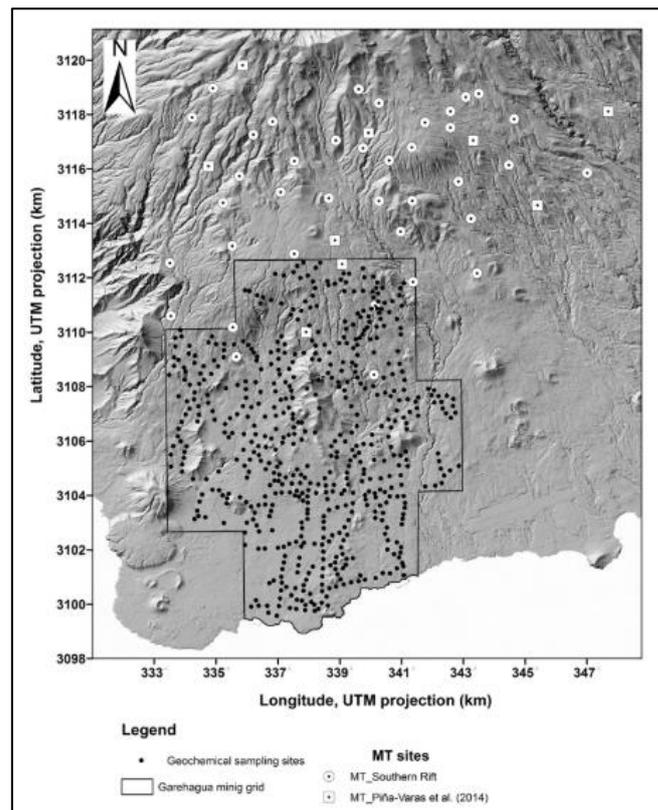


Fig. 6 Localización de los puntos de muestreo seleccionados para estudios geoquímicos y de las estaciones magnetotelúricas [19]

Los sistemas geotérmicos suelen estar recubiertos por un “cap-rock” conductor debido a una especial alteración hidrotermal (ver Anexo II).

Es por ello por lo que el modelo 3D de resistividad es tan importante para hallar una zona atractiva donde perforar. En la Fig. 7 se puede ver la localización de las tres secciones transversales que usaron para los modelos de resistividad 3D. Además, en la misma imagen se muestra el modelo de resistividad de la sección transversal de los tres perfiles. En ella, los colores rojo y amarillo delimitan la extensión de la capa de alteración de arcilla hidrotermal, lo que refleja la más que probable existencia del recurso hidrotermal deseado [18].

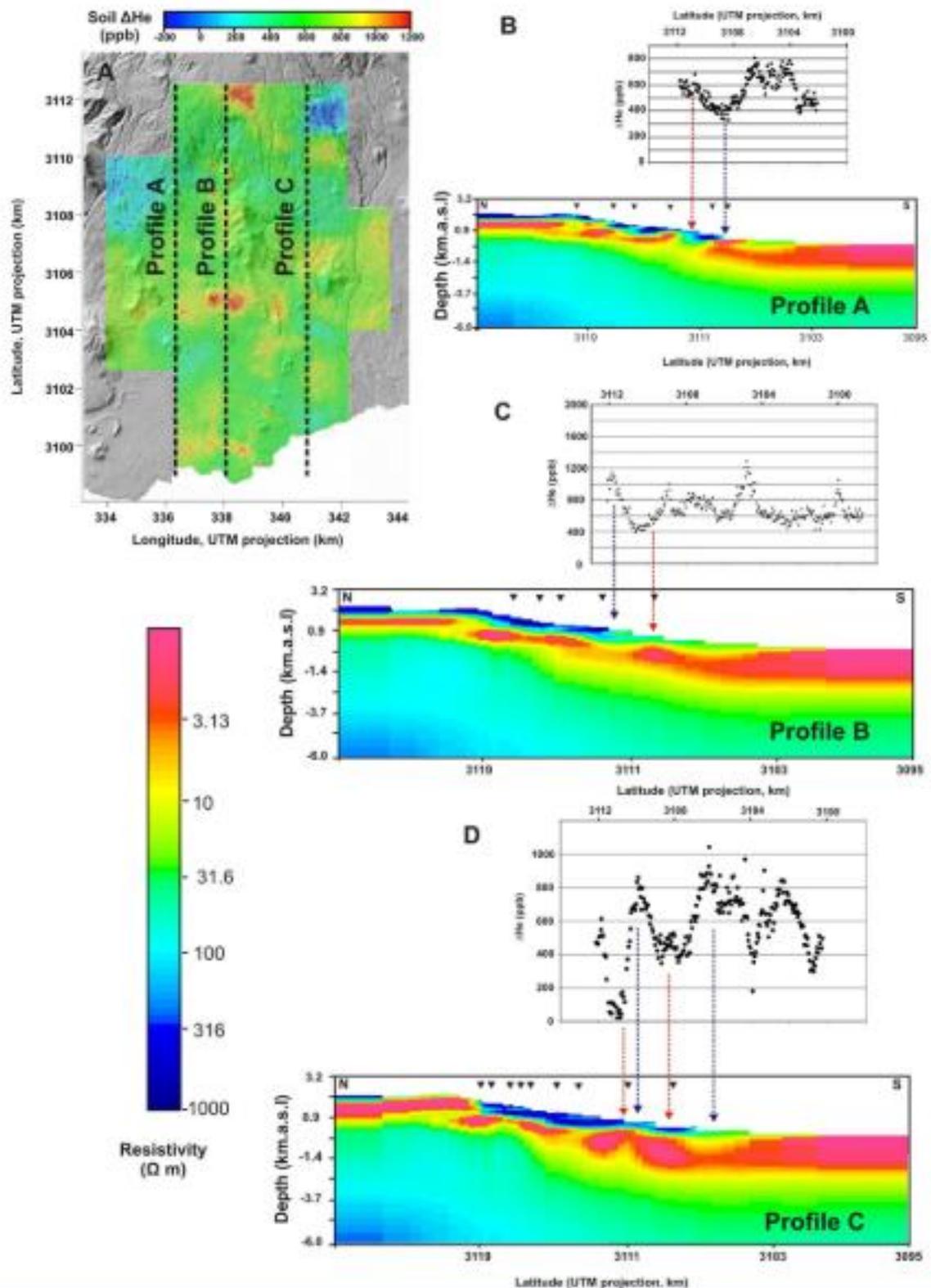


Fig. 7 Resistividad de la sección transversal Norte-Sur de las anomalías de *Garehagua* [19]

Como se puede ver, los estudios realizados hasta la fecha nos proporcionan datos muy útiles acerca de las áreas de mayor potencial geotérmico, así como estimaciones de temperatura y profundidad del recurso. Sin embargo, son necesarios más datos para continuar con el proyecto, al menos la entalpía del fluido y el caudal extraíble por sondeo de este. Para ello, emplearemos un informe del IGME del año 1984 en el que se habla de una entalpía hipotética y de un caudal extraíble típico en este tipo de recursos [20].

Este informe toma como entalpía hipotética un rango de 250-280 kcal/kg en el fluido geotérmico. Además, supone un rango de caudal extraíble con una buena penetración el almacén de 150-250 m³/hora, basándose en los sondeos existentes de explotación de aguas en terrenos similares.

Con todos estos datos ya se tiene una estimación aproximada de las propiedades del recurso, es decir, su profundidad, temperatura del fluido, caudal extraíble y entalpía de este. En apartados posteriores se seleccionan los valores definitivos teniendo en cuenta los estudios mencionados en este apartado.

7.3 Tecnología de aprovechamiento

Una vez estimado el recurso geotérmico de la isla, se debe seleccionar la tecnología de aprovechamiento energético que se empleará. Las distintas tecnologías se explican de manera más detallada en el Anexo II. En este apartado nombraremos las distintas propuestas previas para la central geotérmica, teniendo en cuenta el recurso esperable comentado en el apartado previo a este.

Los principales tipos de tecnología de aprovechamiento se pueden agrupar en los siguientes grandes grupos:

- Vapor seco
- Flash (simple, doble o triple)
- Ciclo binario ORC

- Ciclo flash/binario ORC

Dependiendo del tipo de recurso, de la temperatura del fluido geotérmico y de la cantidad de gases no condensables existentes, en la siguiente tabla se recogen las configuraciones más recomendadas [21].

Resource	Temperature	NCG	Dissolved slides	Configuration
Water	High or medium	Low	Low	Condensing steam (double-flash) or ORC
		High	Low	ORC
		Low	High	ORC
	Low	Any	Any	ORC
Water Dominated	High or Medium	Low	Low	Condensing steam double-flash or single-flash + ORC
		High	Low	ORC
		Low	High	ORC
	Low	Any	Any	Two-phase ORC
Steam Dominated	High or Medium	Low	Low	Condensing steam (single or double-flash) or condensing steam (single-flash) + ORC
		High	Low	Integrated Geothermal Combined Cycle
		Low	High	or Two-phase ORC
	Low	Any	Any	Two-phase ORC
Dry Steam	High or low	Low	Low	Condensing Steam
		High	Low	Geothermal Combined Cycle
		Low	High	Geothermal Combined Cycle
	Very High	Low	Low	Triple Flash Condensing
		High	Low	Geothermal Combined Cycle
		Low	High	Geothermal Combined Cycle

Tabla 7. Comparación de los sistemas básicos de conversión de energía geotérmica [21]

Como vemos, para un recurso dominado por agua de alta temperatura las opciones más recomendadas son el ciclo de doble flash, el ciclo binario ORC o la combinación de un ciclo flash simple y un ciclo binario ORC. Debido a que no se ha realizado un análisis de los gases no condensables existentes en el fluido geotérmico (no se ha llegado a los sondeos exploratorios profundos), no se discrimina ninguno de los tres tipos de configuración recomendadas.

Otras configuraciones si serán descartadas, como es el caso de la planta de vapor seco (era de esperar ya que el recurso será dominado por líquido). También, debido a que, como se

verá posteriormente, se estimará una proporción muy baja de vapor en el recurso, se excluirá el ciclo tipo flash simple, ya que no se aprovecharía bien el recurso. Sí que se estudiará el ciclo de doble flash para estudiar cómo se comportaría.

El ciclo basado en el tipo binario ORC (Ciclo Rankine Orgánico) o el que combina (o integra) el ciclo binario con la planta tradicional flash, son las configuraciones más adecuadas. Sin embargo, hay varios subgrupos dentro del ciclo tipo binario, con distintas configuraciones. A continuación, se listan los distintos tipos de planta que se tendrán en cuenta en el proyecto como ideas previas de diseño.

Las configuraciones que se consideran, y que se explicarán más adelante son:

- ✓ Doble flash
- ✓ Ciclo binario ORC recuperativo
- ✓ Ciclo integrado flash-binario ORC

En base a estos tres tipos de configuración se realizarán los cálculos (ver Anexo I), y se seleccionará la configuración óptima para el proyecto. Para una mejor comprensión de las distintas tecnologías de aprovechamiento se utilizará el Anexo II. Esta sección sirve como breve introducción a cada una de ellas.

7.3.1 Doble flash

Las plantas de vapor doble flash son una mejora respecto a las plantas de ciclo flash simple. Con una configuración doble flash se puede producir entre un 15% y un 25% más de potencia de salida para las mismas condiciones del fluido geotermal [21]. En contrapartida, la planta es más compleja, más costosa y requiere de un mayor mantenimiento.

La mayoría de los elementos de un doble flash son muy similares a la configuración de flash simple. La nueva característica es que se añade un segundo proceso flash en el líquido separado previamente para generar vapor adicional a una presión más baja que el vapor primario (ver Fig. 8).

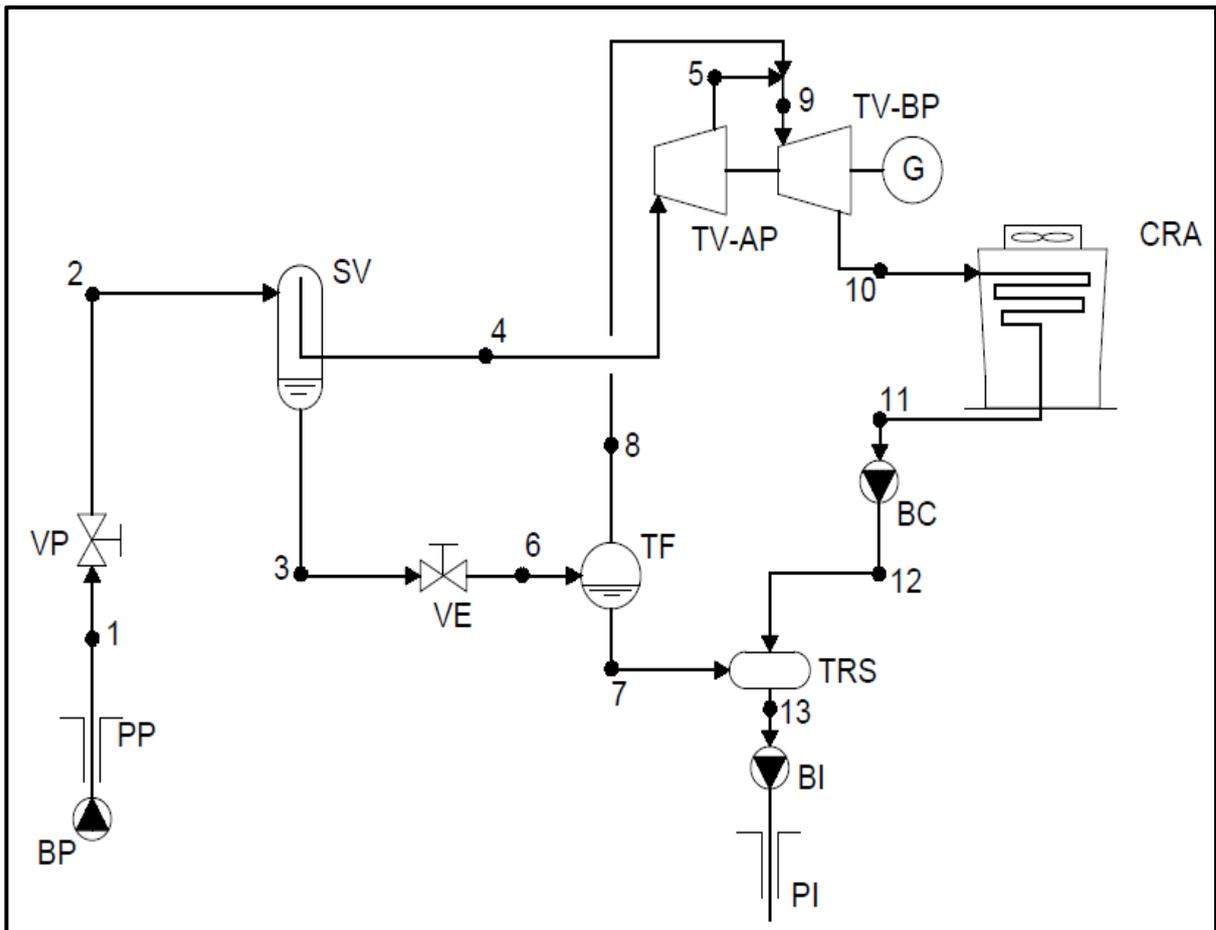


Fig. 8 Ciclo doble flash (Elaboración propia)

7.3.2 Ciclo binario ORC recuperativo

El ciclo binario ORC recuperativo surge para evitar uno de los problemas principales de las instalaciones geotérmicas, el aumento de la escala de sílice en el fluido conforme desciende la temperatura de la salmuera. Para superar parcialmente el límite de temperatura de enfriamiento se añade un recuperador al ciclo, el cual proporciona parte del calor de precalentamiento del vapor que sale de la turbina (ver Fig. 9).

Este recuperador sólo será aplicable cuando el fluido orgánico es del tipo de “expansión seca”, un tipo de fluido donde la expansión en la turbina debe realizarse en la zona seca sobrecalentada, y el vapor expandido contiene calor que debe extraerse antes de la etapa de condensación [21].

Este ciclo es un 10-15% más eficiente que el ciclo de Rankine orgánico simple [21].

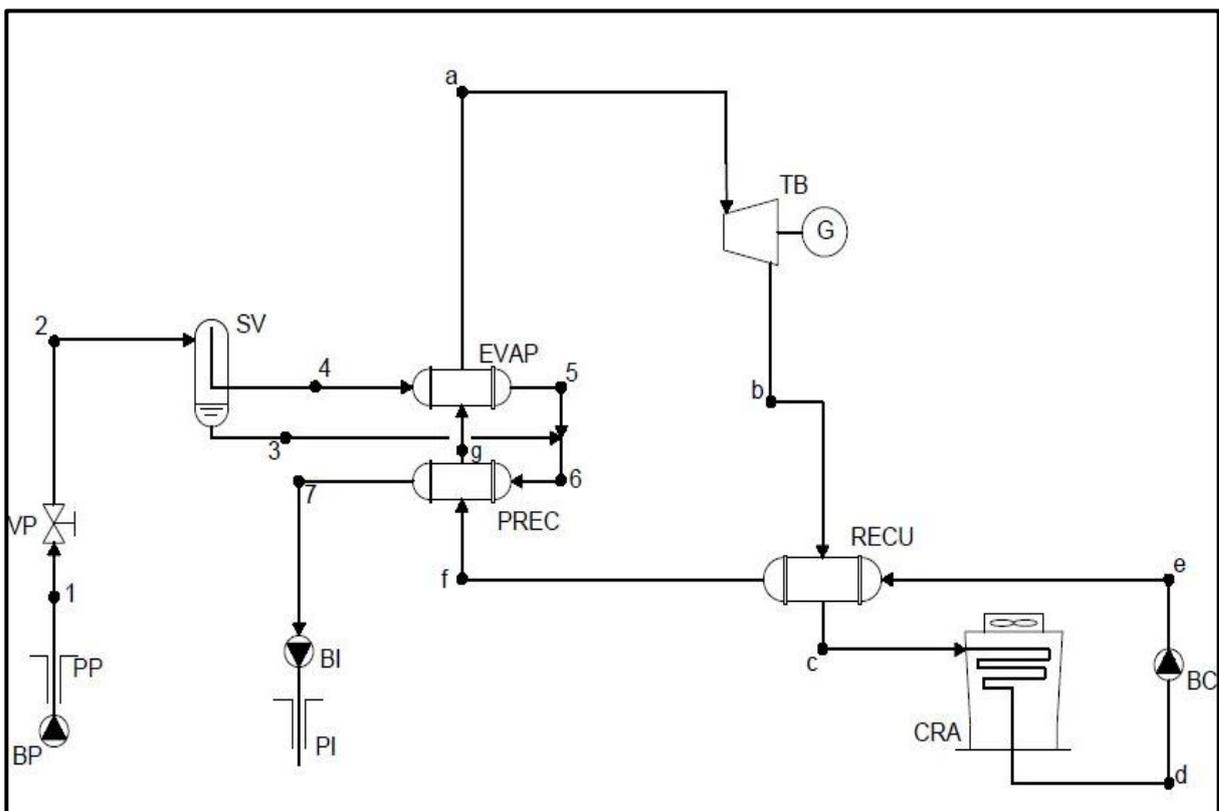


Fig. 9 Ciclo binario ORC recuperativo (Elaboración propia)

7.3.3 Ciclo integrado flash-binario

En una planta de ciclo flash simple, el líquido residual del separador se envía directamente a los pozos de inyección. En este caso, en una planta de ciclo combinado flash-binario se inserta un ciclo binario para acceder a la tubería de reinyección, donde extrae algo de calor, reduciendo la temperatura de la salmuera de desecho antes de la inyección, y generando una potencial adicional sin nuevos pozos de producción [22].

El ciclo integrado es muy similar al combinado, con la diferencia de que añadimos un segundo ciclo binario. El primero, utilizará únicamente como fuente de calor el vapor de escape de la turbina de vapor. El segundo, empleará el líquido residual proveniente del separador. Es una configuración de mayor costo, y en la que, al existir varios procesos de condensación, hay que tener cuidado con la temperatura de reinyección (ver Fig. 10).

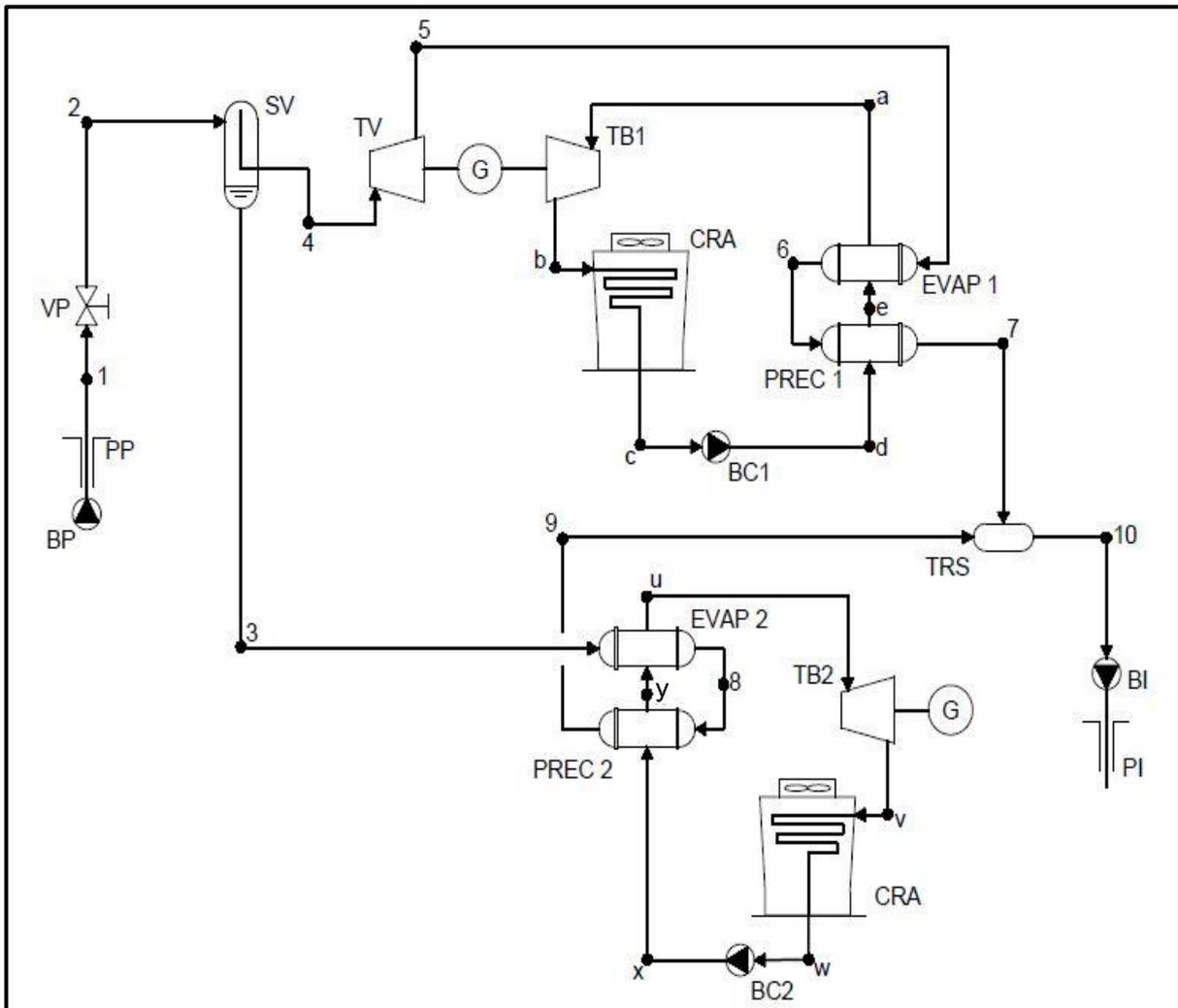


Fig. 10 Ciclo integrado flash-binario ORC (Elaboración propia)

Esta configuración evita los principales inconvenientes de ambas tecnologías: la expansión de vapor en la presión de retorno es más pequeña, limitando la humedad del vapor y sus efectos, mientras que la presión parcial de los gases no condensables (NCG) es pequeña, por ello también lo es su efecto sobre la condensación en el ciclo ORC. Además, el NCG está

por encima de la presión atmosférica, por lo tanto, pueden expulsarse sin la necesidad de bombas de vacío, o reinyectarse en el pozo de inyección. Otra ventaja es que el uso de un condensador refrigerado por aire en el ORC es más rentable que en una turbina de condensación de vapor [21].

En este caso, se utilizará la configuración de la imagen, en la cual se usa solo la parte de alta presión de la turbina (“back-pressure steam turbine”) y se utiliza el vapor de escape como fuente de calor para el evaporador del ciclo ORC superior, en vez de llevar directamente el vapor de escape a la reinyección.

7.4 Fluido de trabajo ORC

Para el caso de las configuraciones que se basan en la tecnología binaria ORC, se necesita definir un fluido de trabajo, cuyo punto de ebullición es inferior al del agua, y que absorberá parte del calor del recurso en los intercambiadores de calor y moverá una turbina binaria específica para el empleo de este tipo de fluidos.

En este proyecto se escogen ocho fluidos empleados en este tipo de instalaciones a modo representativo (hay que tener en cuenta que se han estudiado más de 700 fluidos de trabajo que se podrían emplear [23]).

Se escogen cuatro alcanos: n-butano, n-pentano, ciclopentano e isopentano; tres hidrocarburos aromáticos: tolueno, etilbenceno y o-xileno; y un siloxano lineal: MM (hexametildisiloxano). A continuación, se muestra una tabla con los parámetros principales de cada uno de ellos (Tabla 8). Se realizará una pequeña labor de optimización para seleccionar el fluido de trabajo más adecuado para las configuraciones seleccionadas.

Fluido	Fórmula	T _c (°C)	P _c (MPa)	Fuente
n-Butano	C ₄ H ₁₀	150,8	3,718	[21]
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	193,9	3,24	[21]
Ciclopentano	cyclo-C ₅ H ₁₀	238,55	4,51	[23]
Isopentano	i-C ₅ H ₁₂	187,8	3,409	[21]
Tolueno	C ₇ H ₈	318,65	4,109	[23]
EtilBenceno	C ₈ H ₁₀	344,05	3,609	[23]
o-Xileno	C ₈ H ₁₀	357,18	3,732	[23]
MM	C ₆ H ₁₈ OSi ₂	245,55	1,925	[23]

Tabla 8. Temperatura crítica (T_c) y presión crítica (p_c) para distintos fluidos de trabajo
 (Elaboración propia)

Esta lista incluye algunos fluidos que no son muy empleados en la industria, como el MM o el o-Xileno, sin embargo, se evalúan también para comprobar su potencial. Los más empleados en la industria son los alcanos. Se elegirá el fluido más conveniente, atendiendo a factores como: potencia y rendimientos obtenidos, GWP, toxicidad, flamabilidad, o si son de uso habitual o no en la industria.

8. Resultados finales

En este apartado se mostrarán los resultados finales tales como la localización final elegida para la planta de potencia, la estimación del recurso y los parámetros seleccionados para este, la tecnología de aprovechamiento elegida, así como un resumen de los distintos resultados obtenidos en el cálculo.

8.1 Localización de la planta

Finalmente, tras consultar los resultados del estudio de helio difuso y de desgasificación de hidrógeno [9], y tras comprobar los avances en estudios geoquímicos y geofísicos de la dorsal sur de Tenerife [19], se ha decidido que la planta objeto de este proyecto se ubicará en dicha dorsal y, por lo tanto, en la licencia de exploración conocida como *Garehagua*, y que abarca 100 kilómetros cuadrados de superficie.

En el estudio de gases difusos [9] se emplea un parámetro adimensional con un valor de 1 a 5, que funciona como índice de potencial geotérmico, siendo 1 el valor más favorable y 5 el menos favorable. Se aplica un parámetro de este tipo a cada licencia, para cada tipo de estudio que se ha realizado. Finalmente, los parámetros de cada estudio se suman, obteniendo como resultado el potencial geotérmico de la licencia, en función de los distintos estudios, en los que se ha analizado el He, el H₂ y su relación con otros gases como argón o neón. Viendo la tabla (Tabla 9), se observa que la licencia de *Garehagua* tiene el índice de mayor potencial geotérmico.

Islands	Tenerife				Gran Canaria
	Abeque	Garehagua	Berolo	Guayafanta	Atidama
Geothermal mining grid					
Area (km ²)	102	100	130	103	104
# Sampling sites	406	557	577	541	600
He mean peak pop. (×background pop.)	1.57	1.70	1.53	–	1.15
Value for He ^a	2	1	3	5	4
H ₂ mean peak pop. (×background pop.)	8.23	18.84	3.25	3.24	3.79
Value for H ₂ ^a	2	1	4	5	3
He/Ar ratio (>3 × air value) (%)	0.57	0.18	0.00	0.00	0.00
Value for He/Ar ^a	1	2	5	5	5
He/Ne ratio (>3 × air value) (%)	0.80	0.18	0.00	0.00	0.00
Value for He/Ne ^a	1	2	5	5	5
H ₂ /Ar ratio (>3 × air value) (%)	2.00	19.96	39.64	1.11	41.97
Value for H ₂ /Ar ^a	4	3	2	5	1
Value for N ₂ –Ar–He diagram ^a	1	2	2	3	3
Value for N ₂ –Ar–H ₂ diagram ^a	2	1	2	3	3
Total geochemical values	13	12	23	31	24

^a Geochemical values from 1 (best value) to 5 (worst value)

Tabla 9. Características geoquímicas y geográficas de las licencias de exploración [9]

Es por las razones en este apartado expuestas, además de las comentadas en el apartado 7.2 (donde se muestra el modelo de resistividad 3D del área), que se ha decidido que la planta geotérmica se ubicará en la licencia de *Garehagua*.

Para decidir la localización exacta de la planta, se vuelven a utilizar los estudios geoquímicos y geofísicos en el área [19]. A partir de dicho estudio, se obtiene la Fig. 11, donde se muestra la distribución espacial de la intensidad de las anomalías, como resultado de los estudios. Esta imagen permite la orientación de cara a la ubicación exacta de la planta.

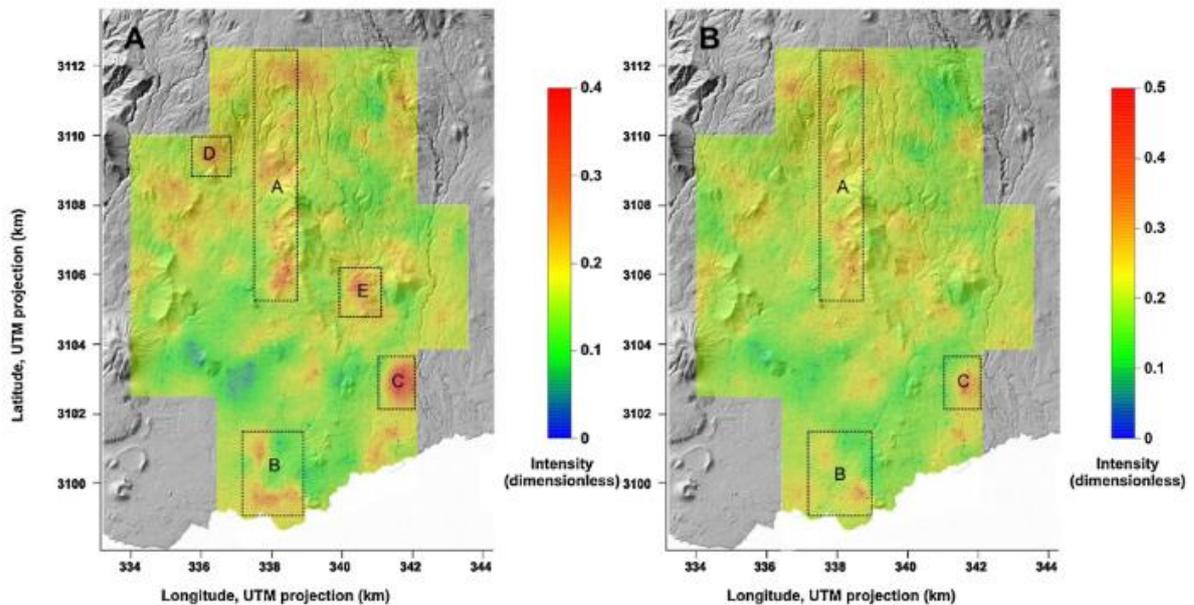


Fig. 11 Distribución espacial de la intensidad de las anomalías en *Garehagua* [19]

Se observa que se tienen dos tipos de distribución espacial, A y B. Las distribuciones se diferencian en que la segunda únicamente tiene en cuenta la concentración de ΔHe , H_2 y ^{222}Rn , sin embargo, la primera, además de tener en cuenta dicha concentración de gases, también incluye las emisiones de CO_2 . En dichas distribuciones se distinguen cuatro zonas A, B, C, D y E, de las cuales A, B y C se mantienen en ambas distribuciones, mientras que D y E aparecen en la primera distribución gracias a sus emisiones de dióxido de carbono, ya que su concentración de gases no es significativa.

Para su localización exacta, además de la intensidad de las anomalías, tenemos en cuenta algunos factores como, las poblaciones a lo largo de la superficie de la licencia, la accesibilidad o la superficie, en m^2 (estimada), que abarcará nuestra planta.

Tras interpretar la distribución de las anomalías y los modelos de resistividad, y tras estudiar el terreno que abarcan ambos, se ha propuesto una ubicación exacta para la planta.

A través de la Sede Electrónica del Catastro [24] y del IDE Canarias [25], se ha seleccionado una parcela de terreno, dentro de las zonas de mayor potencial geotérmico. Se

trata de una parcela de 30.483 m² ubicada en el municipio de Arona, al noroeste del Valle de San Lorenzo, en las cercanías de la población de Jama, y del roque del mismo nombre, con acceso desde la carretera TF-565 (ver planos de situación y emplazamiento).

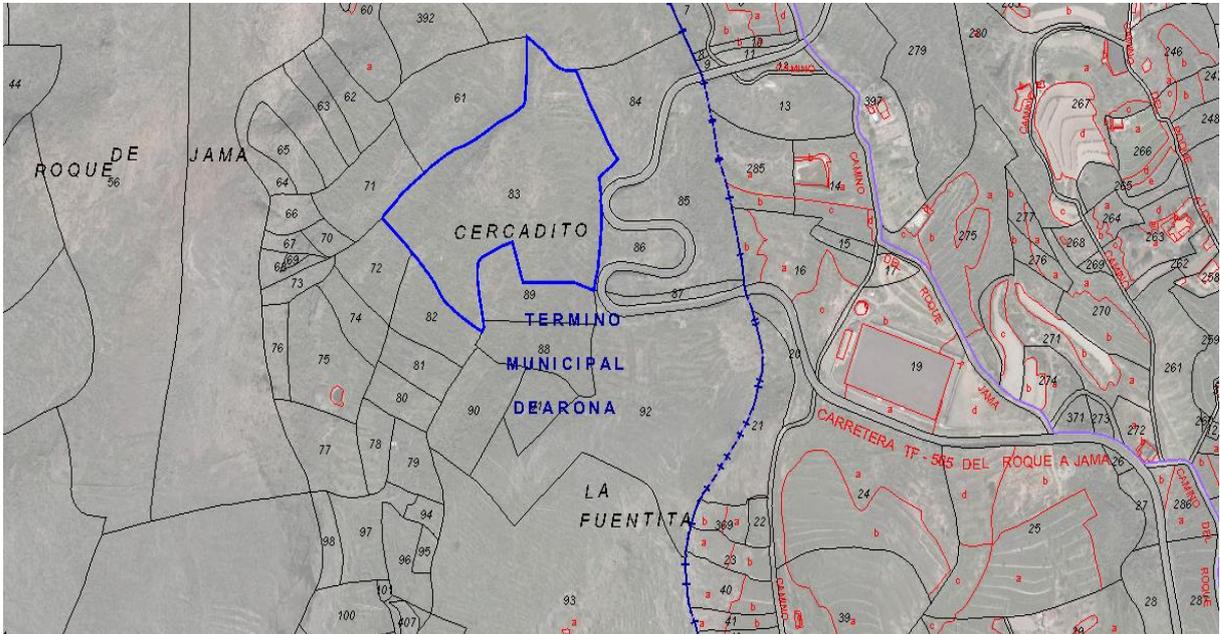


Fig. 12 Mapa de emplazamiento, parcela propuesta resaltada en azul (Elaboración propia).

En la bibliografía consultada se tratan distintas estimaciones de terreno ocupado por una planta geotérmica. Las plantas que emplean condensadores refrigerados por aire, como es el presente caso, ocupan bastante más espacio que las refrigeradas por agua [3]. Teniendo esto en cuenta se buscan ejemplos similares, y se propone una estimación de 2.000 m²/MW. Esta estimación es mayor que la de cualquier ejemplo de la bibliografía, posiblemente la planta real ocupe menos espacio. Esto también dependerá de la producción final. Para nuestra producción de energía de 6,5 MW (aproximando), para un solo pozo de producción la ocupación del terreno estimada sería de unos 13.000 m². Con esta parcela de más de 30.000 m², esta planta cabría dentro de la parcela perfectamente.

En la Fig. 12 se muestra un mapa de emplazamiento, destacando la carretera TF-565 como principal medio de acceso a la parcela. Obviamente, esto es únicamente una propuesta de emplazamiento, en caso de materialización del proyecto, habría que definir el tamaño exacto de la planta para poder seleccionar una parcela (o conjunto de ellas) apropiadas a la planta. Esto siempre tras hacer los primeros sondeos exploratorios y comprobar de qué recurso se dispone.

También se tiene que tener en cuenta que si deseamos una distancia entre los pozos de producción y de reinyección de unos 2 km (ver apartado 8.5.1) requerimos de una superficie aún mayor.

En la Fig. 13 vemos una vista aérea obtenida con Google Earth, En ella se puede ver que es un terreno relativamente llano en comparación con las otras parcelas de la zona.

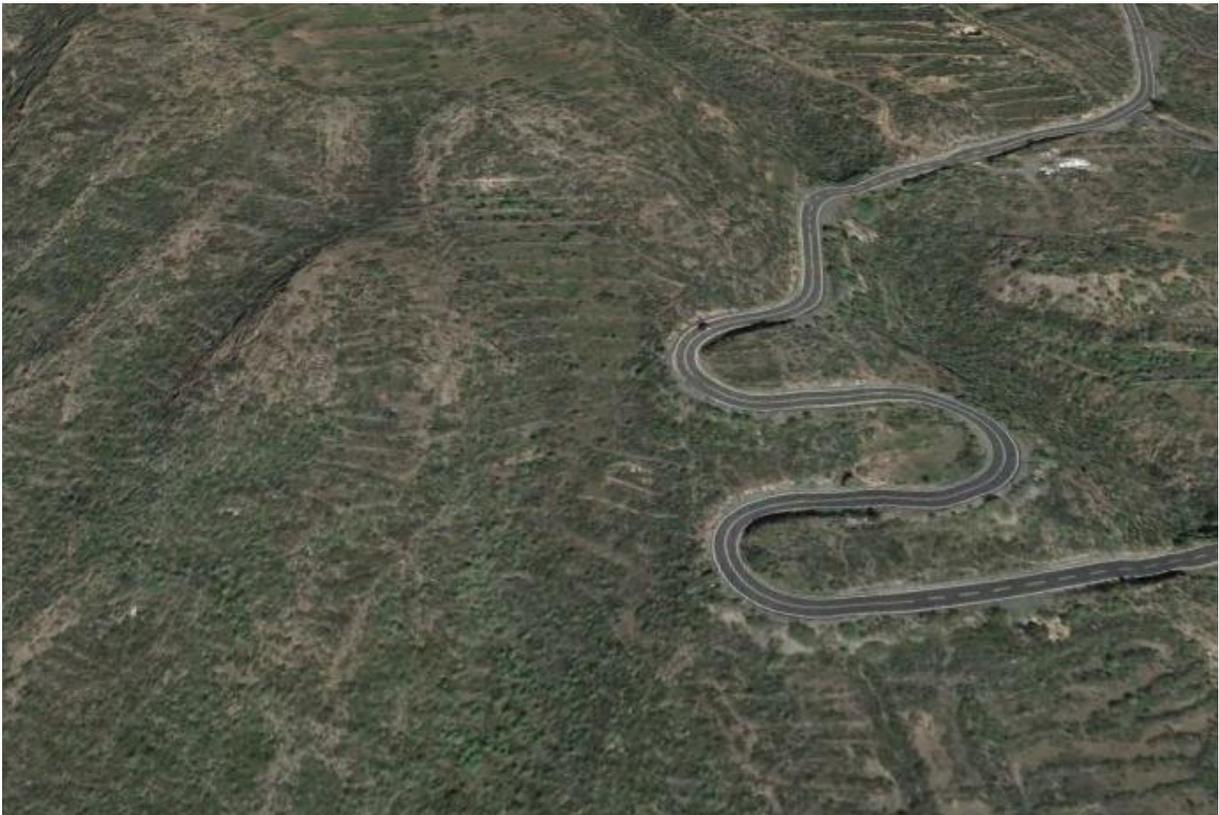


Fig. 13 Vista aérea de la zona de emplazamiento. (Elaboración propia)

8.2 Recurso geotérmico

En los apartados 7.2 y 8.1 se habla de los distintos estudios del recurso geotérmico existente en la isla, así como su localización o algunos parámetros estimados. En este apartado se definen los parámetros relacionados con el recurso que se utilizan finalmente para el cálculo de la central geotérmica.

Como se comenta en el apartado 7.3 se emplea la estimación para la entalpía del fluido tomada por el IGME de entre 250-280 kcal/kg, lo que son aproximadamente 1050-1200 kJ/kg, lo cual son valores muy comunes para un recurso geotermal de este tipo dominado por líquido.

Hay distintas fuentes que estiman la temperatura del fluido en distintos valores. El IDAE habla de un rango de 200-220 °C [2], el IGME estimó en los estudios de finales del siglo 20 un rango de 250-400 °C [20], la consultora contratada por Petratherm, SKM concretaba en 240 °C la temperatura [18], y los estudios geofísicos y geoquímicos manejan el rango de 250-300 °C [19]. Teniendo en cuenta todas estas estimaciones, se escoge una temperatura de 250 °C para los cálculos.

Para el caudal extraíble por sondeo, no existen valores exactos ya que no se llegaron a realizar sondeos de exploración, por lo tanto, se usa un rango de valores típico en yacimientos geotermales similares en otras plantas geotérmicas. Este rango será de 150-250 m³/h [20], lo que equivale a unos 42-70 kg/s. Dentro de este rango escogemos un valor medio de 56 kg/s para los cálculos.

El resto de datos de partida (parámetros referentes a equipos), se analizan y escogen en el Anexo I.

8.3 Perforación

En este proyecto no se abarca la ingeniería de yacimientos, ya que se considera que este apartado requiere de más datos acerca del depósito geotermal existente (recordemos que en la actualidad no se han llegado a elaborar sondeos de exploración), además de un tratamiento específico considerable, ya que es un aspecto fundamental de un proyecto para una central geotérmica, sobre todo teniendo en cuenta que representa un porcentaje mayoritario del coste final del proyecto, si se llega a materializar. Por estas razones, no se puede afirmar cuál es el método óptimo de perforación. Sin embargo, en el Anexo II se tratan los más básicos y principales aspectos de la perforación de yacimientos geotermales.

8.4 Aprovechamiento

Finalmente, tras evaluar las distintas alternativas de diseño, se ha seleccionado para este proyecto una planta que funciona bajo un ciclo binario recuperativo. En el Anexo I se describen los cálculos por los que se ha llegado a esta conclusión.

Para empezar, un ciclo binario aprovecha mejor un recurso de este tipo, dominado por líquido, que una configuración tipo flash, debido a que se tiene un porcentaje de vapor de agua muy bajo en la instalación propuesto. También hay que tener en cuenta que el condensado se propone por aire, debido a la baja disponibilidad de agua en la localización geográfica. Este sistema de condensado por aire es muy poco recomendado para plantas tipo flash, siendo empleadas exclusivamente en plantas binarias, lo cual reduce el interés de este proyecto por la configuración doble flash.

La planta integrada flash-binaria producirá más potencia que la binaria recuperativa, sin embargo, sólo produce en torno a un 10% más, también debido al bajo nivel de vapor que se tiene. Este 10% se considera insuficiente para poner esta configuración por encima de la binaria recuperativa, ya que el coste de la planta es muy superior (incluye dos turbinas más, un sistema de intercambiadores de calor más, y un sistema de condensador por aire más, con su consecuente coste de mantenimiento y operación).

Para llegar a esta conclusión, se ha realizado un análisis energético de los principales equipos que constituyen cada una de las configuraciones. Tomando distintos puntos de estudio (definidos en el Anexo I) y calculando propiedades en cada uno de ellos (temperatura, presión, entalpía, entropía...), así como sabiendo los distintos caudales másicos que circulan por la instalación, se obtienen los distintos intercambios de energía, tanto calorífica, como en forma de energía mecánica, a través de balances de energía (todos los cálculos se incluyen en el Anexo I). Se construye la siguiente tabla con la comparativa entre los resultados obtenidos para cada configuración (Tabla 10).

COMPARATIVA			
RESULTADOS	Doble Flash	Binario Rec	Flash-Binario
\dot{W}_{BC} (kW)	6,38	29,06	15,35
\dot{W}_{CRA} (MW)	0,46	1,20	1,15
\dot{W}_T (MW)	6,83	7,62	8,41
\dot{W}_{NET} (MW)	6,36	6,39	7,24
\dot{W}_E (MW)	6,04	6,07	6,88
η_T (%)	-	14,85	18,12
η_u (%)	41,39	41,59	47,15

Tabla 10. Comparativa de resultados de trabajo y rendimiento para las distintas alternativas de diseño (Elaboración propia)

Se puede observar que la configuración binaria ORC recuperativa es la que mayor consumo requiere (por parte de bomba y condensador), produciendo 6,39 MW netos de potencia., muy cercanos a los 6,36 MW netos de producción en la planta doble flash (la cual tiene consumos considerablemente inferiores). La planta integrada flash-binario produce algo más de un 10% más de energía neta, para unos consumos en equipos algo inferiores.

Para este proyecto se ha escogido una planta de configuración binaria recuperativa ORC, por las razones antes expuestas. Sin embargo, es muy probable que en el caso de que se cuente con un recurso mejor (mayor cantidad de vapor en el yacimiento y mayor temperatura), es muy probables que las otras dos configuraciones resulten más efectivas. Si la cantidad de vapor aumentara, la planta doble flash tendría un mayor caudal de vapor con el que mover las turbinas, y acabaría produciendo bastante más energía eléctrica, con un consumo de equipos muy pequeño (habría que tener en cuenta que no se recomienda refrigeración por aire en plantas tipo flash). Si la temperatura del recurso aumentara (y a ser posible la cantidad de vapor también), una planta flash-binaria acabaría produciendo una cantidad de energía que nos haría pensar la rentabilidad de una inversión considerablemente mayor, como es la que estas plantas requieren.

Sin embargo, finalmente para el proyecto que nos ocupa y el recurso que se estima en este, seleccionamos la planta binaria ORC recuperativa como configuración de diseño adecuada para lo que se requiere.

8.4.1 Módulo de potencia

Normalmente no se encuentran unidades de turbinas binarias de forma individual. Por lo general, se comercializan módulos de potencia que incluyen turbina, intercambiadores de calor, sistema de bombeo y sistema de condensado (ejemplos en las Fig. 14 y 15).

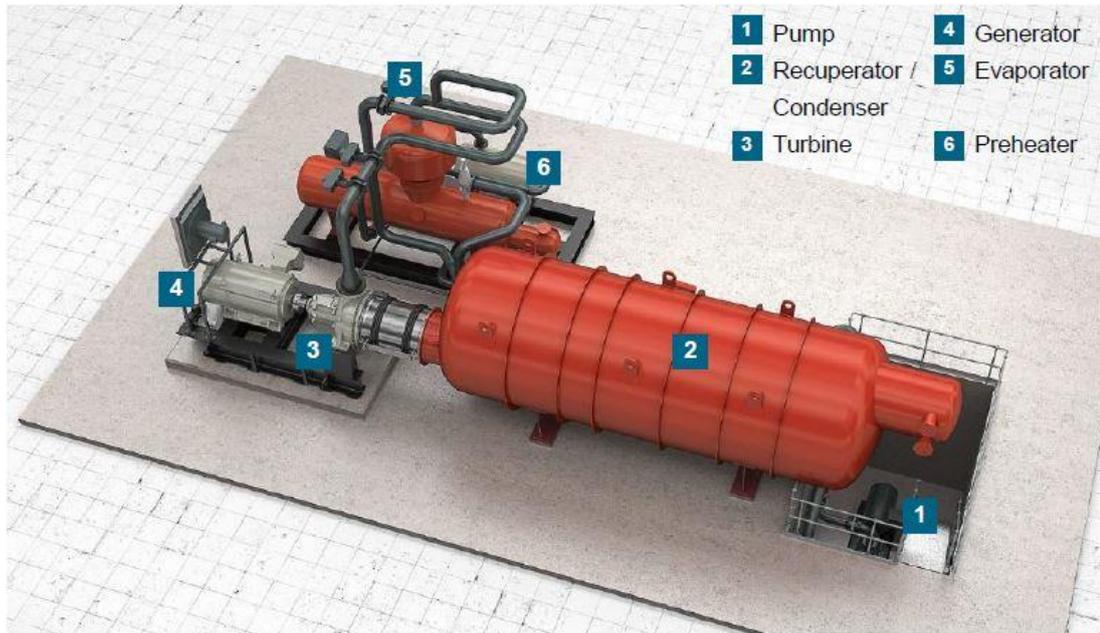


Fig. 14 Ejemplo de módulo ORC refrigerado por agua [26]

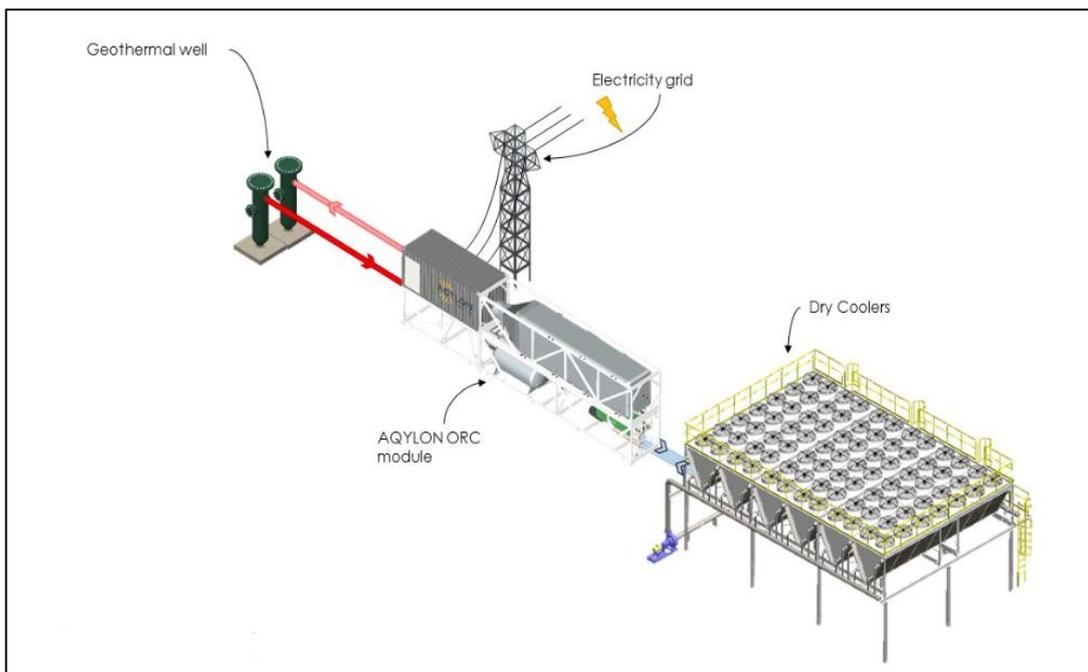


Fig. 15 Ejemplo de módulo ORC refrigerado por aire [27]

Existen módulos ORC que van desde potencias inferiores a 1 MW hasta módulos avanzados que superan los 20 - 21 MW [3], aunque los últimos no son habituales. Lo normal es encontrar unidades binarias de entre 3 - 6 MW de energía producida.

En este proyecto, los cálculos se han realizado para un único pozo de producción obteniéndose poco más de 6 MW de potencia eléctrica neta. Por lo tanto, se requiere de un módulo de unos 7 MW de capacidad o de varios módulos pequeños. Es más que probable que si el proyecto se materializa, y realmente se tiene un recurso igual o similar al estimado, finalmente se perforen varios pozos de producción, por lo tanto, se tendría que valorar la instalación de módulos ORC de mayor tamaño, o varios de ellos que abarquen toda la potencia prevista.

8.4.2 Sistema de condensado

Como se comenta en el apartado anterior, debido a la ubicación de la planta existe una baja disponibilidad de agua para un posible condensador refrigerado por agua. Por lo tanto, se ha optado por un sistema refrigerado por aire como el que se ve en la Fig. 16 o en la Fig. 17.



Fig. 16 Rehabilitación de la planta de potencia Aluto Langano [28]



Fig. 17 Módulo de condensadores refrigerados por aire Hexacool® [29]

La instalación de condensadores refrigerados por aire incluye los intercambiadores de calor, grupos de ventiladores, estructura de soporte, conductos de vapor y auxiliares, como las bombas de condensado y de drenaje, el tanque de condensado, unidades de evacuación de aire y tuberías relacionadas.

8.5 Sostenibilidad y renovabilidad

En este proyecto no se realizan estudios de sostenibilidad y renovabilidad, ya que requieren datos del yacimiento que se desconocen. En el Anexo II de este proyecto se tratan los aspectos fundamentales para el estudio de la sostenibilidad y renovabilidad de una central geotérmica.

Sin embargo, un aspecto importante para evitar la degradación del recurso consiste en el estudio de las condiciones de reinyección del fluido geotermal en el yacimiento.

8.5.1 Condiciones de reinyección

El proceso de reinyección consiste en la devolución del agua extraída del depósito geotérmico, tras haber extraído la energía de dicho fluido. Esta reinyección recarga el depósito geotérmico, contrarrestando la disminución de la presión debida a la producción y extrayendo más energía térmica de las rocas del yacimiento. Por lo tanto, esta reinyección podría incluso aumentar la capacidad de producción del depósito. Sin embargo, hay algunos problemas operacionales asociados a esta práctica. Por ejemplo, el posible enfriamiento de los pozos de producción (ver Anexo II). Es por ello, que la reinyección requiere de pruebas exhaustivas e investigación previa a la operación, para realizar esta práctica con éxito [30].

Primero, es necesario limitar la temperatura de la salmuera de reinyección. Esto se debe a dos razones principales. En primer lugar, si la temperatura desciende mucho, puede aumentar la escala de sílices en la salmuera. En segundo lugar, como se comenta en el párrafo anterior, si se reinyecta a una temperatura excesivamente baja puede disminuir drásticamente la temperatura del pozo, perjudicando la efectividad a largo plazo de la planta geotérmica. Se puede realizar un análisis del índice de escala de sílice, sin embargo, se debe limitar la temperatura aún más para reducir la disminución de la temperatura del pozo. Varios autores sugieren una temperatura mínima de reinyección de entre 70 y 100 °C [31]. Es por ello, que elegiremos el valor medio de 85°C como temperatura de reinyección para nuestros cálculos, de esta manera tenemos cierto margen de seguridad.

También se pueden emplear ciertos métodos específicos para contribuir a contrarrestar los principales problemas de la reinyección. Para reducir la tasa de precipitación de sílice en la salmuera se debe llevar un control del pH del fluido. Por otro lado, para retrasar el enfriamiento del pozo, es recomendable ubicar los pozos de reinyección lo suficientemente lejos de los pozos de producción, por ejemplo, a unos 2 km. Por último, se recomienda inyectar en el pozo a altas presiones (60-100 bar) [32].

8.6 Funcionamiento y descripción de la planta

La configuración final, con sus principales equipos, es la mostrada en la Fig. 18, y se describe su funcionamiento a continuación.

El recurso geotérmico, considerado 100% líquido, se extrae del pozo de producción a 56 kg/s, una temperatura de 250 °C y unos 40 bar de presión (1).

El recurso se estrangula en una válvula en la cabeza del pozo (VP) reduciendo la presión dando lugar a la fase de vapor (2). Esta reducción vendrá determinada por la temperatura del separador, escogida en 170 °C. Para esta temperatura fijada, la válvula reduce la presión a unos 8 bar, originando casi un 20% de fase vapor.

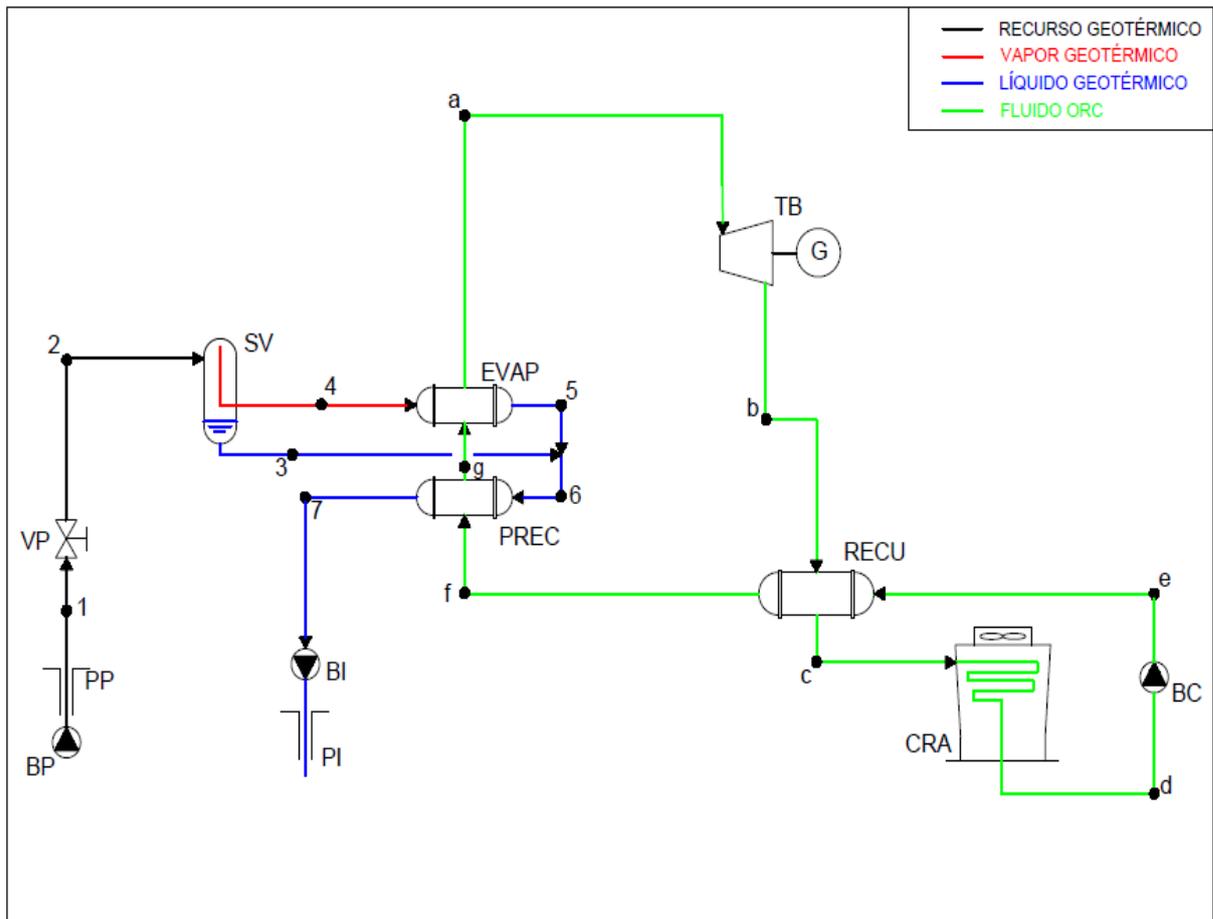


Fig. 18 Configuración final binaria ORC recuperativa y equipos principales (Elaboración propia)

La mezcla de fases se lleva a un separador de vapor (SV) que separa ambas fases, saliendo vapor saturado a 170 °C (4) y líquido saturado a la misma temperatura (3). El flujo de vapor se lleva al evaporador con un caudal de 11,1 kg/s, donde se condensa para evaporar el fluido ORC que circula también por el evaporador (en flujos separados).

El vapor ya condensado (5) se mezcla con el líquido residual separado a 44,9 kg/s (3) dando lugar a un flujo con un caudal mayor (el total de 56 kg/s) que se lleva al precalentador (6). En el precalentador el líquido geotérmico cede calor, hasta que su temperatura cae a los 85 °C fijados como temperatura de reinyección (7). Este líquido subenfriado se bombea en el pozo de inyección a altas presiones de vuelta al recurso.

A continuación, se muestra el diagrama T-s del agua, donde se ubican los puntos de estudio que se acaban de describir.

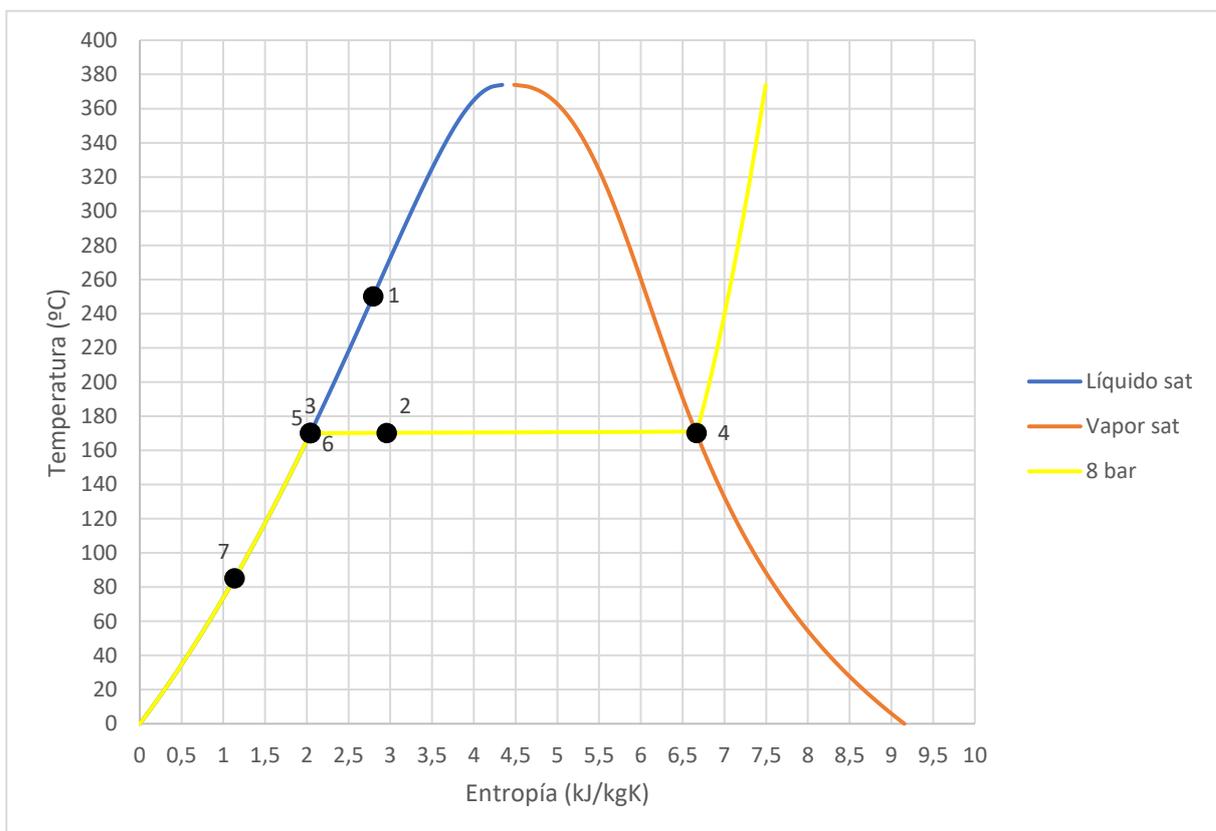


Fig. 19 Diagrama T-s del agua con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa
 (Elaboración propia)

En cuanto al fluido ORC, en este caso propuesto el tolueno (ver apartado 8.7.1), tras ser evaporado gracias al fluido geotérmico, se introduce en la turbina binaria a 140 °C y unos 2 bar en estado de vapor saturado (a). Con el análisis de los intercambiadores de calor se obtiene que el caudal másico requerido de tolueno es de 88,3 kg/s.

La turbina expande este vapor y genera energía mecánica, que se transmite a un generador que la transformará en energía eléctrica. El vapor expandido y, gracias a las características del fluido ORC, sobrecalentado (no surge fase líquida a la salida de la turbina como es normal en turbinas de vapor de agua), se lleva directamente al recuperador, a unos 0,1 bar (b). En este recuperador el vapor sufre una caída de temperatura al ceder el calor al mismo fluido bombeado tras el condensado. Suponiendo una eficiencia del 70% en el funcionamiento del recuperador sabemos que este vapor sobrecalentado que sale tras ceder el calor (c) tiene una temperatura de unos 74,4 °C.

Tras salir del recuperador, el flujo de tolueno se lleva al condensador, donde se refrigerará por aire. El aire entrante está a temperatura ambiente (se escoge una temperatura de 30 °C, tras aproximar el valor máximo anual de 28,4 °C en la zona [33]). Este aire es soplado a través de los tubos que llevan el tolueno para disipar el calor que llevan. Tras disipar ese calor, el aire, que tiene un flujo de más de 4800 kg/s, sale a 37,5 °C del sistema. Con este sistema de refrigeración, conseguimos un tolueno saturado en estado líquido (d) a 45 °C (temperatura fijada inicialmente).

Tras el condensado, el líquido se bombea hacia el recuperador (e), recuperando los 2 bar de presión. En el recuperador este flujo de líquido subenfriado de tolueno tomará calor del flujo de escape de la turbina, elevando su temperatura a uno 65,6 °C (f), teniendo en cuenta la eficiencia del recuperador.

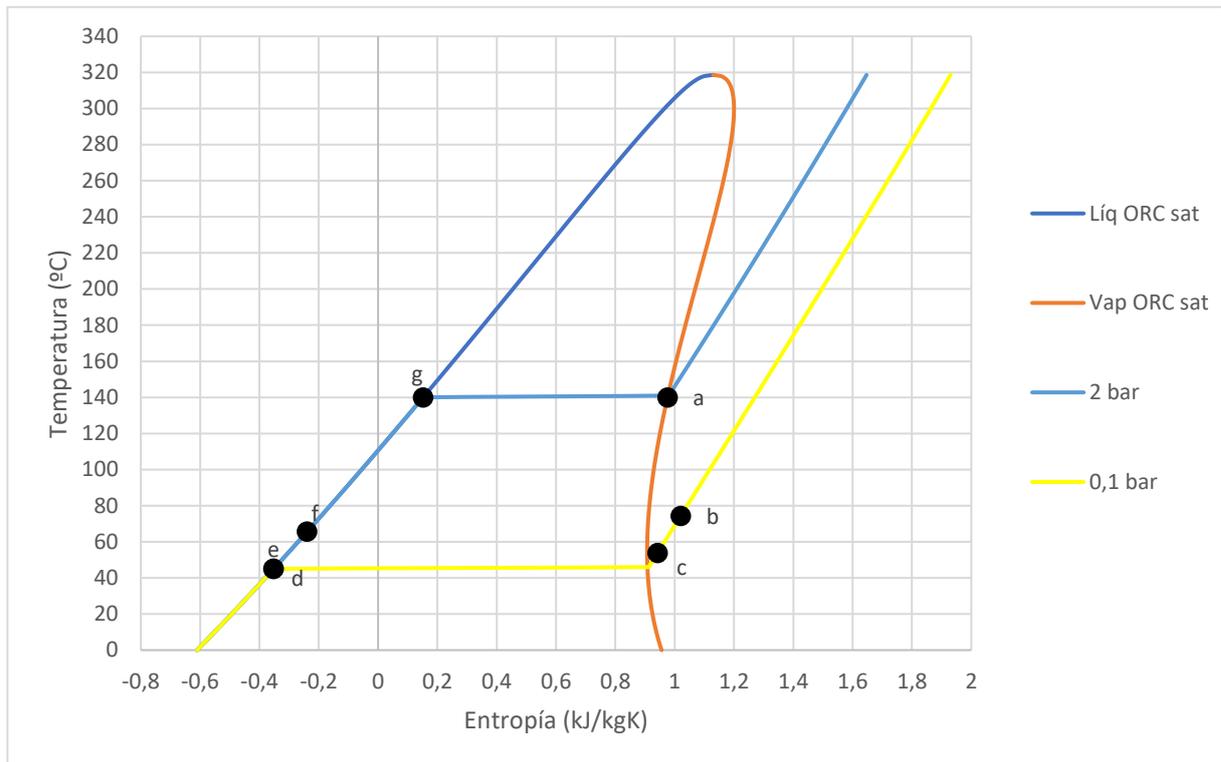


Fig. 20 Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa
 (Elaboración propia)

Al salir del recuperador, el fluido es llevado al sistema de intercambiadores de calor que obtiene energía calorífica del fluido geotérmico. En el precalentador el fluido aumenta su temperatura, obteniéndose un líquido saturado (g) a la misma temperatura que se requiere a la entrada de la turbina, es decir, 140 °C. Por último, en el evaporador el fluido cambia de fase y se evapora, cerrando el circuito cerrado que recorre el tolueno.

En la Fig. 20 se muestra el diagrama T-s del tolueno, donde se ubican los puntos de estudio que se acaban de describir.

8.7 Potencia generada

La turbina binaria expande el vapor saturado que le llega del sistema de intercambiadores de calor y genera, suponiendo un rendimiento isoentrópico de la misma de un

85%, 7,62 MW en forma de energía mecánica, que se transmiten a un generador que la transformará en energía eléctrica.

En cuanto al sistema de condensación refrigerado por aire, teniendo en cuenta un consumo de 0,25 kW por kg/s de caudal de aire [34], determinamos que el sistema de condensado por aire consume 1,20 MW.

La bomba que comprime el condensado llevándolo al recuperador, consumirá unos 30 kW para realizar este trabajo.

Teniendo los consumos de la planta, sin tener en cuenta el consumo de las bombas de producción e inyección (ver Anexo I), se tiene el trabajo neto producido por la planta, que será de 6,39 MW. Suponiendo un rendimiento en la generación del 95%, resultan 6,07 MW de energía eléctrica.

En la Tabla 11 se muestra un resumen de los consumos y las potencias generadas. El consumo de la bomba es muy pequeño, apenas alcanza el 0,4 % de lo generado por la turbina. Sin embargo, el consumo de los condensadores refrigerados por aire si es significativo, ya que representa un 16% de lo producido por la turbina.

PRODUCCIÓN Y CONSUMO		
Trabajos	kW	MW
\dot{W}_{BC}	29,06	0,03
\dot{W}_{CRA}	1203,96	1,20
\dot{W}_{TB}	7621,96	7,62
\dot{W}_{NET}	6388,94	6,39
\dot{W}_E	6069,50	6,07

Tabla 11. Resumen de consumos y producción de la planta (Elaboración propia)

Se vuelve a recordar que estos cálculos se realizan para un único pozo de producción de 56 kg/s de caudal extraíble. Si sumamos un segundo pozo se obtiene una producción eléctrica de 12,14 MW. En caso de haber tres pozos, se tienen 18,21 MW eléctricos, y así sucesivamente, siempre teniendo en cuenta que se mantendrían las condiciones de operación, así como el caudal extraíble de fluido geotérmico.

ENERGÍA CALORÍFICA		
Calores	kW	MW
$Q_{EVAP+PREC}$	43030,90	43,03
Q_{RECU}	27068,02	27,07
Q_{CRA}	36371,59	36,37

Tabla 12. Resumen de intercambios de energía en forma de calor de la planta (Elaboración propia)

También se construye una tabla que muestra los principales intercambios de calor que ocurren en el sistema (Tabla 12).

En la tabla se muestra el intercambio que tiene lugar en los intercambiadores de calor para evaporar el fluido binario, de 43 MW. También se muestra el intercambio que tiene lugar en el recuperador, de 27 MW, obtenido a partir de la eficiencia del recuperador y que nos sirve para determinar las propiedades de los flujos de salida del recuperador. Por último, se muestra el intercambio de calor en el condensador de 36,4 MW, que debe disipar el circuito refrigerador y que nos sirve para dimensionar el condensador refrigerado por aire.

8.7.1 Fluido de trabajo ORC

Para la selección del fluido binario se han tenido en cuenta los siguientes factores:

- Trabajo neto producido
- Rendimiento de la planta
- Potencial de calentamiento global (GWP)
- Uso habitual en la industria (disponibilidad y coste)

Se construye la siguiente tabla con toda la información recolectada (Tabla 13):

FLUIDO	\dot{W}_{NET} (kJ/kg)	η_T (%)	GWP _{100 años}	Fuente GWP
n-Butano	47,340	11,69	4	[35]
n-Pentano	59,671	13,89	5	[35]
Ciclopentano	67,927	14,33	3	[36]
Isopentano	55,316	13,66	5	[35]
Tolueno	72,378	14,85	3	[37]
EtilBenceno	71,084	15,01	3	[37]
o-Xileno	73,375	15,02	1	[37]
MM	40,049	14,22	n.a.	[38]

Tabla 13. Factores para la elección del fluido ORC (Elaboración propia)

Como se comentaba en apartados anteriores, los fluidos más empleados son los alcanos como el n-butano, el n-pentano o el isopentano. Por ejemplo la empresa ORMAT [39] suele emplear el n-pentano en sus plantas binarias [40][41]. Esta empresa es de gran reconocimiento en este sector, con multitud de proyectos a nivel global, lo que nos dice que el n-pentano es probablemente uno de los fluidos más empleados. Sin embargo, se puede comprobar en la tabla que los alcanos son de los fluidos que peor rendimiento tienen para nuestra planta, en especial el butano. El siloxano MM es un fluido del que no obtenemos un gran resultado, pero gracias a su gran estabilidad térmica cada vez tiene un mayor uso, y empresas como Aqylon [27] ya lo incluyen en sus módulos ORC. Por otro lado, los hidrocarburos aromáticos son los que mejor rendimiento térmico presentan, siendo los que mejores resultados dan de trabajo específico, requiriendo menor cantidad de fluido para producir una mayor energía.

Las principales opciones que se barajaron como fluido escogido fueron el n-pentano, por su gran uso en la generación de energía geotérmica, y el tolueno por su gran estabilidad térmica y los buenos resultados que se obtienen (ver Anexo I).

Finalmente, escogemos el tolueno como fluido de trabajo. Este fluido ORC presenta una menor toxicidad y flamabilidad que el n-pentano [42]. También presenta un potencial de calentamiento global inferior (aun así, todos los fluidos tienen valores de GWP muy bajos). Además, empleando tolueno se reduce considerablemente el consumo auxiliar de la planta (se reduce un 89 % el consumo de la bomba y un 3% el consumo de los ventiladores del circuito condensador). Por estas razones se propone el tolueno como fluido de la planta geotérmica de este proyecto, fomentando su uso en aplicaciones geotérmicas (se suele emplear en módulos ORC de alta temperatura para recuperación de calor residual [40][43]).

8.8 Rendimientos

El rendimiento térmico de la central geotérmica es el cociente entre la potencia neta desarrollada por la central y el calor entrante debido al fluido geotérmico.

Para la configuración seleccionada, las condiciones de operación establecidas y el tolueno como fluido de trabajo, se obtiene un rendimiento térmico del 15 %.

Según la bibliografía consultada [3][21], el rendimiento térmico típico de un ciclo binario ORC es de un 10 – 13 %, aumentando un 10 – 15 % al añadir un recuperador. Siguiendo estos datos, se podría decir que el rendimiento del 15 % en nuestra planta es algo bajo. Sin embargo, los valores que da la bibliografía son para el rendimiento del ciclo, no de la planta, esto quiere decir que en el trabajo producido que se considera en la ecuación del rendimiento térmico, no se tienen en cuenta los consumos auxiliares de la planta, como el consumo de bombas, ventiladores del condensador, etc. En este proyecto si se han tenido en cuenta (aunque no todos ellos), lo que reduce significativamente el rendimiento térmico obtenido.

Otra medida del rendimiento que se ha calculado se trata de la eficiencia de utilización de la planta, que se defina como la relación entre la potencia neta de la planta y la potencia máxima teórica obtenible del fluido geotérmico. Se obtiene cerca del 42 % de eficiencia de utilización. Esto quiere decir que se produce un 42 % de lo que teóricamente se podría producir. La bibliografía estima entre un 25 – 45 % de eficiencia de utilización para las plantas de ciclo binario [3]. Al igual que para el rendimiento térmico, al añadir el recuperador el rendimiento debe aumentar, sin embargo, tenemos en cuenta más consumos que en la bibliografía consultada, por lo que nuestro valor es bastante aceptable.

RENDIMIENTOS		%
η_T	0,15	14,85
η_U	0,42	41,59

Tabla 14. Resumen de rendimientos de la planta (Elaboración propia)

8.9 Emisiones evitadas

Uno de los objetivos principales de este proyecto es el de evitar la mayor cantidad posible de emisiones de la comunidad autónoma. En la Tabla 6 se puede ver el factor de emisión de cada tecnología de generación empleada en las islas. Este factor será el principal a tener en cuenta para proponer un nuevo sistema energético.

La tecnología de la turbina de gas es la única que supera la tonelada de dióxido de carbono por MWh producido. Lo que quiere decir que, aunque sea la que menos produce dentro de las tecnologías fósiles, es la que se debe reducir, puesto que en proporción es la que más emisiones nocivas emite. Tras esta, le sigue la tecnología de turbina de vapor con 0,89 tCO₂/MWh.

Para determinar la reducción de emisiones posible, propondremos un uso de 8.000 horas anuales. También, en este caso, estudiaremos la incorporación de más pozos de producción que multiplicarían la producción energética. Cabe señalar que normalmente una planta tiene varios

pozos de producción desde los que se extrae el mismo caudal másico, al sumar todos los pozos, la producción aumenta considerablemente.

Hay que destacar que para el siguiente cálculo se consideran las mismas condiciones de operación y el mismo recurso estimado. No se considera el aumento de equipos conforme aumenta la potencia, ya que es probable que se requieran más módulos ORC, lo que aumentaría el consumo auxiliar de la planta. Sin embargo, se consideran poco significativos estos aumentos en el consumo.

Se construye una tabla con la producción anual para distintos casos aumentando el número de pozos de producción (Tabla 15).

Pozos de producción	Energía eléctrica generada (MW)	Producción anual (MWh)
1	6,07	48560,00
2	12,14	97120,00
3	18,21	145680,00
4	24,28	194240,00
5	30,35	242800,00
6	36,42	291360,00

Tabla 15. Producción anual para distinto número de pozos de producción (Elaboración propia)

Para esta sección tomaremos los datos de 2017 (Tablas 3, 4, 5 y 6). Teniendo en cuenta que la producción en turbina de gas es de 247328 MWh anuales y las emisiones son de 321526 toneladas de CO₂, construimos la siguiente tabla con: producción y emisiones resultantes para las turbinas de gas si sustituimos una tecnología por otra; y emisiones reducidas totales (Tabla 16). Para el cálculo de la reducción de emisiones total, tomamos el dato de emisiones totales de 6944389 tCO₂ anuales entre todas las tecnologías.

Pozos de producción	Producción resultante en TG (MWh)	Emisiones resultantes en TG (tCO₂)	Emisiones reducidas totales (tCO₂)	Emisiones reducidas totales (%)
1	198768,00	258398,08	63127,92	0,91
2	150208,00	195270,16	126255,84	1,82
3	101648,00	132142,24	189383,76	2,73
4	53088,00	69014,31	252511,69	3,64
5	4528,00	5886,39	315639,61	4,55
6	0,00	0,00	321526,00	4,63

Tabla 16. Sustitución de tecnología de turbina de gas. Reducción de emisiones (Elaboración propia)

Se puede ver que con la planta propuesta para un único pozo de producción, la de reducción de emisiones es del 1%, aumentando conforme aumentan los pozos de producción. En el caso de emplear seis pozos de producción, se podría prescindir totalmente de la tecnología de turbina de gas para abastecer la demanda. Para este último caso, aún podríamos restar parte de la producción de otra tecnología para reducir más aún las emisiones. En la Tabla 17 se propone la reducción de la producción a partir de turbinas de vapor, empleando la energía sobrante del sistema de 6 pozos, tras reemplazar las turbinas de gas.

Producción geotermal sobrante para 6 pozos	Producción resultante en TV (MWh)	Emisiones resultantes en TG (tCO₂)	Emisiones reducidas (tCO₂)	Emisiones reducidas (%)
44032,00	2479805,00	2207026,52	39188,48	0,56
Reducción total para sistema de 6 pozos			360714,48	5,19

Tabla 17. Sustitución de tecnología de turbina de vapor. Reducción de emisiones (Elaboración propia)

Para un sistema que emplee seis pozos de producción, la reducción total sería de un 5,2% de emisiones de dióxido de carbono respecto al total de emisiones del sistema canario, eliminando al 100% la producción de las turbinas de gas (sistema con mayor factor de emisión), y reduciendo cerca del 2% la producción de las turbinas de vapor.

Aparentemente no se trata de una reducción muy elevada por parte de la planta geotérmica. Pero gracias a este planteamiento conseguimos reducir considerablemente (o totalmente) la producción por parte de la tecnología con mayor factor de emisión, lo cual supone un hito importante para el sistema energético canario.

Estableciendo, por ejemplo, un sistema de cuatro pozos de producción (número de pozos habitual en algunas plantas geotérmica), construimos las siguientes tablas con el nuevo sistema energético propuesto (comparando con los números de 2017).

Balance eléctrico anual Islas Canarias (MWh)		
Tecnología de Generación	2017	Propuesta
Motores Diesel	2468714	2468714
Turbina de gas	247328	53088
Turbina de vapor	2523837	2523837
Ciclo combinado	3015772	3015772
Hidráulica	3282	3282
Hidroeólica	20399	20399
Eólica	395943	395943
Solar fotovoltaica	273539	273539
Térmica renovable / Otras	9565	9565
Geotermia	0	194240
Generación renovable	702728	896968
Generación no renovable	8255651	8061411
Generación total	8958379	8958379

Tabla 18. Balance eléctrico anual canario propuesto (MWh) (Elaboración propia) [8]

Balance eléctrico anual Islas Canarias (%)		
Tecnología de Generación	2017	Propuesta
Motores Diesel	27,6	27,6
Turbina de gas	2,8	0,6
Turbina de vapor	28,2	28,2
Ciclo combinado	33,7	33,7
Hidráulica	0,0	0,0
Hidroeléctrica	0,2	0,2
Eólica	4,4	4,4
Solar fotovoltaica	3,1	3,1
Térmica renovable / Otras	0,1	0,1
Geotermia	0,0	2,2
Generación renovable	7,8	10,0
Generación no renovable	92,2	90,0

Tabla 19. Balance eléctrico anual canario propuesto (%) (Elaboración propia) [8]

Emisiones de CO₂ asociadas a la generación anual Islas Canarias (tCO₂)		
Tecnología de Generación	2017	Nuevo
Motores Diesel	2024346	2024346
Turbina de gas	321526	69014
Turbina de vapor	2246215	2246215
Ciclo combinado	2352302	2352302
Geotermia	0	0
Emisiones (tCO₂)	6944389	6691877

Tabla 20. Emisiones de CO₂ asociadas a la generación anual canaria propuesta (tCO₂)

(Elaboración propia) [8]

El sistema eléctrico propuesto aumenta un 2% la generación a partir de energías renovables anualmente. Además, reduce 252512 toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera anualmente.

9. Conclusiones

A lo largo de este proyecto se han tratado diversos aspectos de un proyecto para una central geotérmica. Estos aspectos se pueden dividir en tres: localización, aprovechamiento y, producción y emisiones evitadas.

Los estudios previos que se han realizado para investigar el potencial geotérmico de la isla de Tenerife nos han proporcionado información sobre los lugares más propicios para su explotación. Se ha escogido la licencia de exploración denominada como *Garehagua*, que se ubica al sur de la isla. A partir de los modelos de resistividad 3D y de otros estudios, así como de la geografía de la zona, se ha propuesto una zona para la ubicación de la central, aunque es necesario hacer primero sondeos exploratorios para confirmar las estimaciones del recurso geotérmico.

Investigando acerca de las principales tecnologías de aprovechamiento, se escogieron tres diseños de central geotérmica, uno tipo doble flash, otro tipo binario ORC modificado y otro combinando ambas tecnologías. Estos tres diseños fueron evaluados para un recurso geotérmico estimado y unos parámetros de operación predefinidos, obteniéndose una serie de resultados de consumo y producción de energía. Debido a un mayor aprovechamiento por parte del ciclo binario ORC recuperativo respecto al ciclo doble flash, y debido a la diferencia poco significativa de potencia entre el ciclo combinado y el ciclo binario, teniendo el primero un coste considerablemente mayor, se escoge el ciclo binario ORC recuperativo como ciclo de funcionamiento de la planta geotérmica objeto de este proyecto. El ciclo binario es el más recomendado para el sistema de condensado por aire que se propone para esta planta debido a la ubicación de esta. Además, usar turbinas que funcionan con fluidos orgánicos de expansión seca evita el problema del uso del vapor de agua en turbinas, que se expande hasta la zona bifásica y la humedad originada daña considerablemente la turbina.

Para los ciclos binarios, es necesario escoger un fluido de trabajo secundario que será el empleado en la turbina para producir la energía. Se han barajado ocho fluidos distintos, y se ha escogido en función de factores como: toxicidad, flamabilidad, potencial de calentamiento

global, energía producida por cantidad de fluido, rendimiento obtenido y uso habitual o no en la industria. Tras estudiar todos los factores, se propone el tolueno como fluido de trabajo para los ciclos binarios.

Sabiendo el diseño definitivo de la planta y los resultados obtenidos, se estudia el sistema energético de la comunidad autónoma y se propone un nuevo sistema que reducirá la producción a partir de combustibles fósiles y, consecuentemente, las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Se tiene en cuenta el factor de emisión de cada tecnología de las islas para proponer la reducción de aquella tecnología que más emisiones nocivas emita por energía producida. En este caso esta tecnología con mayor factor de emisión es la proveniente de turbinas de gas. Para el nuevo sistema energético propuesto, se tienen en cuenta la inclusión de más pozos de producción en la planta final, dando origen a varias posibilidades.

En resumen, se tiene una planta geotermal de tipo binario que aprovecharía de forma aceptable el recurso estimado en la isla, aumentando la producción conforme se perforan más pozos de producción. Además, se fomenta el uso de energías renovables en las Islas Canarias, siendo una tecnología cuyas emisiones a la atmósfera son prácticamente nulas. Por último, se fomentaría también el apoyo a la energía geotérmica en las islas, siendo esta planta pionera a nivel nacional al ser la primera central de energía geotérmica de alta temperatura en el país.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA
GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE

ANEXO I. CÁLCULOS

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: José Luis Pulido García

Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso Académico: 2017/18

Índice Anexo I

1. Introducción	9
2. Métodos de obtención	10
2.1 Hipótesis de trabajo	10
2.2 Propiedades del fluido	11
2.3 Análisis de turbinas	12
2.4 Análisis de válvulas de estrangulamiento.....	14
2.5 Análisis de bombas.....	15
2.6 Análisis de intercambiadores de calor	17
2.6.1 Análisis de condensadores de aire	17
2.6.2 Análisis de precalentadores y evaporadores	19
2.6.3 Análisis del recuperador	24
2.7 Análisis de separadores	25
2.8 Cálculo de rendimientos	27
3. Datos de partida	29
3.1 Datos estimados.....	29
3.2 Datos supuestos	30
3.2.1 Datos para la turbina de vapor	31

3.2.2 Datos para la turbina binaria	31
3.2.3 Datos para el condensado	31
3.2.4 Datos para los intercambiadores de calor	32
3.2.5 Datos para los separadores.....	32
3.2.6 Datos de rendimientos	33
3.2.7 Resumen de datos supuestos.....	34
3.2.8 Fluido ORC.....	35
3.3 Descripción de puntos de estudio	36
3.3.1 Puntos de estudio. Planta doble flash	36
3.3.2 Puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa	38
3.3.3 Puntos de estudio. Planta flash-binaria ORC integrada.....	40
4. Resultados	43
4.1 Resultados por tipo de diseño	43
4.1.1 Resultados planta doble flash	43
4.1.2 Resultados planta binaria ORC recuperativa	47
4.1.3 Resultados planta integrada flash-binaria ORC.....	51
4.2 Resultados fluidos ORC	57
5. Bibliografía.....	59

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema turbina.....	12
Figura 2. Esquema bomba.....	15
Figura 3. Esquema CRA.....	17
Figura 4. Esquema evaporador y precalentador.....	20
Figura 5. Diagrama T-q ciclo binario cuando el fluido geotérmico es líquido.....	21
Figura 6. Diagrama T-q ciclo binario cuando el fluido geotérmico es vapor.....	22
Figura 7. Diagrama T-q ciclo binario recuperativo con unión de salmuera y condensado.	22
Figura 8. Esquema recuperador.....	24
Figura 9. Esquema separador.....	25
Figura 10. Esquema equipos principales diseño doble flash.....	36
Figura 11. Esquema equipos principales diseño binario ORC recuperativo.....	38
Figura 12. Esquema equipos principales diseño integrado flash-binario ORC.....	40
Figura 13. Diagrama T-s con puntos de estudio. Planta doble flash.....	45
Figura 14. Diagrama T-s del agua con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa	48
Figura 15. Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa	49
Figura 16. Diagrama T-s del agua con puntos de estudio. Planta integrada flash-binaria ORC	53
Figura 17. Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio (Loop 1). Planta integrada flash- binaria ORC.....	54
Figura 18. Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio (Loop 2). Planta integrada flash- binaria ORC.....	55
Figura 19. Resultados de trabajo específico neto para cada fluido ORC.....	58

Índice de Tablas

Tabla 1. Resumen de datos de partida estimados.....	30
Tabla 2. Resumen de datos de partida supuestos.....	34
Tabla 3. Fluidos de trabajo considerados con temperatura crítica (T_c) y presión crítica (P_c)	35
Tabla 4. Puntos de estudio y estado del fluido. Planta doble flash.....	37
Tabla 5. Procesos experimentados por el fluido. Planta doble flash.....	37
Tabla 6. Puntos de estudio y estado del fluido. Planta ORC recuperativa.....	39
Tabla 7. Procesos experimentados por el fluido. Planta ORC recuperativa	39
Tabla 8. Puntos de estudio y estado del fluido. Planta flash-binaria ORC integrada.....	41
Tabla 9. Procesos experimentados por el fluido. Planta flash-binaria ORC integrada.....	42
Tabla 10. Resultados obtenidos para los puntos de estudio. Diseño doble flash.....	44
Tabla 11. Resultados obtenidos de caudales máxicos. Diseño doble flash.....	44
Tabla 12. Resultados generales obtenidos para el diseño doble flash.....	46
Tabla 13. Eficiencia de utilización. Planta doble flash.....	46
Tabla 14. Resultados obtenidos para los puntos de estudio. Diseño binario ORC recuperativo	47
Tabla 15. Resultados obtenidos de caudales máxicos. Diseño binario ORC recuperativo..	48
Tabla 16. Intercambios de energía en forma de calor obtenidos para el diseño binario ORC recuperativo.....	49
Tabla 17. Resultados generales obtenidos para el diseño binario ORC recuperativo.....	50
Tabla 18. Rendimientos obtenidos. Planta binaria ORC recuperativa.....	50
Tabla 19. Resultados obtenidos para los puntos de estudio. Diseño integrado flash-binario	52

Tabla 20. Resultados obtenidos de caudales máxicos. Diseño integrado flash-binario ORC	52
Tabla 21. Intercambios de energía en forma de calor obtenidos para el diseño integrado flash- binario ORC.....	55
Tabla 22. Resultados generales obtenidos para el diseño integrado flash-binario ORC....	56
Tabla 23. Rendimientos obtenidos. Planta integrada flash-binaria ORC.....	57
Tabla 24. Resultados obtenidos para cada fluido binario.....	58

1. Introducción

En este documento se hace una recopilación de todos los cálculos llevados a cabo en este proyecto. Para ello, el anexo se dividirá en tres grandes secciones.

La primera, una sección donde se mostrará el análisis energético empleado, tratando los distintos balances de energía y las ecuaciones que se emplean para el cálculo de las propiedades de los distintos puntos de estudio y de los distintos equipos de la instalación.

En segundo lugar, tenemos una sección en la que se listan las distintas hipótesis de cálculo consideradas, así como los datos de partida (tanto los que se estimaron, como los que se suponen para el desarrollo del proyecto). También se aclaran las distintas configuraciones consideradas, así como sus puntos de estudio.

Por último, en la tercera sección se muestran los cálculos correspondientes a cada configuración. Además, de una comparación entre cada diseño, la optimización del fluido de trabajo para el caso de los ciclos binarios, y finalmente una conclusión de los resultados.

2. Métodos de obtención

2.1 Hipótesis de trabajo

Antes de comenzar con el desarrollo de los cálculos, se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis de trabajo:

1. Los sistemas operan en régimen estacionario
2. Las variaciones de energía cinética y potencial en los flujos másicos son despreciables, de modo que la energía de dichos flujos viene dada por el término de entalpía
3. Los equipos se consideran adiabáticos (se desprecia o no se considera en los cálculos el calor cedido al entorno)
4. No se consideran pérdidas de carga en los intercambiadores de calor, al no considerarse significativas
5. Los intercambiadores de calor están bien aislados, de modo que la pérdida de calor hacia los alrededores es despreciable
6. Modelo de gas ideal para el aire, con C_p constante para los flujos del condensador
7. Consideramos el fluido geotérmico como agua desmineralizada para facilitar los cálculos
8. Establecemos el siguiente convenio de signos para las transferencias de calor y trabajo: positivo cuando son entregadas al sistema, negativo cuando son producidas por el sistema.
9. No se considera el consumo de las bombas de producción al desconocerse datos acerca de la presión del fluido en el yacimiento geotérmico.
10. Tampoco se considera el consumo de las bombas de reinyección al no considerarse significativo para los resultados.

2.2 Propiedades del fluido

Para obtener las propiedades del fluido en los distintos puntos de estudio (que se concretan posteriormente), se emplea la librería C++ CoolProp [1] agregada como complemento de Microsoft Excel.

Esta librería proporciona la siguiente información:

- Ecuaciones de estado de fluido puros y pseudo-puros, así como las propiedades de transporte para 122 componentes distintos
- Propiedades de mezcla usando las formulaciones de energía Helmholtz de alta precisión
- Correlaciones de propiedades de fluidos incompresibles y salmueras
- Rutinas psicrométricas de alta precisión
- Interfaz fácil de usar en torno a las capacidades de NIST REFPROP
- Ecuaciones de estado cúbicas

Como complemento de Excel, el uso es muy sencillo. Llamamos a la función *PropsSI* que nos pedirá introducir 6 términos para determinar la propiedad que deseemos de un fluido. Lo vemos mejor en el siguiente ejemplo:

$$=PropsSI("H";"T";298,15;"P";101325;"Water")$$

Tenemos un ejemplo de la función *PropsSI*. El primer término es la propiedad que se desea obtener (en este caso H nos devuelve una entalpía). El segundo término es una de las propiedades a partir de las cuales se obtiene el resultado. El tercer término es el valor de la propiedad escogida en el término anterior. El cuarto término es una segunda propiedad a partir de la cual se obtiene el resultado. El quinto término es el valor asociado al cuarto término. Y, por último, el sexto término es el fluido. Para este ejemplo, queremos determinar la entalpía del

agua para una temperatura de 298,15 K y una presión de 101325 Pa (se usa el Sistema Internacional de unidades).

El cálculo de las propiedades de los distintos puntos de estudio para este proyecto se obtiene de la misma forma que en el ejemplo, salvo excepciones.

2.3 Análisis de turbinas

Teniendo en cuenta las hipótesis que se enumeran en el primer apartado de esta sección, se desarrolla el análisis de las turbinas. Para ello, suponiendo una turbina T, con un flujo de entrada 1 y un flujo de salida 2, con un caudal másico \dot{m} , obtenemos el siguiente balance de energía.

→ Balance de energía:

$$\dot{H}_1 - \dot{H}_2 - \dot{W}_T = 0; \text{ donde } \dot{H}_x = \dot{m}_x * h_x$$

Siendo x el flujo correspondiente.

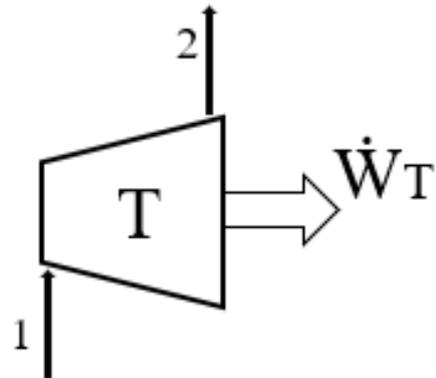


Fig. 1 Esquema turbina (Elaboración propia)

Por lo tanto, y siendo $\dot{m}_1 = \dot{m}_2$ obtenemos la ecuación mediante la cual calculamos la potencia generada por la turbina:

$$\dot{W}_T = \dot{m} * (h_1 - h_2)$$

El flujo a la entrada siempre es conocido, ya que siempre será un vapor saturado para nuestras configuraciones de central geotérmica elegidas y, en el caso de turbinas de vapor, será el vapor procedente del separador, cuya presión y temperatura conocemos. En el caso de

turbinas orgánicas, la temperatura de entrada de la turbina se establece como dato de partida. En cuanto a la presión de salida, para turbinas de vapor es un parámetro de diseño que conocemos, y en las turbinas orgánicas, lo determinaremos sabiendo la temperatura de condensado, la cual es un dato de partida supuesto.

Sin embargo, el flujo a la salida en principio es desconocido. El método habitual de obtención de este flujo es a partir del modelo isentrópico de la turbina. Si consideramos una turbina isentrópica (sin irreversibilidades, modelo ideal), se deben tener en cuenta dos condiciones que facilitarían los cálculos:

- El flujo de entrada se mantiene (Estado 1_s = Estado 1)
- La presión en el flujo de salida se mantiene ($p_{2s} = p_2$)

Teniendo en cuenta estas condiciones, y que, por definición, en un modelo isentrópico no hay variación de entropía ($S_1 = S_2 = S_{2s}$), podemos obtener la entalpía de salida de la turbina isentrópica (h_{2s}).

La entalpía del estado 2 la obtendremos a partir del rendimiento isentrópico de la turbina (η_{ST}), el cual se considera un dato de partida.

$$\eta_{ST} = (\text{Potencia generada}) / (\text{Potencia máxima teórica - isoentrópica})$$

$$\eta_{ST} = \dot{W}_T / \dot{W}_{TS} = (h_1 - h_2) / (h_1 - h_{2s})$$

Teniendo la entalpía del flujo de salida ya se puede calcular el trabajo mecánico producido por la turbina.

2.4 Análisis de válvulas de estrangulamiento

Teniendo en cuenta las hipótesis que se enumeran en el primer apartado de esta sección, se desarrolla el análisis de las válvulas de estrangulamiento que se ubican previo a la entrada de los separadores. Para ello, se supone una válvula V, con un flujo de entrada 1 y un flujo de salida 2, con un caudal másico \dot{m} .

Las válvulas de estrangulamiento tienen un funcionamiento isoentálpico, lo que quiere decir que la entalpía del flujo de entrada se mantiene en el flujo de salida. Teniendo en cuenta esta condición, y conociendo la entalpía del flujo de entrada (generalmente, la entalpía del recurso o, para el segundo proceso de separación de una planta doble flash, la entalpía del líquido proveniente del primer separador, también conocida), ya se conoce de forma directa la entalpía del flujo de salida.

La válvula de estrangulamiento realiza un proceso de expansión necesario previo al proceso de separación. Este proceso de reducción de presión genera una mezcla bifásica a la salida de la válvula, a partir de la cual se realizará el proceso de separación.

La obtención de la calidad del vapor a la salida de la válvula la definiremos posteriormente con el análisis del separador.

2.5 Análisis de bombas

Teniendo en cuenta las hipótesis que se enumeran en el primer apartado de esta sección, se desarrolla el análisis de las bombas. Para ello, suponiendo una bomba B, con un flujo de entrada 1 y un flujo de salida 2, con un caudal másico \dot{m} , obtenemos el siguiente balance de energía.

→ Balance de energía:

$$\dot{H}_1 - \dot{H}_2 + \dot{W}_B = 0; \text{ donde } \dot{H}_x = \dot{m}_x * h_x$$

Siendo x el flujo correspondiente.

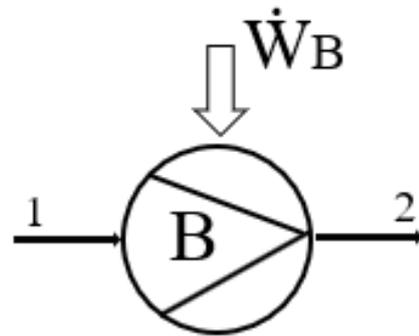


Fig. 2 Esquema bomba (Elaboración propia)

Por lo tanto, y siendo $\dot{m}_1 = \dot{m}_2$ obtenemos la ecuación mediante la cual calculamos la potencia generada por la turbina:

$$\dot{W}_B = \dot{m} * (h_1 - h_2)$$

En este proyecto únicamente se analizan las bombas de condensador, las cuales son las que se usan para bombear el fluido ya condensado de vuelta a la fuente de calor en un circuito binario. El flujo a la entrada siempre es conocido, ya que será un líquido saturado tras el condensado, para el cual se conoce la temperatura, ya que se escoge como dato de partida.

Sin embargo, el flujo a la salida en principio es desconocido. El método habitual de obtención de este flujo es a partir del modelo isentrópico de la bomba. Si consideramos una bomba isentrópica (sin irreversibilidades, modelo ideal), se deben tener en cuenta dos condiciones que facilitarán los cálculos:

- El flujo de entrada se mantiene (Estado 1_s = Estado 1)
- La presión en el flujo de salida se mantiene ($p_{2s} = p_2$)

Teniendo en cuenta estas condiciones, y que, por definición, en un modelo isentrópico no hay variación de entropía ($S_1 = S_2 = S_{2s}$), podemos obtener la entalpía de salida de la bomba isentrópica (h_{2s}).

La entalpía del estado 2 la obtendremos a partir del rendimiento isentrópico de la bomba (η_{SB}), el cual se considera un dato de partida.

$$\eta_{SB} = (\text{Potencia consumida ideal - isentrópica}) / (\text{Potencia consumida})$$

$$\eta_{SB} = \dot{W}_{BS} / \dot{W}_B = (h_{2s} - h_1) / (h_2 - h_1)$$

Teniendo la entalpía del flujo de salida ya se puede calcular el trabajo consumido por la bomba para realizar la compresión.

2.6 Análisis de intercambiadores de calor

2.6.1 Análisis de condensadores de aire

Teniendo en cuenta las hipótesis que se enumeran en el primer apartado de esta sección, se desarrolla el análisis de los condensadores refrigerados por aire. Debido a la localización de la planta se ha decidido que este proyecto utilizará este tipo de condensadores, por lo tanto, los condensadores refrigerados por agua no se analizarán en esta sección. Para este análisis se supone un condensador refrigerado por aire CRA con un flujo de aire de entrada A1 y de aire de salida A2. El fluido a condensar (fluido ORC en caso de las plantas binarias) entra con flujo denominado a y sale en un flujo b. El aire tiene su propio caudal másico \dot{m}_{aire} y el fluido a condensar tiene un caudal másico \dot{m} .

Para el caso que nos ocupa, el flujo caliente (a-b) es conocido, ya que se ha calculado en el análisis del ciclo térmico. Por lo tanto, también conocemos el calor que debe disipar el condensador de aire, a partir del balance de energía del flujo caliente.

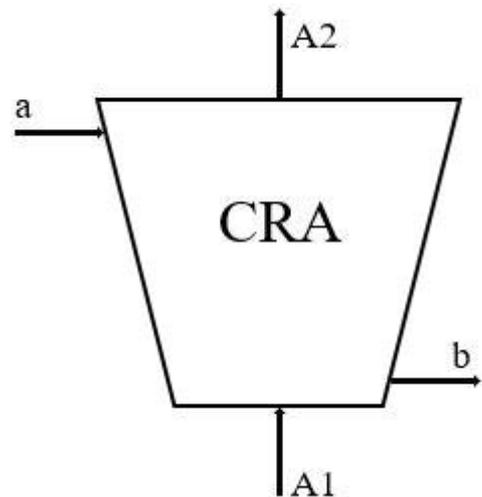


Fig. 3 Esquema CRA (Elaboración propia)

→ Balance de energía:

$$\dot{H}_a - \dot{H}_b - Q = 0; \text{ donde } \dot{H}_x = \dot{m}_x \cdot h_x$$

Siendo x el flujo correspondiente.

De esta manera se calcula el calor a disipar.

En cuanto al flujo de aire, también es conocido. El flujo de entrada A1 se recoge directamente del ambiente, por lo tanto, tendrá la temperatura de este. Para el flujo de salida A2 se emplea la siguiente ecuación, aplicada a nuestro caso, hallada en la bibliografía tras un proceso de optimización del condensador de aire [2]:

$$\Delta T = 0,5 * (T_b - T_{A1})$$

Esta ecuación da el incremento de temperatura que sufre el aire al disipar calor en el condensador. Si se calcula T_{A2} se obtiene que es básicamente una temperatura media entre la temperatura del aire de entrada y la temperatura de condensación del fluido de trabajo:

$$T_{A2} = (T_b - T_{A1}) / 2$$

De esta forma ya se obtienen las temperaturas del aire. Sabiendo que el incremento de entalpía es igual al calor específico a presión constante (ver Hipótesis 6) multiplicado por la variación de temperatura, se puede determinar el caudal másico de aire que necesita el condensador:

$$h_{A2} - h_{A1} = C_p * (T_{A2} - T_{A1})$$

Del balance de energía se determina el caudal másico requerido, despejando \dot{m}_{aire} de la siguiente ecuación resultante:

$$Q = \dot{m}_{\text{aire}} * C_{p,\text{aire}} * (T_{A2} - T_{A1})$$

Por último, otro parámetro importante en este tipo de condensadores es su consumo, puesto que es elevado en comparación con los condensadores de agua, y puede ser significativo en los cálculos.

Este consumo se calcula fácilmente a través de balances de energía. Sin embargo, en la bibliografía consultada se ha encontrado una estimación del consumo en función del caudal de aire [2], que será la empleada en este proyecto. Esta estimación es de 0,25 kW por cada kg/s de caudal de aire circulante. Es decir, siendo el consumo \dot{W}_{CRA} :

$$\dot{W}_{CRA} = 0,25 \text{ kW}/(\text{kg/s}) * \dot{m}_{\text{aire}}$$

2.6.2 Análisis de precalentadores y evaporadores

Teniendo en cuenta las hipótesis que se enumeran en el primer apartado de esta sección, se desarrolla el análisis de los intercambiadores de calor que funcionan como precalentadores. Para ello, se supone un evaporador EVAP y un precalentador PREC. En el evaporador tenemos un flujo caliente de entrada 1 y de salida 2, y un flujo frío de entrada b y de salida c. En el precalentador tenemos un flujo caliente de entrada 2 y de salida 3, y un flujo frío de entrada a y de salida b. El caudal másico de los flujos calientes será \dot{m}_c y el de los flujos fríos será \dot{m}_f .

Para el caso que nos ocupa, el flujo caliente será siempre el fluido geotérmico y el flujo frío será el fluido ORC.

El precalentador funciona simplemente realizando, como su nombre indica, una labor de precalentamiento del fluido frío, el cual llega como subenfriado desde el bombeo de condensador y se lleva a la curva de saturación en el precalentador, aumentando su temperatura. El fluido caliente, proveniente del evaporador, sufre una caída de temperatura.

El evaporador funciona modificando los estados de ambos flujos. El flujo caliente que, normalmente, llega como vapor saturado, sufre una condensación, y el flujo frío, que viene del precalentador, una evaporación. En este evaporador no hay saltos de temperatura, únicamente cambios de fase.

Las temperaturas de los estados b y c de nuestro esquema son conocidas, puesto que la temperatura de entrada a la turbina es dato de partida conocido.

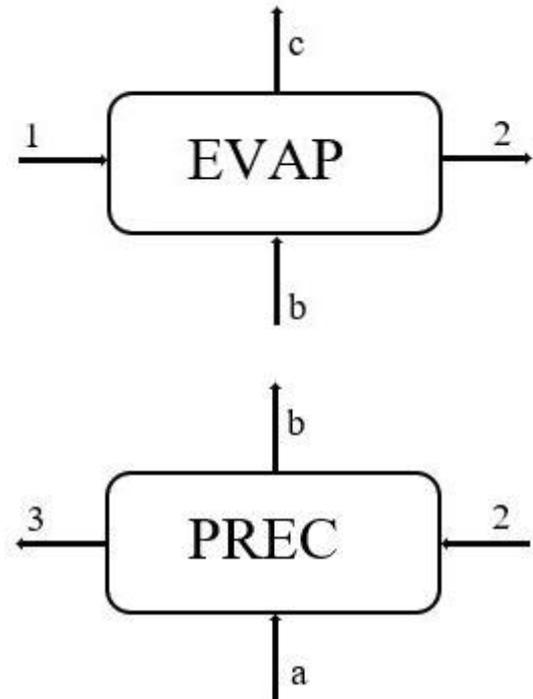


Fig. 4 Esquema evaporador y precalentador
 (Elaboración propia)

Si se observa el diagrama T-q que se muestra a continuación (Fig. 5), a partir de la temperatura de entrada a la turbina, y conociendo el pinch point (ΔT_{pp}), la temperatura del estado 2 (b en el diagrama) es calculada fácilmente. Este pinch point se define como la diferencia mínima de temperatura que existe entre ambos flujos durante todo el proceso:

$$\Delta T_{pp} = T_b - T_5$$

En este diagrama observamos los saltos de temperatura a medida que ocurre la transferencia de calor, en ambos flujos. Siendo los flujos a, b y c en este caso el fluido geotérmico, y los flujos 4, 5 y 1 el fluido ORC. Mediante este diagrama podemos determinar T_3 (T_c en el diagrama), aplicando semejanza de triángulos:

$$(T_1 - T_3) / (T_1 - T_2) = (h_c - h_a) / (h_a - h_b)$$

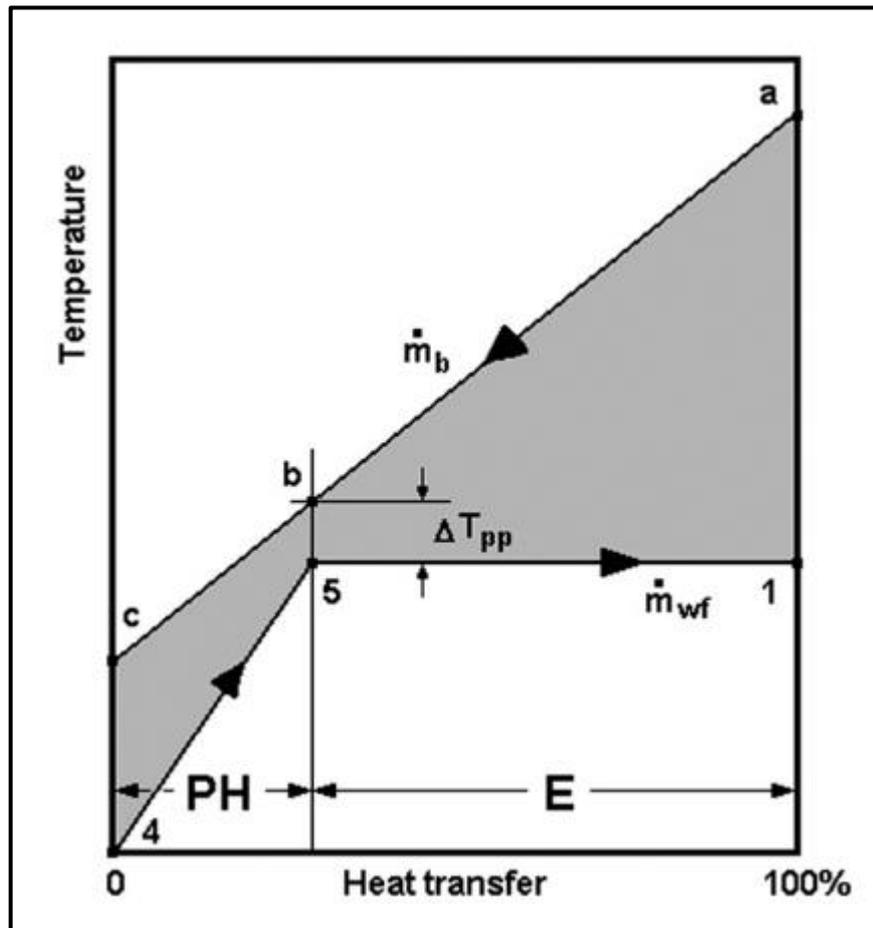


Fig. 5 Diagrama T-q ciclo binario cuando el fluido geotérmico es líquido [3]

Hay que destacar que este diagrama mostrado es el perteneciente al ciclo binario ORC calentado por líquido geotérmico. En el caso de que el calor provenga de vapor geotérmico, el diagrama será el mostrada en la Fig. 6.

Para el caso de un ciclo binario ORC recuperativo, como es uno de nuestros diseños propuestos, el diagrama T-q es algo más complejo. Más aún si mezclamos el líquido residual separado, con el líquido geotérmico proveniente del evaporador. En este caso el diagrama tiene la forma representada en la Fig. 7 y desconocemos dónde se encuentra el pinch point, con lo cual buscamos otras vías para determinar las propiedades de los flujos en los intercambiadores.

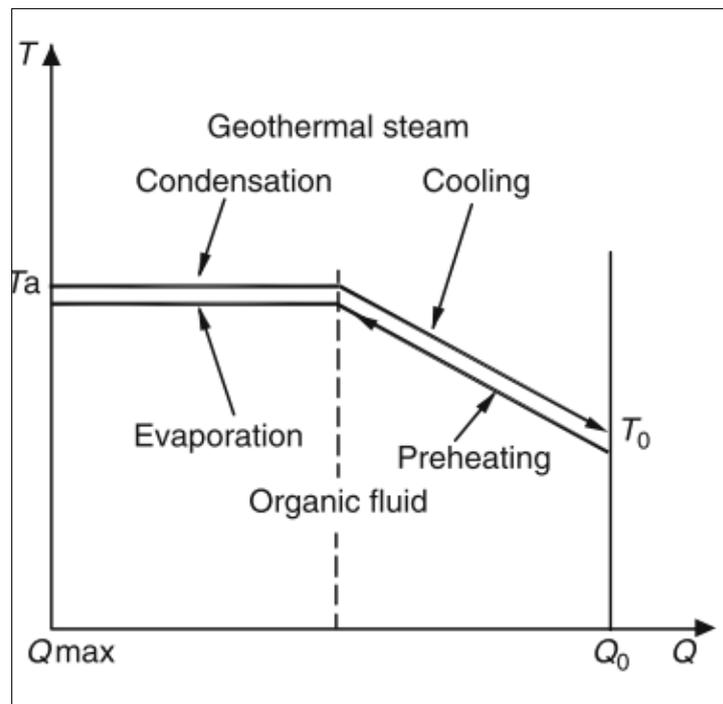


Fig. 6 Diagrama T - q ciclo binario cuando el fluido geotérmico es vapor [4]

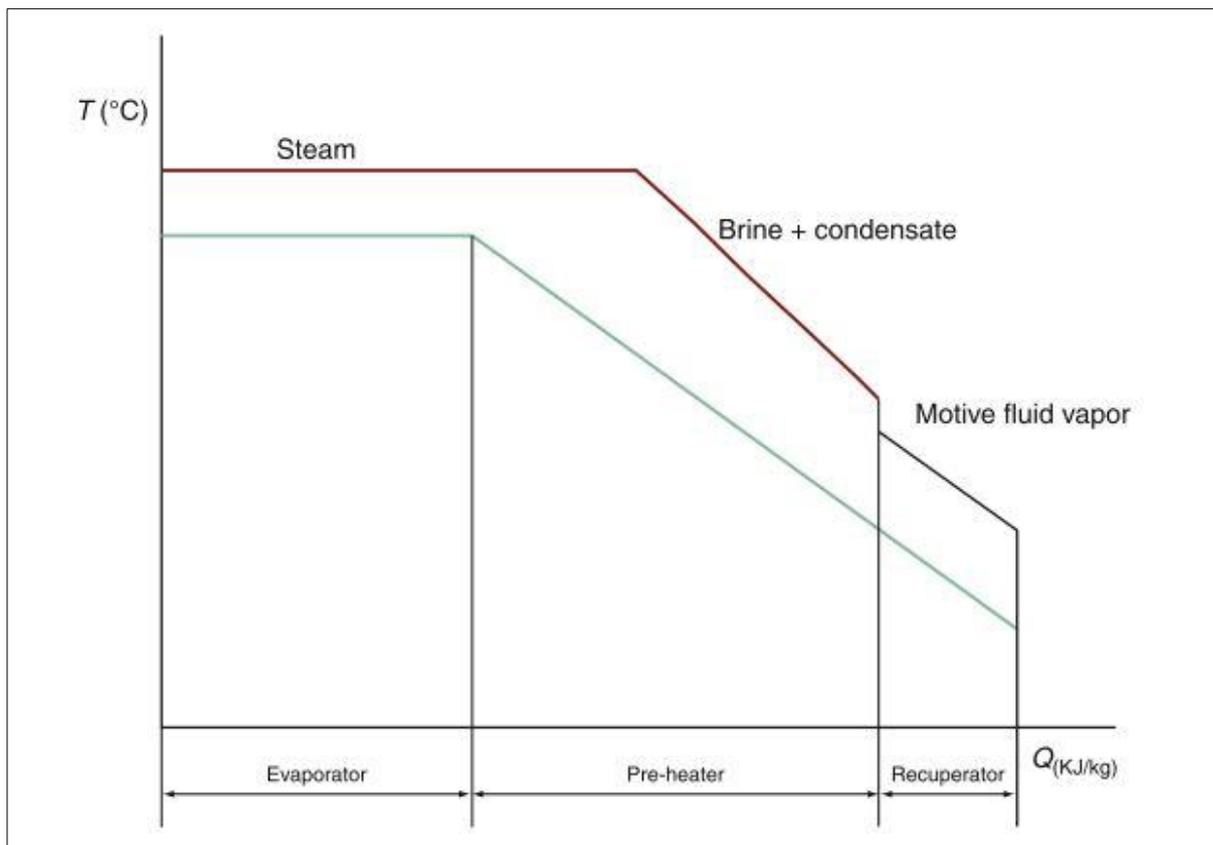


Fig. 7 Diagrama T - q ciclo binario recuperativo con unión de salmuera y condensado [4]

Para este último caso, lo que ocurre en el separador vendrá definido por la eficiencia de este. Fijando las temperaturas de entrada de la turbina, y de salida del precalentador del fluido geotérmico, ya obtenemos todas las propiedades requeridas.

El caudal másico del flujo de fluido binario ORC es una de las principales incógnitas de los diseños binarios. Este caudal se obtiene a partir del análisis energético del conjunto EVAP+PREC.

→ Balance de energía:

$$\dot{H}_1 - \dot{H}_3 + \dot{H}_a - \dot{H}_c = 0; \text{ donde } \dot{H}_x = \dot{m}_x * h_x$$

Siendo x el flujo correspondiente.

Sustituyendo por caudales y entalpía, obtenemos lo siguiente:

$$\dot{m}_c * (h_1 - h_3) = \dot{m}_f * (h_c - h_a)$$

Despejando el caudal másico del flujo frío se obtiene la ecuación mediante la cual lo calcularemos.

$$\dot{m}_f = \dot{m}_c * [(h_1 - h_3) / (h_c - h_a)]$$

2.6.3 Análisis del recuperador

Teniendo en cuenta las hipótesis que se enumeran en el primer apartado de esta sección, se desarrolla el análisis de los recuperadores. Para ello, se supone un recuperador RECU, con un flujo caliente de entrada a y salida b, y un flujo frío de entrada c y salida d. Ambos flujos llevan el mismo fluido binario ORC con el mismo caudal másico (\dot{m}).

Los flujos de entrada son conocidos. El flujo a es el escape de la turbina. El flujo c es el líquido subenfriado bombeado tras salir del condensador. Teniendo ambos flujos de entrada, obtenemos los flujos de salida conociendo la eficiencia del recuperador.

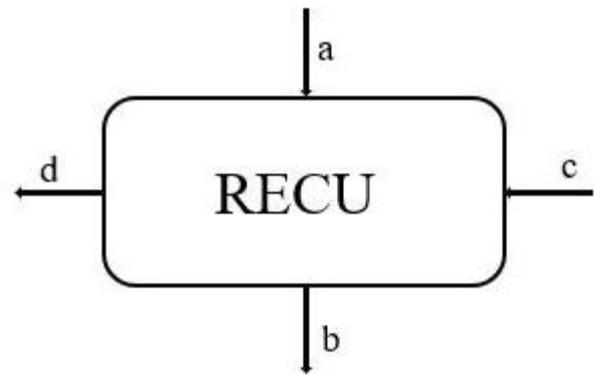


Fig. 8 Esquema recuperador (Elaboración propia)

La eficiencia ε del recuperador atiende a la siguiente ecuación: $\varepsilon = Q / Q_{\max}$

Siendo Q la transferencia de calor que tiene lugar en el recuperador, y Q_{\max} la transferencia de calor máxima de dicho recuperador. Para este caso, teniendo ambos flujos el mismo fluido, con el mismo caudal másico, la transferencia de calor máxima es la siguiente:

$$Q_{\max} = \dot{m} * C_p * (T_a - T_c)$$

Teniendo esta transferencia máxima y la eficiencia del recuperador, y volviendo a destacar que ambos flujos llevan el mismo fluido con el mismo caudal másico, obtenemos las temperaturas de salida fácilmente de la siguiente manera:

$$\varepsilon = (T_a - T_b) / (T_a - T_c)$$

$$\varepsilon = (T_d - T_c) / (T_a - T_c)$$

Despejando las temperaturas de salida en las ecuaciones obtenidas antes, tenemos lo siguiente:

$$T_b = T_a - \varepsilon^*(T_a - T_c)$$

$$T_d = \varepsilon^*(T_a - T_c) + T_e$$

2.7 Análisis de separadores

Teniendo en cuenta las hipótesis que se enumeran en el primer apartado de esta sección, desarrollamos el análisis de los separadores. Para ello, se supone un separador S, con un flujo de entrada 1, un flujo de salida 2 (líquido) y otro flujo de salida 3 (vapor), con un caudal másico \dot{m} .

Para determinar la proporción de vapor extraído, es necesario calcular el título de vapor a la entrada del separador, tras el proceso de estrangulamiento. Esta calidad del separador la podemos extraer del balance de energía de este.

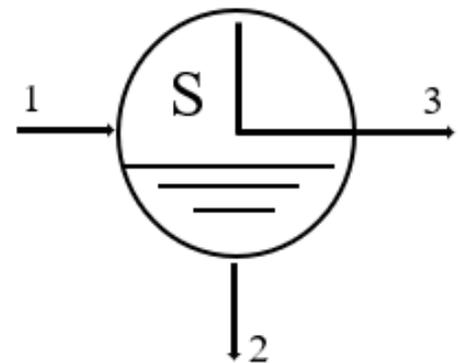


Fig. 9 Esquema separador (Elaboración propia)

→ Balance de energía:

$$\dot{H}_1 - \dot{H}_2 - \dot{H}_3 = 0; \text{ donde } \dot{H}_x = \dot{m}_x * h_x$$

Siendo x el flujo correspondiente.

Por lo tanto, y siendo $\dot{m}_2 = \dot{m}_1(1 - X_2)$; y $\dot{m}_3 = \dot{m}_1 X_2$; obtenemos la ecuación mediante la cual calculamos el título de vapor (X_2):

$$X_2 = (h_2 - h_3) / (h_4 - h_3)$$

La entalpía del flujo de entrada al separador la conocemos, pero necesitamos también las temperaturas de salida (que también coinciden con la de entrada). Para obtener esta temperatura (T_{sep}) debemos definir la temperatura óptima del separador.

La ecuación que nos determina la temperatura óptima fue obtenida en la bibliografía consultada, a partir de procesos de derivación y ciertas consideraciones [3], y es la siguiente:

$$T_{sep, \text{ óptima}} = (T_{recurso} + T_{cond}) / 2$$

Como se puede apreciar, la temperatura óptima del separador es una media de la temperatura del recurso y la temperatura de condensación, que es la misma que la temperatura de reinyección escogida.

En el caso de una planta doble flash, debemos tener en cuenta la siguiente regla. La diferencia de temperatura entre el recurso y el primer flash es la misma que la diferencia de temperatura entre el primer flash y el segundo, y a su vez es la misma que la diferencia de temperatura entre el segundo flash y el condensado.

$$T_{recurso} - T_{primer \text{ flash}} = \Delta T \quad (1)$$

$$T_{primer \text{ flash}} - T_{segundo \text{ flash}} = \Delta T \quad (2)$$

$$T_{segundo \text{ flash}} - T_{cond} = \Delta T \quad (3)$$

Conociendo las temperaturas del recurso y del condensado, obtenemos tres ecuaciones con tres incógnitas, de las cuales obtenemos las temperaturas óptimas de cada proceso de separación de una planta doble flash.

Una vez obtenidas las temperaturas, y teniendo en cuenta que el vapor y el líquido separados se encuentran en estado de saturación, ya se pueden determinar las entalpías de los fluidos separados, así como el título de vapor del separador.

2.8 Cálculo de rendimientos

Para los ciclos binarios se calcula el rendimiento térmico del ciclo. Este rendimiento consiste en el cociente entre el trabajo neto \dot{W}_{NET} producido por la planta, y el calor aportado por el fluido geotérmico $Q_{EVAP+PREC}$ que se trata del calor aportado al ciclo para realizar el trabajo.

$$\eta_T = \dot{W}_{NET} / Q_{EVAP+PREC}$$

Este rendimiento representa lo que logra producir la planta a partir de el calor aportado por el fluido geotérmico. En ciclos binarios básicos suele encontrarse entre el 10 y el 13 % [3]. Al añadir un recuperador este rendimiento aumenta entre un 10 y un 15 % [4]. Sin embargo, la bibliografía maneja estos valores para el rendimiento del ciclo, no de la planta. Esto quiere decir que en el trabajo neto del ciclo no considera consumos auxiliares (bombas, ventiladores del condensador, otros...), por lo tanto, los valores obtenidos en este proyecto serán algo inferiores, puesto que si se consideran algunos consumos auxiliares (no todos los que realmente habrían), por lo que nuestro rendimiento será inferior y algo más próximo al rendimiento real de la planta.

Otro rendimiento interesante para evaluar es el conocido como eficiencia de utilización. Este rendimiento compara la salida de potencia real de la planta con la potencia teórica máxima que podría producirse a partir del fluido geotérmico.

La energía específica máxima del fluido geotérmico a una presión p y temperatura T , en presencia de una presión ambiente p_0 y una temperatura ambiente T_0 , viene dada por:

$$w_{\max} = h(T,p) - h(T_0,p_0) - T_0*[s(T,p) - s(T_0,p_0)]$$

Este trabajo máximo se multiplica por la tasa total de flujo entrante de fluido geotérmico y se obtiene la máxima potencia termodinámica teórica E :

$$E = \dot{m}_{\text{total}} * w_{\max}$$

La eficiencia de utilización será la siguiente:

$$\eta_u = \dot{W}_{\text{NET}} / E$$

Las plantas doble flash suelen abarcar un rango de 35 – 45 % en eficiencia de utilización y las plantas binarias un 25 – 45 % [3]. Al igual que para el rendimiento térmico, al considerar más consumos en el trabajo neto (en especial el de los ventiladores), obtendremos eficiencias algo inferiores.

3. Datos de partida

3.1 Datos estimados

Los datos estimados comprenden principalmente los datos que tienen que ver con el recurso, con su reinyección y, especialmente su producción.

Se emplea la estimación para la entalpía del fluido tomada por el IGME [5] de entre 250-280 kcal/kg, lo que son aproximadamente 1050-1200 kJ/kg, lo cual son valores muy comunes para un recurso geotermal de este tipo dominado por líquido. En concreto seleccionamos un valor de 1125 kJ/kg para la entalpía de nuestro fluido.

Hay distintas fuentes que estiman la temperatura del fluido en distintos valores. El IDAE habla de un rango de 200-220 °C [6], el IGME estimó en los estudios de finales del siglo 20 un rango de 250-400 °C [5], la consultora contratada por Petratherm, SKM concretaba en 240 °C la temperatura [7], y los estudios geofísicos y geoquímicos manejan el rango de 250-300 °C [8]. Teniendo en cuenta todas estas estimaciones, se escoge una temperatura de 250 °C para los cálculos.

Teniendo una entalpía de 1125 kJ/kg, para una temperatura de 250 °C, podemos estimar una calidad de vapor muy baja (en torno al 2% de vapor), es por ello que, para los cálculos, consideraremos que el fluido se encuentra completamente en fase líquida y en estado de saturación.

Para el caudal extraíble por sondeo, no existen valores exactos ya que no se llegaron a realizar sondeos de exploración, por lo tanto, se usa un rango de valores típico en yacimientos geotermales similares en otras plantas geotérmicas. Este rango será de 150-250 m³/h [5], lo que equivale a unos 42-70 kg/s. Dentro de este rango escogemos un valor medio de 56 kg/s para los cálculos. Se debe tener en cuenta que este será el valor total que se usará para el caudal másico de fluido geotérmico que circula por el ciclo. Esto quiere decir que únicamente se considera un

pozo de producción en los cálculos, por lo tanto, en los resultados se obtienen los valores de potencia producida/consumida por pozo de producción.

Para la reinyección, varios autores sugieren una temperatura mínima de reinyección de entre 70 y 100 °C [9]. Es por ello, que elegiremos el valor medio de 85°C como temperatura de reinyección para nuestros cálculos, de esta manera tenemos cierto margen de seguridad.

Datos de partida estimados			
Parámetro	Denominación	Valor	Unidad
Entalpía del recurso	h_1	1125	kJ/kg
Temperatura del recurso	T_1	250	°C
Calidad del recurso	X_1	0	%
Caudal extraíble	$\dot{m}_{rec} = \dot{m}_{total}$	56	kg/s
Número de pozos de producción	n_{pozos}	1	pozo
Temperatura de reinyección	$T_{iny} = T_{lim}$	85	°C

Tabla 1. Resumen de datos de partida estimados (Elaboración propia)

3.2 Datos supuestos

Para hacer posible el desarrollo de este proyecto se han tenido que suponer una serie de datos. Todos ellos dependen de los equipos comerciales finalmente empleados (ver Anexo III). Debido a la falta de información de equipos comerciales para plantas geotérmicas, algunos de estos valores se han supuesto. Sin embargo, gracias al desarrollo que se ha llevado a cabo para los cálculos, a modo de hoja cálculo totalmente automatizada y reprogramable, si este proyecto se fuera a materializar, sólo sería necesario modificar los datos de partida, y se recalcularán los resultados (esto también es aplicable a los datos estimados).

3.2.1 Datos para la turbina de vapor

La turbina de vapor escogida (Siemens SST-400 GEO Size 1, ver Anexo III) ofrece como es habitual dos tipos de configuración. La configuración “condensing turbine” nos exige una presión de escape máxima de 0,4 bar, mientras que la configuración “back-pressure turbine” nos limita a 1,4 bar. La primera configuración está pensada para un uso normal de la turbina, mientras que la segunda sacrifica parte de la potencia obtenida con el objetivo de usar el calor del escape, por ejemplo, en un ciclo binario de una planta geotérmica.

Para el caso de la planta doble flash se usará la turbina para condensación y se limitará la presión de escape a 0,2 bar. En el caso de la planta de ciclo integrado flash-binario, emplearemos la configuración de “back-pressure” y limitaremos la presión a 1,2 bar.

3.2.2 Datos para la turbina binaria

En el caso de las turbinas orgánicas, el parámetro de diseño principal suele ser la temperatura de entrada a la turbina. Para las turbinas orgánicas del ciclo binario recuperativo y del ciclo binario de la planta flash-binaria cuya fuente de calor es el líquido residual proveniente del separador, emplearemos una temperatura supuesta de 140 °C. Para la otra turbina del ciclo flash-binario, cuya fuente de calor es el líquido proveniente del separador emplearemos una temperatura supuesta de 100 °C. Los valores son propuestos en base a la temperatura del separador (ver apartado 3.2.5). Estas temperaturas dependerán también de la turbina binaria implantada, equipo que no se ha conseguido para este proyecto.

3.2.3 Datos para el condensado

Otro parámetro que se debe fijar para los cálculos es el de la temperatura de la condensación. Para los ciclos binarios se propone una temperatura de 45 °C. En el caso de la configuración doble flash, no es necesario fijarla, ya que el condensado se realiza sin caída de temperatura.

Para el circuito de refrigeración, únicamente tendremos en cuenta los condensadores refrigerados por aire de los ciclos binarios. En ellos, el aire se introduce a temperatura ambiente, para ser soplado con el objetivo de disipar el calor del fluido caliente. En este proyecto, se toman datos proporcionados por Agencia Estatal de Meteorología [10]. Se obtiene como temperatura máxima anual, para la zona del aeropuerto del sur de Tenerife, 28,4 °C. Para los cálculos se aproxima a 30 °C.

El calor específico del aire se toma a 30 °C y es de 1007 J/kgK [11].

3.2.4 Datos para los intercambiadores de calor

En el caso del recuperador se debe suponer una eficiencia de intercambio, que nos permitirá determinar las propiedades de salida, conociendo únicamente las de entrada, como se describe en el apartado 2.6.3. Suponemos una eficiencia del 70% en la recuperación.

Para el segundo circuito binario de la configuración integrada flash-binaria, necesitamos fijar un pinch point en el conjunto de evaporador y precalentador. Este pinch point es de 3 °C y se escoge siguiendo ejemplos de la bibliografía [3][2][4]. Se empleará únicamente para el segundo circuito binario de la planta integrada (el que obtiene calor del líquido residual separado), puesto que, en la planta recuperativa, el diagrama T-q (Fig. 7) nos indica que se desconoce el punto exacto del pinch point, y en el caso del primer circuito binario de la planta integrada no es necesario, puesto que obtiene calor del vapor de escape de la turbina de vapor, y se determinan las propiedades de los flujos relacionados con los intercambiadores de forma sencilla.

3.2.5 Datos para los separadores

En el apartado 2.7 de este anexo se explica el análisis del separador y cómo se determina una temperatura óptima aproximada. Siguiendo esos cálculos obtenemos lo siguiente.

Teniendo en cuenta una temperatura de recurso de 250 °C y una temperatura de reinyección de 85 °C, obtenemos una temperatura de separador de 167,5 °C que aproximaremos a 170 °C. En el caso de la configuración doble flash, por el sistema de ecuaciones descrito en el apartado 2.7, obtenemos como temperatura del primer flash 195 °C y como temperatura del segundo flash 140 °C.

3.2.6 Datos de rendimientos

Debido a que los fabricantes no suelen aportar información sobre los rendimientos isentrópicos de los equipos, se tienen que suponer.

Se ha supuesto un rendimiento de un 85% tanto para turbinas de vapor como para turbinas orgánicas (en el caso de las segundas, apoyándonos en la bibliografía [3], siendo el rendimiento típico manejado para turbinas orgánicas).

Para las bombas se supone un rendimiento del 75%, basado en la misma fuente.

El rendimiento eléctrico suele tener un valor alto de entorno al 95%, que será el valor escogido para los cálculos.

3.2.7 Resumen de datos supuestos

A continuación, se muestra una tabla a modo de resumen de los datos supuestos:

Datos de partida supuestos			
Parámetro	Denominación	Valor	Unidad
Presión de escape TV (Con)	$p_{\text{escape (con)}}$	0,2	bar
Presión de escape TV (BP)	$p_{\text{escape (bp)}}$	1,2	bar
Temperatura de entrada TB 1	T_{TB1}	140	°C
Temperatura de entrada TB 2	T_{TB2}	100	°C
Temperatura de condensado (ciclo binario)	$T_{\text{cond, b}}$	45	°C
Pinch Point Evaporador + Precalentador	ΔT_{pp}	3	°C
Temperatura separador	T_{sep}	170	°C
Temperatura flash 1	$T_{\text{flash 1}}$	195	°C
Temperatura flash 2	$T_{\text{flash 2}}$	140	°C
Eficiencia recuperador	ε	70	%
Rendimiento isentrópico TV	η_{STV}	85	%
Rendimiento isentrópico TO	η_{STO}	85	%
Rendimiento isentrópico Bombas	η_{SB}	75	%
Rendimiento eléctrico	η_e	95	%
Temperatura estado muerto	T_0	25	°C
Presión estado muerto	p_0	1	bar

Tabla 2. Resumen de datos de partida supuestos (Elaboración propia)

3.2.8 Fluido ORC

En el caso de los ciclos binarios considerados se debe emplear un fluido de trabajo de origen orgánico con un punto de ebullición inferior al del agua. Este fluido moverá una turbina orgánica y producirá el total de energía eléctrica o parte del total.

Se escogen ocho fluidos distintos:

Fluido	Fórmula	T _c (°C)	P _c (MPa)	Fuente
n-Butano	C ₄ H ₁₀	150,8	3,718	[4]
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	193,9	3,24	[4]
Ciclopentano	cyclo-C ₅ H ₁₀	238,55	4,51	[12]
Isopentano	i-C ₅ H ₁₂	187,8	3,409	[4]
Tolueno	C ₇ H ₈	318,65	4,109	[12]
EtilBenceno	C ₈ H ₁₀	344,05	3,609	[12]
o-Xileno	C ₈ H ₁₀	357,18	3,732	[12]
MM	C ₆ H ₁₈ OSi ₂	245,55	1,925	[12]

Tabla 3. Fluidos de trabajo considerados con temperatura crítica (T_c) y presión crítica (P_c)
 (Elaboración propia)

Tras una pequeña optimización del fluido ORC en función de la potencia producida, el rendimiento obtenido y el caudal másico circulante, entre otros factores comentados en el apartado 8.7.1 de la Memoria, se escoge el Tolueno como fluido de trabajo ORC. En el apartado 4.2 de este Anexo se recogen los resultados obtenidos para cada fluido.

3.3 Descripción de puntos de estudio

3.3.1 Puntos de estudio. Planta doble flash

A continuación, se muestra la configuración de la planta doble flash considerada y sus principales equipos y puntos de estudio considerados:

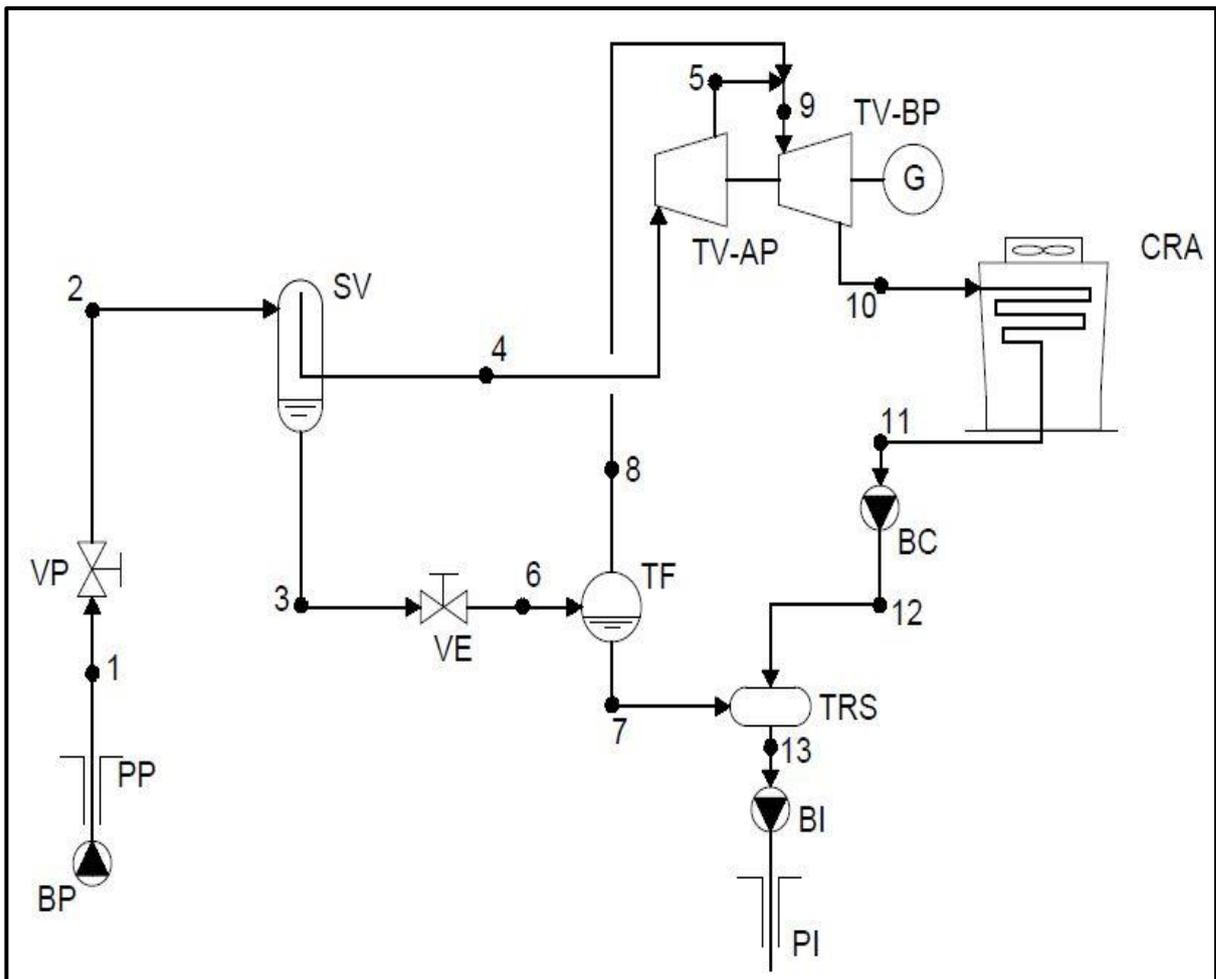


Fig. 10 Esquema equipos principales diseño doble flash (Elaboración propia)

Se construye una tabla con los distintos puntos de estudio, los procesos que se llevan a cabo entre cada uno de ellos y el estado en el que se encuentra el fluido en dichos puntos (Tablas 4 y 5).

ESTADOS	
1	Recurso geotérmico
2	Mezcla bifásica
3	Líquido saturado
4	Vapor saturado
5	Mezcla bifásica
6	Mezcla bifásica
7	Líquido saturado
8	Vapor saturado
9	Mezcla bifásica
10	Mezcla bifásica
11	Líquido saturado
12	Líquido subenfriado
13	Líquido subenfriado

Tabla 4. Puntos de estudio y estado del fluido. Planta doble flash (Elaboración propia)

PROCESOS	
1 → 2	Estrangulamiento del recurso geotérmico
2 → 3	Separación del líquido (primer flash)
2 → 4	Separación del vapor (primer flash)
4 → 5	Expansión del vapor separado en la turbina de alta presión
3 → 6	Estrangulamiento del líquido residual separado en el primer flash
6 → 7	Separación del líquido (segundo flash)
6 → 8	Separación del vapor (segundo flash)
5 + 8 → 9	Mezcla de vapor de escape de turbina de alta presión y vapor separado de segundo flash
9 → 10	Expansión de la mezcla en la turbina de baja presión
10 → 11	Condensado de vapor
11 → 12	Bombeo del condensado hacía tanque de retención
7 + 12 → 13	Mezcla de líquido separado y condensado en tanque de retención

Tabla 5. Procesos experimentados por el fluido. Planta doble flash (Elaboración propia)

3.3.2 Puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa

A continuación, se muestra la configuración de la planta binaria ORC recuperativa considerada y sus principales equipos y puntos de estudio considerados:

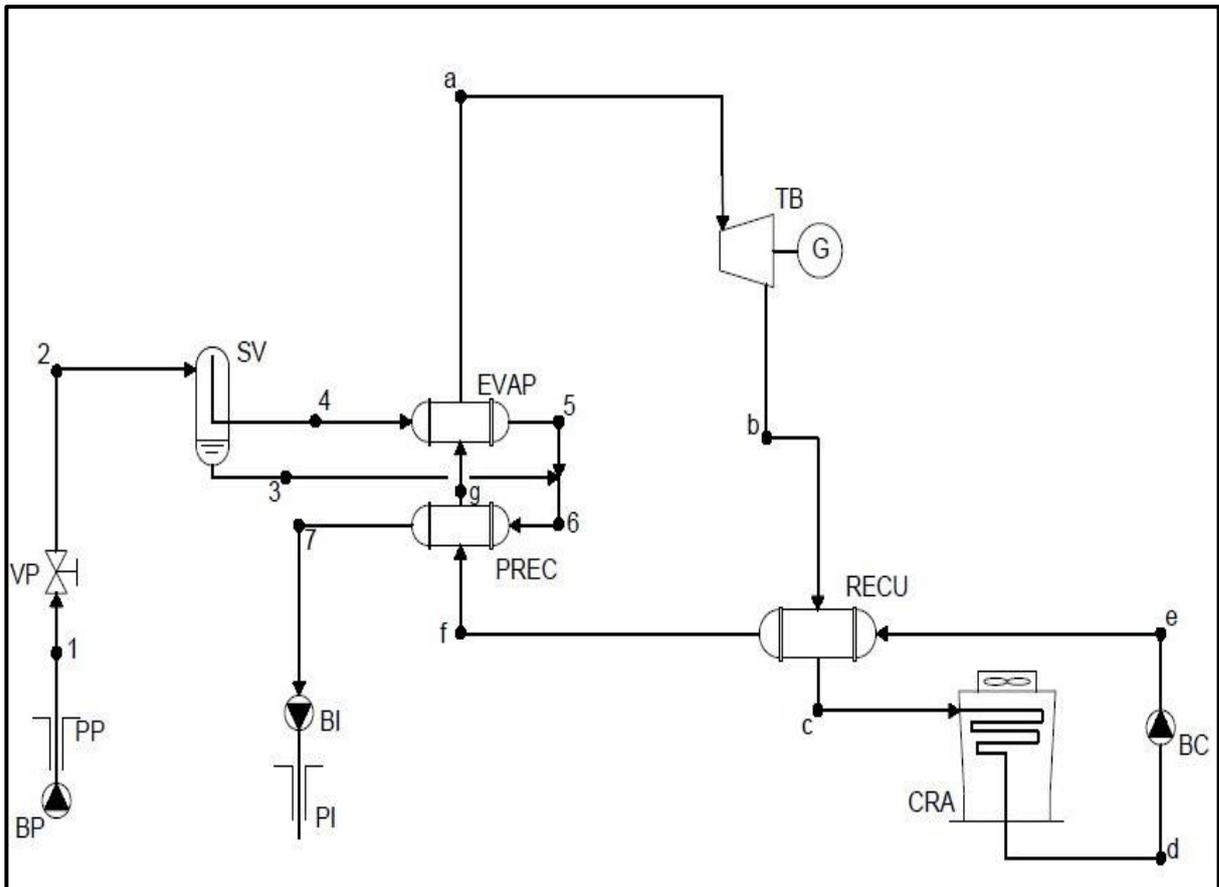


Fig. 11 Esquema equipos principales diseño binario ORC recuperativo (Elaboración propia)

Se construye una tabla con los distintos puntos de estudio, los procesos que se llevan a cabo entre cada uno de ellos y el estado en el que se encuentra el fluido en dichos puntos (Tablas 6 y 7).

ESTADOS			
Ciclo de vapor		Loop Binario	
1	Recurso geotérmico	a	Vapor saturado
2	Mezcla bifásica	b	Vapor sobrecalentado
3	Líquido saturado	c	Vapor sobrecalentado
4	Vapor saturado	d	Líquido saturado
5	Líquido saturado	e	Líquido subenfriado
6	Líquido saturado	f	Líquido subenfriado
7	Líquido subenfriado	g	Líquido saturado

Tabla 6. Puntos de estudio y estado del fluido. Planta ORC recuperativa (Elaboración propia)

PROCESOS	
Ciclo de vapor	
1 → 2	Estrangulamiento del recurso geotérmico
2 → 3	Separación del líquido
2 → 4	Separación del vapor
4 → 5	Condensado del vapor, cambio de fase
3 + 5 → 6	Mezcla de líquido residual separado y líquido proveniente del evaporador
6 → 7	Caída de temperatura, cesión de calor
Loop Binario	
a → b	Expansión del vapor orgánico en la turbina binaria
b → c	Cesión de calor en recuperador
c → d	Condensado de fluido orgánico
d → e	Bombeo de condensado hacia recuperador
e → f	Absorción de calor en recuperador
f → g	Pre calentamiento, aumento de temperatura
g → a	Evaporación de fluido orgánico, cambio de fase

Tabla 7. Procesos experimentados por el fluido. Planta ORC recuperativa (Elaboración propia)

3.3.3 Puntos de estudio. Planta flash-binaria ORC integrada

A continuación, se muestra la configuración de la planta flash-binaria ORC integrada considerada y sus principales equipos y puntos de estudio considerados:

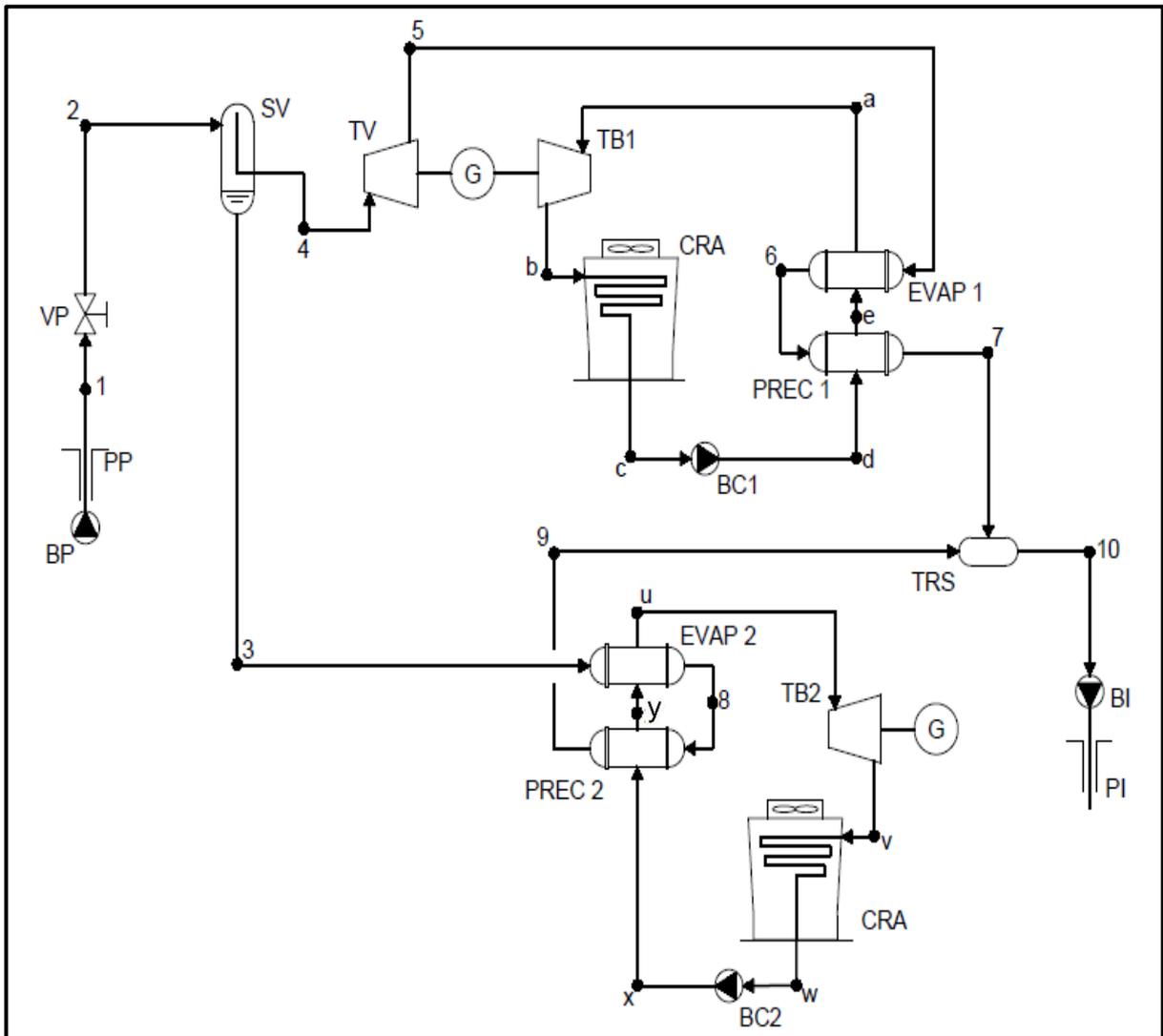


Fig. 12 Esquema equipos principales diseño integrado flash-binario ORC
 (Elaboración propia)

Se construye una tabla con los distintos puntos de estudio, los procesos que se llevan a cabo entre cada uno de ellos y el estado en el que se encuentra el fluido en dichos puntos (Tablas 8 y 9).

ESTADOS			
Ciclo de vapor			
1	Recurso geotérmico		
2	Mezcla bifásica		
3	Líquido saturado		
4	Vapor saturado		
5	Mezcla bifásica		
6	Líquido saturado		
7	Líquido subenfriado		
8	Líquido subenfriado		
9	Líquido subenfriado		
10	Líquido subenfriado		
Loop Binario 1		Loop Binario 2	
a	Vapor saturado	u	Vapor saturado
b	Vapor sobrecalentado	v	Vapor sobrecalentado
c	Líquido saturado	w	Líquido saturado
d	Líquido subenfriado	x	Líquido subenfriado
e	Líquido saturado	y	Líquido saturado

Tabla 8. Puntos de estudio y estado del fluido. Planta flash-binaria ORC integrada

(Elaboración propia)

PROCESOS			
Ciclo de vapor			
1 → 2	Estrangulamiento del recurso geotérmico		
2 → 3	Separación del líquido		
2 → 4	Separación del vapor		
4 → 5	Expansión del vapor separado en la turbina de vapor		
5 → 6	Cesión de calor en evaporador, condensado de vapor (loop 1)		
6 → 7	Cesión de calor en precalentador, caída de temperatura (loop 1)		
3 → 8	Cesión de calor en evaporador, caída de temperatura en el agua (loop 2)		
8 → 9	Cesión de calor en precalentador, caída de temperatura (loop 2)		
7 + 9 → 10	Mezcla de condensados en tanque de retención		
Loop Binario 1		Loop Binario 2	
a → b	Expansión del vapor orgánico en la turbina binaria (TB1)	u → v	Expansión del vapor orgánico en la turbina binaria (TB2)
b → c	Condensado de fluido orgánico	v → w	Condensado de fluido orgánico
c → d	Bombeo de condensado hacia recuperador	w → x	Bombeo de condensado hacia recuperador
d → e	Precalentamiento	x → y	Precalentamiento
e → a	Evaporación del fluido	y → u	Evaporación del fluido

Tabla 9. Procesos experimentados por el fluido. Planta flash-binaria ORC integrada

(Elaboración propia)

4. Resultados

En esta sección se muestran todos y cada uno de los resultados obtenidos.

4.1 Resultados por tipo de diseño

Primero se clasifican los cálculos según el tipo de diseño elegido, obteniendo las propiedades del fluido en los distintos puntos de estudio de cada uno de los tres diseños a estudiar.

También se comentan brevemente los resultados de potencias y rendimientos obtenidos para cada configuración.

4.1.1 Resultados planta doble flash

Teniendo en cuenta la sección 3 y, en especial los puntos de estudio y procesos que se definen en el subapartado 3.3.1, se obtienen los siguientes resultados de presión, temperatura, calidad de vapor, entalpía y entropía. Los resultados se reflejan mediante tablas elaboradas en la hoja de cálculo programada para este proyecto, empleando Excel y Coolprop. En dichas tablas se tienen en cuenta los estados de los modelos isentrópicos de algunos puntos de estudio. Además, en la última columna se aclara el método de obtención de las propiedades de cada punto de estudio (Tabla 10). También se muestra la tabla con los caudales máxicos que circularán por la instalación (Tabla 11).

Estado	P (bar)	T (°C)	x	h (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	Método de obtención
1	39,762	250,00	0	1125,00	2,7935	Recurso geotérmico estimado
2	13,988	195,00	0,1507	1125,00	2,9137	Válvula isentrópica, calidad separador
3	13,988	195,00	0	829,79	2,2832	Líquido saturado a temperatura separador
4	13,988	195,00	1	2788,82	6,4678	Vapor saturado a temperatura separador
5 _s	3,615		0,9111	2542,76	6,4678	Modelo isentrópico turbina
5	3,615	140,00	0,9283	2579,67	6,5571	A partir de rendimiento isentrópico turbina de vapor
6	3,615	140,00	0,1122	829,79	2,3216	Válvula isentrópica, calidad tanque flash
7	3,615	140,00	0	589,16	1,7392	Líquido saturado a temperatura segundo separador
8	3,615	140,00	1	2733,44	6,9293	Vapor saturado a temperatura segundo separador
9	3,615	140,00	0,9561	2639,25	6,7013	Balance energía
10 _s	0,200		0,8296	2207,12	6,7013	Modelo isentrópico turbina
10	0,200	60,06	0,8571	2271,94	6,8958	A partir de rendimiento isentrópico turbina de vapor
11	0,200	60,06	0	251,42	0,8320	Líquido saturado
12 _s	3,615		n.a.	251,77	0,8320	Modelo isentrópico bomba
12	3,615	60,10	n.a.	251,89	0,8324	A partir de rendimiento isentrópico bomba
13	3,615	118,53	n.a.	506,19	1,5335	Balance energía tanque de retención

Tabla 10. Resultados obtenidos para los puntos de estudio. Diseño doble flash
 (Elaboración propia)

Caudales másicos	kg/s
$\dot{m}_1 = \dot{m}_2$	56,000
$\dot{m}_3 = \dot{m}_6$	47,561
$\dot{m}_4 = \dot{m}_5$	8,439
\dot{m}_7	42,224
\dot{m}_8	5,337
$\dot{m}_9 = \dot{m}_{10} = \dot{m}_{11} = \dot{m}_{12}$	13,776
\dot{m}_{aire}	1839,186

Tabla 11. Resultados obtenidos de caudales másicos. Diseño doble flash (Elaboración propia)

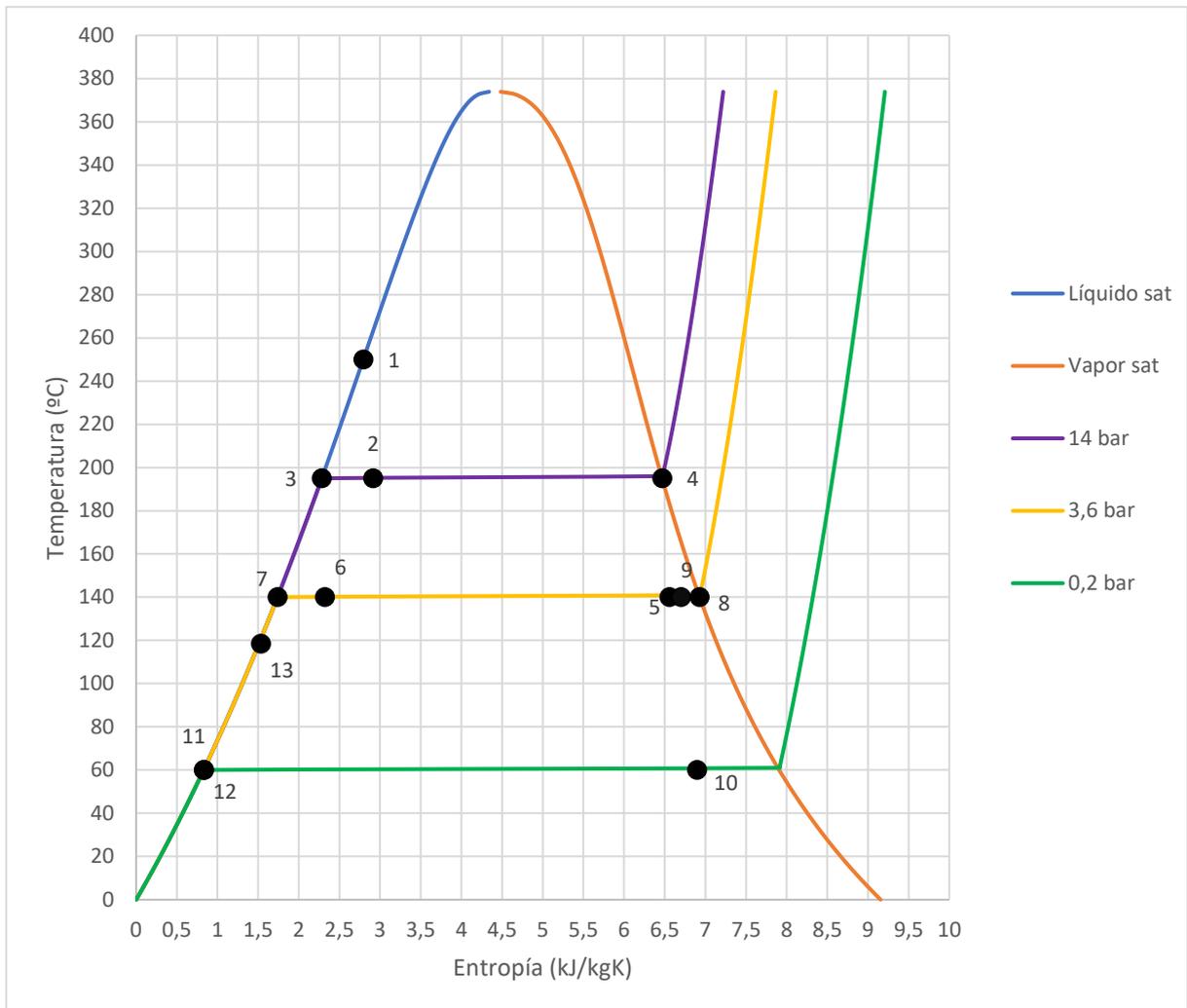


Fig. 13 Diagrama T-s con puntos de estudio. Planta doble flash (Elaboración propia)

En la Fig. 13 se muestra el diagrama T-s obtenido, con los puntos de estudio ubicados en él. De esta manera se entiende mejor el proceso que se lleva a cabo.

Tras obtener las propiedades del fluido en cada punto de estudio y los caudales másicos que circulan por dichos puntos, ya se pueden obtener aproximadamente los resultados de calor a disipar por el condensador, potencia consumida por las bombas y potencias producidas por las turbinas (Tabla 12).

RESULTADOS	kW	MW
Q_{COND}	27834,58	27,83
W_{BC}	6,38	0,01
\dot{W}_{CRA}	459,80	0,46
\dot{W}_{TV-AP}	1764,95	1,76
\dot{W}_{TV-BP}	5060,10	5,06
\dot{W}_{NET}	6358,88	6,36
\dot{W}_E	6040,93	6,04

Tabla 12. Resultados generales obtenidos para el diseño doble flash (Elaboración propia)

Cabe destacar que, a pesar de que la refrigeración por aire no es el método más recomendado para una planta tipo flash, se ha considerado en este caso para homogeneizar los cálculos. Además, por la ubicación de la planta se debe considerar la posibilidad de refrigerar por aire, aunque fuera una planta tipo flash.

Como se puede ver, para el diseño considerado, con una presión de escape de la turbina de baja presión, de 0,2 bar y unas temperaturas de primer y segundo flash, de 195 y 140 °C, respectivamente, obtenemos unos 6 MW eléctricos por cada pozo de producción. Cabe destacar que la temperatura de reinyección se quedaría 33 °C por encima de la temperatura impuesta como dato de partida (85 °C), con lo cual se puede decir que es un diseño que en principio no sobreexplotaría el recurso.

Por último, se obtiene una eficiencia de utilización del 41,4 %, que se encuentra dentro del rango habitual en plantas doble flash, además se trata de un valor alto dentro del rango, aún teniendo en cuenta que se ha considerado el consumo de los ventiladores.

Eficiencia Utilización		%
η_u	0,4139	41,39

Tabla 13. Eficiencia de utilización. Planta doble flash (Elaboración propia)

4.1.2 Resultados planta binaria ORC recuperativa

Teniendo en cuenta la sección 3 y, en especial los puntos de estudio y procesos que se definen en el subapartado 3.3.2, se obtienen los siguientes resultados de presión, temperatura, calidad de vapor, entalpía y entropía. Los resultados se reflejan mediante tablas elaboradas en la hoja de cálculo programada para este proyecto, empleando Excel y Coolprop. En dichas tablas se tienen en cuenta los estados de los modelos isentrópicos de algunos puntos de estudio.

Estado	P (bar)	T (°C)	x	h (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	Método de obtención
1	39,762	250,00	0	1125,00	2,7935	Recurso geotérmico estimado
2	7,922	170,00	0,1981	1125,00	2,9576	Válvula isentrópica, calidad del separador
3	7,922	170,00	0	719,08	2,0417	Líquido saturado a temperatura separador
4	7,922	170,00	1	2767,90	6,6650	Vapor saturado a temperatura separador
5	7,922	170,00	0	719,08	2,0417	Líquido saturado
6	7,922	170,00	0	719,08	2,0417	Balance de energía
7	7,922	85,00	n.a.	356,59	1,1341	Establecemos a temperatura límite de reinyección
Ciclo binario						
a	2,181	140,00	1	401,09	0,9759	Vapor saturado a temperatura entrada turbina
b _s	0,099		n.a.	299,52	0,9759	Modelo isentrópico turbina binaria
b	0,099	74,37	n.a.	314,76	1,0205	A partir de rendimiento isentrópico turbina
c	0,099	53,88	n.a.	288,41	0,9423	A partir de eficiencia recuperador
d	0,099	45,00	0	-123,56	-0,3521	Líquido saturado a temperatura de condensado
e _s	2,181		n.a.	-123,31	-0,3521	Modelo isentrópico bomba
e	2,181	45,10	n.a.	-123,23	-0,3518	A partir de rendimiento isentrópico bomba
f	2,181	65,59	n.a.	-86,31	-0,2394	A partir de eficiencia recuperador
g	2,181	140,00	0	60,63	0,1518	Líquido saturado a temperatura entrada turbina

Tabla 14. Resultados obtenidos para los puntos de estudio. Diseño binario ORC recuperativo

(Elaboración propia)

También se muestra la tabla con los caudales másicos que circularán por la instalación (Tabla 15).

Caudales másicos	kg/s
$\dot{m}_1 = \dot{m}_2$	56,000
$\dot{m}_4 = \dot{m}_5$	11,095
\dot{m}_3	44,905
\dot{m}_{ORC}	88,286
\dot{m}_{aire}	4815,834

Tabla 15. Resultados obtenidos de caudales másicos. Diseño binario ORC recuperativo (Elaboración propia)

En la Fig. 14 se muestra el diagrama T-s obtenido para el proceso que lleva a cabo el vapor, y en la Fig. 15 lo mismo para el proceso del tolueno, con los puntos de estudio ubicados en él. De esta manera se entiende mejor el proceso que se lleva a cabo.

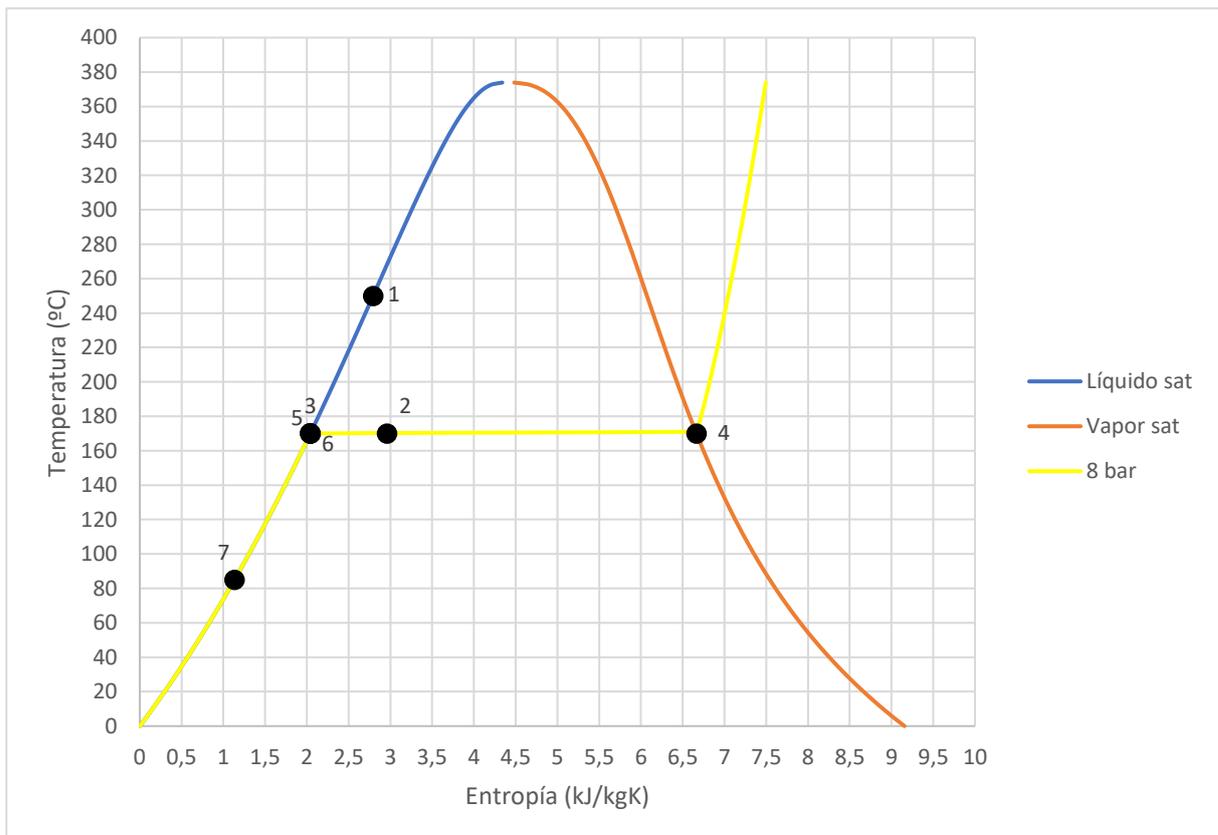


Fig. 14 Diagrama T-s del agua con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa (Elaboración propia)

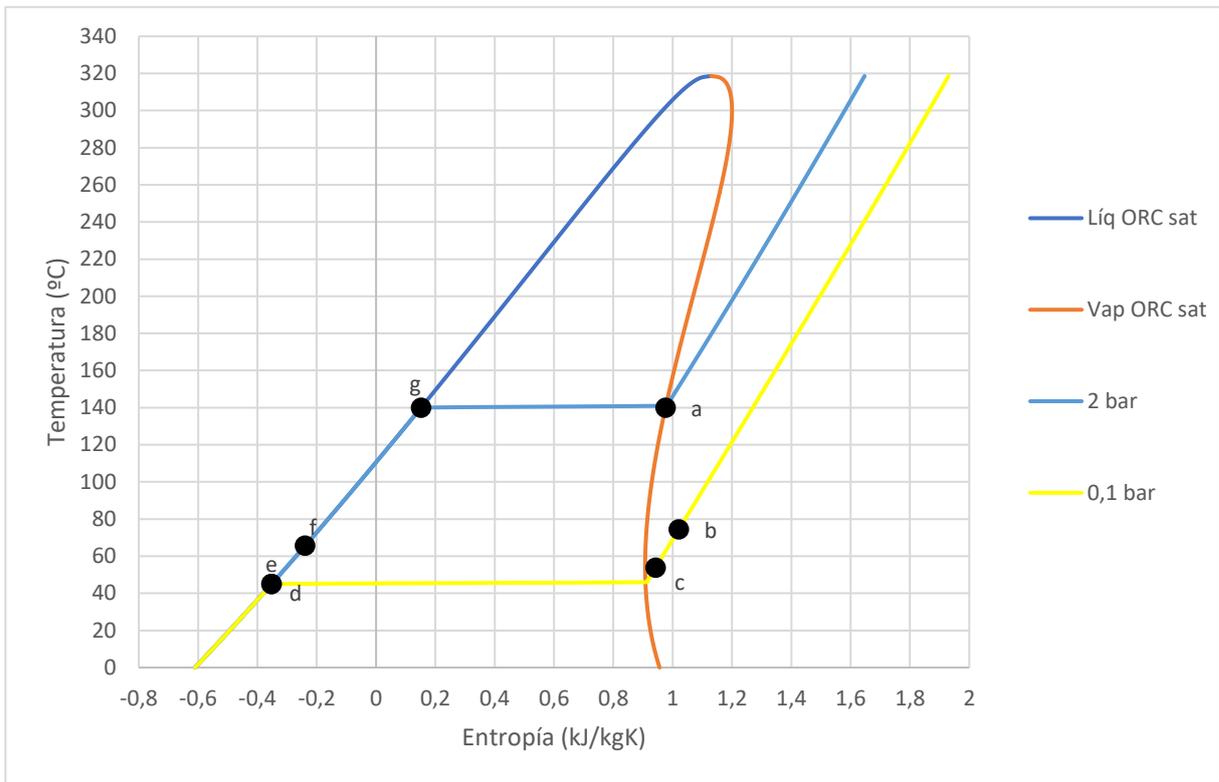


Fig. 15 Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio. Planta binaria ORC recuperativa
(Elaboración propia)

Tras obtener las propiedades del fluido en cada punto de estudio y los caudales másicos que circulan por dichos puntos, ya se pueden obtener aproximadamente los resultados de transferencias de calor que tienen lugar en los intercambiadores, potencias consumidas por bombas y ventiladores, y potencia producida por la turbina (Tablas 16 y 17).

ENERGÍA CALORÍFICA		
Calores	kW	MW
$Q_{EVAP+PREC}$	43030,90	43,03
Q_{RECU}	27068,02	27,07
Q_{CRA}	36371,59	36,37

Tabla 16. Intercambios de energía en forma de calor obtenidos para el diseño binario ORC recuperativo (Elaboración propia)

PRODUCCIÓN Y CONSUMO		
Trabajos	kW	MW
\dot{W}_{BC}	29,06	0,03
\dot{W}_{CRA}	1203,96	1,20
\dot{W}_{TB}	7621,96	7,62
\dot{W}_{NET}	6388,94	6,39
\dot{W}_E	6069,50	6,07

Tabla 17. Resultados generales obtenidos para el diseño binario ORC recuperativo
 (Elaboración propia)

Como se puede ver, para el diseño considerado, con una temperatura de entrada a la turbina de 140 °C, una temperatura de separado de 170 °C, una temperatura de inyección del vapor de 85 °C y una temperatura de condensado del tolueno de 45 °C, obtenemos poco más de 6 MW eléctricos por cada pozo de producción. Cabe destacar que el condensador refrigerado por aire tiene un consumo significativo respecto al balance global (16% de lo producido por la turbina).

Finalmente, se calcula el rendimiento térmico y la eficiencia de utilización, obteniendo valores de 15% y 41,6%, respectivamente. El rendimiento térmico se ve bastante perjudicado por el consumo de los aerogeneradores, pero es un resultado esperado. La eficiencia de utilización se mantiene dentro del rango típico para una planta binaria (básica), a pesar del consumo antes mencionado.

RENDIMIENTOS		%
η_T	0,15	14,85
η_U	0,42	41,59

Tabla 18. Rendimientos obtenidos. Planta binaria ORC recuperativa (Elaboración propia)

4.1.3 Resultados planta integrada flash-binaria ORC

Teniendo en cuenta la sección 3 y, en especial los puntos de estudio y procesos que se definen en el subapartado 3.3.3, se obtienen los siguientes resultados de presión, temperatura, calidad de vapor, entalpía y entropía.

Estado	P (bar)	T (°C)	x	h (kJ/kg)	S (kJ/kgK)	Método de obtención
1	39,762	250,00	0	1125,00	2,7935	Recurso geotérmico estimado
2	7,922	170,00	0,1981	1125,00	2,9576	Válvula isentálpica, calidad separador
3	7,922	170,00	0	719,08	2,0417	Líquido saturado a temperatura separador
4	7,922	170,00	1	2767,90	6,6650	Vapor saturado a temperatura separador
5 _s	1,200		0,8934	2443,93	6,6650	Modelo isentrópico turbina de vapor
5	1,200	104,78	0,9151	2492,53	6,7935	A partir de rendimiento isentrópico
6	1,200	104,78	0	439,36	1,3609	Líquido saturado
7	1,200	85,00	n.a.	356,06	1,1346	Ajustando a temperatura límite de inyección
8	7,922	143,00	n.a.	602,30	1,7698	A partir de Pinch Point
9	7,922	85,00	n.a.	356,59	1,1341	Ajustando a temperatura límite de inyección

Loop Binario 1						
a	0,742	100,00	1	346,54	0,9296	Vapor saturado a temperatura entrada turbina
b _s	0,099		n.a.	284,25	0,9296	Modelo isentrópico turbina binaria
b	0,099	58,01	n.a.	293,60	0,9581	A partir de rendimiento isentrópico
c	0,099	45,00	0	-123,56	-0,3521	Líquido saturado
d _s	0,742		n.a.	-123,48	-0,3521	Modelo isentrópico bomba
d	0,742	45,03	n.a.	-123,46	-0,3520	A partir de rendimiento isentrópico
e	0,742	100,00	0	-21,03	-0,0555	Líquido saturado
Loop Binario 2						
u	2,181	140,00	1	401,09	0,9759	Vapor saturado a temperatura entrada turbina
v _s	0,099		n.a.	299,52	0,9759	Modelo isentrópico turbina binaria

v	0,099	74,37	n.a	314,76	1,0205	A partir de rendimiento isentrópico
w	0,099	45,00	0	-123,56	-0,3521	Líquido saturado
x_s	2,181		n.a	-123,31	-0,3521	Modelo isentrópico bomba
x	2,181	45,10	n.a	-123,23	-0,3518	A partir de rendimiento isentrópico
y	2,181	140,00	0	60,63	0,1518	Líquido saturado

Tabla 19. Resultados obtenidos para los puntos de estudio. Diseño integrado flash-binario ORC (Elaboración propia)

Los resultados se reflejan mediante tablas elaboradas en la hoja de cálculo programada para este proyecto, empleando Excel y Coolprop. En dichas tablas se tienen en cuenta los estados de los modelos isentrópicos de algunos puntos de estudio. Además, en la última columna se aclara el método de obtención de las propiedades de cada punto de estudio (Tabla 19). También se muestra la tabla con los caudales máxicos que circularán por la instalación (Tabla 20).

Caudales máxicos	kg/s
$\dot{m}_1 = \dot{m}_2$	56,000
$\dot{m}_4 = \dot{m}_5 = \dot{m}_6 = \dot{m}_7$	11,095
$\dot{m}_3 = \dot{m}_8 = \dot{m}_9$	44,905
\dot{m}_{ORC1}	50,434
\dot{m}_{ORC2}	31,045
\dot{m}_{aire1}	2785,691
\dot{m}_{aire2}	1801,759

Tabla 20. Resultados obtenidos de caudales máxicos. Diseño integrado flash-binario ORC (Elaboración propia)

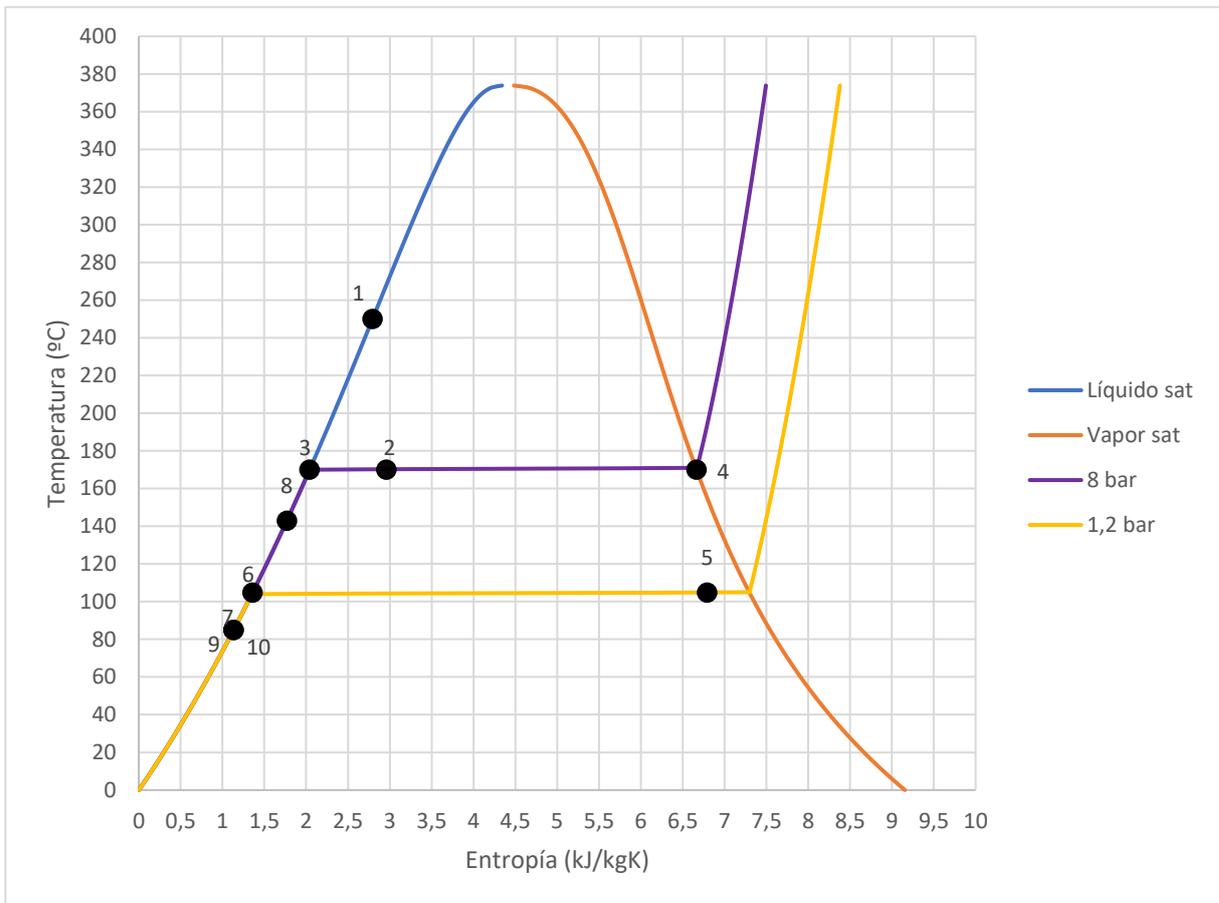


Fig. 16 Diagrama T-s del agua con puntos de estudio. Planta integrada flash-binaria ORC
 (Elaboración propia)

En la Fig. 16 se muestra el diagrama T-s obtenido para el proceso que lleva a cabo el vapor, y en las Fig. 17 y 18 lo mismo para el proceso del tolueno en ambos circuitos binarios, con los puntos de estudio ubicados en ellos. De esta manera se entiende mejor el proceso que se lleva a cabo.

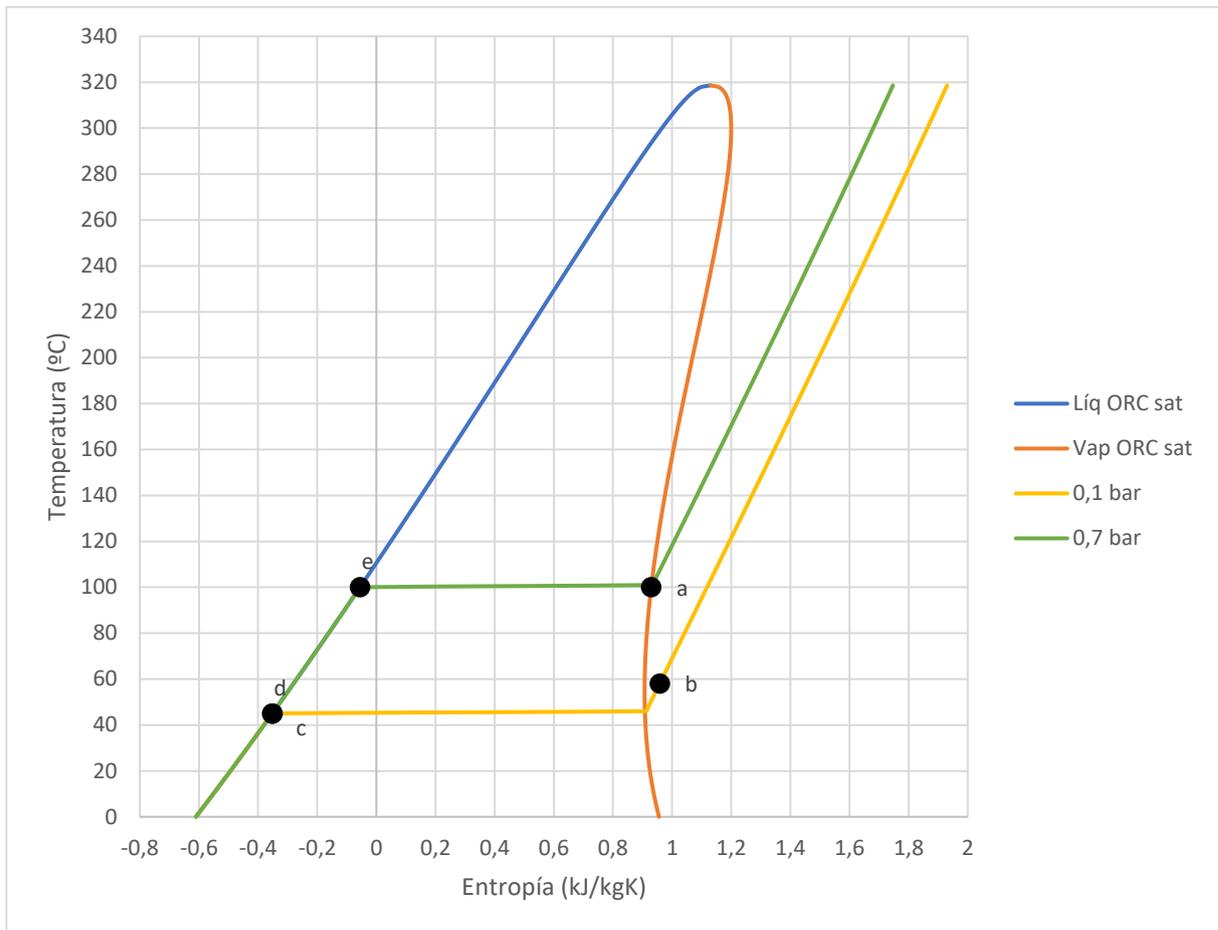


Fig. 17 Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio (Loop 1). Planta integrada flash-binaria ORC (Elaboración propia)

Tras obtener las propiedades del fluido en cada punto de estudio y los caudales másicos que circulan por dichos puntos, ya se pueden obtener aproximadamente los resultados de transferencias de calor que tienen lugar en los intercambiadores, potencias consumidas por bombas y ventiladores, y potencia producida por la turbina (Tablas 21 y 22).

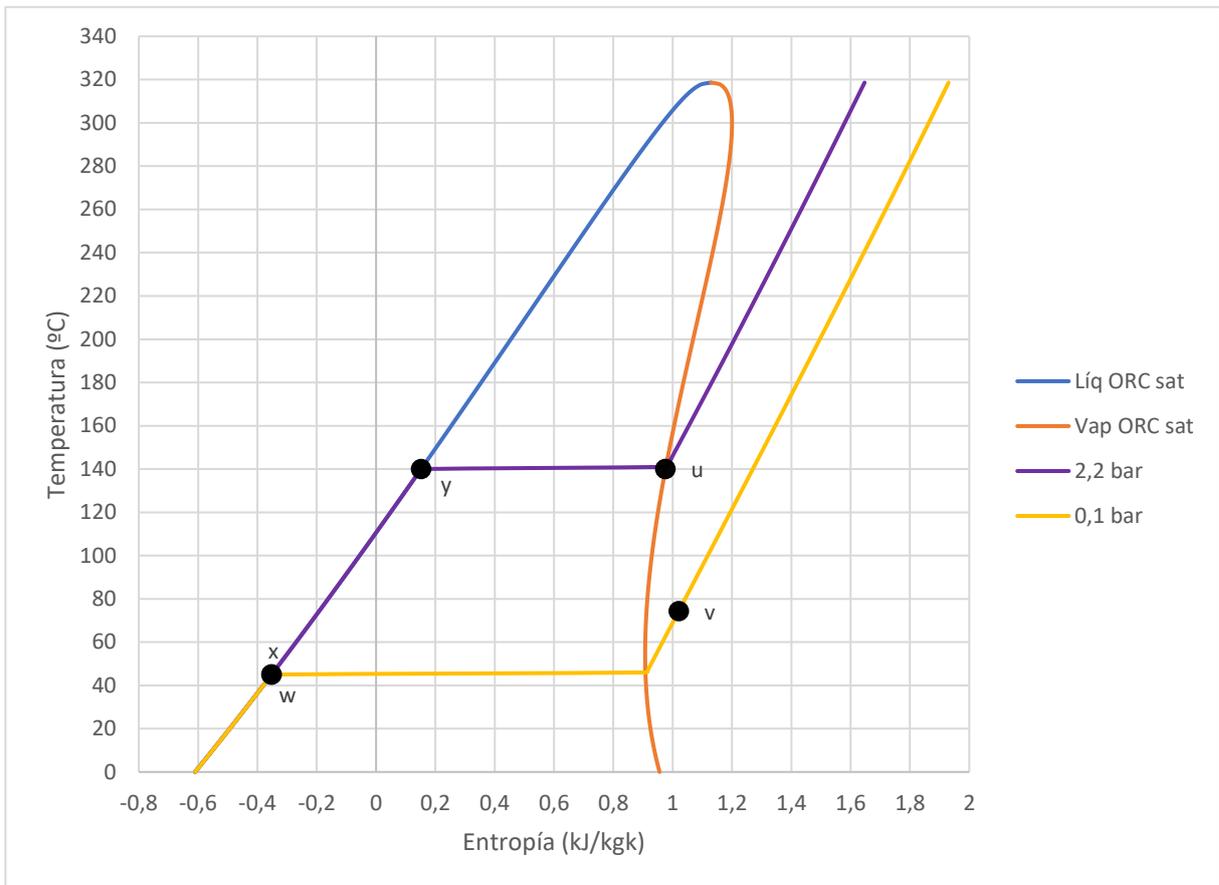


Fig. 18 Diagrama T-s del tolueno con puntos de estudio (Loop 2). Planta integrada flash-binaria ORC (Elaboración propia)

ENERGÍA CALORÍFICA		
Calores	kW	MW
Q_{ORC1}	23703,72	23,70
Q_{ORC2}	16277,78	16,28
Q_{CRA1}	21038,93	21,04
Q_{CRA2}	13607,79	13,61

Tabla 21. Intercambios de energía en forma de calor obtenidos para el diseño integrado flash-binario ORC (Elaboración propia)

PRODUCCIÓN Y CONSUMO		
Trabajos	kW	MW
\dot{W}_{BC1}	5,13	0,01
\dot{W}_{BC2}	10,22	0,01
\dot{W}_{CRA1}	696,42	0,70
\dot{W}_{CRA2}	450,44	0,45
\dot{W}_{TV}	3055,25	3,06
\dot{W}_{TB1}	2669,92	2,67
\dot{W}_{TB2}	2680,22	2,68
$\dot{W}_{ORC1, NET}$	1968,36	1,97
$\dot{W}_{ORC2, NET}$	2219,56	2,22
$\dot{W}_{TOTAL, NET}$	7243,17	7,24
\dot{W}_E	6881,01	6,88

Tabla 22. Resultados generales obtenidos para el diseño integrado flash-binario ORC
 (Elaboración propia)

Como se puede ver, para el diseño considerado, con una presión de salida de la turbina de vapor de 1,2 bar, con unas temperaturas de entrada a turbinas binarias de 100 y 140 °C (circuitos 1 y 2, respectivamente), una temperatura de separado de 170 °C, una temperatura de inyección del vapor de 85 °C y una temperatura de condensado del tolueno de 45 °C, obtenemos casi 7 MW eléctricos por cada pozo de producción.

Finalmente, se calcula el rendimiento térmico de cada loop binario, el rendimiento térmico general y la eficiencia de utilización, obteniendo valores de 8%, 14%, 18% y 47%, respectivamente. Como hemos visto en otros apartados, el rendimiento térmico se ve bastante perjudicado por el consumo de los aerogeneradores, pero es un resultado esperado. La eficiencia de utilización tiene un valor elevado que se acerca a las eficiencias más altas de las plantas doble flash, lo cual es algo esperado para un ciclo integrado de este tipo [3].

RENDIMIENTOS		%
η_{ORC1}	0,08	8,30
η_{ORC2}	0,14	13,64
η_T	0,18	18,12
η_U	0,4715	47,15

Tabla 23. Rendimientos obtenidos. Planta integrada flash-binaria ORC (Elaboración propia)

4.2 Resultados fluidos ORC

Para la selección del fluido de trabajo ORC que se empleará, uno de los factores a tener en cuenta es el de los resultados obtenidos para las distintas configuraciones. A continuación, se construye una tabla con los principales resultados obtenidos (potencia neta generada, rendimientos y caudal másico, que definirá la cantidad de fluido necesaria que circulará por la planta). Para la planta flash-binaria se muestra los valores totales, sumando ambos circuitos binarios.

FLUIDO	\dot{W}_{NET} (MW) [ORC rec]	\dot{m}_{ORC} (kg/s) [ORC rec]	\dot{W}_{NET} (MW) [flash-binario]	\dot{m}_{ORC} (kg/s)[flash- binario]
n-Butano	5,03	106,253	6,52	95,695
n-Pentano	5,98	100,217	6,72	87,056
Ciclopentano	6,16	90,686	7,11	83,354
Isopentano	5,88	106,298	6,64	91,791
Tolueno	6,39	88,286	7,24	81,479
EtilBenceno	6,46	90,878	7,19	82,604
o-Xileno	6,47	88,177	7,21	80,545
MM	6,12	152,813	6,31	121,976

Tabla 24. Resultados obtenidos para cada fluido binario (Elaboración propia)

En la Tabla 24 se representan los fluidos ORC con sus resultados de trabajo neto producido y de caudal másico necesario. El rendimiento aumenta conforme aumenta el trabajo neto, ya que el calor entrante por medio del fluido geotérmico se mantiene en todos los casos.

Teniendo los resultados de potencia neta producida para cada fluido y de caudal másico necesario para ello, es interesante determinar el trabajo específico neto de cada fluido binario.

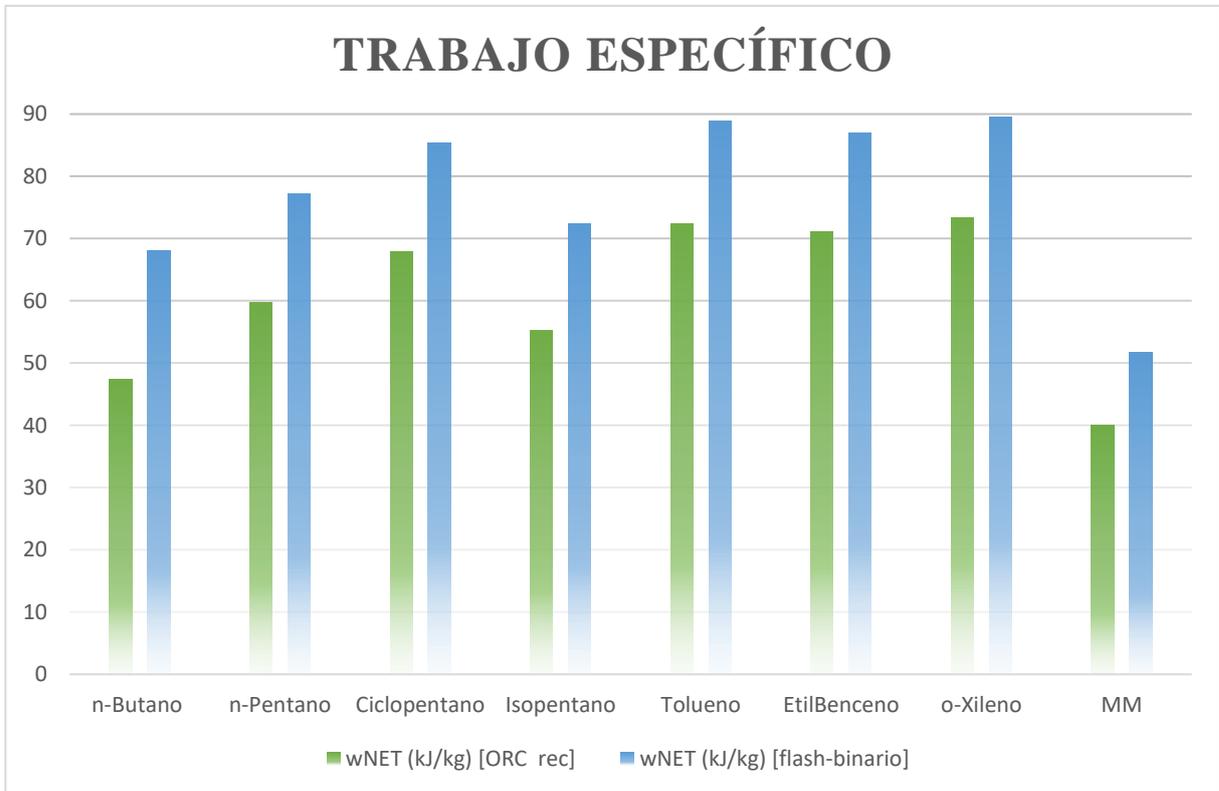


Fig. 19 Resultados de trabajo específico neto para cada fluido ORC (Elaboración propia)

Este trabajo específico nos dice la cantidad de energía producida por kilogramo de fluido binario. Viendo la Fig. 19, los hidrocarburos aromáticos (Tolueno, EtilBenceno y o-Xileno) son los que mejor resultados dan, junto al ciclopentano. Es decir, para las configuraciones escogidas, con los parámetros de operación seleccionados, estos fluidos son los que más energía producen y menos cantidad requieren para ello. Cabe destacar el bajo resultado del siloxano MM, que en ambas configuraciones requiere de bastante más fluido para producir una potencia que no es de las más altas.

Estos resultados, aunque no son definitivos, han ayudado a la selección del fluido binario. Junto a factores como la flamabilidad, toxicidad, entre otros, se selecciona el tolueno como fluido de operación de la planta objeto de este proyecto.

5. Bibliografía

- [1] “CoolProp 6.1.0 documentation.” [Online]. Available: <http://www.coolprop.org/>.
- [2] M. Z. Lukawski, J. W. Tester, and R. DiPippo, “Impact of molecular structure of working fluids on performance of organic Rankine cycles (ORCs),” *Sustain. Energy Fuels*, vol. 1, no. 5, pp. 1098–1111, Jun. 2017.
- [3] R. DiPippo, *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*, Fourth. 2015.
- [4] L. Y. Bronicki, “Geothermal Power Conversion Technology geothermal power conversion technology,” in *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 4234–4339.
- [5] Instituto Geológico y Minero de España, “Análisis previo de viabilidad técnico-económica de la explotación de energía geotérmica en distintas zonas (Tenerife, La Palma, Orense y Valles). 1984,” 1984.
- [6] J. Sanchez Guzman, L. Sanz Lopez, and L. Ocaña Robles, “Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio Técnico PER 2011-2020,” 2011.
- [7] Petratherm Ltd, “Tenerife Magnetotelluric Survey identifies Geothermal Drill Target,” 2013.
- [8] F. Rodríguez *et al.*, “Surface geochemical and geophysical studies for geothermal exploration at the southern volcanic rift zone of Tenerife, Canary Islands, Spain,” *Geothermics*, vol. 55, pp. 195–206, May 2015.
- [9] J. G. Clarke, “Optimal design of geothermal power plants by,” pp. 1–204, 2014.

- [10] “Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.” [Online]. Available: <http://www.aemet.es/es/portada>.
- [11] Y. A. Çengel, *Transferencia de calor y masa*, Third. University of Nevada, Reno: McGraw Hill, 2007.
- [12] N. A. Lai, M. Wendland, and J. Fischer, “Working fluids for high-temperature organic Rankine cycles,” *Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 199–211, 2011.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA
GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE

ANEXO II. GEOTERMIA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: José Luis Pulido García

Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso Académico: 2017/18

Índice Anexo II

1. Introducción	7
2. Definición	9
3. Recurso geotérmico	10
3.1 Tipos de recurso	10
3.2 Clasificación según nivel térmico.....	11
3.3 Recurso geotérmico y recurso hidrotermal.....	11
3.4 Fluido geotérmico.....	13
3.5 Modelo de recurso hidrotermal	14
4. Exploración	16
4.1 Objetivos.....	16
4.2 Fases	17
5. Perforación	19
5.1 Equipo de perforación	19
5.2 Operaciones de perforado	20
5.2.1 Fluido de perforación.....	22
5.2.2 Medidas de seguridad	23
6. Sistemas de generación	24
6.1 Plantas de vapor seco.....	24

6.2 Plantas de vapor húmedo (flash)	26
6.2.1 Ciclo flash simple	26
6.2.2 Ciclo flash doble/triple	29
6.3 Plantas de ciclo binario.....	31
6.3.1 Ciclo binario ORC básico.....	31
6.3.2 Ciclo binario ORC recuperativo	33
6.3.3 Ciclo binario ORC de presión dual.....	34
6.3.4 Ciclo binario Kalina.....	36
6.4 Sistemas geotérmicos híbridos	38
6.4.1 Ciclo combinado flash-binario	38
6.4.2 Ciclo integrado flash-binario	40
7. Impacto medioambiental	41
8. Coste de la energía geotérmica	42
9. Ventajas de la energía geotérmica	44
9.1 Beneficios medioambientales	44
9.2 Beneficios socioeconómicos.....	45
10. Bibliografía.....	46

Índice de Figuras

Figura 1. Príncipe Piero Conti en la primera instalación de generación de energía eléctrica de origen geotérmico en Larderello, Italia, en 1904.....	7
Figura 2. Diagrama permeabilidad frente a gradiente geotérmico.....	13
Figura 3. Esquema modelo de un sistema geotérmico hidrotermal.....	15
Figura 4. Mapa de resistividad frente a gradiente de temperatura.....	18
Figura 5. Configuración típica de la plataforma de perforación (no a escala).....	20
Figura 6. Plataforma de perforación rotativa.....	21
Figura 7. Broca de tres conos, de dientes fresados.....	22
Figura 8. Broca de tres conos insertados.....	22
Figura 9. Sistema de preventores de reventón en The Geysers, California.....	23
Figura 10. Esquema simplificado de una central de vapor seco.....	25
Figura 11. Diagrama temperatura-entropía para una planta de vapor seco con vapor saturado en la entrada de la turbina.....	25
Figura 12. Esquema simplificado de una central tipo flash simple.....	27
Figura 13. Diagrama temperatura-entropía para una planta flash simple.....	28
Figura 14. Esquema simplificado de una central tipo flash doble.....	30
Figura 15. Diagrama temperatura-entropía para una planta flash doble.....	30
Figura 16. Esquema simplificado de una central de ciclo binario ORC básico.....	32
Figura 17. Diagrama presión-entalpía para una planta de ciclo binario ORC básico.....	33
Figura 18. Esquema simplificado de una central de ciclo binario ORC recuperativo.....	34
Figura 19. Esquema simplificado de una central de ciclo binario ORC de presión dual...	35
Figura 20. Diagrama p-h para una planta de ciclo binario ORC de presión dual.....	35
Figura 21. Esquema simplificado de una central de ciclo binario Kalina empleando un recalentador y dos precalentadores recuperativos.....	37

Figura 22. Esquema simplificado de una central de ciclo binario Kalina con composición variable del fluido de trabajo.....	37
Figura 23. Esquema simplificado de una central de ciclo combinado flash-binario.....	38
Figura 24. Esquema simplificado de una central de ciclo combinado flash-binario, donde el calor del ciclo binario ORC es obtenido del vapor de escape de la turbina.....	39
Figura 25. Esquema simplificado de una central de ciclo integrado flash-binario.....	40
Figura 26. Costes de capital de una planta geotérmica.....	42
Figura 27. Comparación de costes de capital con otras fuentes de energía.....	43
Figura 28. Costes de operación y mantenimiento de una planta geotérmica.....	43
Figura 29. Comparación de costes de operación y mantenimiento con otras fuentes de energía.....	43

1. Introducción

La energía geotérmica es una energía renovable que se basa en el aprovechamiento del calor natural del interior de la tierra. Dicho calor procede, fundamentalmente, de las radiaciones emitidas por la desintegración atómica de elementos químicos radiactivos presentes en el interior de la Tierra.

El calor fluye constantemente hacia la superficie, lo que da como resultado el gradiente de temperatura existente entre el centro de la Tierra y las zonas exteriores, mucho más frías. A lo largo de la corteza terrestre, podemos encontrar ciertas anomalías geotérmicas que provocan que se alcancen temperaturas altas en zonas muy cercanas a la superficie. En estas zonas puede ser factible explotar la energía geotérmica almacenada, ya sea en forma de calor o en forma de electricidad.

En 1904 el Príncipe Piero Ginori Conti llevó a cabo el primer intento de generar electricidad a partir de vapor geotérmico en Larderello, Italia, consiguiendo encender cinco lámparas de 5 W (Fig. 1). En 1913, Conti puso en operación comercial una central eléctrica de 250 kW alimentada por vapor puro, y en 1916 dos unidades de potencia de 3,5 MW cada una. De esta forma nació la producción de energía eléctrica a partir de geotermia.



Fig. 1 Príncipe Piero Conti en la primera instalación de generación de energía eléctrica de origen geotérmico en Larderello, Italia, en 1904. [1]

En este documento se presentan aspectos básicos de la energía geotérmica aplicada a la producción de energía eléctrica, con el objetivo de favorecer la comprensión del presente proyecto. No trata de ser un documento científico-técnico que abarque la totalidad de la geotermia, sino que se trata de un documento de carácter básico y fundamental para que el lector pueda comprender los distintos aspectos del proyecto, así como el funcionamiento de la ingeniería geotérmica desde un punto de vista general y resumido.

2. Definición

Para comprender mejor el concepto de geotermia, se presentan en el presente apartado una serie de definiciones oficiales del término extraídas del estudio técnico del IDAE [2].

Según la Directiva 2009/28/CE, se define como “la energía almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra sólida” (Artículo 2). Esta definición coincide con la recogida en la Declaración de Bruselas del 2009 del Consejo Europeo de Energía Geotérmica (EGEC), la cual es adoptada de la definición oficial de la guía alemana (VDI 4640), que establece que “la energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor bajo la superficie sólida de la Tierra”. Según figura en dicha Declaración, se trata de una fuente de energía sostenible, renovable, casi infinita, que proporciona calor y electricidad las 24 horas del día a lo largo de todo el año.

Para comprender mejor la geotermia es necesario que se definan dos conceptos importantes, el gradiente geotérmico y el fluido geotérmico.

El gradiente geotérmico se define como el incremento de temperatura registrado al profundizar desde la capa más externa de la Tierra hacia las partes interiores de la misma. Este gradiente permite estimar el flujo de calor que se transmite desde las zonas intermedias de la corteza hacia las externas. Representa la cantidad de calor geotérmico que se desprende por unidad de superficie.

En cuanto al fluido geotérmico, es necesario comprender qué es, ya que el calor contenido en rocas y suelos es demasiado difuso para ser extraído directamente de forma económica, por lo que es necesario un fluido que transporte dicho calor hasta la superficie de forma concentrada. Este fluido es, generalmente agua. El diseño del sistema de aprovechamiento, especialmente en el caso de las centrales eléctricas, estará condicionado por factores tales como las características químicas del fluido, la temperatura y el contenido de gases no condensables.

3. Recurso geotérmico

La elección del sistema de conversión de energía dependerá fundamentalmente del tipo de recurso del que se dispone, por ello es por lo que se debe comprender qué se entiende por recurso geotérmico y cuántos tipos diferentes existen.

Se define el recurso geotérmico como la fracción de la energía geotérmica que puede ser aprovechada de forma técnica y económicamente viable [2].

3.1 Tipos de recurso

Los recursos geotérmicos naturales pueden dividirse en cuatro categorías [3]:

- Vapor seco, donde el fluido está completamente en fase gaseosa (muy raros).
- Dominado por vapor, donde el fluido geotérmico se encuentra en mayor proporción en estado gaseoso.
- Dominado por agua, donde el fluido geotérmico se encuentra en mayor proporción en estado líquido.
- Agua de temperatura moderada (menos de 150°C).

Además, los siguientes son recursos en etapa experimental [3]:

- Agua presurizada, donde el fluido geotérmico está sometido a grandes presiones (entre un 40% y un 90% superiores a la presión hidrostática que correspondería a la profundidad a la que se halla).
- Sistemas geotérmicos estimulados (EGS), donde el agua debe ser bombeada hacia las fisuras y cavidades de las rocas calientes.

3.2 Clasificación según nivel térmico

Otra clasificación muy común de los recursos geotérmicos es en función de su nivel térmico, es decir, de su entalpía. Encontramos los siguientes cuatro tipos [2]:

- *Recursos de alta entalpía.* Zonas con gradientes geotérmicos elevados, a profundidades entre 1,5 y 3 km. Presentan temperaturas superiores a 150 °C y están constituidos por vapor seco (muy pocos casos) o por una mezcla de vapor y líquido. Son utilizados generalmente para producción de electricidad.
- *Recursos de media entalpía.* Zonas con gradientes geotérmicos elevados, a profundidades inferiores a los 2 km, con temperaturas de entre 100 y 150 °C. Son utilizados para producción de electricidad (empleando sistemas de ciclo binario) y para climatización en sistemas urbanos y procesos industriales.
- *Recursos de baja entalpía.* Zonas con un gradiente geotérmico normal, a profundidades de entre 1,5 y 2 km, con temperaturas de entre 30 y 100 °C. Dependiendo de la temperatura tienen distintas aplicaciones en procesos de uso directo del calor.
- *Recursos de muy baja entalpía.* También denominada geotermia somera, a profundidades menores de 200 m y temperaturas inferiores a 30 °C. Se utiliza principalmente para calefacción y refrigeración de viviendas o procesos de menor temperatura (generalmente empleando tecnología de bomba de calor).

3.3 Recurso geotérmico y recurso hidrotermal

Hay autores que diferencian entre los recursos geotérmicos y los recursos hidrotermales. Algunos de ellos incluso no consideran como recurso geotérmico aquel en el que exista el conocido fluido geotérmico o geotermal, y sólo consideran como geotérmico el yacimiento de roca caliente seca sin ningún fluido caloportador. La realidad es que existe una línea tan fina entre la consideración de recurso geotérmico e hidrotermal, que en este apartado se explicará la diferencia entre ambos, teniendo en cuenta que en este proyecto se ha considerado un recurso hidrotermal con un fluido geotérmico caliente, como recurso geotérmico.

Una forma útil de diferenciar entre recursos puramente geotérmicos (roca caliente seca) e hidrotermales, es mediante el examen de la relación entre el gradiente de temperatura geotérmica y la permeabilidad de la formación natural.

Por lo tanto, observando la Fig. 2, se puede ver que, si la formación es altamente permeable, y a la vez tiene un gradiente geotérmico bajo (esquina superior derecha), tenemos el potencial para un sistema hidrotermal de bajo grado, pero esto requerirá de pozos muy profundos para lograr temperaturas adecuadas para la generación de energía. Este sistema es comúnmente denominado como DHS (sistema hidrotermal profundo).

En la esquina diagonalmente opuesta, encontramos muy poca permeabilidad (falta de fracturas naturales) pero un gradiente de temperatura muy alto. Por lo tanto, podría ser posible el aprovechamiento con pozos relativamente poco profundos aplicando la técnica de fractura hidráulica conocida como “hidrofracking”. Este es el sistema clásico de EGS.

La esquina inferior derecha (gradiente de temperatura alto y permeabilidad alta), es la región en la que nos movemos normalmente para aprovechar el recurso hidrotermal con el objetivo de producir energía eléctrica o aprovechamiento de calor.

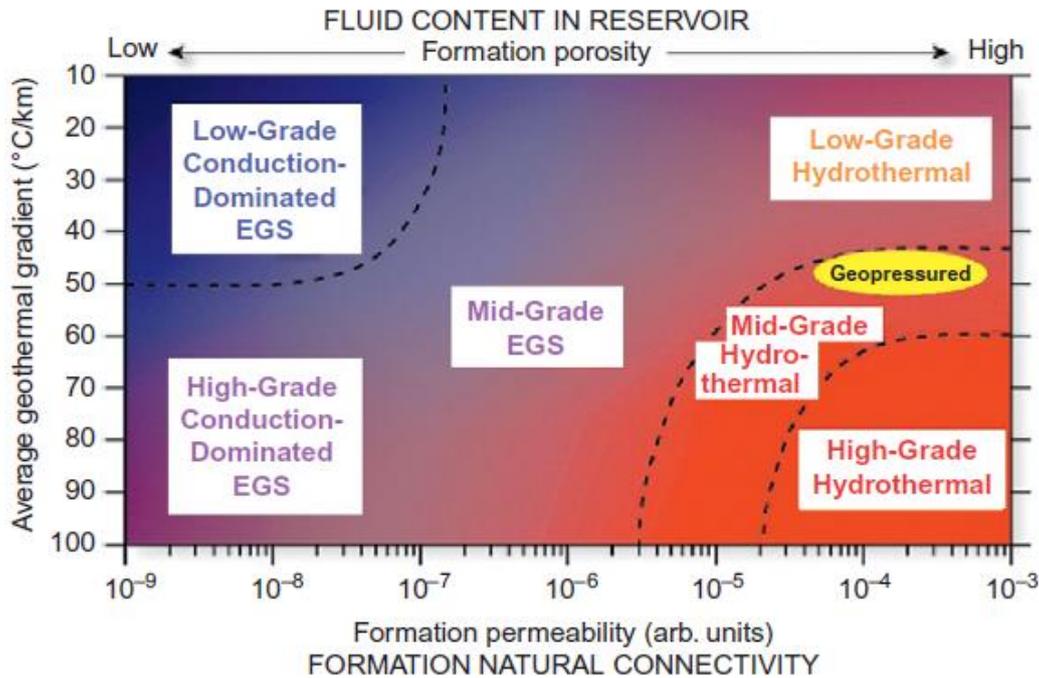


Fig. 2 Diagrama permeabilidad frente a gradiente geotérmico [4].

3.4 Fluido geotérmico

El fluido geotermal puede ser vapor, agua, salmuera o una mezcla de dos. Contiene numerosos minerales (en caso de la salmuera, puede contener porciones considerables de cloruro de sodio, carbonatos o sílices) y gases disueltos acumulados en el acuífero subterráneo desde su creación. El análisis químico permite que el operador de la estación esté preparado para los cambios en el comportamiento del fluido a partir de los cambios de temperatura y presión. Esto no sólo es fundamental para el diseño funcional de la estación de energía geotérmica (corrosión, incrustación, etc.) sino también para el diseño ambiental de la estación. El vapor o salmuera pueden contener gases no condensables (NCG), por ejemplo, CO₂, H₂S, trazas de benceno, etc. Estos gases, que pueden ser tóxicos o incluso malolientes, se manipulan de acuerdo con las limitaciones ambientales locales para dichas sustancias [3].

3.5 Modelo de recurso hidrotermal

Podemos afirmar que hay cinco características que son esenciales para hacer comercialmente viable un recurso geotérmico hidrotermal. Estas características son:

- Una gran fuente de calor
- Un depósito permeable
- Un suministro de agua
- Una capa superpuesta de roca impermeable
- Un mecanismo de recarga confiable

En la Fig. 3 se representa un modelo esquemático de un sistema geotermal [4]. Se considera que el agua de recarga fría llega en forma de lluvia (punto A) y se filtra a través de fallas y fracturas en las profundidades de la formación, donde entra en contacto con rocas calientes. La capa permeable ofrece un camino de menor resistencia (punto B) y a medida que el líquido se calienta, se vuelve menos denso y tiende a elevarse dentro de la formación. Si encuentra una falla mayor (punto C), ascenderá hacia la superficie, perdiendo presión a medida que asciende hasta que alcanza su punto de ebullición (punto D). Allí se convierte en vapor que emerge como una fumarola, un manantial de agua caliente, una olla de barro o una piscina calentada a vapor (punto E).

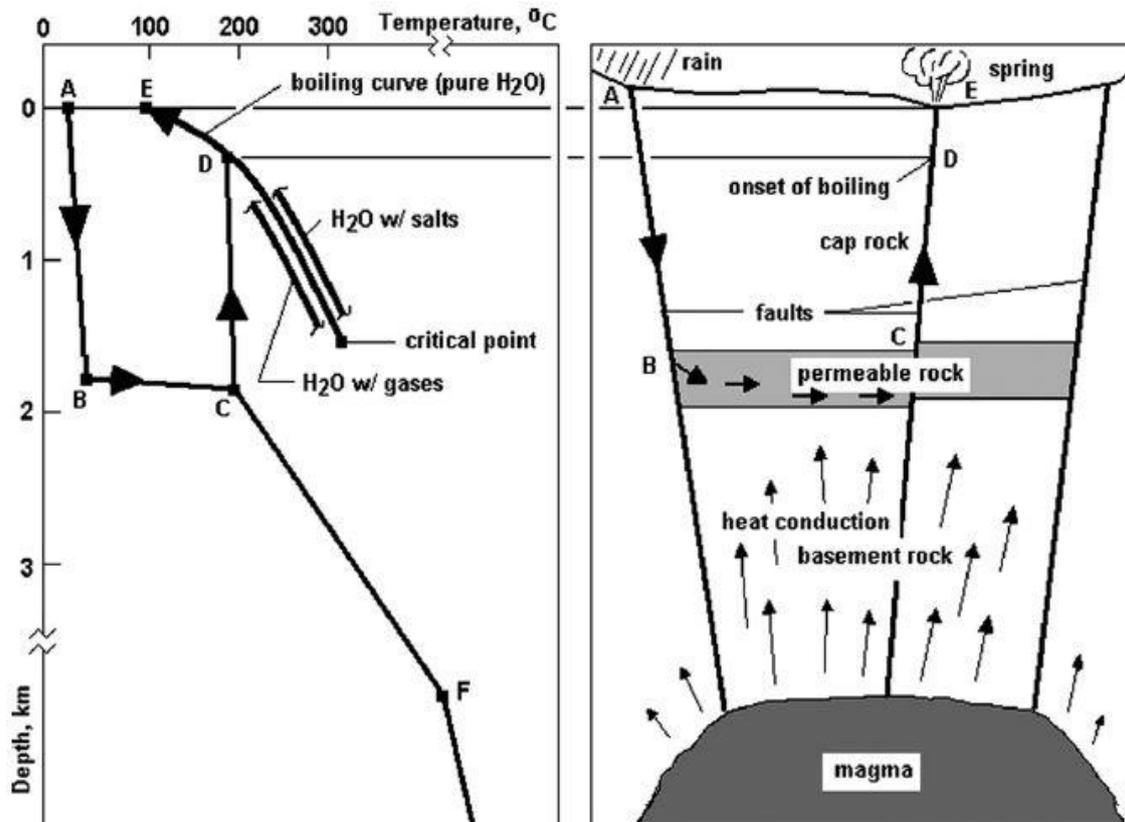


Fig.3 Esquema modelo de un sistema geotérmico hidrotermal [4]

La intención de un proyecto de desarrollo geotérmico es ubicar dichos sistemas y producirlos mediante pozos estratégicamente perforados. Como podría suponerse, la mayoría (no todos) de los sistemas hidrotermales revelan su ubicación general a través de manifestaciones térmicas superficiales como las descritas anteriormente.

4. Exploración

Actualmente se utilizan diversas herramientas científicas de forma rutinaria para caracterizar el recurso geotérmico antes de la fase de perforación (fase más costosa del proyecto). Determinando la naturaleza del recurso, posteriormente se podrá hacer una determinación más confiable de los sitios de perforación, lo que aumenta la probabilidad de éxito en el proyecto.

En este apartado se comentan los distintos objetivos de los estudios preliminares, y las fases que lo componen.

4.1 Objetivos

Podemos agrupar cinco objetivos principal que todo programa de exploración geotermal debe cumplir [4]:

- Localizar áreas subyacentes a roca caliente
- Estimar el volumen del depósito, la temperatura del fluido existente y la permeabilidad de la formación
- Predecir si el fluido será vapor seco, líquido o una mezcla bifásica
- Definir la naturaleza química del fluido geotérmico
- Pronosticar el potencial de energía eléctrica por un mínimo de 20 años.

Si no existe un volumen significativo de rocas permeables, la producción del yacimiento será pequeña y de corta vida. Además, a menos que se pueda asegurar una temperatura mínima razonable del fluido, el proyecto no será comercialmente viable, debido a su pequeña producción de energía.

Las propiedades físicas y químicas del fluido geotérmico son muy importantes para decidir sobre la viabilidad del proyecto. Es difícil obtener esta información sin perforar pozos,

pero con un buen programa de exploración se puede estimar razonablemente estas propiedades. Es evidente que la mejor herramienta de exploración es la perforación de pozos profundos, sin embargo, esta exploración se hará en base a los hallazgos científicos [4].

4.2 Fases

A continuación, se enumeran los pasos típicos en un programa de exploración [4]:

1. Estudio de la literatura
2. Estudio aéreo
3. Estudio geológico
4. Estudio hidrológico
5. Estudio geoquímico
6. Estudio geofísico

El estudio de la literatura consiste en revisar el historial de la zona a estudio, investigando en estudios previos realizados años atrás sobre el mismo recurso geotérmico.

La fotografía aérea del sitio puede arrojar información tal como, la naturaleza estructural del campo, la ubicación de anomalías y manifestaciones térmicas (a través de imágenes infrarrojas) o datos aeromagnéticos.

El estudio geológico es el primer “trabajo de campo” y tiene como objetivo, detectar y caracterizar falles recientes, distribución y edad de rocas volcánicas, configuración tectónica, y suelo y rocas hidrotermalmente alterados.

El objetivo principal del estudio hidrológico es aprender tanto como sea posible sobre los fluidos del sistema, es decir, su edad, propiedades, abundancia, rutas de flujo y modos de recarga. En esta fase se realizan estudios de: datos meteorológicos, tasas de temperatura, análisis químicos de manantiales y movimientos de agua tanto en superficie como en el depósito. Esta fase es fundamental para estimar la capacidad de producción del recurso.

Los estudios geoquímicos abarcan lo siguiente: identificar si el recurso está dominado por vapor o líquido, estimar temperatura mínima del fluido, determinar las propiedades químicas y caracterizar el agua de recarga.

La fase de exploración geofísica es prácticamente la fase final de la exploración previa y debe conducir directamente a la identificación de las mejores ubicaciones para perforar los primeros pozos profundos. Algunas de las pruebas realizadas en esta fase incluyen: mediciones de flujo de calor, estudio de gradiente de temperatura, estudio de resistividad eléctrica (ver Fig. 4) o métodos sísmicos.

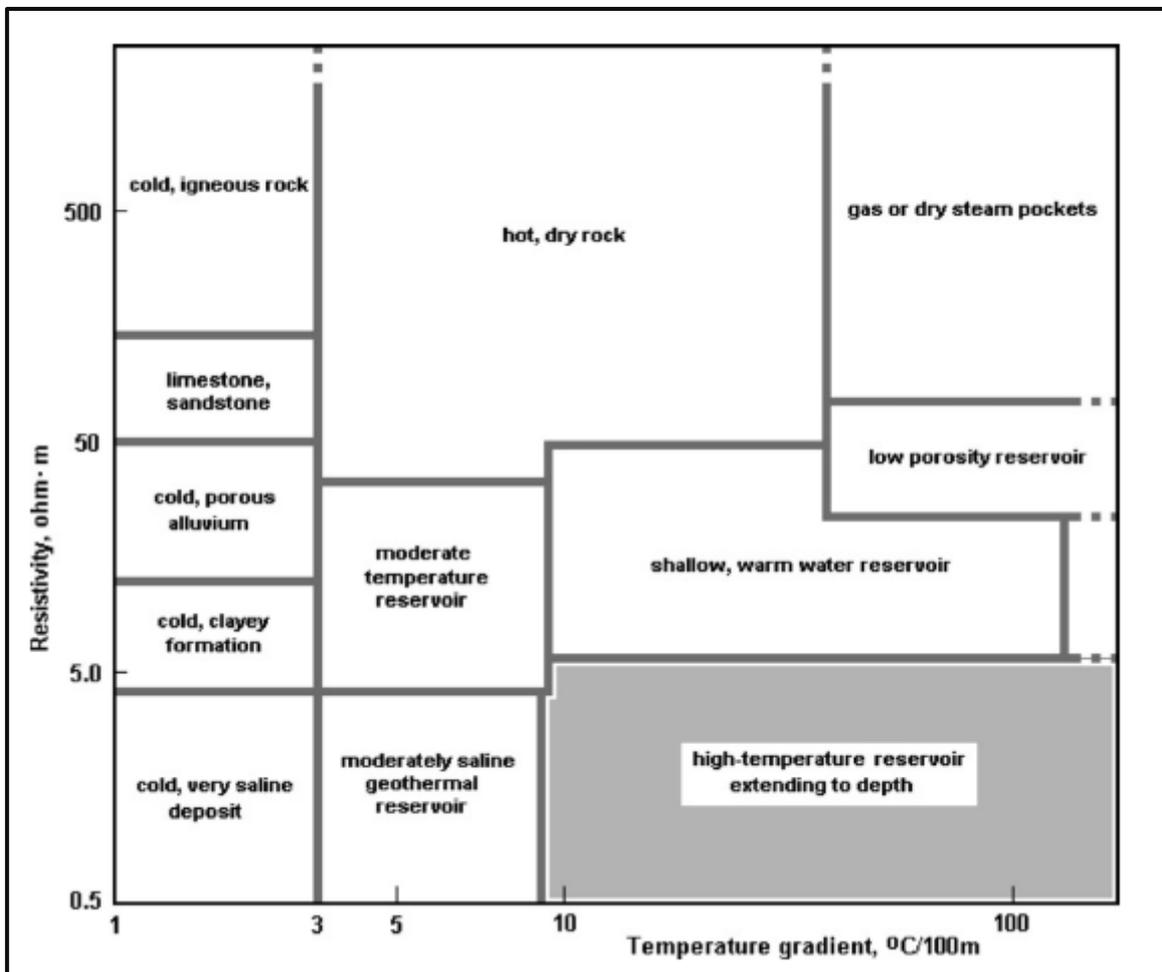


Fig. 4 Mapa de resistividad frente a gradiente de temperatura [4]

5. Perforación

En esta sección se describe brevemente el proceso de perforación, para tener una idea del proceso que se debe llevar a cabo en el proyecto que nos ocupa.

La perforación exploratoria se considera una fase de exploración. Pero al ser tan amplio su análisis, se le debe dedicar una sección aparte.

La confirmación positiva de la fase de exploración viene con la perforación exitosa del primer pozo exploratorio. En general, se perforan tres pozos (recomendablemente en triángulo, para definir un área productiva), ubicados en los lugares más prometedores según los estudios previos. En las perforaciones exploratorias se toman muestras de núcleos de algunas partes del pozo para comprender mejor la litología de la formación.

5.1 Equipo de perforación

En esta etapa, se necesitan construir caminos que puedan transportar equipo pesado a los objetivos de perforación definidos. En entornos volcánicos, esto puede ser un desafío debido al terreno accidentado. Para minimizar el número de taladros, se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma. Sin embargo, se suele emplear la técnica de la perforación direccional, la cual permite que las secciones productivas de los pozos se separen ampliamente (de 500 a 1000 m), para evitar interferencias. En general, el primer pozo es un pozo vertical profundo (por ejemplo, 2500 m) para lograr reunir toda la información posible [4].

En la Fig. 5 se muestran los principales equipos utilizados en la perforación.

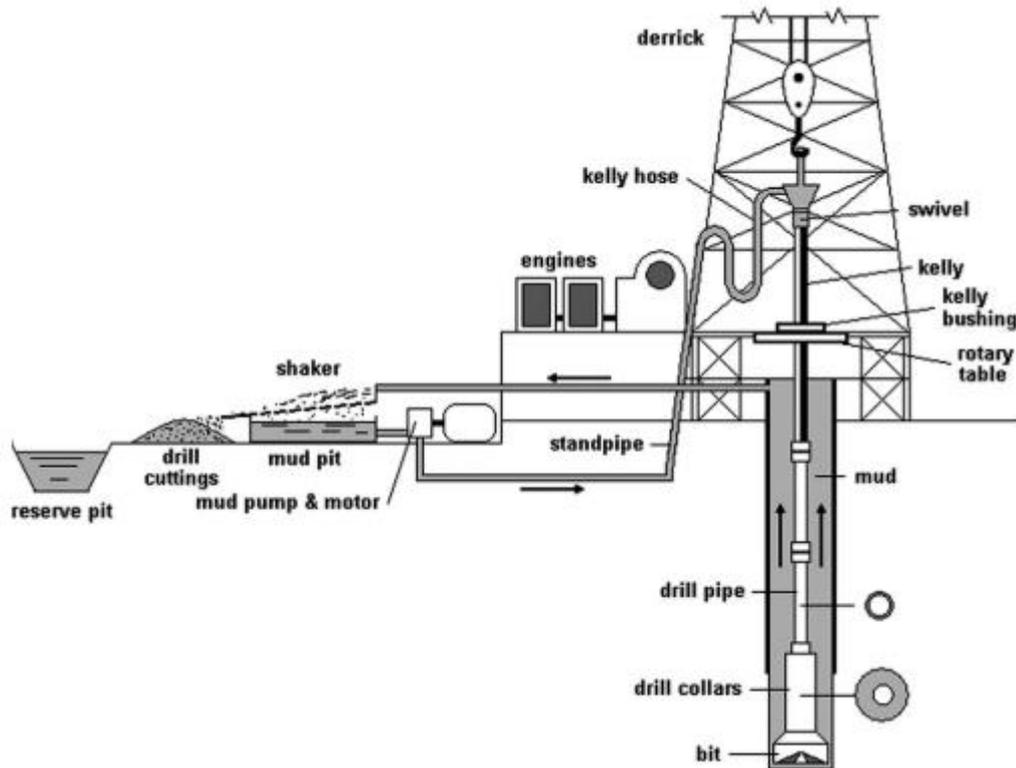


Fig. 5 Configuración típica de la plataforma de perforación (no a escala) [4]

5.2 Operaciones de perforado

La creación del agujero se basa en las fuerzas de compresión ejercidas sobre la roca por la boca de múltiples herramientas. El método estándar en la perforación geotérmica es la perforación rotatoria [4], en la cual se cuelga la tubería de perforación de una torre de perforación (ver Fig. 6) y se gira con un motor (generalmente diésel). Este método es ideal si se requiere un orificio de gran diámetro.

Otro aspecto fundamental en las operaciones de perforado es el de la broca. La broca se encuentra en el extremo inferior donde, a medida que gira, aplasta, perfora, tritura y corta la roca para avanzar el hoyo.

Esta broca suele ser un cono de rodillo, que aplasta y golpea la roca cuando los conos giran y sus dientes entran en contacto con áreas continuas. Hoy en día la gran mayoría de las

brocas con cono de rodillos tienen tres conos, con dientes de acero fresado (Fig. 7) que son partes del cono mismo, o dientes de metal duro insertados en el interior del cuerpo del cono de acero (Fig. 8).

Las brocas de dientes fresados son menos costosas, pero son adecuadas solo para las formaciones más blandas. Las de inserción se utilizan en formaciones de dureza media o alta, con tamaños, formas y número de inserciones variables en función de las condiciones de perforación específicas [5].



Fig. 6 Plataforma de perforación rotativa [5]

Otro aspecto para tener en cuenta en las condiciones de operación es el de las tuberías de perforación. Las elecciones de las especificaciones de las tuberías pueden ser complicadas en algunos casos, pero las consideraciones principales a tener en cuenta son: resistencia a tracción y torsión, tamaño (el diámetro interno debe ser lo suficientemente grande como para pasar las herramientas, y el diámetro externo lo suficientemente pequeño como para pasar a través de la carcasa que se utilice), resistencia a la corrosión y resistencia al desgaste (se suele aplicar carburo de tungsteno, debido al alto desgaste de las perforaciones en formaciones geotérmica) [5].



Fig. 7 Broca de tres conos, de dientes fresados [5]

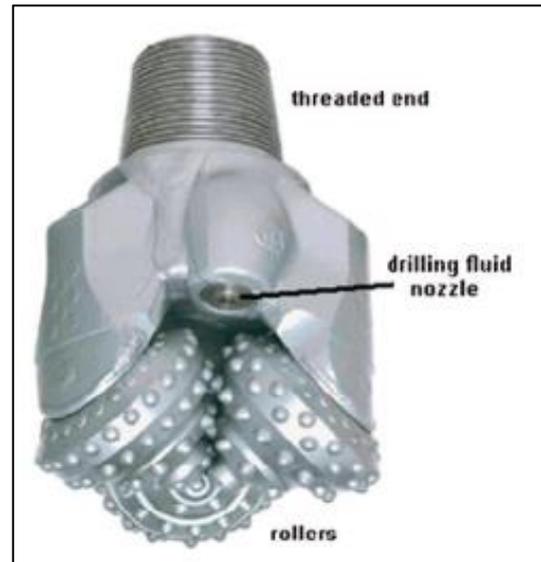


Fig. 8 Broca de tres conos insertados [4]

5.2.1 Fluido de perforación

El fluido de perforación, o “lodo”, es un elemento crítico en la operación. Tiene las siguientes funciones principales:

- Enfriar y limpiar la broca y la sarta de perforación
- Lubricar la sarta de perforación
- Mantener la estabilidad del pozo

Este líquido está formado por: un líquido base (agua dulce en el caso de la perforación geotérmica), sólidos activos (arcillas y polímeros, que actúan como viscosificadores) y sólidos inertes (se agregan al lodo durante la perforación) [5].

5.2.2 Medidas de seguridad

Siempre existe el riesgo de una explosión al perforar un pozo geotérmico, en especial cuando se encuentra una zona permeable inesperada de alta presión. Existen regulaciones estrictas en la mayoría de los países sobre las precauciones de seguridad adecuadas que se deben seguir. Por ejemplo, el uso de preventores de reventón (Fig. 9), que consiste en un conjunto de válvulas de pistón de acción rápida unidas a la carcasa, y a través de las cuales gira la tubería de perforación. En el caso de una explosión desde el pozo, estas válvulas se cierran alrededor de la sarta de perforación, cerrando el pozo.

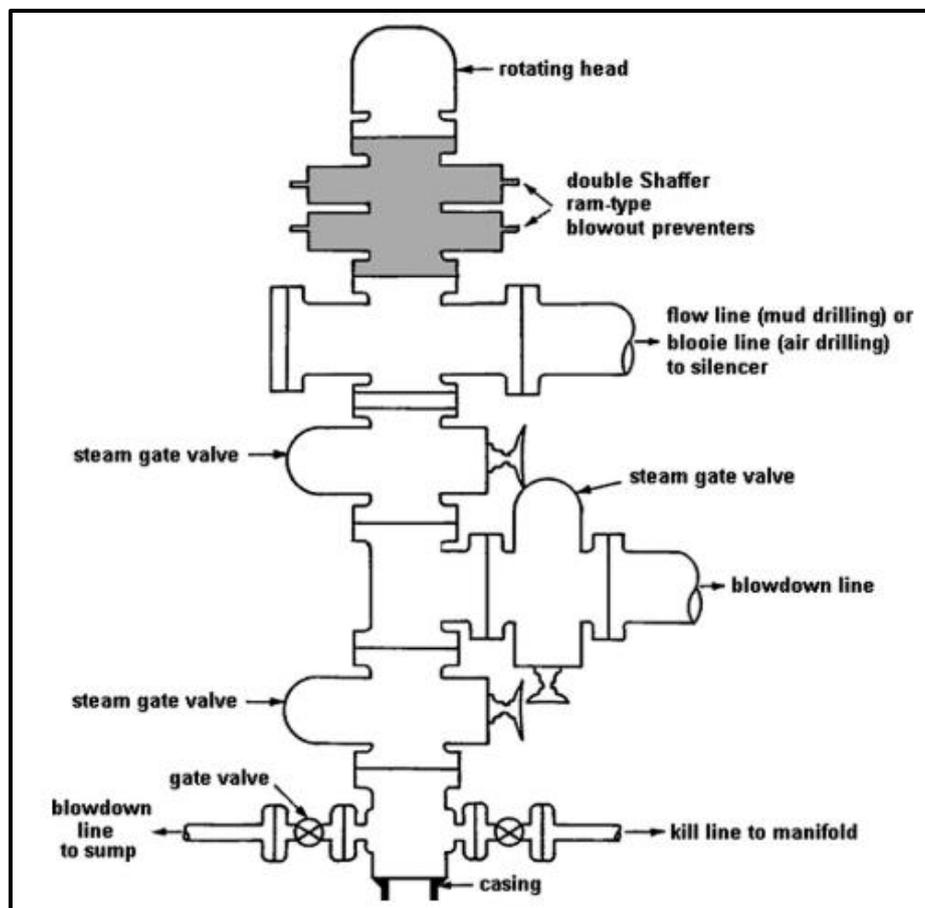


Fig. 9 Sistema de preventores de reventón en The Geysers, California [4]

También se suele emplear una válvula unida a la boca del pozo para permitir la ventilación controlada hasta un silenciador.

6. Sistemas de generación

En esta sección se tratan las distintas tecnologías de conversión de energía geotérmica a energía eléctrica. Se abarcan los principales sistemas de generación que se emplean a lo largo del mundo, aunque se estudiarán con más detalles los sistemas más comunes. Cabe señalar que en esta sección no se tratarán en profundidad los equipos empleados en cada tipo de planta. Para más información acerca de los equipos ir al Anexo III.

6.1 Plantas de vapor seco

Las plantas de vapor seco están en operación desde hace más de 100 años. En ellas, el fluido que llega a la superficie procedente del yacimiento geotérmico es vapor en estado de saturación, o ligeramente sobrecalentado (vapor seco). Debido a esto, son las plantas más simples y menos costosas, ya que no hay una salmuera líquida que tener en cuenta. El vapor seco se dirige a la turbina y se genera electricidad de forma directa.

En todo el mundo, únicamente se han descubierto dos grandes áreas con reservorios de vapor seco, Larderello (Italia) y The Geysers (California, EE. UU), aunque también hay otras áreas limitadas de este tipo de recurso en otros países del mundo. Se estima que sólo alrededor del 5% de los sistemas geotermales con temperaturas superiores a 200 °C son del tipo de vapor seco [3].

Una vez que el vapor llega al módulo de potencia, una planta de vapor seco es esencialmente la misma que una planta de vapor de caldera de baja temperatura. Las turbinas son unidades de una sola presión con paletas de reacción de impulso, ya sea de flujo único para unidades más pequeñas o de doble flujo para unidades grandes de más de 50 MW. Los condensadores pueden ser de contacto directo o de tipo superficial [4].

A continuación, se presenta a modo de ejemplo un esquema de una planta de vapor seco y su diagrama T-s (Fig. 10 y Fig. 11).

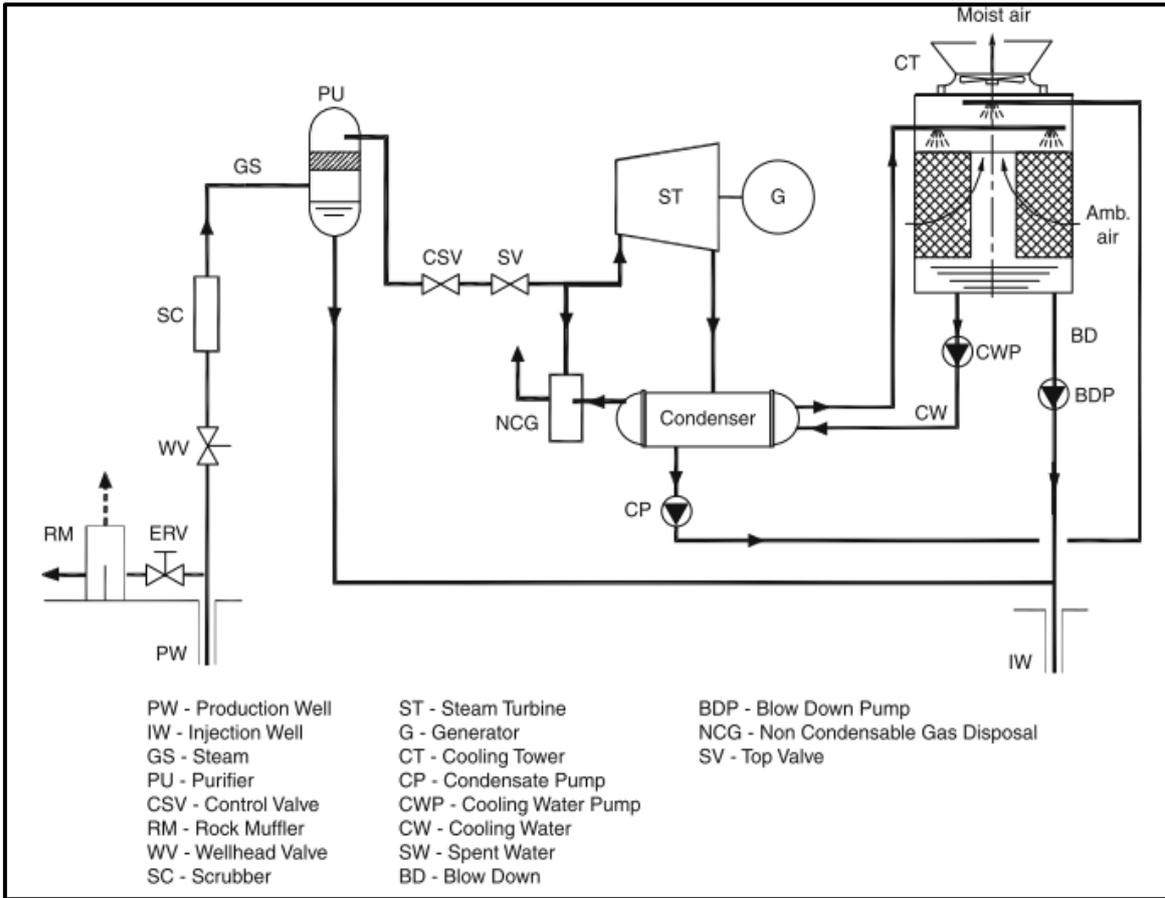


Fig. 10 Esquema simplificado de una central de vapor seco [3]

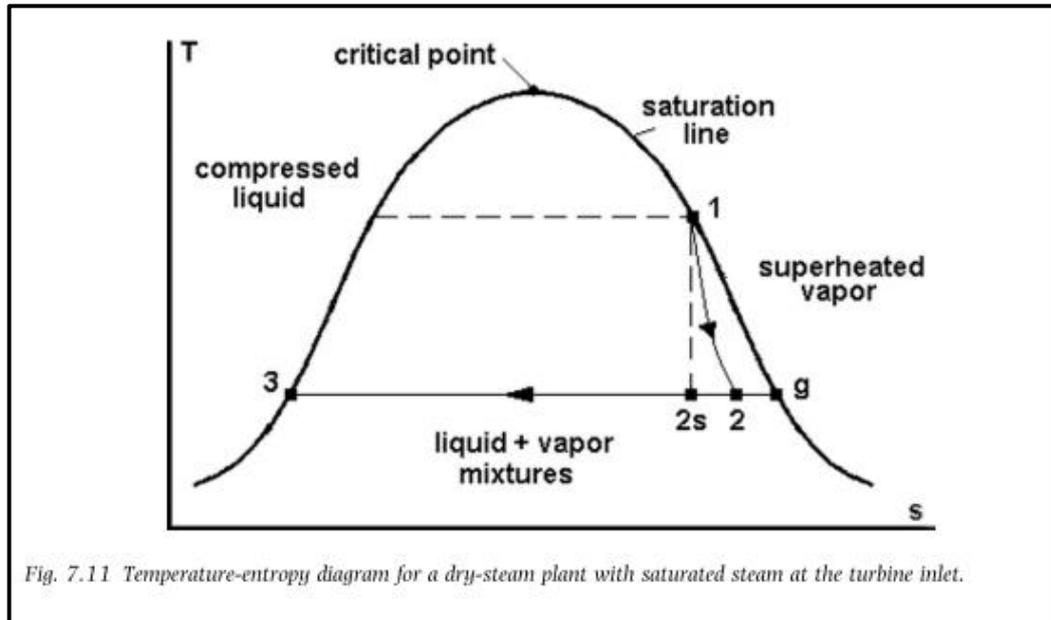


Fig. 11 Diagrama temperatura-entropía para una planta de vapor seco con vapor saturado en la entrada de la turbina [4]

En la Fig. 11 se muestran los procesos experimentados por el vapor en una planta de este tipo. Como se comenta antes, los pozos producen vapor en estado de saturación (o ligeramente sobrecalentado), por lo tanto, el punto de partida se sitúa sobre la curva de saturación (en el caso del vapor sobrecalentado, simplemente el punto 1 se desplazaría hacia la derecha).

Las plantas geotérmicas de vapor seco apenas presentan impacto medioambiental. Debido a que no hay fase líquida, no existe una salmuera cargada de minerales por eliminar. Los gases no condensables se aislarán en el condensador y se eliminarán mediante bombas de vacío y se podrán tratar para eliminar el sulfuro de hidrógeno, en caso de que esté presente en niveles considerables. Por último, el exceso de condensado de la torre de refrigeración se reinyecta al igual que cualquier líquido atrapado en las tuberías de transmisión de vapor [4].

6.2 Plantas de vapor húmedo (flash)

Las plantas de vapor húmedo o plantas flash son las más apropiadas para el aprovechamiento del recurso geotérmico de alta entalpía más común, el cual consiste en una mezcla bifásica de líquido y vapor. Debido a esto, el fluido que llega a la superficie debe ser llevado a un separador que separa ambas fases. El vapor resultante se enviará a una turbina para producir electricidad.

Cabe destacar que la fracción líquida puede ser empleada para aprovechamiento directo del calor, como agricultura o procesos de calor industrial.

6.2.1 Ciclo flash simple

Cuando el pozo geotérmico produce una mezcla bifásica, la planta de un solo flash es una opción relativamente simple para la conversión de la energía. La mezcla se separará en un separador con una pérdida de presión mínima. Las dos fases se desacoplan debido a su diferencia de densidad inherentemente grande [4].

El proceso flash puede ocurrir en diversos puntos de la instalación. Primero, en el depósito geotermal debido a la caída de presión que se da cuando el fluido fluye a través de la formación permeable. Segundo, en el pozo de producción, en cualquier punto desde la entrada hasta la boca del pozo, como resultado de la pérdida de presión debida a la fricción. Y tercero, en la entrada al separador ciclónico como resultado de un proceso de estrangulamiento inducido por una válvula de control [4].

En la Fig. 12 se muestra un esquema simplificado de este tipo de planta.

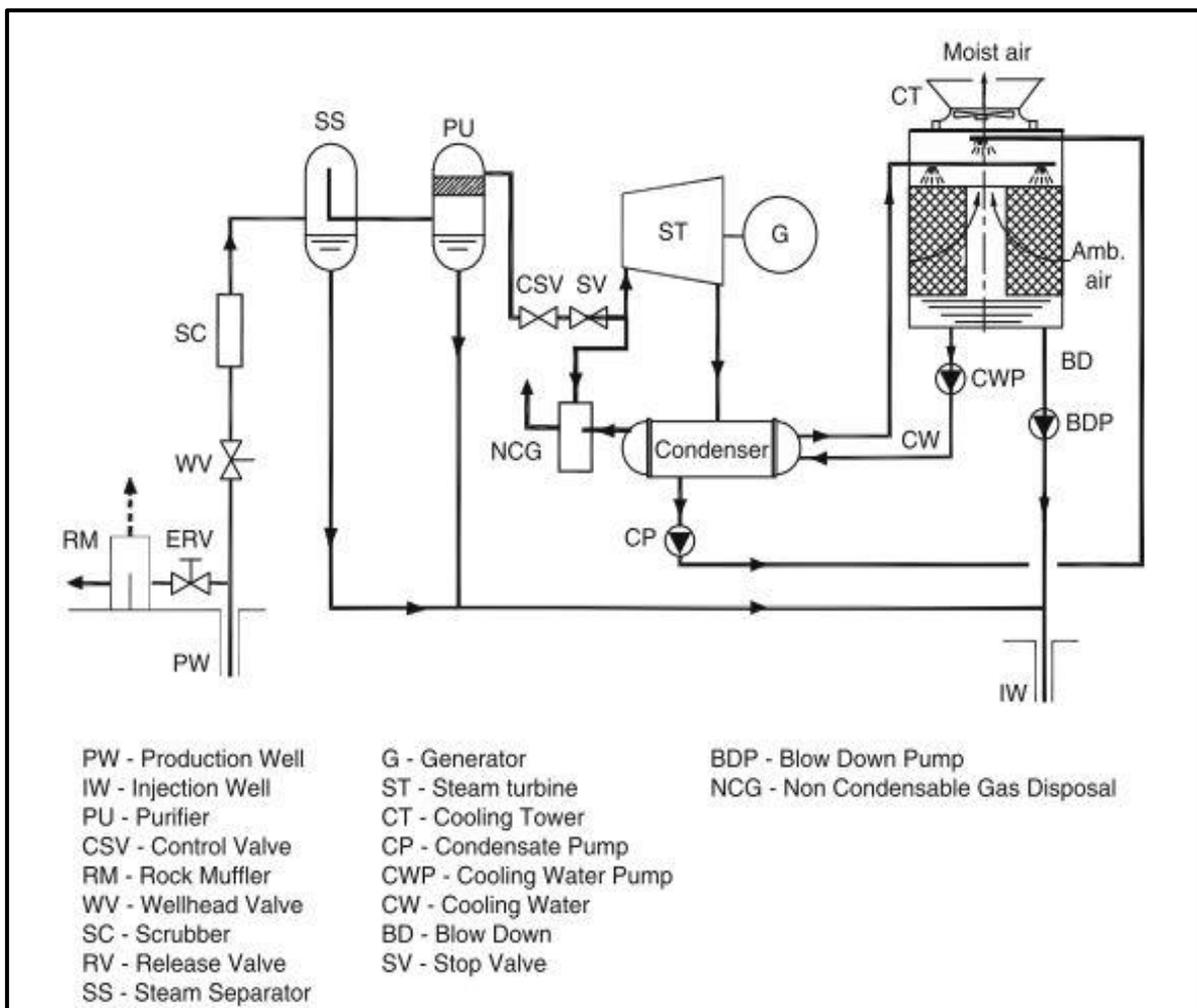


Fig. 12 Esquema simplificado de una central tipo flash simple [3]

En cada pozo de producción se montan distintos equipos para controlar y monitorear el flujo del fluido geotérmico desde el pozo hasta la planta. Se suelen incluir: varias válvulas, un

silenciador (para ventilación de emergencia), tuberías e instrumentación (manómetros de presión y temperatura). Además, tras el proceso de separación, se deben instalar sistemas de goteo a lo largo de la línea de vapor y un filtro de limpieza. A veces se añade un proceso de lavado del vapor para incrementar su pureza [2].

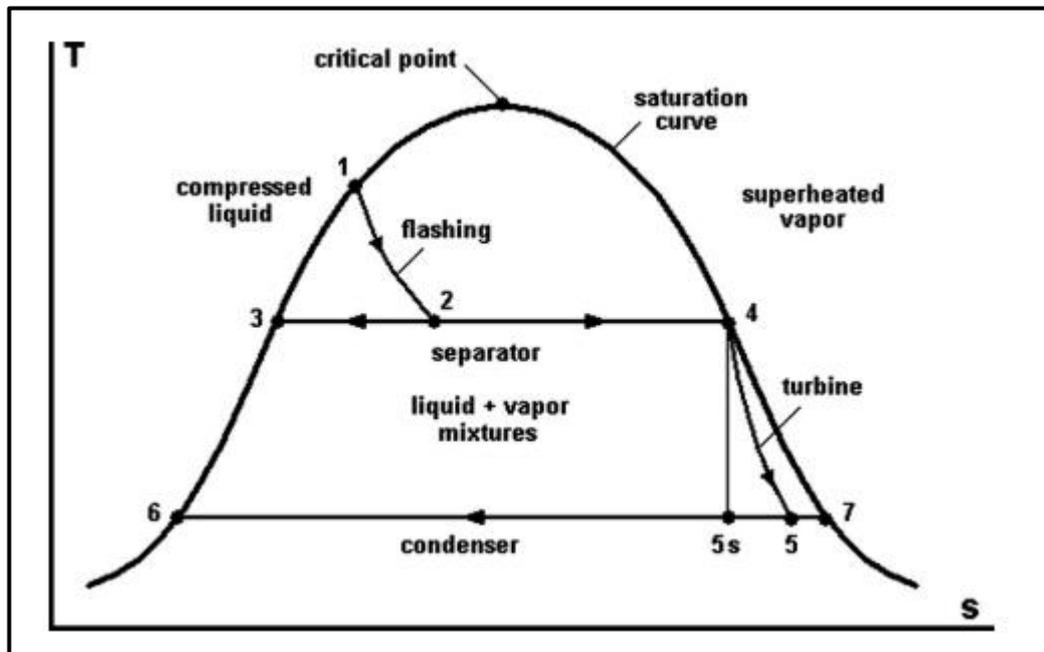


Fig. 13 Diagrama temperatura-entropía para una planta flash simple [4]

En la Fig. 13 vemos el proceso que experimenta el vapor reflejado en un diagrama T-s. El estado 1 representa el fluido geotermal del recurso a cierta presión, y considerado como líquido saturado (o muy próximo a la línea de saturación).

Durante la operación habitual de una planta flash simple existen unos determinados puntos donde se producen las principales emisiones de esta configuración. Estos puntos son:

- Silenciadores
- Desagües de las tuberías
- Ventilación de los eyectores de gases no condensables
- Torre de refrigeración

El vapor geotérmico, como se ve en el apartado 3.3, contiene gases no condensables, como sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono o metano, además de otros en pequeñas proporciones. En condiciones normales, estos gases son aislados en el condensador, introducidos en los eyectores y, tratados antes de su liberación a la atmósfera.

Por último, es necesario tener en cuenta que la salmuera separada contiene prácticamente todos los minerales existentes en el depósito geotermal, pero en mayor concentración. Estos elementos pueden afectar seriamente a las aguas superficiales o subterráneas si se les permite mezclarse con ellas. Estos elementos pueden ser: arsénico, boro, calcio, litio, magnesio, sodio, entre otros.

6.2.2 Ciclo flash doble/triple

Los ciclos de doble flash se justifican debido a las altas temperaturas de la salmuera residual separada. En estos casos se añade otra etapa de separación y la turbina debe estar diseñada para manejar vapor de doble presión. En algunos casos, la temperatura y el caudal de la fuente justifican un sistema de triple flash, añadiendo una tercera etapa de separación.

Si nos centramos en la planta de doble flash, vemos que mejora considerablemente el diseño del flash simple, produciendo entre un 15 y un 25% más de potencia para las mismas condiciones del fluido [4]. La planta es más compleja, costosa y requiere de un mayor mantenimiento, pero la mayor producción energética lo justifica en la mayoría de los casos.

En la Fig. 14 vemos un esquema simplificado de una central de configuración doble flash. Además, en la Fig. 15 vemos el proceso que lleva a cabo el vapor en ella.

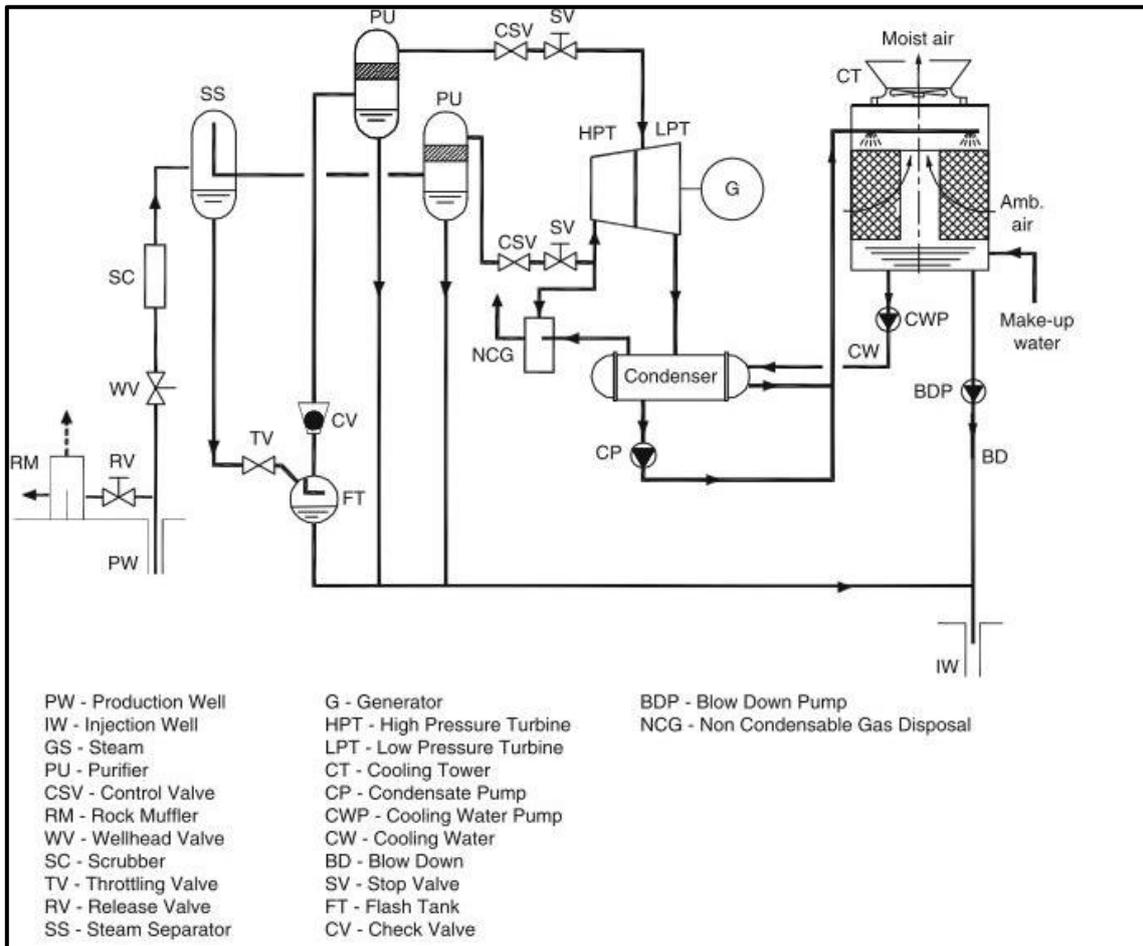


Fig. 14 Esquema simplificado de una tipo central flash doble [3]

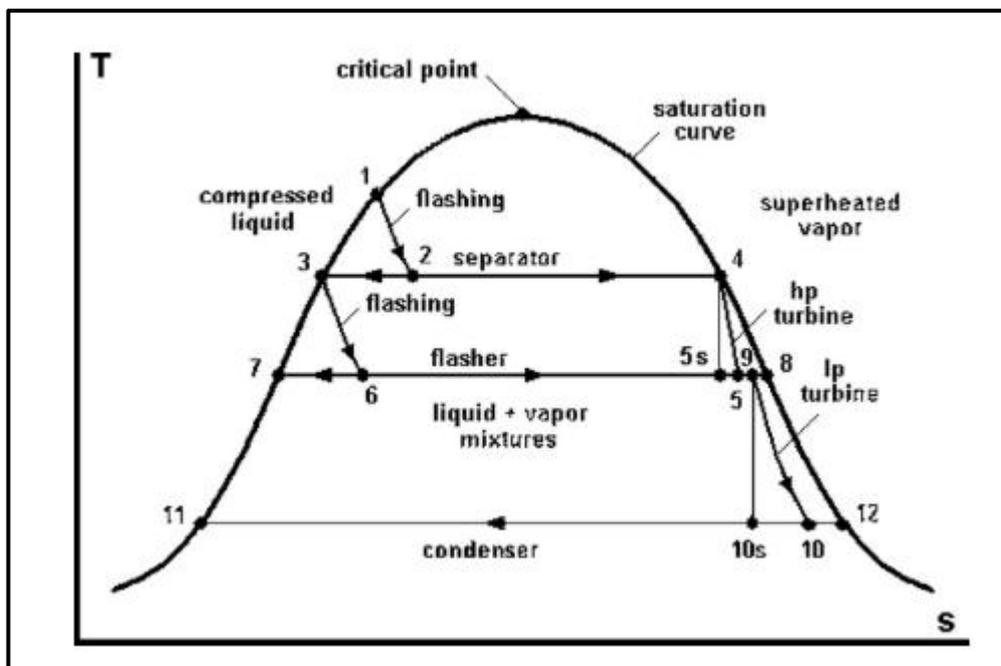


Fig. 15 Diagrama temperatura-entropía para una planta flash doble [4]

Del diagrama T-s de la planta doble flash destacamos las dos etapas de separación que se identifican perfectamente ($1 \rightarrow 2$ y $3 \rightarrow 6$) con las dos etapas de expansión correspondiente a cada separación y para cada nivel de presión ($4 \rightarrow 5$ y $9 \rightarrow 10$). Hay que tener en cuenta un detalle, y es que, si observamos con detenimiento los puntos iniciales de las etapas de expansión, la turbina de baja presión no expande desde el punto 8, que corresponde al vapor saturado separado del segundo separador, sino que expande desde un punto 9 que corresponde a la unión de los flujos 5 y 8.

En cuanto a los aspectos medioambientales, son exactamente los mismos que se describen para una planta de flash simple (apartado 6.2.1).

6.3 Plantas de ciclo binario

Las plantas geotérmicas de ciclo binario son las más similares a las plantas convencionales de combustibles fósiles, ya que el fluido de trabajo circula por un ciclo cerrado real. El fluido de trabajo, seleccionado por sus propiedades termodinámicas (siempre con temperaturas y presiones críticas inferiores a las del agua), recibe calor del fluido geotérmico, evaporándose y expandiéndose en una turbina, generando la energía eléctrica de la planta. Tras expandirse se condensa y se bombea de vuelta al evaporador.

Este sistema permite extraer energía de yacimientos de media temperatura (entre 100 y 150 °C) y de recursos geotermales con elevada salinidad de forma más eficiente que las plantas flash. Además, provocan un impacto ambiental todavía menor al no emitir gases a la atmósfera.

6.3.1 Ciclo binario ORC básico

En su forma más básica el ciclo binario ORC es el que se representa en la Fig. 16, y su funcionamiento es el descrito en la introducción a este apartado, puesto que es el más básico de esta familia de plantas geotérmicas. El fluido de trabajo ORC se trata de un fluido de origen orgánico (normalmente un hidrocarburo).

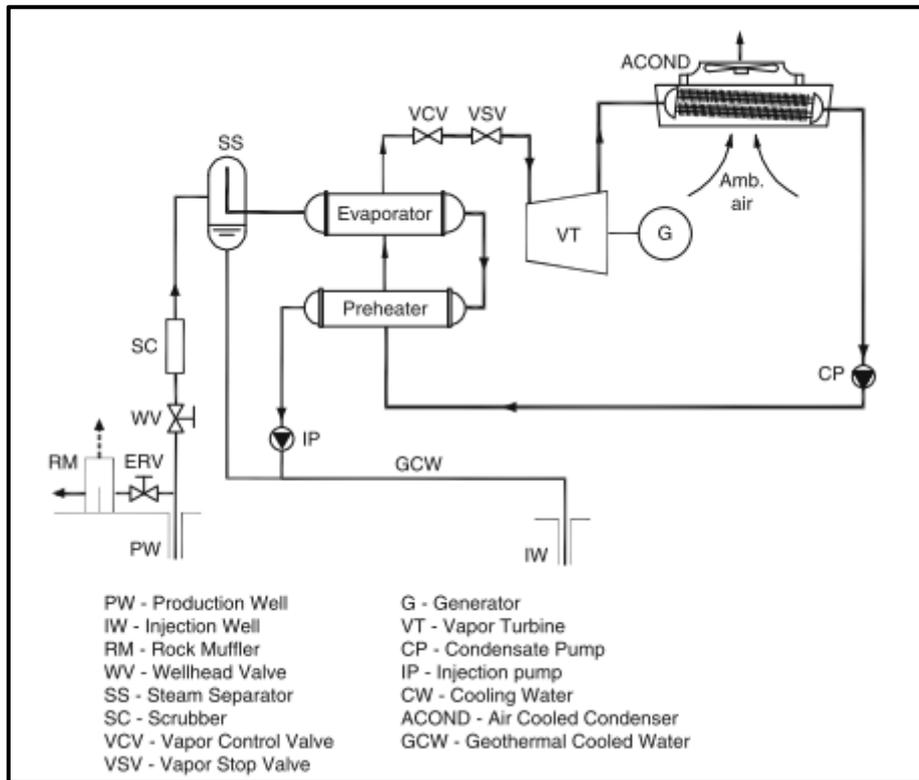


Fig. 16 Esquema simplificado de una central de ciclo binario ORC básico [3]

En el esquema representado también hay un separador que divide las fases del fluido y utiliza el vapor para evaporar el fluido de trabajo. Esto no tiene por qué ser así, la planta puede trabajar directamente sin separar las fases.

Típicamente el proceso de calentamiento del fluido de trabajo tiene dos fases. Primero pasa por un precalentador, donde el fluido se lleva a su punto de ebullición para, posteriormente, salir del evaporador como un vapor saturado.

En la Fig. 17 vemos el diagrama P-h de una planta binaria básica, para entender mejor su funcionamiento. Este tipo de diagramas suele emplearse para ciclos de refrigeración y aire acondicionado, pero tiene mucha utilidad también en ciclos binarios geotérmicos.

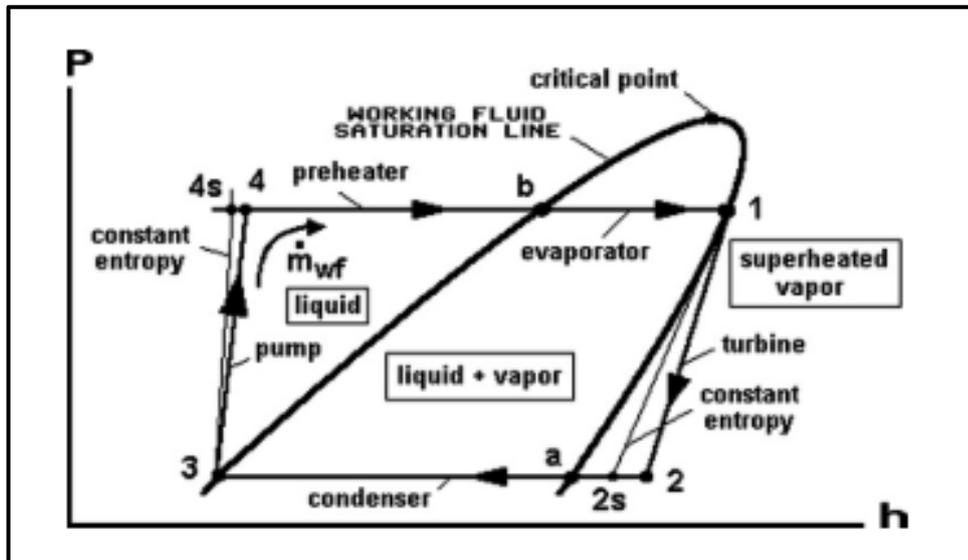


Fig. 17 Diagrama presión-entalpía para una planta de ciclo binario ORC básico [4]

6.3.2 Ciclo binario ORC recuperativo

El ciclo binario ORC recuperativo surge para evitar uno de los problemas principales de las instalaciones geotérmicas, el aumento de la escala de sílice en el fluido conforme desciende la temperatura de la salmuera. Para superar parcialmente el límite de temperatura de enfriamiento se añade un recuperador al ciclo, el cual proporciona parte del calor de precalentamiento del vapor que sale de la turbina (ver Fig. 18) [3].

Este recuperador sólo será aplicable cuando el fluido orgánico es del tipo de “expansión seca”, un tipo de fluido donde la expansión en la turbina debe realizarse en la zona seca sobrecalentada, y el vapor expandido contiene calor que debe extraerse antes de la etapa de condensación [3].

Este ciclo es un 10-15% más eficiente que el ciclo de Rankine orgánico simple (ver Anexo II) [3].

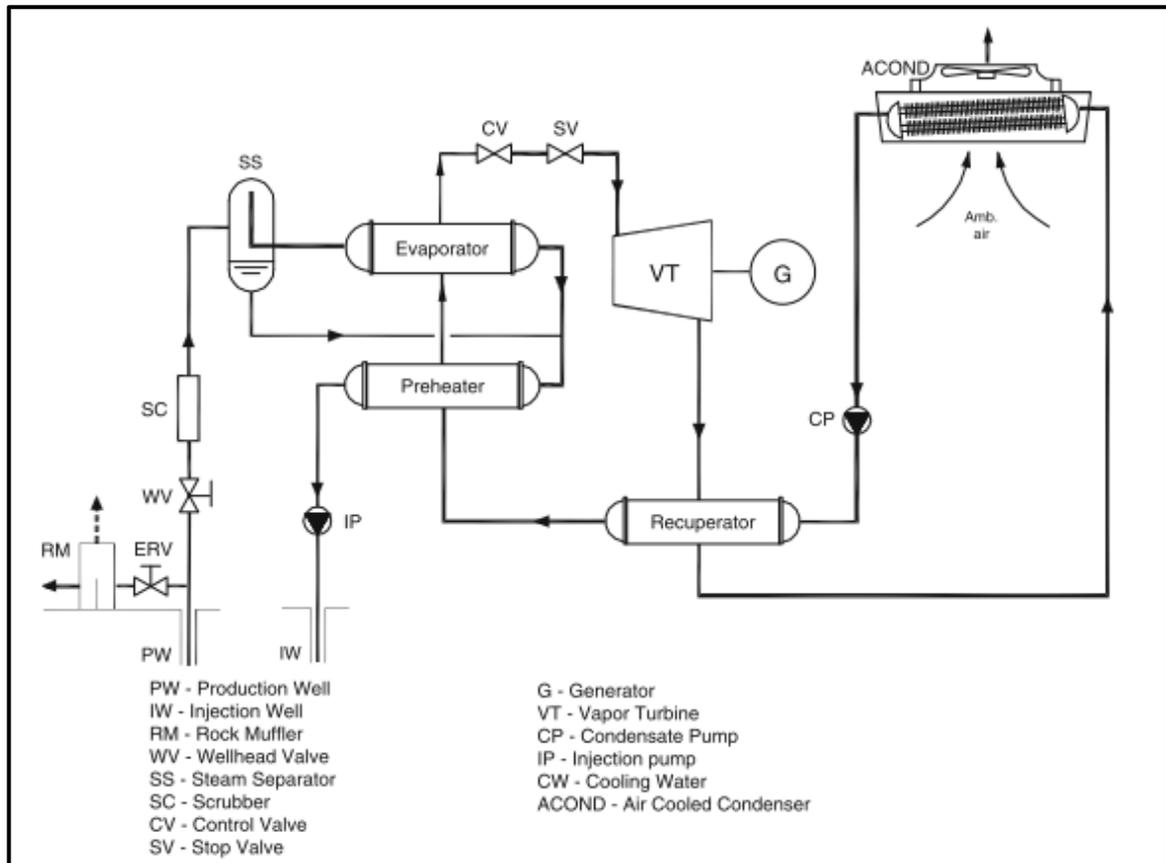


Fig. 18 Esquema simplificado de una central de ciclo binario ORC recuperativo [3]

6.3.3 Ciclo binario ORC de presión dual

El ciclo binario de presión dual está diseñado para reducir las pérdidas termodinámicas en los intercambiadores de calor del ciclo básico. Estas pérdidas surgen debido a la gran diferencia de temperatura entre la salmuera caliente y el fluido de trabajo frío [4]. Se pueden reducir estas pérdidas, manteniendo cierta cercanía entre la curva de enfriamiento de la salmuera y la curva de calentamiento del fluido de trabajo. El ciclo de presión dual tiene un proceso de calentamiento / ebullición de dos etapas que logra una diferencia de temperatura promedio menos que en el ciclo básico. En la Fig. 19 se muestra el esquema simplificado de este ciclo. En la Fig. 20 se muestra el diagrama P-h de este ciclo.

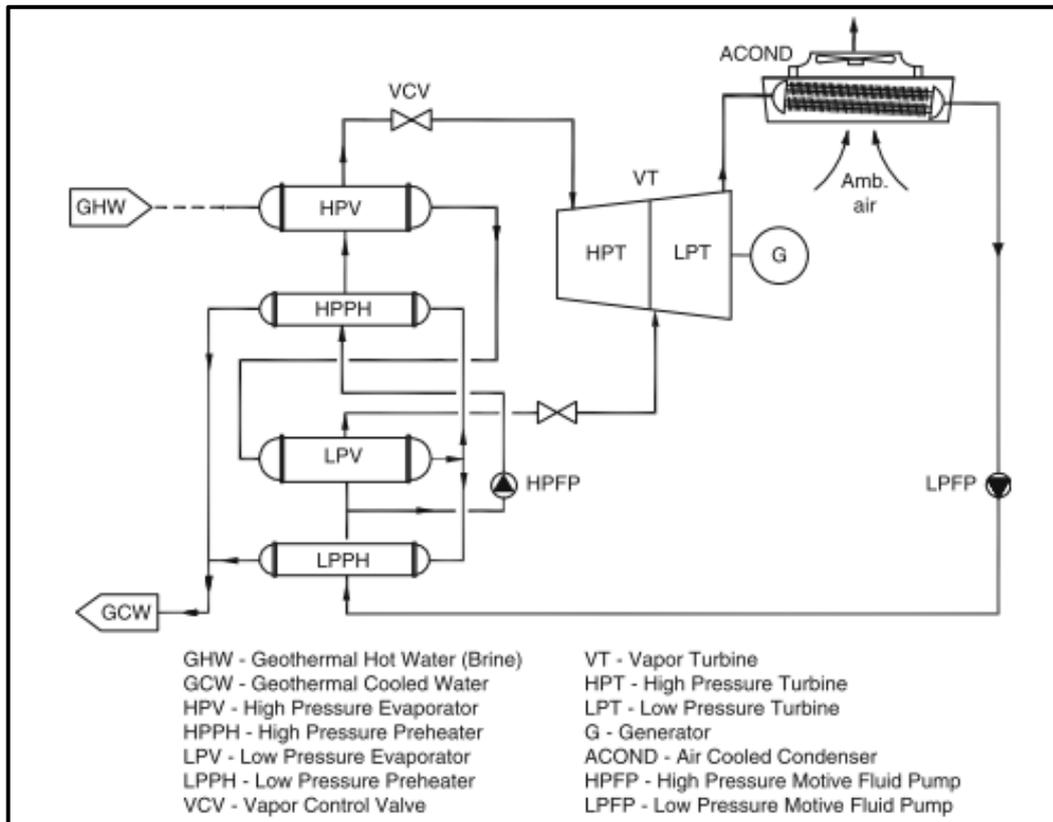


Fig. 19 Esquema simplificado de una central de ciclo binario ORC de presión dual [3]

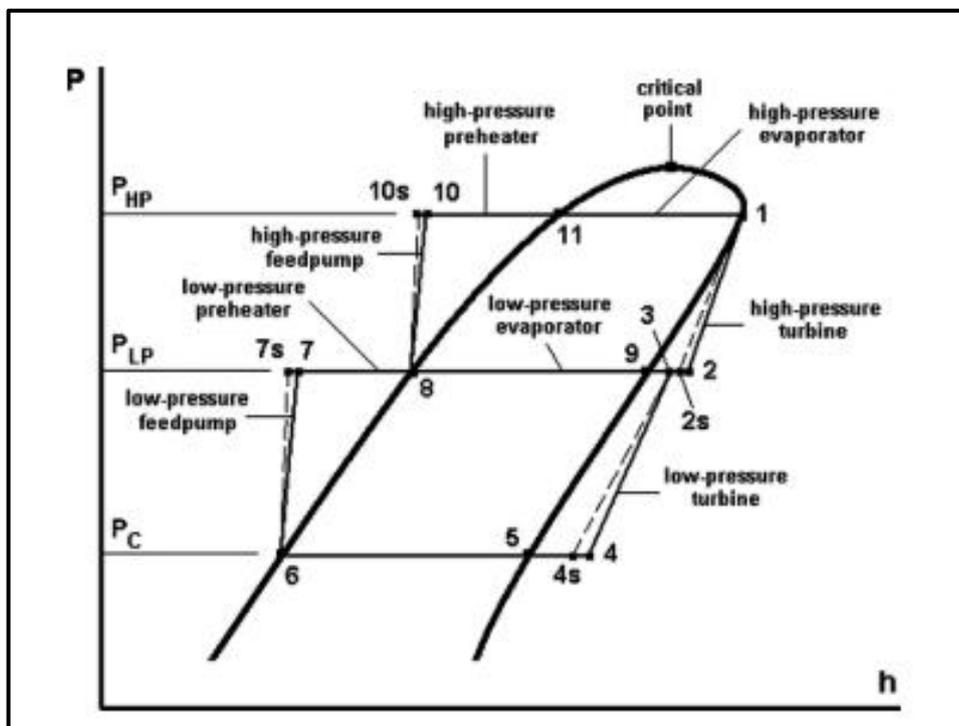


Fig. 20 Diagrama p-h para una planta de ciclo binario ORC de presión dual [4]

En todos los casos de estudio la eficiencia térmica de este tipo de ciclos es más bajas que para un ciclo básico, sin embargo, tienen una eficiencia de utilización mayor (desde un 6% en temperaturas altas a un 24% en bajas). Esto es debido a que, como se comenta antes, la diferencia de temperatura promedio entre los dos fluidos se reduce, por lo tanto, también se reducen las irreversibilidades, dando lugar a que ingrese en el ciclo más exergía de la salmuera, lo que conduce a una mayor eficiencia de utilización.

6.3.4 Ciclo binario Kalina

El ciclo binario Kalina se distingue de las configuraciones antes mencionadas en los siguientes aspectos:

- El fluido de trabajo es una mezcla binaria de H_2O y NH_3
- La evaporación y la condensación ocurren a temperatura variable
- El ciclo incorpora recuperación de calor del escape de la turbina
- La composición de la mezcla puede variarse durante en algunas versiones

Como consecuencia, los ciclos de Kalina muestran un mejor rendimiento termodinámico de los intercambiadores de calor al reducir las irreversibilidades [4]. Este ciclo necesita un recalentador, puesto que la mezcla agua-amoniaco conduce a mezclas húmedas en la turbina. Además, la planta requiere de buenos intercambiadores de calor, puesto que se transfiere más calor que en una planta binaria de la misma potencia de salida (aproximadamente un 25% más de transferencia de calor requerida) [4].

La reducción del costo debido al condensador más pequeño es equiparable al aumento del costo adicional debido a los intercambiadores. Sin embargo, a largo plazo la mayor eficiencia resultante debería significar menores costos operativos.

La Fig. 21 muestra un esquema básico del ciclo Kalina. La planta es más compleja que una planta binaria básica, en especial cuando se usa una columna de destilación para variar la composición de la mezcla (Fig. 22).

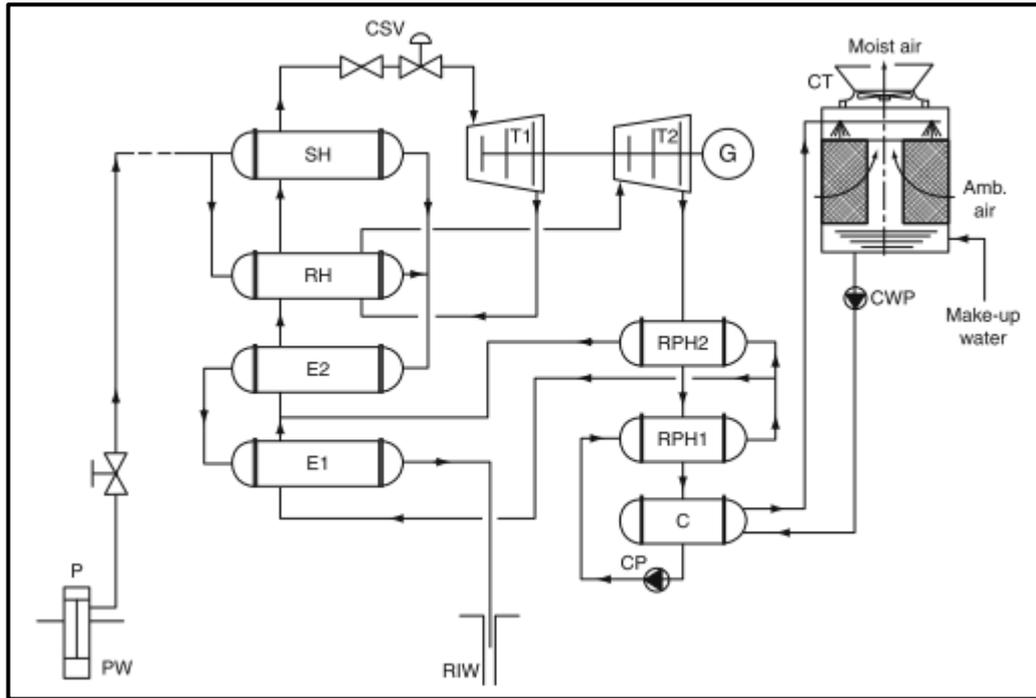


Fig. 21 Esquema simplificado de una central de ciclo binario Kalina empleando un recalentador y dos precalentadores recuperativos [3]

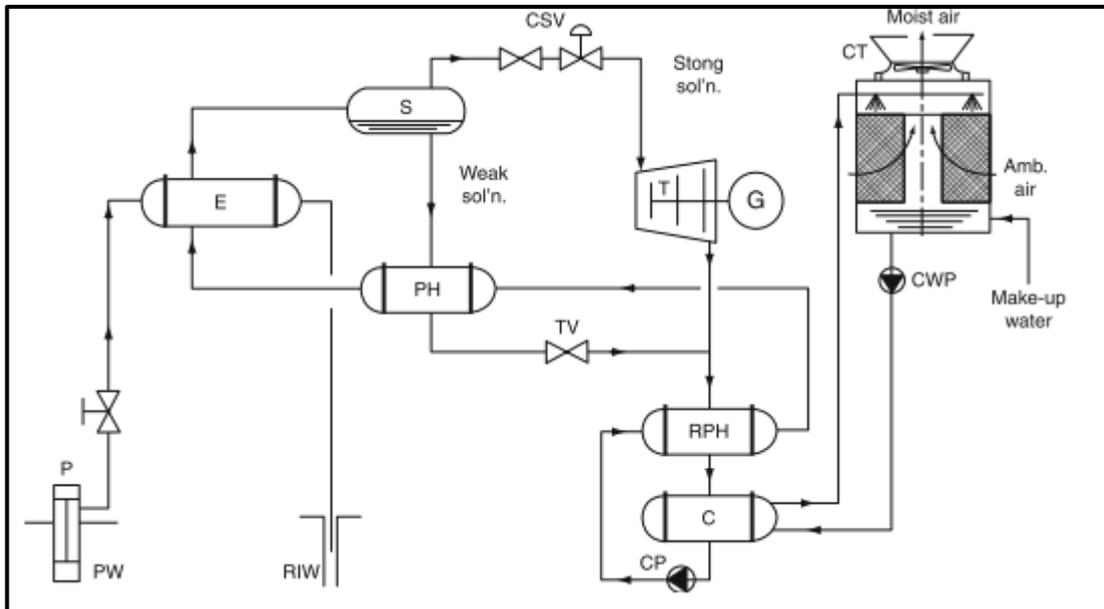


Fig. 22 Esquema simplificado de una central de ciclo binario Kalina con composición variable del fluido de trabajo [3]

Teniendo en cuenta que el uso de turbinas de vapor de condensación presenta ciertas desventajas, como la alta humedad en etapas de baja presión o la necesidad de bombas de vacío si hay presencia de gases no condensables, se ha desarrollado otro sistema combinado flash-binario. Esta configuración sólo utiliza la parte de alta presión de la turbina (configuración “back-pressure”) y emplea el vapor de escape como fuente de calor para el ciclo binario ORC (Fig. 24). De esta forma se evitan ambos inconvenientes: la turbina de vapor es más pequeña, limitando la humedad de vapor, mientras que la presión parcial de los gases no condensables es pequeña y su efecto sobre la condensación en el condensador es menor. Además, la presión de estos gases está por encima de la presión atmosférica, por lo tanto, pueden expulsarse sin necesidad de bombas de vacío, o reinyectarse en el pozo de inyección [3].

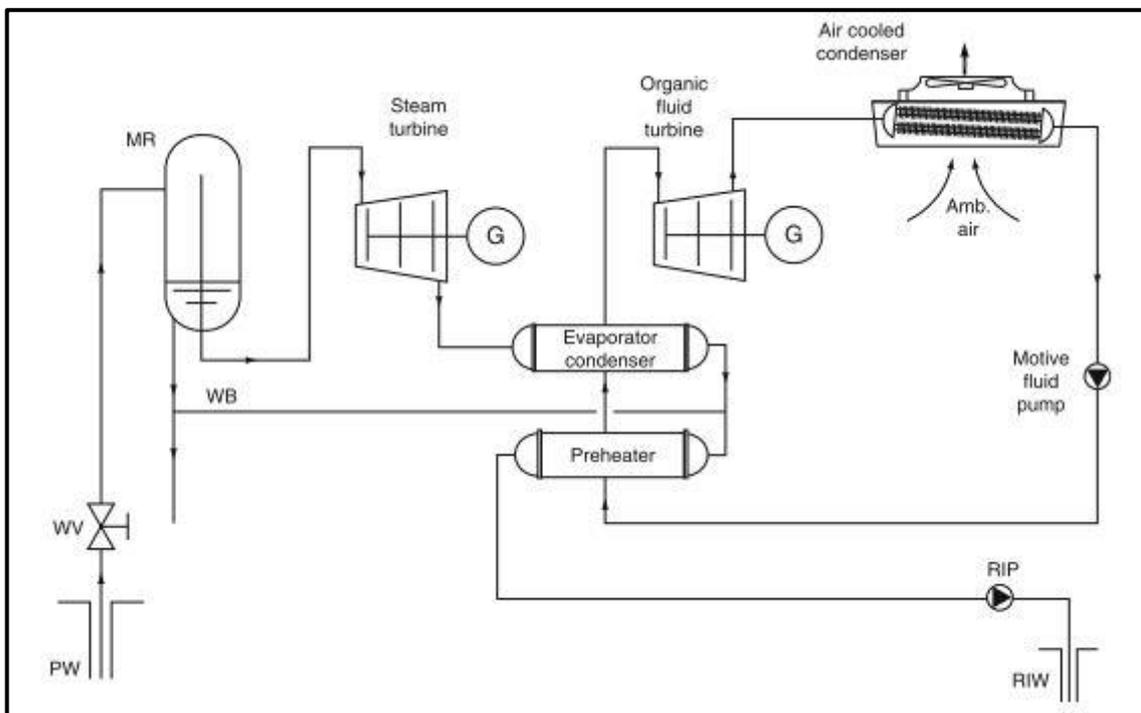


Fig. 24 Esquema simplificado de una central de ciclo combinado flash-binario, donde el calor del ciclo binario ORC es obtenido del vapor de escape de la turbina [3]

6.4.2 Ciclo integrado flash-binario

Cuando se integran un ciclo flash simple y un ciclo binario ORC obtenemos una planta geotérmica con prácticamente cero emisiones. En ella, el vapor separado se expande en una turbina de vapor con configuración “back-pressure” y posteriormente es empleado para precalentar y evaporar un primer ciclo binario. El líquido separado es empleado para un segundo ciclo binario (Fig. 25). De esta manera se aprovecha al máximo el calor procedente del recurso geotermal. Los gases no condensables fluyen con el vapor a través de la turbina de vapor y al evaporador, donde son aislados, y comprimidos para unirse a la salmuera de reinyección. El único impacto ambiental existente es el calor rechazado a la atmósfera por los condensadores del ciclo binario.

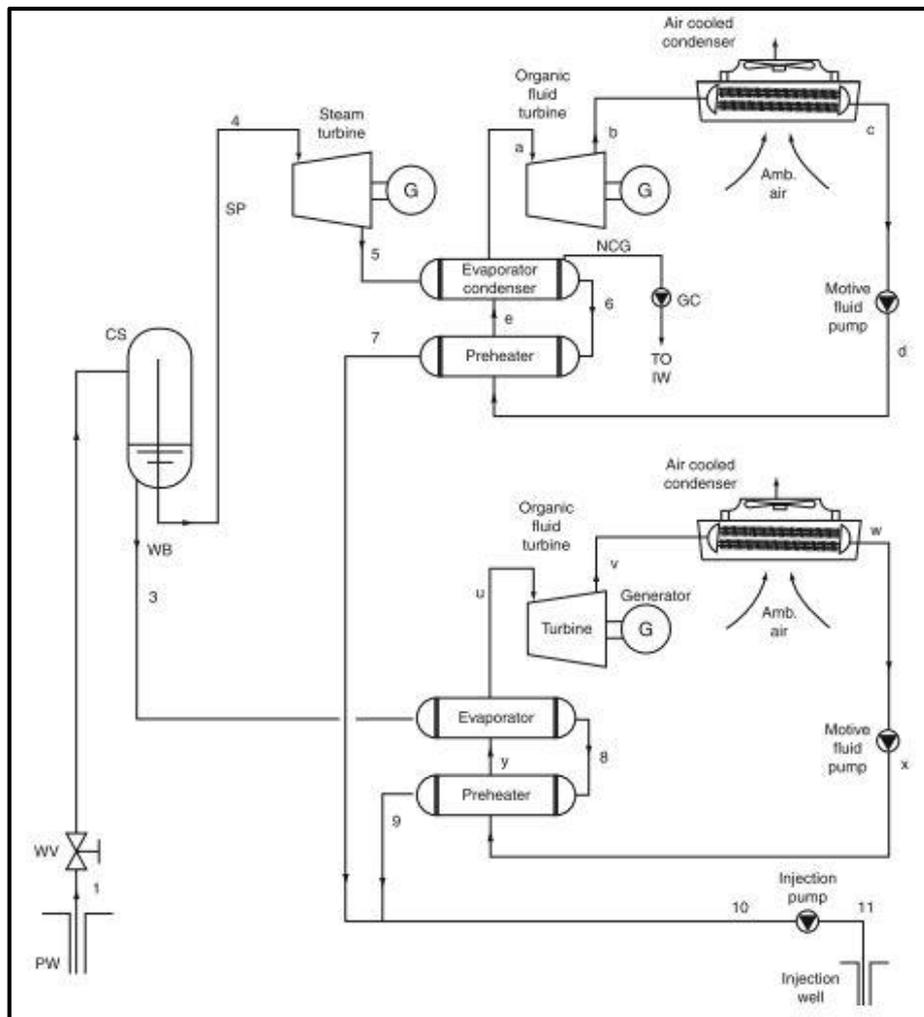


Fig. 25 Esquema simplificado de una central de ciclo integrado flash-binario [3]

7. Impacto medioambiental

En esta sección se tratarán los principales aspectos ambientales a tener en cuenta en el desarrollo de una central de energía eléctrica a partir de energía geotérmica.

Algunos impactos ambientales asociados con el desarrollo de recursos geotérmicos y el funcionamiento de las plantas son inevitables. Sin embargo, en condiciones normales tienen un impacto menor que los de otras tecnologías de generación de energía eléctrica, en especial las que emplean combustibles fósiles. A continuación, se muestra una tabla que reúne los impactos que podemos encontrar en un proyecto de este tipo, en qué consisten y qué técnicas se llevan a cabo para su reducción.

Posible impacto	Detalles	Técnicas de reducción
Contaminación del aire	Emisiones de H ₂ S	Sistemas comerciales efectivos en uso
Contaminación del agua	Descargas superficiales de agua residual; contaminación del agua subterránea	Reinyección
Contaminación acústica	Perforado; testeo de pozos	Silenciadores
Contaminación visual	Tubos y edificios antiestéticos en áreas prístinas	Usar estructuras de baja altura; pintar equipos
Uso de la tierra	Almohadillas de pozo, rutas de tuberías, central eléctrica	Muchos menos impacto que en las plantas convencionales
Uso del agua	Torres de refrigeración	Usar condensadores de aire
Hundimiento de tierras	La eliminación del líquido del subsuelo puede conducir a depresiones superficiales	Casos extraños
Gases de efecto invernadero	Emisiones de CO ₂	Emisiones muy bajas en comparación a las plantas fósiles convencionales
Pérdidas de fenómenos naturales	Las manifestaciones termales pueden desaparecer	No desarrollar recursos en cercanías a parques nacionales

Tabla. Impactos ambientales de un central geotérmica (Elaboración propia a partir de [4])

8. Coste de la energía geotérmica

Las plantas geotérmicas requieren de grandes inversiones de capital al comienzo del proyecto (debido especialmente a las perforaciones), esto es una desventaja frente a las plantas térmicas convencionales. Sin embargo, las plantas térmicas fósiles, a pesar de tener menor coste de capital, su coste de combustible se mantiene durante toda la vida de la planta.

Los costes de capital son costes fijos originados por la construcción de la planta. En el caso de la planta geotérmica, estos costes vienen de: costes de terreno, costes de las perforaciones exploratorias y los costes de la propia planta. Este tipo de plantas requieren una inversión de capital elevada, sin embargo, los costes variables son bajos y, obviamente, los costes de combustible son nulos.

Concretamente, los costes de capital de una planta geotérmica se encuentran en el rango de 1.150 – 3.000 € por kW instalado, dependiendo de las temperaturas, composición del recurso y de la tecnología empleada [6]. En la Fig. 26 se muestran algunos costes de capital y en la Fig. 27 una comparación con otras fuentes de energía.

Tamaño de la planta	Coste	Recursos de alta calidad (€)	Recursos de calidad media (€)
Plantas pequeñas (< 5 MW)	Exploración	400 - 800	400 - 1.000
	Vapor	100 - 200	300 - 600
	Planta de potencia	1.100 - 1.300	1.100 - 1.400
	Total	1.600 - 2.300	1.800 - 3.000
Plantas medias (5 - 30 MW)	Exploración	250 - 400	250 - 600
	Vapor	200 - 500	400 - 700
	Planta de potencia	850 - 1.200	950 - 1.200
	Total	1.300 - 2.100	1.600 - 2.500
Plantas grandes (> 30 MW)	Exploración	100 - 400	100 - 400
	Vapor	300 - 450	400 - 700
	Planta de potencia	750 - 1.100	850 - 1.100
	Total	1.150 - 1.750	1.350 - 2.200

Fig. 26 Costes de capital de una planta geotérmica [6]

Recurso	Coste de capital (€)
Geotérmica	1.150 - 3.000
Hidráulica	735 - 4.778
Carbón	1.070 - 1.410
Nuclear	1.500 - 4.000

Fig. 27 Comparación de costes de capital con otras fuentes de energía [6]

También se deben tener en cuenta los costes de operación y mantenimiento, que en el caso de una planta geotérmica se encuentran en un rango de 0,0155 – 0,045 € por kWh. Estas plantas normalmente operan un 90% del tiempo. En la Fig. 28 se muestran los costes de operación y mantenimiento. En la Fig. 29 una comparativa con otras fuentes de energía.

Costes de los componentes	Plantas pequeñas (< 5 MW) (€)	Plantas medianas (5-30 MW) (€)	Plantas grandes (> 30 MW) (€)
Vapor	0,35 - 0,7	0,25 - 0,35	0,15 - 0,25
Plantas de potencia	0,45 - 0,7	0,35 - 0,45	0,25 - 0,45
Total	0,8 - 1,4	0,6 - 0,8	0,4 - 0,7

Fig. 28 Costes de operación y mantenimiento de una planta geotérmica [6]

Recurso	Costes de operación y mantenimiento (céntimos de euro/kWh)
Geotérmica	0,4 - 1,4
Hidráulica	0,7
Carbón	0,46
Nuclear	1,9

Fig. 29 Comparación de costes de operación y mantenimiento con otras fuentes de energía [6]

9. Ventajas de la energía geotérmica

9.1 Beneficios medioambientales

La geotermia se considera una energía renovable, ya que constituye una fuente prácticamente inagotable de recursos energéticos. Además, posee un carácter autóctono, lo que da lugar a que se reduzca la dependencia del sector energético exterior de una población, además de la reducción del uso de combustibles fósiles.

Como se refleja en el apartado 7, el impacto medioambiental es muchísimo menor que el impacto generado por un central que emplea combustibles fósiles y nucleares, de hecho, son incluso menores en comparación con otras fuentes de energías renovables. El área de terreno requerido para una planta geotérmica es mucho menor que la que necesita otro tipo de plantas de generación eléctrica. Aproximadamente, una planta térmica de gas ocupa tres veces más espacio, y una de carbón hasta ocho veces más [7].

Además, se trata de una energía que genera muy pocas emisiones de gases. Únicamente CO₂ en el caso de plantas flash, y en muy bajas proporciones en comparación con otras tecnologías (unos 27 g/kWh frente a 996 g/kWh con carbón o 760 g/kWh con petróleo [7]).

Otra ventaja es que ofrece un flujo constante de producción de energía, ya que no depende de ningún tipo de variación, como es el caso de otras fuentes de energía renovables (sol, viento, caudales de río, etc.).

9.2 Beneficios socioeconómicos

Según numerosos estudios, las instalaciones de producción de energía a partir de fuentes renovables generan significativamente más puestos de trabajo que las instalaciones de generación convencionales. La Geothermal Energy Association (GEA) de EE. UU., afirma que los empleos generados por la energía geotérmica son generalmente estables, duraderos, diversificados y de alta calidad [8].

Si comparamos con la energía a partir de gas natural, en EE. UU. se estima que la geotermia genera, en su fase de construcción e instalación 4 trabajos por MW, mientras que el gas natural únicamente 1 trabajo/MW. En su fase de operación y mantenimiento la geotermia genera 1,7 trabajos/MW, mientras que el gas natural sólo 0,1 trabajos/MW [7].

10. Bibliografía

- [1] “International Geothermal Association – Cool the earth, stay hot with geothermal.” [Online]. Available: <https://www.geothermal-energy.org/>.
- [2] J. Sanchez Guzman, L. Sanz Lopez, and L. Ocaña Robles, “Evaluación del potencial de energía geotérmica. Estudio Técnico PER 2011-2020,” 2011.
- [3] L. Y. Bronicki, “Geothermal Power Conversion Technology geothermal power conversion technology,” in *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 4234–4339.
- [4] R. DiPippo, *Geothermal power plants : principles, applications, case studies, and environmental impact*, Fouth. 2015.
- [5] J. T. Finger, “Geothermal Resources geothermal resource , Drilling Geothermal Resources Drilling for,” in *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 4380–4414.
- [6] J. A. C. González, R. C. Pérez, A. C. Santos, and M. A. C. Gil, *Centrales de energías renovables*. 2009.
- [7] Instituto Geológico y Minero de España (IGME) - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), “Manual de geotermia,” Madrid, 2007.
- [8] “Geothermal Energy Association.” [Online]. Available: <http://www.geo-energy.org/>.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA
GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE

ANEXO III. EQUIPOS

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: José Luis Pulido García

Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso Académico: 2017/18

Índice Anexo III

1. Introducción	7
2. Turbina	8
2.1 Turbina de vapor.....	8
2.2 Turbina binaria	11
2.3 Generador	13
3. Bomba de producción.....	14
4. Intercambiadores de calor	16
4.1 Condensador de aire	16
4.2 Precalentador, evaporador y recuperador	18
5. Separador	19
6. Bibliografía.....	21

Índice de Figuras

Figura 1. SST-400 GEO tamaño 2, configuración “back-pressure”.....	10
Figura 2. Ejemplo de módulo ORC.....	12
Figura 3. Grupo turboalternador de una central de generación eléctrica.....	13
Figura 4. Bomba de eje vertical.....	15
Figura 5. Bomba de motor sumergible.....	15
Figura 6. Esquema de un aerocondensador con estructura en A.....	16
Figura 7. Módulo de condensadores refrigerados por aire Hexacool®	17
Figura 8. Intercambiadores de calor típicos en sistemas geotérmicos.....	18
Figura 9. Esquema y foto de separador vertical.....	19
Figura 10. Modelo 3D de un separador horizontal. Vista seccionada.....	20

Índice de Tablas

Tabla 1. Parámetros principales Siemens SST-400 GEO.....	9
Tabla 2. Comparativa entre tipos de separadores.....	20

1. Introducción

En este documento se hace una recopilación de los principales equipos que se estudian en las distintas configuraciones de diseño consideradas en el presente proyecto.

Para los equipos presentes en este anexo se tienen en cuenta las tres configuraciones de diseño consideradas, no solo la elegida finalmente para el proyecto.

Para estos equipos se comentan aspectos tales como: puntos clave a tener en cuenta para su elección, ejemplos de modelos comerciales (en caso de encontrarse), pautas para su dimensionado y otros aspectos a tener en cuenta.

2. Turbina

2.1 Turbina de vapor

Para las turbinas de vapor se debe tener en cuenta que no sirve una turbina de vapor pensada para una central de energía eléctrica convencional, puesto que en estas se usa como fluido de trabajo agua totalmente desmineralizada, mientras que en una central de aprovechamiento de energía geotérmica se usa como fluido de trabajo el propio fluido geotermal (central tipo flash), el cual tiene una composición química diferente con respecto al agua empleada en plantas convencionales, entre otras diferencias. Es por ello por lo que se necesita una turbina de vapor diseñada específicamente para este tipo de agua.

El diseño y selección de la turbina de vapor se complica aún más teniendo en cuenta que cada recurso geotérmico, en cada ubicación específica, tiene su propia naturaleza. Cada recurso tiene sus propias características de temperatura, caudal extraíble, gases no condensables, presión, pH y niveles de sólidos existentes. En consecuencia, el diseño de los elementos de la turbina y la selección de los materiales varía de un proyecto a otro. Además, hay que tener en cuenta también que los recursos geotérmicos pueden degradarse con el tiempo.

En las configuraciones de diseño asumidas en este proyecto, se emplean turbinas de vapor en dos de ellas: la configuración doble flash y la configuración integrada flash-binario ORC.

Para este proyecto se ha tomado la familia de turbinas geotérmicas de Siemens [1] tanto para la elección de ciertos datos de partida (ver Anexo I), como para representar en este documento el tipo de turbina de vapor que se debe utilizar. Para este proyecto será suficiente emplear las turbinas de menor tamaño (SST-400 GEO tamaños 1, 2 y 3) puesto que los cálculos son realizados para un solo pozo de producción y estas turbinas son más que suficientes. Además, se pueden emplear con configuración “condensing” y “back-pressure” lo que nos da versatilidad a la hora de cambiar entre un diseño tipo flash y diseños combinados flash-binario.

A continuación, se muestra una tabla (Tabla 1) con los parámetros de diseño de las turbinas de vapor geotérmicas SST-400 GEO a partir de la cual hemos escogido para los cálculos los valores de la presión de escape para las distintas configuraciones.

Turbine Type	SST-400 GEO						
Nominal size	Size 1*		Size 2		Size 3*		Size 4
Condensing (Con)/ Back-pressure (BP)	Con	BP	Con	BP	Con	BP	Con
Power output maximum	10 MW	15 MW	19 MW	30 MW	35 MW	40 MW	50 MW
Turbine speed (rpm)			5,500 rpm	5,000 rpm			3,000/ 3,600 rpm
Steam parameter							
Exhaust steam pressure maximum	0.4 bara/ 5.8 psia	1.4 bara/ 20 psia	0.4 bara/ 5.8 psia	1.4 bara/ 20 psia	0.4 bara/ 5.8 psia	1.4 bara/ 20 psia	0.4 bara/ 5.8 psia
Inlet steam pressure maximum	12 bara/ 176 psia		12 bara/ 176 psia		15 bara/ 220 psia		15 bara/ 220 psia
Inlet steam temperature maximum	250 °C/ 482 °F		250 °C/ 482 °F		250 °C/ 482 °F		250 °C/ 482 °F
Specification							
50 Hz / 60 Hz	50 or 60 Hz		50 or 60 Hz		50 or 60 Hz		50 or 60 Hz
Single flow/ double flow	Single flow		Single flow		Single flow		Single flow
Exhaust configuration	Axial exhaust		Axial exhaust		Axial exhaust		Axial exhaust
Geared or direct drive	Geared drive		Geared drive		Geared or direct drive		Direct drive
Package Dimensions (typical / examples)							
Turbine L x W x H			3.5 x 3 x 3.2 m				6.5 x 3.9 x 4.5 m
Weight			31 t				100 t
Generator L x W x H			7 x 4 x 5 m				5.7 x 3.5 x 3.5 m
Weight			35 t				52 t
Footprint			13.6 x 6 x 5 m				12.6 x 5.1 x 5.3 m

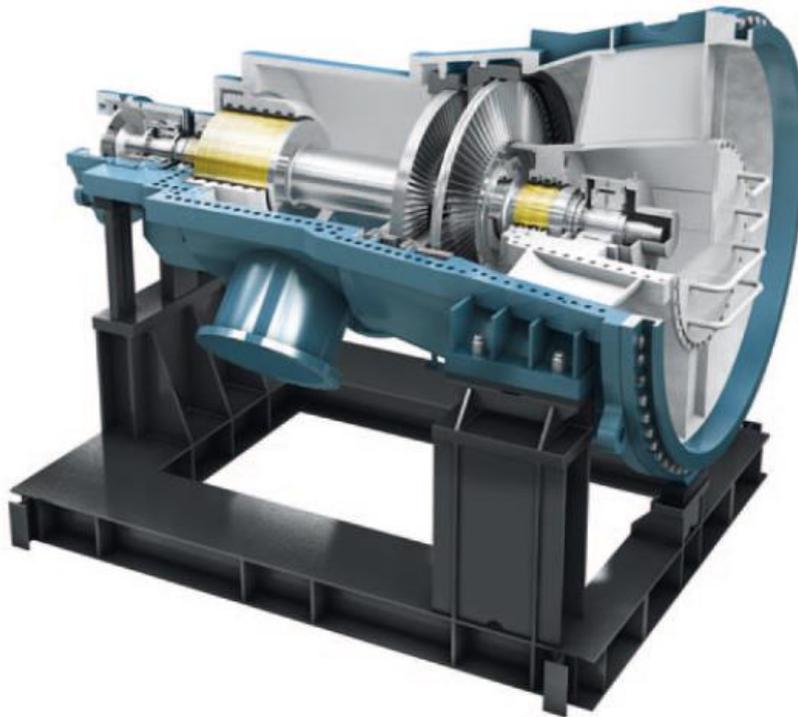
Tabla 1. Parámetros principales Siemens SST-400 GEO [1]

Como se puede observar, para este proyecto es suficiente con el tamaño 1 de la turbina. Sin embargo, es una ventaja que los tres tamaños pequeños tienen el mismo parámetro límite de presión de escape. Esto nos vale, para que, en caso de que aumentemos el número de pozos de producción de nuestro proyecto, únicamente tendríamos que escoger un tamaño mayor, sin tener que modificar los parámetros relacionados con la turbina de vapor en los cálculos.

Las principales características de diseño de esta turbina son las que siguen:

- Eficiencia sostenida y alta fiabilidad
- Escape axial
- Rápida instalación y puesta en marcha
- Técnicas avanzadas de eliminación de humedad
- Facilidad de mantenimiento debido a entradas en la mitad inferior de la carcasa

A continuación, se muestra un modelo 3D seccionado de la turbina de tamaño 2, con la configuración “back-pressure”, proporcionado por la compañía (Fig. 1):



Fig, 1 SST-400 GEO tamaño 2, configuración “back-pressure” [1]

Una vez definido el tipo de turbina de vapor que se requiere en este tipo de aplicaciones, y la turbina que tomamos como ejemplo en este proyecto, comentaremos ciertos aspectos críticos para tener en cuenta en la selección y diseño de la turbina de vapor.

Los principales problemas asociados a la turbina de vapor son: las incrustaciones en la válvula de control de flujo y en las boquillas; la corrosión por tensión en las palas del rotor; la erosión de las palas de la turbina (rotor y estator) y en la carcasa [2].

Las sustancias corrosivas contenidas en el vapor que ingresa a la turbina son de 100 a 1000 veces más abundantes que en las turbinas de vapor para plantas de energía convencionales, donde el agua es tratada químicamente [3]. Generalmente se usa acero al 12% de cromo [4].

Las incrustaciones están directamente relacionadas con la limpieza del vapor, es decir con la cantidad y características del “arrastre” del separador. Por lo tanto, la operación y eficiencia del separador son de gran importancia para el funcionamiento sin problema de la turbina. Este “arrastre” se debe minimizar adoptando prácticas de operación cuidadosas en la instalación de separadores.

2.2 Turbina binaria

La turbina orgánica o turbina binaria ORC, es una turbina empleada en los sistemas ORC que usan, en vez de vapor de agua, un fluido orgánico de alta masa molecular, con un punto de ebullición a una temperatura más baja que el del agua.

Para este proyecto ha sido especialmente difícil encontrar datos comerciales acerca de turbinas orgánicas. La mayoría de las compañías comercializan sus sistemas ORC por módulos que contemplan de forma conjunta turbina, bombas e intercambiadores de calor (ver Fig. 2). Es por estas dificultades encontradas que en este caso no se escoge un producto comercial en concreto.

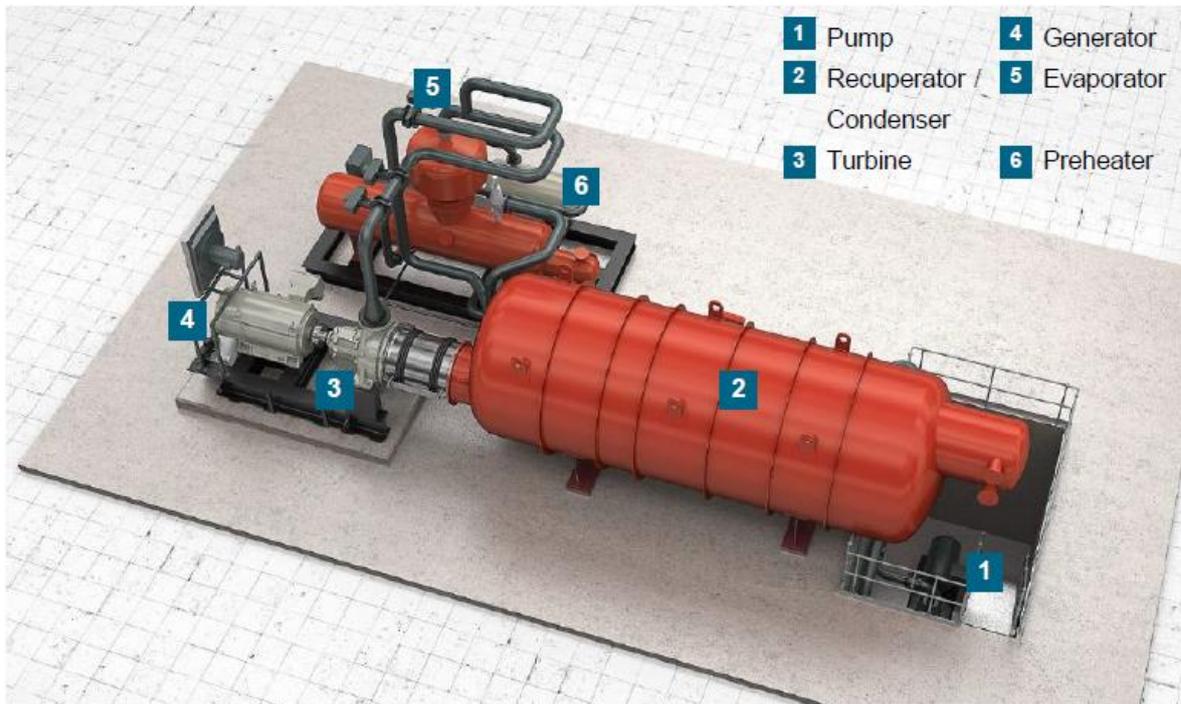


Fig. 2 Ejemplo de módulo ORC [1]

Si que se ha buscado información de apoyo en las principales compañías del sector, como son: Ormat [5], Turboden [6], Enertime [7] o Aqylon [8].

Las turbinas ORC reúnen las siguientes ventajas:

- Buena eficiencia
- Sin erosión en el escape, debido al vapor de escape sobrecalentado (empleando generalmente un fluido de expansión seca)
- Amplio rango de operación posible (10-100%)
- Bajos costos de inversión (diseño de planta simple y compacto)
- Bajos costos de operación (bajo mantenimiento)

2.3 Generador

La turbina se acopla a un generador eléctrico mediante un eje común. Este generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Respecto al equipo generador, únicamente se debe comentar que, en general, tienen una gran cantidad de componentes de cobre o plata, por lo que son altamente susceptibles a la corrosión, y deben mantenerse en un ambiente libre de H_2S [2]. El H_2S se puede encontrar en los vapores de alta temperatura de los recursos geotérmicos. Por lo tanto, el generador se suele enfriar con nitrógeno gaseoso o con aire limpio de H_2S , para contrarrestar esta corrosión.

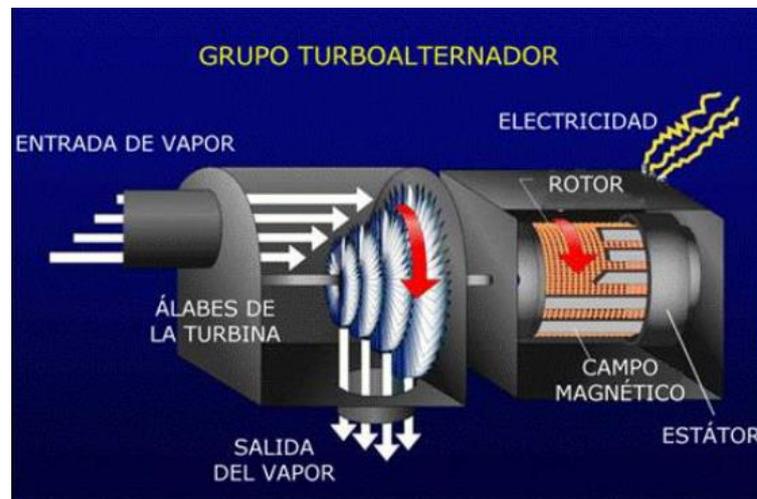


Fig. 3 Grupo turboalternador de una central de generación eléctrica [9]

3. Bomba de producción

El recurso geotermal presenta una serie de desafíos con los que las bombas de producción deben lidiar. Entre ellos destacamos los siguientes:

- A altas temperaturas los ejes de transmisión se pueden estirar, provocando una desalineación del eje y reduciendo las holguras críticas de la bomba. Esto compromete la eficiencia de la bomba
- Las incrustaciones de sílices y calcita obstruyen las holguras críticas de la bomba, lo que perjudica su mantenimiento y confiabilidad
- En el caso de que la salmuera sea rica en cloruro, pueden provocar agrietamiento por corrosión cuando soporta esfuerzos de tensión
- El vapor sobrecalentado a alta velocidad es altamente erosivo.

Las bombas de producción requieren del empleo de materiales que disminuyan los problemas de la corrosión por incrustaciones a alta temperatura y los problemas de erosión relacionados con el bombeo de pozos de producción.

Podemos clasificar las bombas de producción en dos tipos: bombas de eje vertical y bombas de motor sumergible (Fig. 4 y 5).

En el caso de las bombas de eje vertical, encontramos eficiencias de un rango de 68 a 78 %, además de una mayor eficiencia del motor, ya que opera en la superficie. Tienen una menor velocidad (1750 rpm o menos), menor tasa de desgaste, mayor capacidad de temperatura (hasta 250 °C), mayor tiempo de instalación y menos coste [10].

Las bombas de motor sumergible tienen una eficiencia aproximadamente igual, teniendo capacidad para un mayor flujo. El motor tendrá una menor eficiencia. Tienen velocidades más

altas (3600 rpm), mayor tasa de desgaste, configuraciones más profundas (hasta unos 3700 m), menor capacidad de temperatura, tiempo de instalación mayor y mayores costes [10].

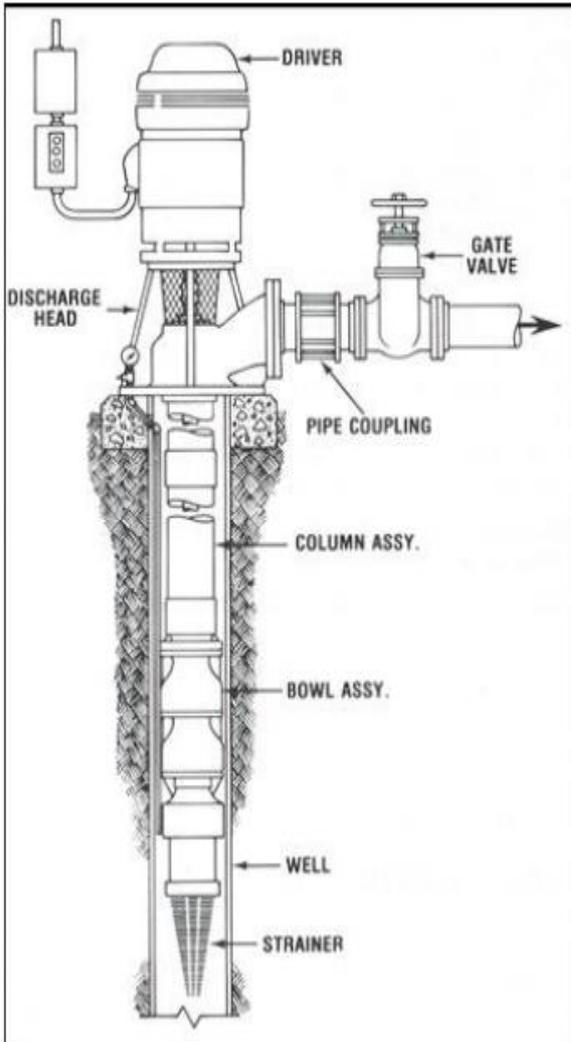


Fig. 4 Bomba de eje vertical [10]

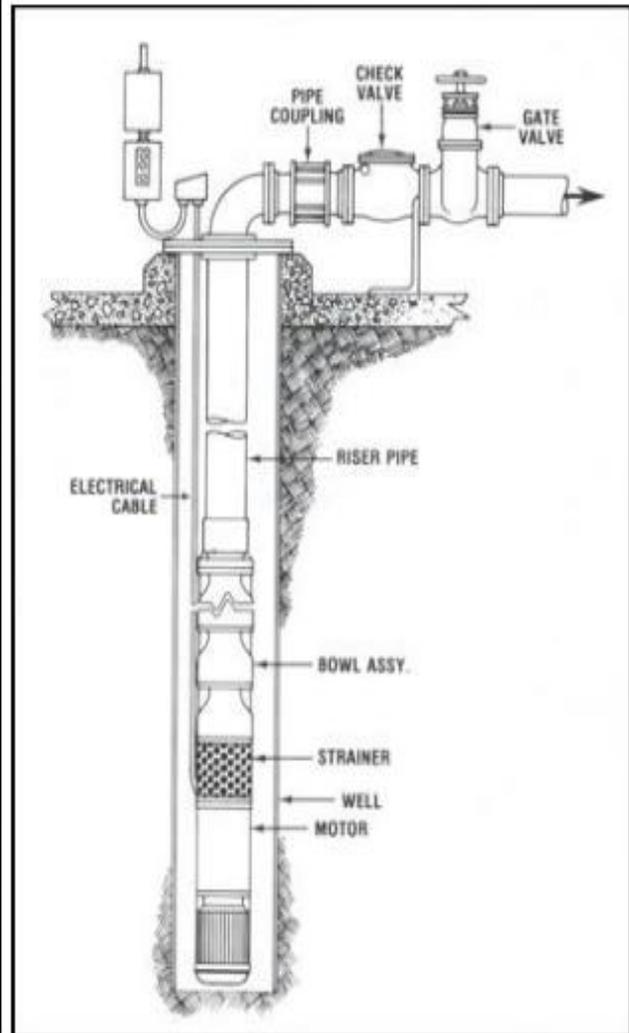


Fig. 5 Bomba de motor sumergible [10]

La selección del tipo de bomba vendrá dictada a partir de parámetros como la profundidad del pozo, su diseño y su temperatura. También se deben tener en cuenta los costos de reparación y la disponibilidad de recursos [11].

4. Intercambiadores de calor

4.1 Condensador de aire

Este tipo de condensador resuelve el problema de la escasez de agua en muchos sitios geotérmicos. En ellos, el vapor de escape de la turbina fluye dentro de un banco de tubos con aletas, y el aire ambiente soplado a través de los tubos sirve como refrigerante. Los condensadores enfriados por aire se usan donde el agua es escasa, o de difícil acceso. Su eficiencia puede alcanzar hasta un 30%, aunque es más baja a medida que aumenta la temperatura del ambiente en los meses más cálidos del año [12].

Rara vez se usan en plantas tipo flash, porque sufren una acumulación excesiva de sílice. Se suelen usar en ciclos binarios a pesar de que la temperatura de condensación ascenderá unos 15 °C con respecto a condensadores enfriados por agua [13].

Es muy común que estos aerocondensadores se monten en paralelo con varios módulos (Fig. 6).

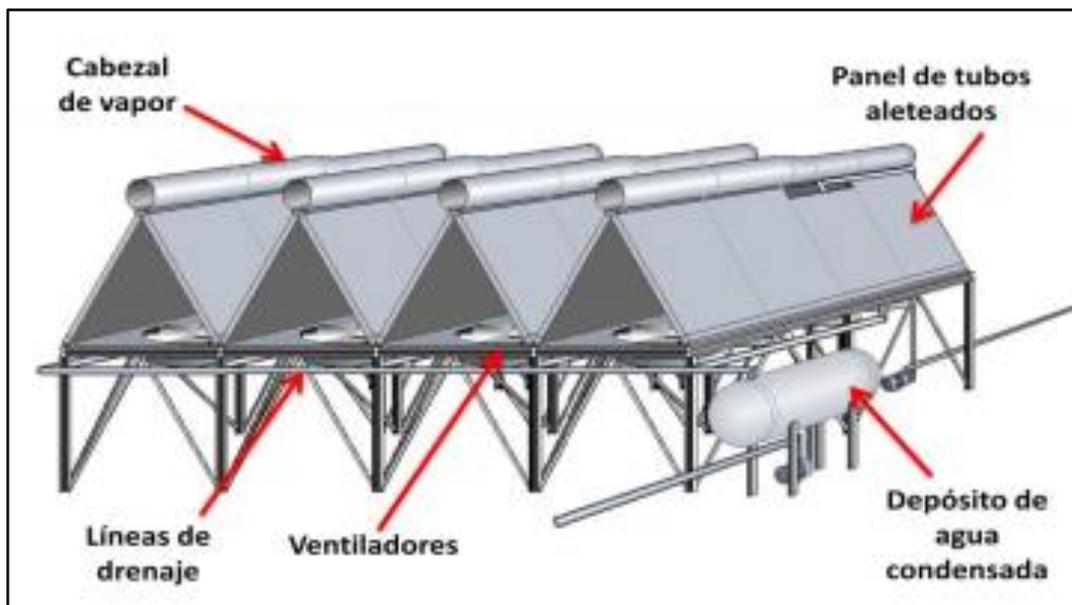


Fig. 6 Esquema de un aerocondensador con estructura en A [14]

También existen módulos de condensadores, como los módulos Hexacool® de la Fig. 7. La instalación de condensadores refrigerados por aire incluye los intercambiadores de calor, grupos de ventiladores, estructura de soporte, conductos de vapor y auxiliares, como las bombas de condensado y de drenaje, el tanque de condensado, unidades de evacuación de aire y tuberías relacionadas.



Fig. 7 Módulo de condensadores refrigerados por aire Hexacool® [15]

4.2 Precalentador, evaporador y recuperador

Los intercambiadores de calor en una planta geotérmica, especialmente de tipo binario, representan un parte importante del costo total, por ello su diseño debe realizarse con cuidado. Las plantas geotérmicas emplean principalmente dos tipos distintos de intercambiadores de calor: los de carcasa y tubo, y los de placas (Fig. 8). En las plantas binarias de baja temperatura se suelen usar intercambiadores de calor de carcasa y tubo para transferir el calor del fluido geotérmico al fluido binario (estos son más compactos y convienen para una planta de menor escala). Este tipo de intercambiadores también se usan como condensadores y como recuperadores en el circuito binario [2].

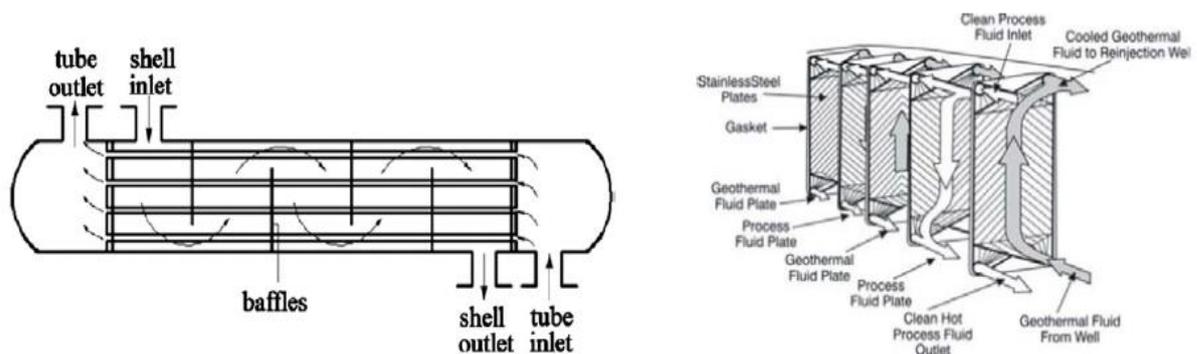


Fig. 8 Intercambiadores de calor típicos en sistemas geotérmicos [16]

En cualquier caso, es muy importante la selección del material de tubo y/o placa en contacto con el fluido geotérmico, teniendo en cuenta que debe resistir la temperatura, presión y potencial corrosivo del fluido. Se suelen emplear algunas aleaciones de Inconel, titanio o acero inoxidable. También es necesario dejar espacio para la extracción del tubo para el mantenimiento y limpieza (generalmente con chorro de agua a alta presión) [2].

5. Separador

Separar las dos fases antes de llevar el vapor a la turbina es fundamental en una planta geotérmica. La fase líquida en el vapor puede causar erosión en los componentes de la turbina. La industria generalmente emplea separadores tipo Weber simple. En la Fig. 9 se muestra este tipo de separadores, así como su dimensionado en función del diámetro de la tubería del vapor saliente.

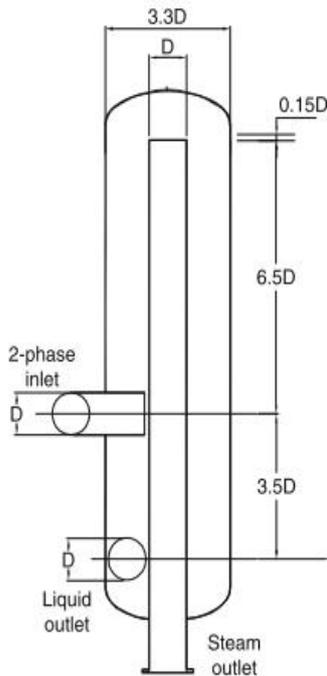


Fig. 9 Esquema y foto de separador vertical [13]

Originalmente se emplean separadores verticales (Fig. 9), pero desde 1995 se reemplazaron por diseños horizontales (Fig. 10). Cada tipo de separador tiene sus propias ventajas y desventajas.

Se elabora una tabla con las principales ventajas de cada tipo de separador (Tabla 2).

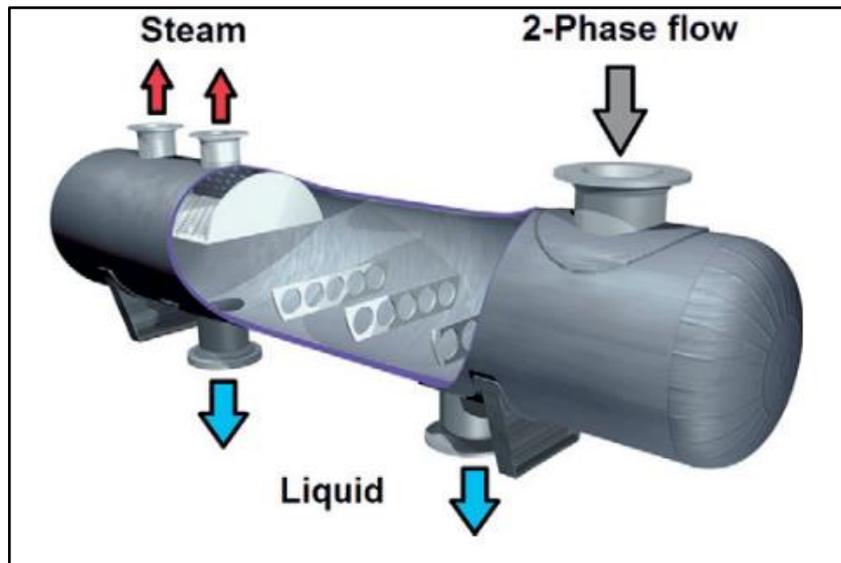


Fig. 10 Modelo 3D de un separador horizontal. Vista seccionada [4]

VERTICAL	HORIZONTAL
Ventajas	
Vapor más limpio	Sin restricciones de tamaño
Corte más nítido	Mayor rendimiento
Rango de presión más amplio	Menores costes de construcción e instalación
Mantenimiento más sencillo	
Desventajas	
Limitaciones de tamaño	Necesidad de eliminadores de niebla
Limitaciones de altura	Mayor mantenimiento

Tabla 2. Comparativa entre tipos de separadores (Elaboración propia) [4]

Cuando los separadores están situados a una distancia determinada de la central eléctrica, las tuberías son provistas de trampas para capturar y eliminar la humedad que puede formarse a partir de la condensación en el interior de las tuberías. Además, antes de entrar en la turbina, el vapor puede limpiarse para eliminar cualquier gota de humedad fina que puede haberse formado, escapando de las trampas de vapor.

6. Bibliografía

- [1] “Siemens Global Website.” [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/home.html>.
- [2] S. Þ. and B. S. Einar Tjörvi Eliasson, “Geothermal Power Plants,” p. 15, 2008.
- [3] Y. Sakai, Y. Oka, and H. Kato, “The Latest Geothermal Steam Turbines,” *Fuji Electr. Rev.*, vol. 55, no. 3, pp. 87–93, 2010.
- [4] R. DiPippo, *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*, Fouth. 2015.
- [5] “Ormat Technologies Inc. - Renewable Energy Expertise.” [Online]. Available: <http://www.ormat.com/en/home/a/main/>.
- [6] “TURBODEN - Organic Rankine Cycle systems.” [Online]. Available: <https://www.turboden.com/>.
- [7] “Enertime.” [Online]. Available: <http://www.enertime.com/es>.
- [8] “Aqylon - ORC & turbine technology.” [Online]. Available: <http://www.aqylon.com/>.
- [9] S. A. L. Erices, “Estudio de factibilidad para la instalación de una central geotérmica en Chile,” Escuela Politécnica Superior de Ingeniería de Vilanova I La Geltrú (EPSEVG), 2017.
- [10] T. Kaya and O. Mertoglu, “Engineering Aspects of Geothermal Production Well with Down Hole Pumps,” no. April, pp. 24–29, 2005.

- [11] U. Kunaruk, “DESIGN AND SELECTION OF DEEP WELL PUMPS FOR GEOTHERMAL WELLS,” 1991.
- [12] A. Najafabadi, “Geothermal Power Plant Condensers in the World,” no. 46, pp. 19–25, 2015.
- [13] L. Y. Bronicki, “Geothermal Power Conversion Technology geothermal power conversion technology,” in *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 4234–4339.
- [14] E. F. Martínez, “Diseño y análisis operativo de un aerocondensador para una planta solar térmica de 50MW,” Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- [15] “POWER-GEN International 2017.” [Online]. Available: <http://events.pennwell.com/pgi2017/public/eBooth.aspx?BoothID=513350&Task=Products>.
- [16] A. Franco and M. Vaccaro, “Recent trends in the development of heat exchangers for geothermal systems,” p. 11, 2017.



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA
GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE

PLANOS

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: José Luis Pulido García

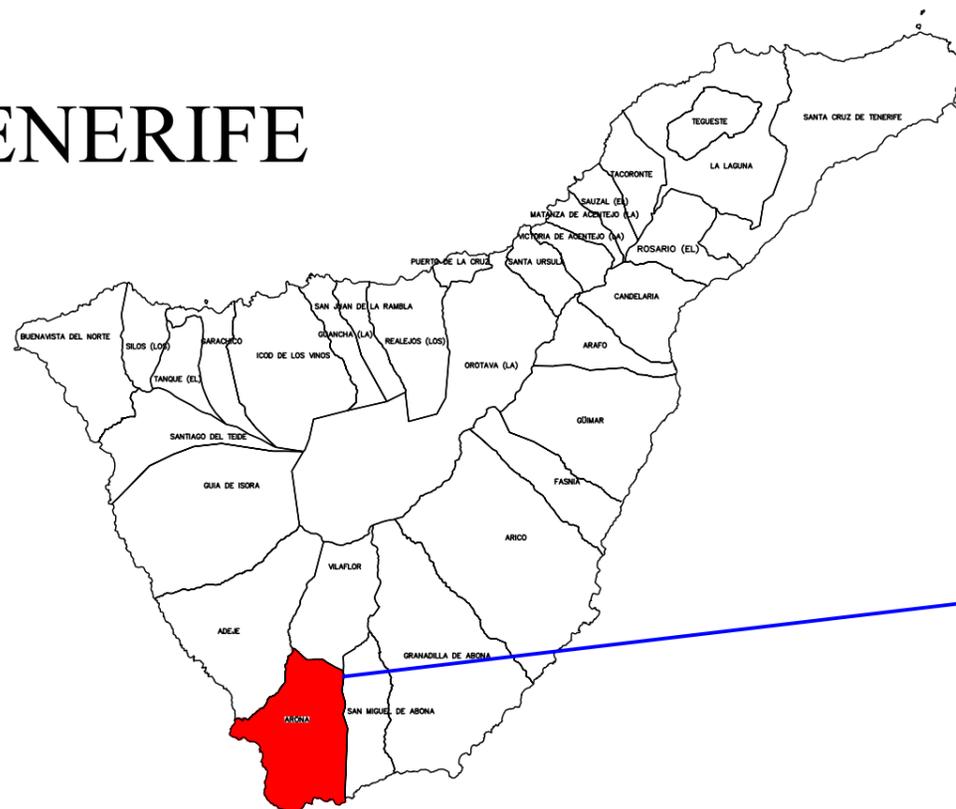
Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso Académico: 2017/18

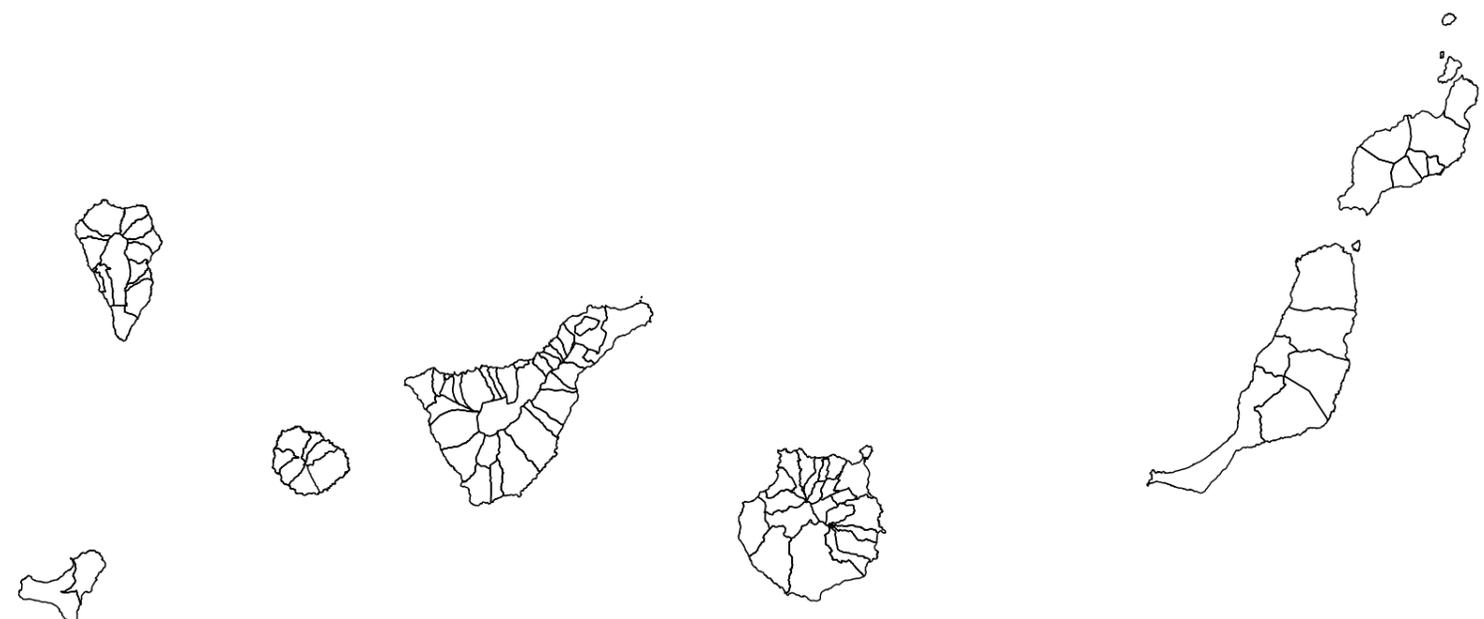
Índice de Planos

Plano 1. Propuesta Situación.....	5
Plano 2. Propuesta Emplazamiento.....	6
Plano 3. Esquema de planta final. Conf. Binaria Recuperativa ORC.....	7
Plano 4. Esquema de planta alternativa. Conf. Doble Flash.....	8
Plano 5. Esquema de planta alternativa. Conf. Integrada Flash-Binaria ORC.....	9

TENERIFE

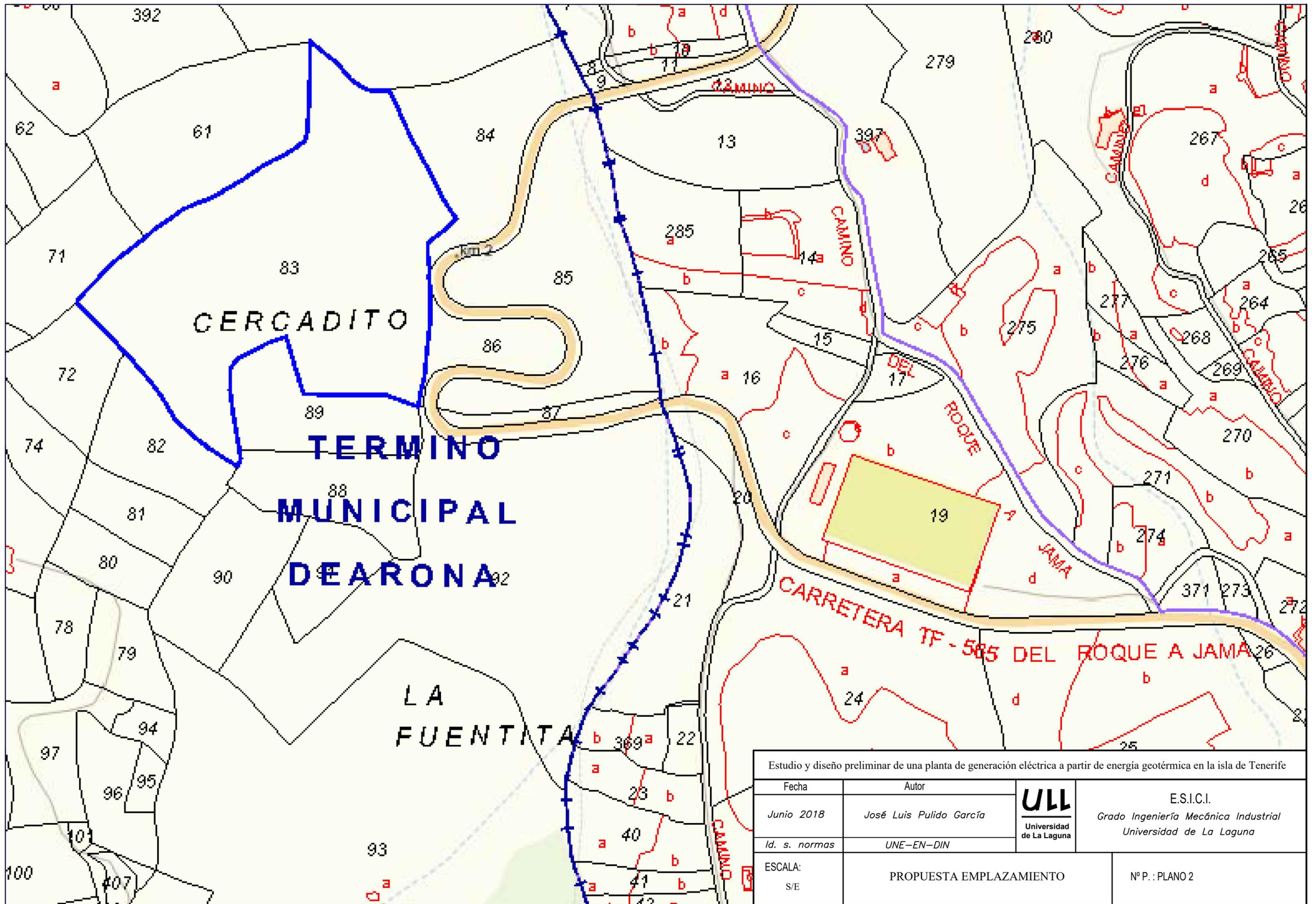


Municipio de Arona.
 La Fuente.
 km 2 Carretera TF-565 del Roque a Jama.
 Entre el roque de Jama y el límite
 Arona-Vilaflores.



ISLAS CANARIAS

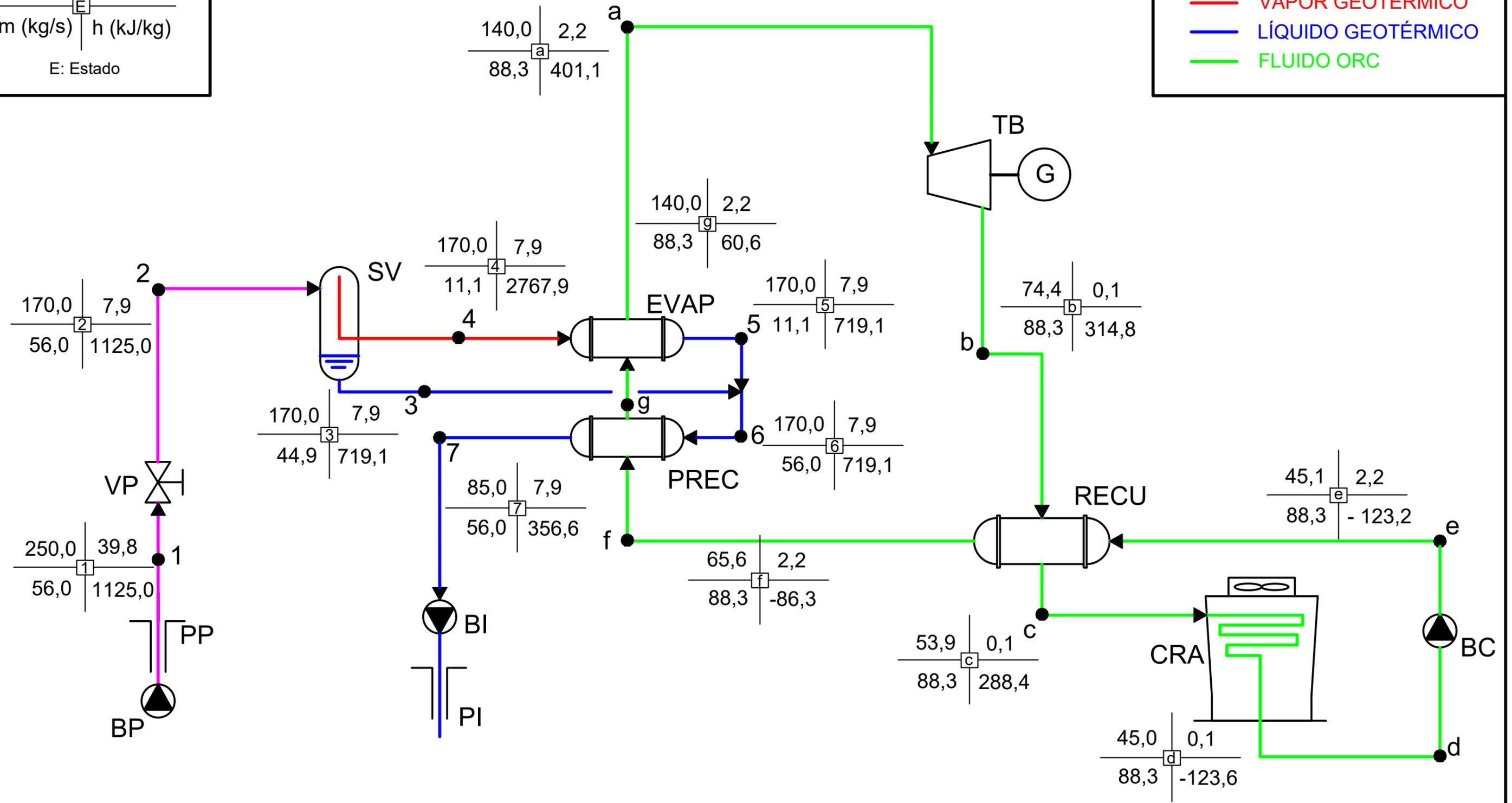
Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife			
Fecha	Autor	 ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA Grado en Ingeniería Mecánica Universidad de La Laguna	
Junio 2018	José Luis Pulido García		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	PROPUESTA SITUACIÓN		Nº P. : PLANO 1



Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife			
Fecha	Autor		E.S.I.C.I. Grado Ingeniería Mecánica Industrial Universidad de La Laguna
Junio 2018	José Luis Pulido García		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	PROPUESTA EMPLAZAMIENTO		Nº P. : PLANO 2

T (°C) | p (bar)
 m (kg/s) | h (kJ/kg)
 E: Estado

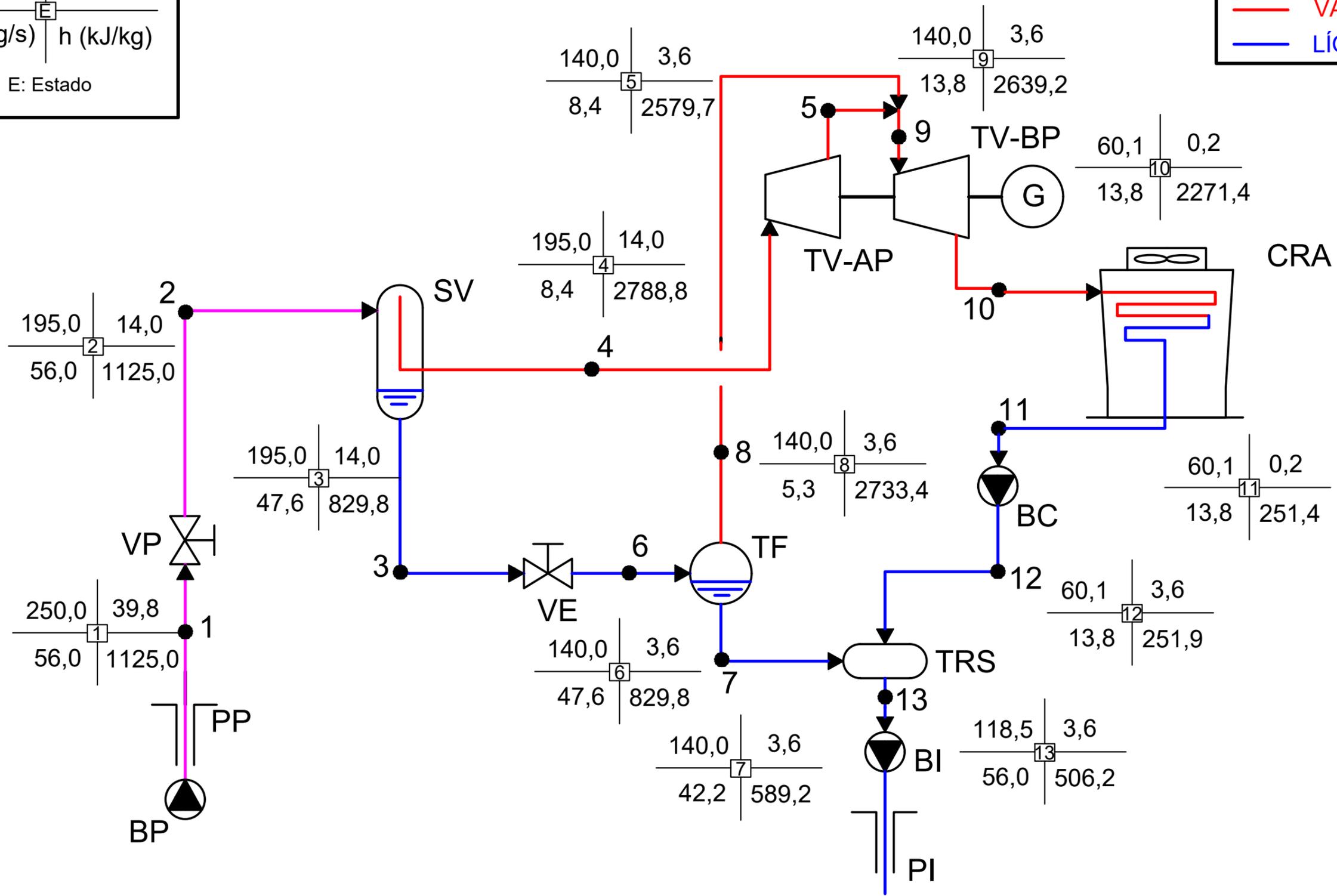
RECURSO GEOTÉRMICO
 VAPOR GEOTÉRMICO
 LÍQUIDO GEOTÉRMICO
 FLUIDO ORC



Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife			
Fecha	Autor		E.S.I.C.I. Grado Ingeniería Mecánica Industrial Universidad de La Laguna
Junio 2018	José Luis Pulido García		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	ESQUEMA DE PLANTA FINAL CONF. BINARIA RECUPERATIVA ORC		Nº P.: PLANO 3

T (°C)	p (bar)
E	
m (kg/s)	h (kJ/kg)
E: Estado	

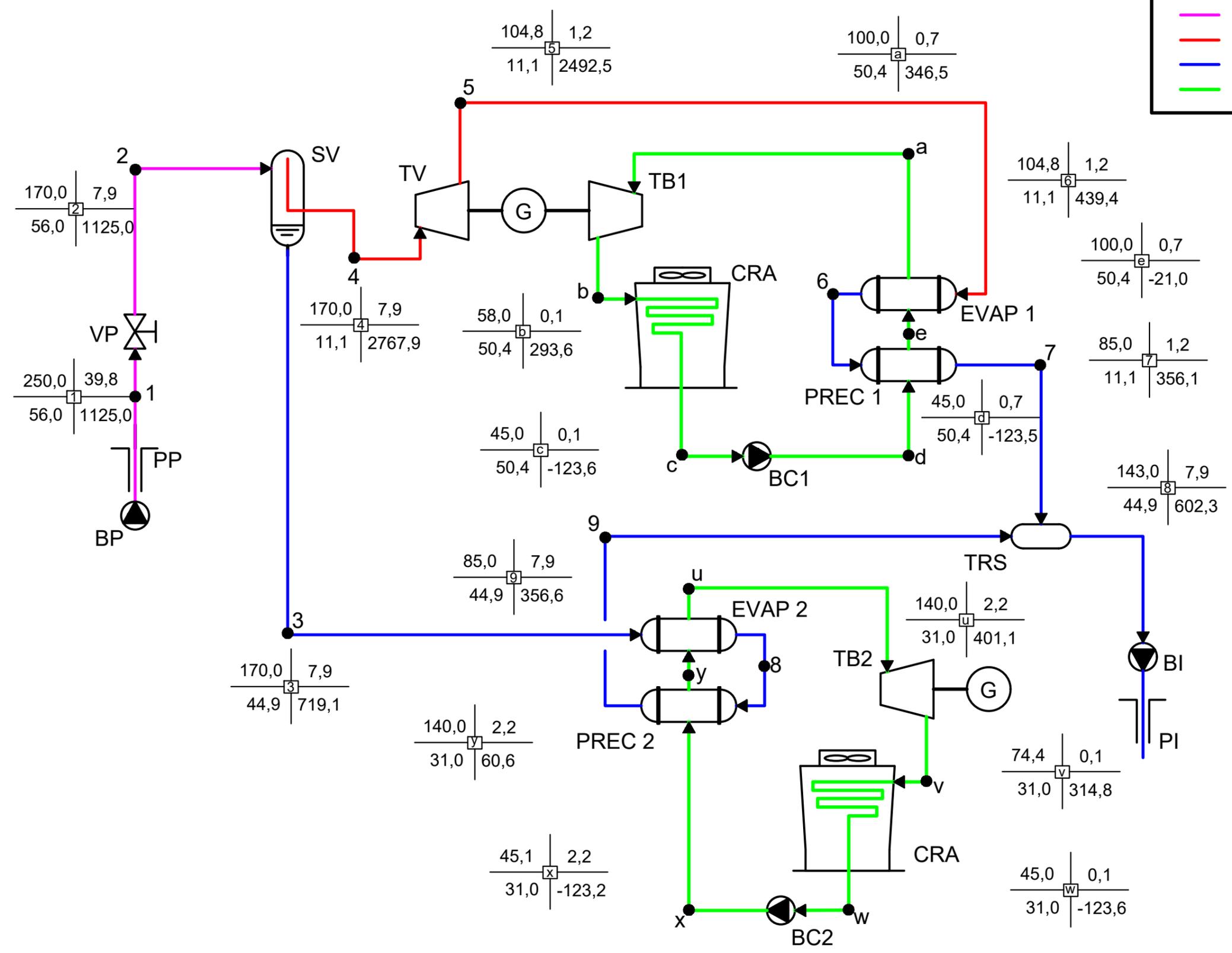
- RECURSO GEOTÉRMICO
- VAPOR GEOTÉRMICO
- LÍQUIDO GEOTÉRMICO



Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife			
Fecha	Autor		E.S.I.C.I. Grado Ingeniería Mecánica Industrial Universidad de La Laguna
Junio 2018	José Luis Pulido García		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	ESQUEMA DE PLANTA ALTERNATIVA CONF. DOBLE FLASH		Nº P.: PLANO 4

T (°C) | p (bar)
 m (kg/s) | h (kJ/kg)
 E: Estado

— RECURSO GEOTÉRMICO
 — VAPOR GEOTÉRMICO
 — LÍQUIDO GEOTÉRMICO
 — FLUIDO ORC



Estudio y diseño preliminar de una planta de generación eléctrica a partir de energía geotérmica en la isla de Tenerife			
Fecha	Autor	 Universidad de La Laguna	E.S.I.C.I. Grado Ingeniería Mecánica Industrial Universidad de La Laguna
Junio 2018	José Luis Pulido García		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S/E	ESQUEMA DE PLANTA ALTERNATIVA CONF. INTEGRADA FLASH-BINARIA ORC	Nº P.: PLANO 5	