

UTN FACULTAD REGIONAL DELTA

Generación de Energía Eléctrica a partir
de la Geotermia.

Cátedra: Proyecto Final

Director: Sergio Vena

Autores:

Bogado Gonzalo

Haffner Germán

Índice

A. Introducción.....	5
B. Objetivos.....	5
B.1 Objetivo general	5
B.2 Objetivos específicos	5
C. Desarrollo del proyecto.....	6
CAPÍTULO 1: ESTADO DE ARTE DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS	6
1.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	6
1.1.1 SISTEMA GEOTÉRMICO	6
1.1.1.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO:.....	7
1.1.1.2 CLASIFICACIÓN DE RESERVORIOS	7
1.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA	8
1.2 ENERGÍA GEOTÉRMICA A NIVEL MUNDIAL	11
1.2.1 PRINCIPALES PAÍSES GENERADORES DE ENERGÍA GEOTÉRMICA	14
1.2.2 CRECIMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS.....	19
1.2.3 ALIANZA GEOTÉRMICA GLOBAL	21
1.3 ENERGÍA GEOTÉRMICA EN ARGENTINA	22
1.4 MARCO REGULATORIO NACIONAL SOBRE ENERGÍA GEOTÉRMICA / NORMAS APLICABLES.....	25
CAPÍTULO 2: ESTUDIO GEOLÓGICO EN COPAHUE (NEUQUÉN, ARGENTINA).....	27
2.1 DEFINICIONES PREVIAS	27
2.2 ESTUDIO EN ZONA DE COPAHUE	29
2.3 CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO	34
CAPÍTULO 3: ELECCIÓN DE CICLO DE POTENCIA TÉRMICO	35
3.1 TIPOS DE CENTRALES GENERADORAS A PARTIR DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS	35
3.2 ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO DE CADA TIPO DE CENTRAL GENERADORA.....	36
3.2.1 CENTRALES DE VAPOR SECO	37
Centrales de vapor seco sin sistema de condensación	37
Centrales de vapor seco con sistema de condensación	38
3.2.2 CENTRALES DE VAPOR FLASH.....	39
Sistema de simple flash.....	39
Sistema de condensación de una planta de simple flash	39

Central de simple flash con sistema de contrapresión.....	40
Sistema de doble flash	41
3.2.3 CENTRALES DE CICLO BINARIO	42
Ciclo Kalina.....	43
3.2.4 SISTEMA DE CICLO COMBINADO.....	44
Sistema binario de fondo de salmuera BBB (brine bottoming binary)	44
Sistema binario de vapor gastado SSBB (Spent steam bottoming)	45
Sistema hibrido	46
3.3 Elección del ciclo termodinámico de la central geotérmica	47
3.3.1 Determinación de nivel de potencia (MW)	49
3.3.2 Cálculo termodinámico de turbina.....	50
3.3.3 Entalpía en entrada de turbina	52
3.3.4 Entalpía en salida de turbina.....	54
3.3.5 Simulación de expansión en turbina	57
3.3.6 Caudal másico de vapor	58
3.3.7 Cálculo termodinámico de condensador.....	58
3.3.7.1 Balance de masa	60
3.3.7.2 Balance de energía	60
3.3.8 Cálculo termodinámico de torre de enfriamiento.....	63
3.3.8.1 Balance de aire seco.....	63
3.3.8.2 Balance de agua	63
3.3.8.3 Balance de energía	65
3.3.8.4 Aire húmedo de entrada	65
3.3.8.5 Aire húmedo de salida	69
3.3.8.6 Caudal de reinyección al yacimiento geotérmico.....	70
3.3.8.7 Caudal másico de aire seco	70
Capítulo 4: Ingeniería Básica del Proyecto	72
4.1 Construcción de los pozos.....	72
4.2 Ubicación de la planta.....	76
4.2.1 Conexión al sistema provincial.....	77
4.2.2 Selección de punto de conexión	80
4.3 Arranque de la planta	88
4.4 Unifilar de la planta.....	89

4.5 Listado de equipos	90
Turbina.....	90
Generador principal	92
Condensador.....	93
Capítulo 5: Requerimientos de conexión	95
Capítulo 6: análisis de factibilidad del proyecto.....	96
6.2 Factibilidad económica	96
6.3 Análisis estratégico	101
6.4 Análisis legislativo	102
Capitulo 7: Estudio de impacto ambiental del proyecto	104
Subsistencia del terreno y sismicidad	104
Ruido.....	105
Mitigaciones	105
Emisiones a la atmósfera	105
Emisiones de CO2	107
Impacto visual y ecológico	108
Residuos sólidos.....	110
Marco jurídico regulador	111
D. Conclusiones.....	113
F. Bibliografía	113

A. Introducción

Actualmente en Argentina, la mayor parte de la generación de energía eléctrica (aproximadamente entre el 85 y 90%), se obtiene a partir de la utilización de combustibles fósiles, emitiendo considerables cantidades de CO₂, contribuyendo a la emisión de gases de efecto invernadero y el consecuente calentamiento global. Considerando que se espera una mayor demanda de energía eléctrica en los próximos años, es necesario recurrir a otro tipo de fuentes, como lo son las energías renovables, para mitigar dicho calentamiento y uso de combustibles fósiles. Es debido a esto que, en el presente proyecto final, se analizará generar energía eléctrica mediante la utilización de recursos geotérmicos.

B. Objetivos

B.1 Objetivo general

Estudio de generación de energía eléctrica aprovechando los recursos geotérmicos que tiene Argentina.

B.2 Objetivos específicos

- Recurso geotérmico; clasificación y disponibilidad del recurso.
- Elección de la tecnología a aplicar para la planta geotérmica en Copahue, Neuquén.
- Estudio de generación de energía eléctrica.
- Estudio de transmisión de energía eléctrica; determinar nivel de tensión a transmitir.
- Determinar punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional en donde se hará el aporte de energía.
- Analizar impacto medioambiental de la central.
- Verificar la viabilidad económica del proyecto, hacer un estudio de costos.

C. Desarrollo del proyecto

CAPÍTULO 1: ESTADO DE ARTE DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS

1.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

El término geotermia proviene del griego, “geo” (Tierra) y “thermos” (calor), es decir, la energía geotérmica es el calor que se desprende desde el núcleo de la Tierra, a partir de la descomposición del material radioactivo. Dicha energía se la puede aprovechar en varias aplicaciones. La transferencia de calor se da desde el núcleo hacia la superficie terrestre, por medio de conducción y convección.

Es un tipo de energía renovable, ya que es un recurso natural virtualmente inagotable, y se renueva permanentemente.

En la corteza terrestre, el gradiente de temperatura es típicamente 30 °C por kilómetro, pero puede ser tan alto como 150 °C por kilómetro en algunas áreas geotérmicas.

El calor del núcleo de la Tierra, tiene un potencial enorme y prácticamente inextinguible, suficiente para satisfacer la demanda de energía de todos los seres humanos. Sin embargo, acceder a este tremendo yacimiento de energía renovable, no es tarea fácil.

1.1.1 SISTEMA GEOTÉRMICO

En primera instancia, es necesario diferenciar un sistema geotérmico de un campo geotérmico. Este último hace referencia a un área de actividad geotérmica relativamente grande, en la superficie de la Tierra. Mientras que un sistema geotérmico tiene lugar en un espacio más acotado y tiene la función de lograr la transferencia de calor, desde el núcleo de la Tierra hacia la superficie terrestre, utilizando como medio distintos componentes, que se muestran en la Figura 1.1, y a continuación, se define cada uno de ellos.

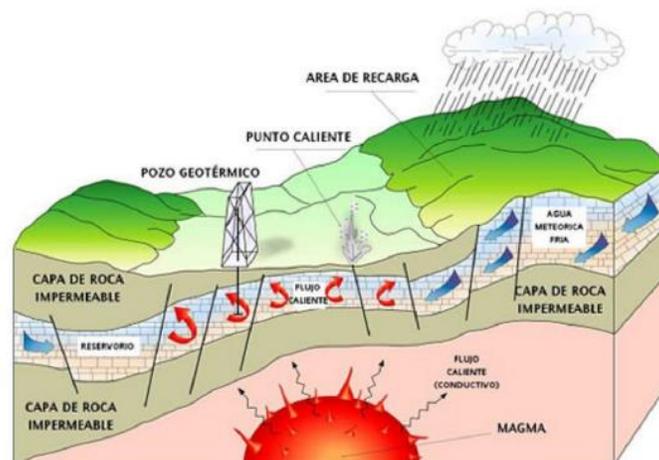


Figura 1.1: Esquema de un sistema geotérmico ideal. Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

1.1.1.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA GEOTÉRMICO:

Magma: también denominada intrusión magmática, es el foco de alta temperatura, a partir del cual se inicia la transferencia de calor, hacia la superficie terrestre.

Capa de roca impermeable: en dicha capa, la transferencia de calor se da por conducción. Y como se aprecia en el esquema adjunto, se tienen a diferentes niveles de profundidad, formándose entre ellas los denominados reservorios o yacimientos geotérmicos.

Reservorio o yacimiento geotérmico: También conocido como capa freática, es donde se acumula agua o vapor bajo presión, entre las mencionadas capas de roca impermeable, y la transferencia de calor se da por convección. Es la región que puede explotarse directamente, y la cual debe tener la presión suficiente para que el fluido llegue a la superficie.

Agua meteórica fría: es la que surge a partir de la denominada área de recarga, básicamente es el agua que se obtiene a partir de las lluvias, lagos, ríos, mares o deshielos, la cual se filtra lentamente por las grietas o imperfecciones de los suelos hasta las capas inferiores, aumentando de esta manera el nivel de agua o vapor del reservorio.

Pozo geotérmico: es una perforación realizada por el hombre, atravesando la capa más cercana a la superficie, recorriendo cientos de metros a través de tuberías para adentrarse en el reservorio, teniendo acceso al fluido caliente, del cual se pretende sacar provecho energético.

Punto caliente: cómo se puede observar en el esquema, es posible obtener naturalmente acceso al fluido energético, cuando se tienen las manifestaciones en la superficie denominadas géiseres o fuentes termales, utilizadas estas últimas para baños desde la antigüedad.

1.1.1.2 CLASIFICACIÓN DE RESERVORIOS

Es posible hacer una clasificación de los reservorios, según varias variables, como pueden ser la fuente de alta temperatura, el tipo de transferencia de calor, presión, nivel de profundidad, caudal, composición química del fluido extraído, pero la variable principal que se tiene en cuenta, por ser global y simple, es la temperatura. Los recursos geotérmicos varían en valores que van desde los 50 °C a los 350 °C.

Tomando como referencia 1 kilómetro de profundidad, se tienen 3 tipos de reservorios, de baja, media y alta temperatura.

En la Tabla 1.1 se puede observar el rango de temperaturas, para cada tipo. Posteriormente se verán las aplicaciones en cada caso.

Tipo de Reservorio	Rango de Temperaturas
Alta temperatura	$T > 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Media temperatura	$150 \text{ }^{\circ}\text{C} < T < 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$
Baja Temperatura	$T < 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Tabla 1.1: Clasificación de reservorios según la temperatura.

Cabe destacar, que otra terminología muy utilizada es la de alta, media o baja entalpía, que está relacionada con el nivel de temperatura. Cuando esta última aumenta, el valor de entalpía también.

En cuanto a la ubicación geográfica de cada tipo, los reservorios de alta temperatura se encuentran en la cercanía de los límites de las placas tectónicas, donde suelen haber áreas volcánicas. Los de media temperatura se ubican adyacentes a los mencionados en primer lugar, y los reservorios de baja temperatura existen en la mayoría de países, con un gradiente promedio de 30 °C por kilómetro, lo que significa que reservorios de 150 °C se pueden encontrar a 5 km de profundidad.

1.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

En el presente apartado se mencionarán las principales ventajas y desventajas de la energía geotérmica. A priori se tienen muchos beneficios, siendo los más claros los relacionados a aspectos ambientales, inherentes a todo tipo de energía renovable, pero sobresaliendo en que no se ve influida por fenómenos climáticos.

Una respuesta rápida a la pregunta de por qué hoy en día, no está ampliamente implementada a nivel mundial, es que básicamente el recurso no se encuentra en todos los países. Se calcula que solo está presente en una cuarta o tercera parte de toda la superficie del planeta.

Ventajas:

Como ventajas principales a considerar, basta tener en cuenta las siguientes:

- Al tratarse de un tipo de energía renovable, es prácticamente inagotable, ya que la Tierra está permanentemente generando calor en su núcleo por medio de la descomposición radioactiva, siempre y cuando se explote el recurso de una manera sostenible, y considerando reinyecciones para mantener al yacimiento geotérmico en niveles óptimos.
- En general se tiene una muy baja o prácticamente nula emisión de gases contaminantes al medio ambiente, como lo es el CO₂ (dióxido de carbono) debido a que no se utilizan combustibles fósiles para obtener energía, como lo son el petróleo o el gas.
- Otra ventaja a mencionar es el reducido terreno o espacio que es necesario, para poder explotar el recurso geotérmico, en comparación con otros tipos de energía renovable, como por ejemplo las energías eólica o solar, las cuales demandan espacios mucho mayores para la instalación de generadores eólicos y paneles solares respectivamente. También por ejemplo al comparar con la energía hidráulica, esta última requiere de una infraestructura mucho mayor.
- También cabe destacar, que la energía geotérmica no se ve influida por la volatilidad del precio del barril de petróleo, dado a que no usa ningún tipo de combustible derivado de este último, y no es necesario importarlo. De esta manera se pueden realizar estimaciones de costo mucho más certeras.
- Se tiene que es una muy buena opción, para ser utilizada como central de base, es decir, para aportar potencia al sistema interconectado las 24 horas del día en operación continua. Una vez que entra en régimen de operación, genera energía constantemente sin interrupciones, funcionando más del 95 % del tiempo.

- Cuando se presentan condiciones geológicas favorables, el costo por kWh producido es relativamente bajo, en comparación con otros tipos de energías renovables, y puede competir con las centrales convencionales.
- Se trata de una tecnología que está comprobada, y que tiene aplicación en varios países, se utiliza desde hace más de un siglo y tiene pocos aspectos desconocidos.
- Se puede ampliar el nivel de generación, ya que es viable realizar instalaciones de a módulos, incrementando la potencia instalada.

Desventajas:

Como desventajas principales a considerar, se tienen las siguientes:

- Si bien se ha mencionado como ventaja que la implementación de una central geotérmica requiere de poco espacio, se tiene que su ubicación generalmente se da en lugares lejanos a los grandes centros urbanos, por lo que, es necesario construir largas líneas de transmisión, para lograr llevar la energía a los principales puntos de consumo.
- Se ha comentado también, que una de las ventajas de este tipo de generación es su aplicación como central de base, y como contrapartida o desventaja se tiene su baja capacidad para hacer frente a variaciones en la demanda, por lo que no tiene aplicación como central de pico o semibase.
- Cabe destacar como principal desventaja, el riesgo de inversión que tiene llevar adelante un proyecto de esta envergadura, y el tiempo que requiere el desarrollo del mismo. Se tiene una inversión inicial alta en la fase de exploración y perforación de prueba en un campo geotérmico.
- Una central geotérmica requiere de un mantenimiento sofisticado, ya que por ejemplo pueden surgir problemas desafiantes de formación de sarro, en áreas específicas en donde se tengan altos niveles de minerales.
- Por último, si bien se ha dicho que una central geotérmica tiene la posibilidad de ampliarse en varios módulos hasta la potencia que se requiera, la realidad es que se necesitan de muchas perforaciones para una central a gran escala, y no deben realizarse muy próximas unas de otras, ya que si se realizan muchas en cercanía se puede llevar al yacimiento geotérmico a niveles de agotamiento. Por lo que, es preferible construir varias centrales pequeñas en lugar de una sola grande.

1.1.3 USOS O APLICACIONES

En los inicios, los primeros yacimientos geotérmicos explotados, se utilizaron con el fin de generar energía eléctrica, debido a su alta temperatura (y entalpía). Pero dado a que dichos yacimientos son menos abundantes en comparación con los de media o baja temperatura, en estos últimos se encontró un sinnúmero de aplicaciones posibles. Cabe destacar que se tiene una gran dependencia de la topografía del campo y la ubicación del mismo con respecto al punto de consumo, para poder sacar algún tipo de provecho al recurso.

El uso más antiguo es el de baños termales (desde la época de griegos y romanos debido a sus propiedades curativas), lo cual representa un atractivo turístico en una gran cantidad de países. Sin ir

demasiado lejos, en Argentina se cuenta con las Termas de Río Hondo en Santiago del Estero, las de Copahue en Neuquén, etc.

Otra aplicación que se tiene desde el punto de vista minero, es la recuperación, mediante diversos procesos, de sales disueltas, y que, en algunos casos, son de alto valor comercial (por ejemplo, sales de boro, litio, etc.).

Una de los principales usos domésticos que se tiene, es la calefacción, especialmente en lugares muy fríos y de inviernos muy largos, y para obtener agua caliente.

Así como también se puede obtener refrigeración. La mayoría de los aires acondicionados trabajan con un sistema mecánico de compresión, que requiere energía eléctrica para funcionar, pero algunos pueden trabajar con el principio de absorción, que requiere de una fuente de calor, que obviamente la geotermia puede proporcionar.

Otra aplicación a mencionar es la de utilizar el calor geotérmico, en lugares muy fríos, para derretir nieve en los caminos o rutas, y de esta manera poder liberarlos para el tránsito de vehículos.

El uso más difundido de la geotermia que se presenta en la agricultura, es el de invernaderos, en gran cantidad de países, donde el calor circula bajo una cobertura plástica o de vidrio y allí se cultivan frutas, vegetales y flores. De esta manera se pueden obtener, por ejemplo, frutas tropicales en países de clima muy frío, donde no se obtienen naturalmente.

La energía geotérmica también tiene aplicación en criaderos de animales, por ejemplo, en establos, tambos y piscicultura (crianza de peces que requieren una temperatura constante).

En cuanto a la industria, cabe destacar que, si la fuente de calor es suficientemente abundante, y las necesidades de la industria lo requieren, se vuelve más económico instalar dichos complejos industriales en aquellos lugares despoblados donde generalmente están los campos geotérmicos. Así se contribuye a frenar el crecimiento de grandes parques industriales que ahogan las importantes ciudades. El número de empresas que puede servirse de la energía geotérmica es inmenso y seguramente aumentará con el paso del tiempo. De manera indicativa, se mencionan las principales industrias que hacen uso de la geotermia:

- Industria química
- Minería
- Procesamiento de alimentos
- Fábricas de papel/maderas
- Industrias plásticas

Otra aplicación que no puede agruparse en las menciones anteriores es la destilación y desalinización del agua de mar, que se está tornando cada vez más importante en países con alto crecimiento demográfico y, por lo tanto, con alto consumo de agua potable.

Como uso curioso, se tiene que como atractivo turístico se utilizan las manifestaciones geotérmicas de vapor para la cocción de comidas típicas, en forma directa y a la vista del turista, como ocurre en algunos hoteles de Japón, Nueva Zelanda y Las Canarias.

A continuación, en la Figura 1.2 se presenta un esquema a modo de ejemplo, de una cierta cantidad de aplicaciones, que hacen referencia a cada nivel de temperatura, marcándose en colores los cuatro grupos de aplicaciones más comunes: electricidad, relacionado con alimentación, relacionado con calefacción y otros.

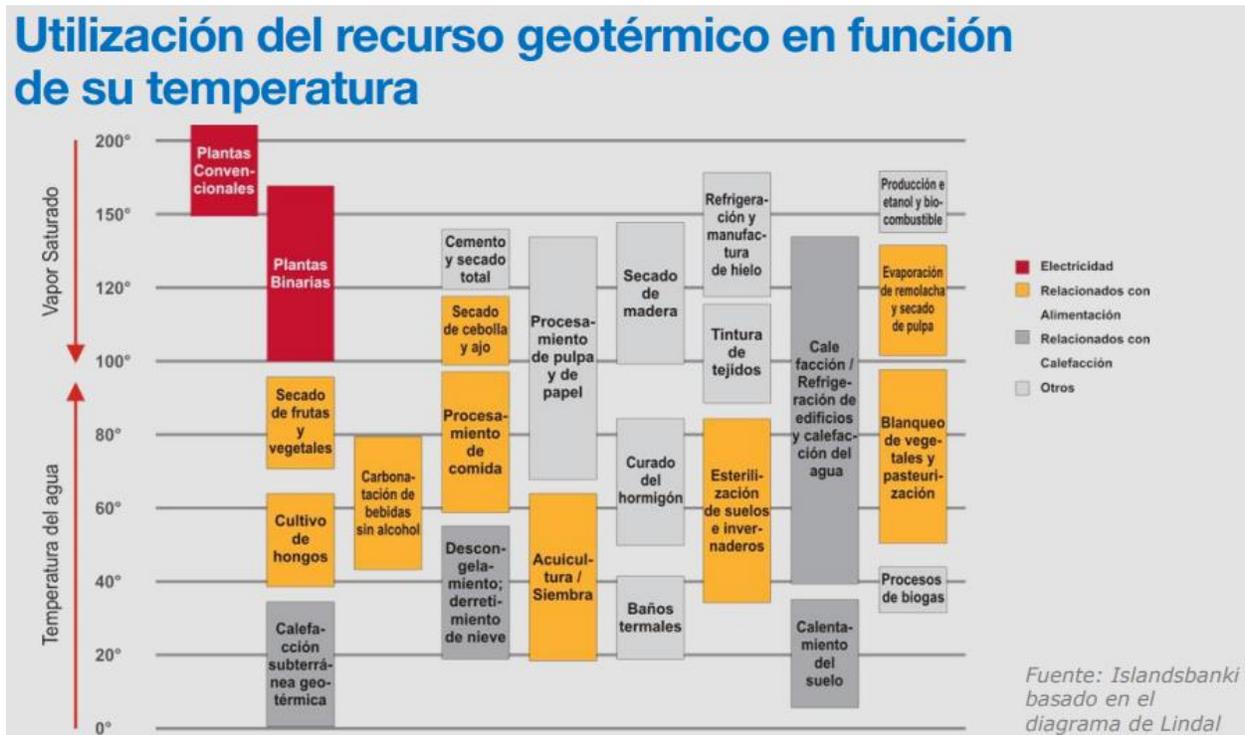


Figura 1.2: Esquema de aplicaciones típicas, para diferentes niveles de temperatura. Fuente: ADI-NQN S.E.P. (Agencia de Inversiones de Neuquén).

1.2 ENERGÍA GEOTÉRMICA A NIVEL MUNDIAL

En el presente ítem se hace mención del estado actual y la evolución, de la generación de energía eléctrica, a partir de yacimientos geotérmicos a nivel mundial, destacando a aquellos países que son pioneros en este tipo de tecnología.

Los mejores campos geotérmicos se encuentran por lo general, alrededor de áreas volcánicamente activas, que se encuentran cerca de los límites de las placas tectónicas, como se puede observar en la Figura 1.3 el denominado anillo de fuego ("ring of fire").

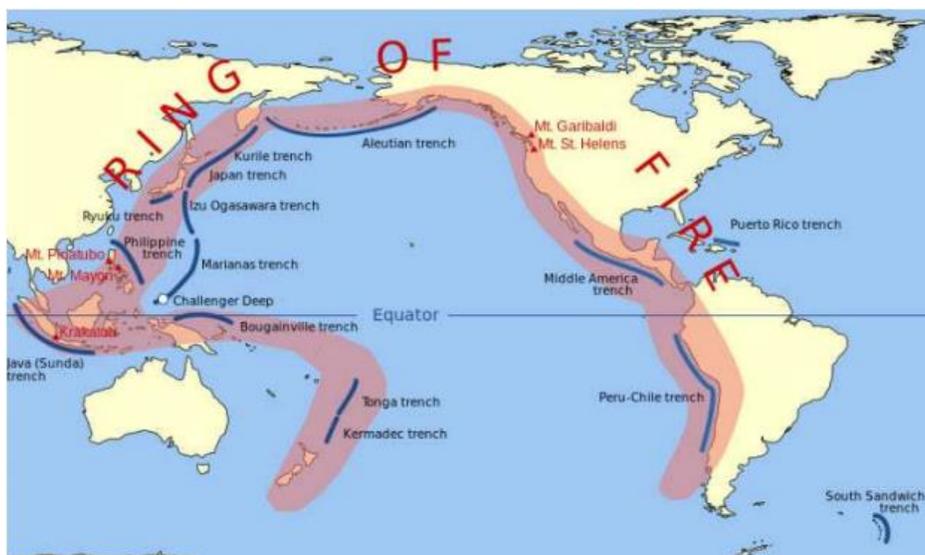


Figura 1.3: Esquema del anillo de fuego (“ring of fire”).

No son muchos los lugares en el mundo, que son ricos en potencial hidrotérmico. Aunque algunos de los recursos geotérmicos se ubican en áreas pobladas y fácilmente accesibles, muchos otros se encuentran en la profundidad del océano, en regiones montañosas y bajo glaciares o cubiertos de hielo.

Como última referencia, se tiene que, en 2018 la generación a partir de la explotación del recurso geotérmico fue de 89,3 TWh. De todos modos, el aporte a la matriz energética mundial es muy pequeña. Las energías eólica, solar, biomasa, marítimas y geotérmicas representan apenas el 2% del consumo de energía a nivel mundial. En la siguiente figura 1.4, se puede observar el aporte de los diferentes tipos de energía a la matriz energética mundial.

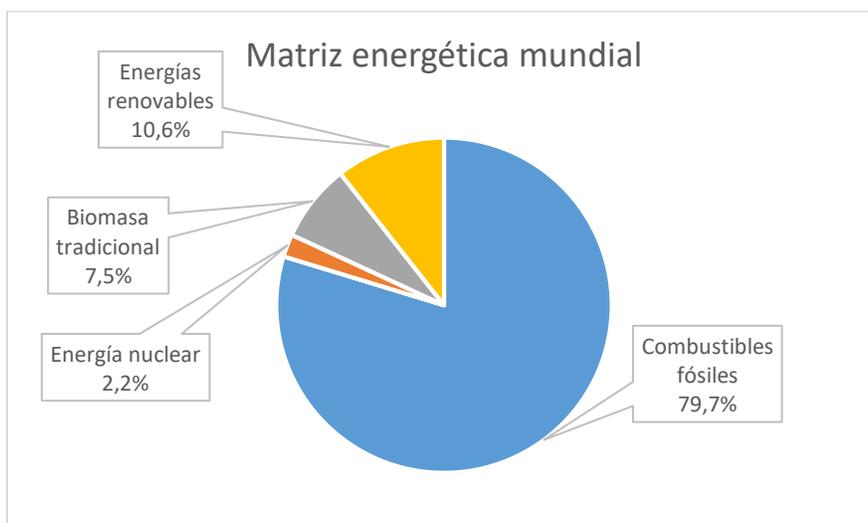


Figura 1.4: Estimación del consumo final de energía a nivel mundial 2017. Fuente: Subsecretaría de energías renovables y eficiencia energética.

Por otro lado, la geotermia aporta sólo el 0,54% de la capacidad instalada de potencia eléctrica renovable en el mundo, como se puede apreciar en Tabla 1.2. Si no se contabilizara a la energía hidroeléctrica como energía renovable, que brinda el mayor aporte (52,3%), dicho porcentaje geotérmico aumenta a 1,12%.

CAPACIDAD INSTALADA [MW]	Tecnología	2018	%
	HIDROELÉCTRICA	1.295.317	52,30%
	MARINA	529	0,02%
	EÓLICA	563.659	22,76%
	SOLAR	486.085	19,63%
	BIOENERGÍAS	117.828	4,76%
	GEOTÉRMICA	13.277	0,54%
	TOTAL	2.476.696	100%

Tabla 1.2. Participación en la capacidad instalada de generación de energía eléctrica por tecnología. Fuente: Subsecretaría de energías renovables y eficiencia energética.

Entre los años 2000 y 2018, la capacidad instalada de la geotermia tuvo un incremento del 61%, promediando anualmente un incremento del 3%, destacándose el año 2015, con el aumento más grande del 6% como se muestra en la Figura 1.5.

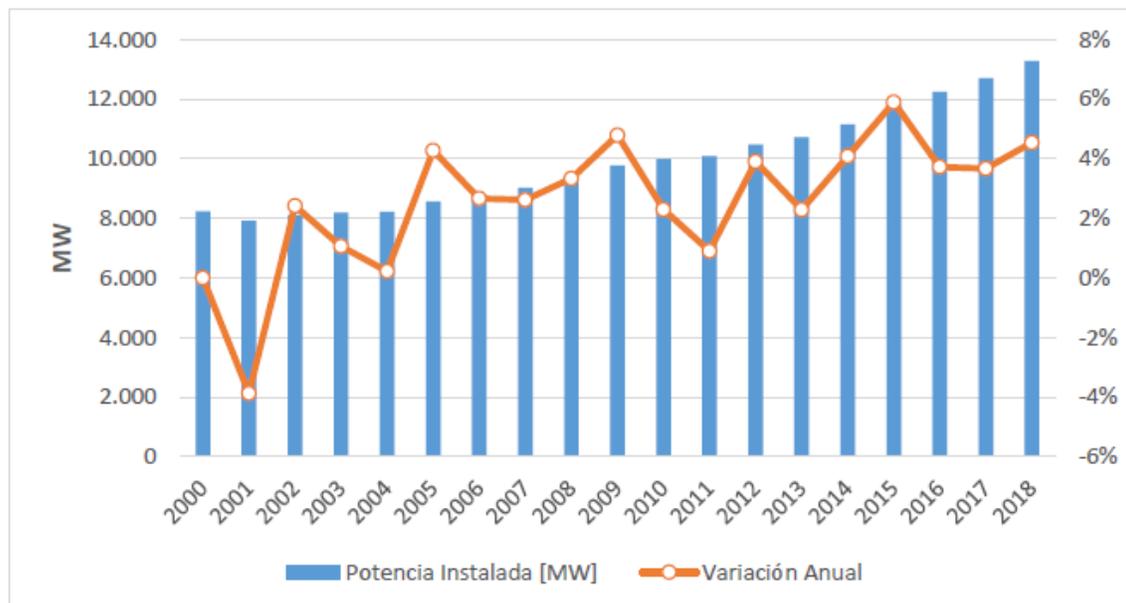


Figura 1.5: Evolución de la capacidad instalada de la energía geotérmica entre los años 2000 y 2018. Fuente: Subsecretaría de energías renovables y eficiencia energética.

La capacidad instalada a fines de 2018 era de 14600 MW.

1.2.1 PRINCIPALES PAÍSES GENERADORES DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

Estados Unidos

Con una capacidad instalada de 3639 MW hacia fines de 2018, Estados Unidos es el productor líder de energía geotérmica a nivel mundial, produciendo 16,7 GWh de energía geotérmica a lo largo del año.

Este país tiene el complejo geotermal más grande del mundo, llamado los Geysers, que está compuesto por 22 plantas geotérmicas y está ubicado en California. La instalación provee energía a los condados de Sonoma, Lake, Mendocino, Marín y Napa. Se obtiene el vapor gracias a 350 pozos geotérmicos.



Figura 1.6: La planta geotérmica Sonoma Calpine 3, ubicada en el campo los Geysers. Fuente: *Stepheng3/Wikimedia Commons*.

Indonesia

Este país del sudeste asiático registró una capacidad geotérmica instalada de 1948 MW en 2018, convirtiéndose así en el segundo productor a nivel mundial. Diferentes analistas han estimado que Indonesia va a superar a Estados Unidos en capacidad instalada hacia el 2027.

Este país cuenta con 4 de los 10 proyectos geotérmicos más grandes del mundo, incluyendo las 2 plantas más grandes con capacidad activa.

La instalación Gunung Salak, puesta en funcionamiento en 1994, tiene la capacidad activa más grande del mundo con 375 MW, seguido de cerca por el proyecto Sarulla 1, iniciado en 2017, con una salida de 330 MW de potencia.



Figura 1.7: *El proyecto geotérmico Gunung Salak, ubicado al sur de Jakarta en Java Oeste, Indonesia.*

Filipinas

La capacidad instalada de este país del sudeste asiático fue de 1868 MW en 2018. Filipinas posee plantas de generación grandes que incluyen los complejos Makban y Tiwi, con capacidades de 458 MW y 289 MW respectivamente.

También conocido como planta generadora Makiling-Banahaw, el complejo geotérmico Makban está ubicado en las municipalidades de Bay y Calauan en la provincia de Laguna y en Santo Tomas en la provincia de Batangas. Es manejado por AP renovables y cubre un área de 700 hectáreas.

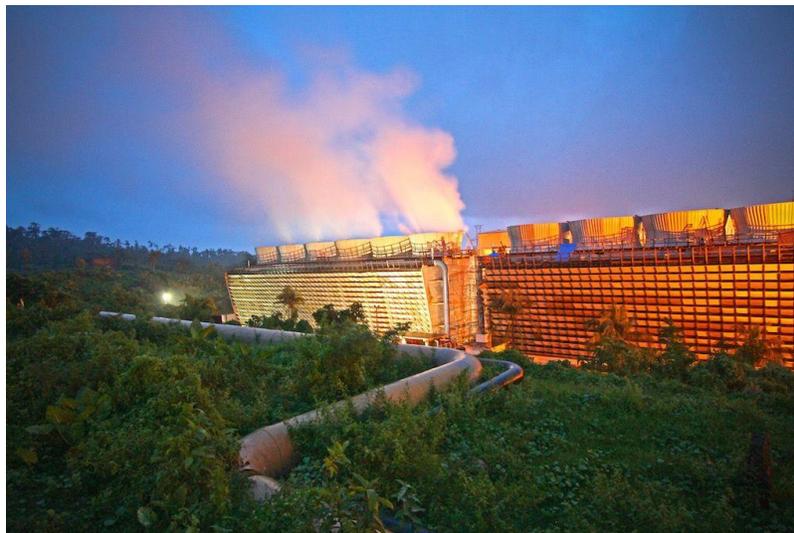


Figura 1.8: *Planta generadora Makiling-Banahaw.*

Turquía

Con una capacidad instalada de 1347 MW en 2018, Turquía ocupa el cuarto puesto entre los países de mayor producción de energía geotérmica.

La planta geotérmica Kizildere está dentro de las plantas más grandes del país, con una capacidad instalada de 95 MW, esta planta está ubicada en el pueblo homónimo (Kizildere) en el distrito Sarayköy de la provincia de Denizli al sudoeste de Turquía.

Además, posee la planta Efeler en Aydin que actualmente está en un proceso de expansión para aumentar su capacidad hasta 260 MW.



Figura 1.9: *Planta geotérmica Kizildere.*

Nueva Zelanda

En 2018 la capacidad geotérmica instalada de Nueva Zelanda fue de 1005 MW convirtiéndola en el último país con un valor superior a 1 GW. La electricidad generada gracias a la energía geotérmica representa el 13% de su generación total, de acuerdo a la asociación geotérmica NZ, lo cual representa una contribución significativa a la capacidad total de generación del país.

Los campos geotérmicos de alta temperatura están ubicados mayormente en la cercanía de la zona volcánica de Taupo. Las mayores plantas del país incluyen: Planta Wirakei, Planta Te Mihi, Planta Nga Awa Purua y Planta Mokai.



Figura 1.10: *Planta geotérmica Wairakei en Nueva Zelanda. Fuente: Wikimedia Commons/QFSE Media.*

México

El país sudamericano contaba con una capacidad de 951 MW hacia finales de 2018, aportados en su mayoría por el complejo Cerro Prieto que tiene una capacidad de aproximadamente 820 MW de potencia. Este complejo es propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y está ubicada en Baja California. Dicho complejo tiene 5 plantas individuales, siendo la primera inaugurada en 1973.



Figura 1.11: *Complejo Cerro Prieto.*

Italia

Italia poseía una capacidad de 944 MW en 2018, contando con el complejo geotérmico Larderello, que está formada por 34 plantas, siendo uno de los complejos geotérmicos más extensos del mundo. Está ubicado en Toscana, Italia central y cuenta con reservorios que llegan a una profundidad de 4000 metros. Dicho complejo Larderello provee una fuente renovable de electricidad a casi 2 millones de familias en el país, así como también a 8700 clientes residenciales y comerciales.



Figura 1.12: *Complejo Larderello.*

Islandia

La capacidad instalada registrada en 2018 de este país situado en el extremo noroeste de Europa, fue de 755 MW, con grandes niveles de actividad volcánica en la región, haciéndolo particularmente adecuado para este tipo de energía.

La planta generadora Hellisheidi, que está localizada en el Monte Hengill, aproximadamente a 20 kilómetros de distancia al este de la capital Reykjavik, es la mayor planta geotérmica del país. Abarcando alrededor de 13000 metros cuadrados. La planta generadora posee una capacidad de producción de 303 MW de potencia eléctrica y 400 MW de potencia térmica, siendo la energía eléctrica generada, aportada principalmente a refinerías de aluminio cercanas.



Figura 1.13: *Planta generadora Hellisheidi.*

1.2.2 CRECIMIENTO DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

En rasgos generales, el país que más experiencia posee en generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica es Estados Unidos, aunque en 2018 el mayor incremento lo ha realizado Turquía con un aumento de 219 MW, alcanzando un total de 1,3 GW, siendo el país que más rápido creció, dado que logró instalar más de 1 GW en tan solo 6 años. También se destacan en los últimos años el incremento de capacidad instalada de Kenia, mientras que países como Islandia, Indonesia y Nueva Zelanda son países que han realizado un crecimiento indiscutible en los últimos 15 años, aunque de manera progresiva. En las Figuras 1.14, 1.15, 1.16 y 1.17 se reflejan las tendencias aquí mencionadas.

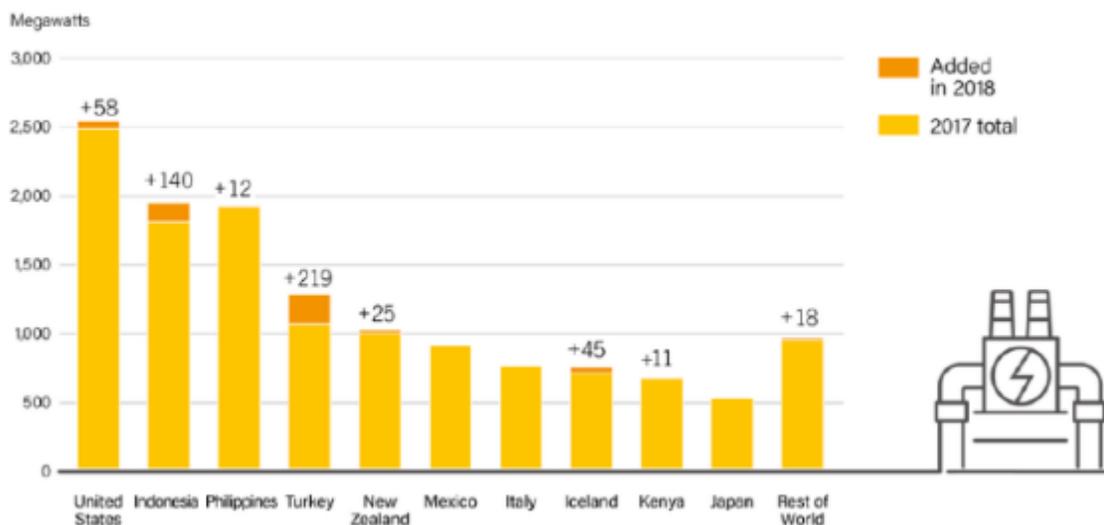


Figura 1.14: Los 10 países con mayor capacidad instalada de geotermia. Fuente: Subsecretaría de energías renovables y eficiencia energética.

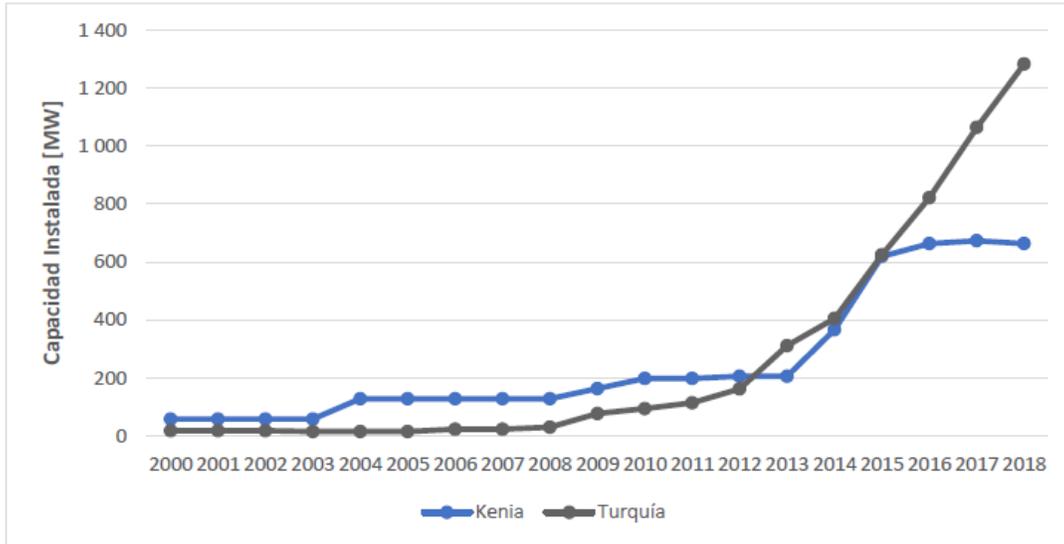


Figura 1.15. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica de Kenia y Turquía. Serie 2000-2018. Fuente: Subsecretaría de energías renovables y eficiencia energética.

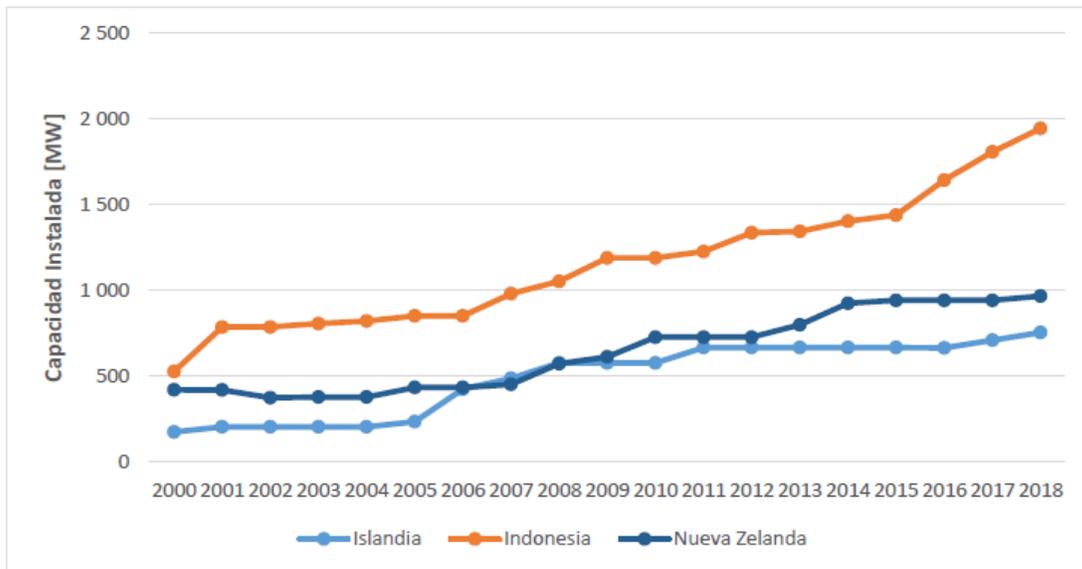


Figura 1.16. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica de Islandia, Indonesia y Nueva Zelanda. Serie 2000-2018. Fuente: Subsecretaría de energías renovables y eficiencia energética.

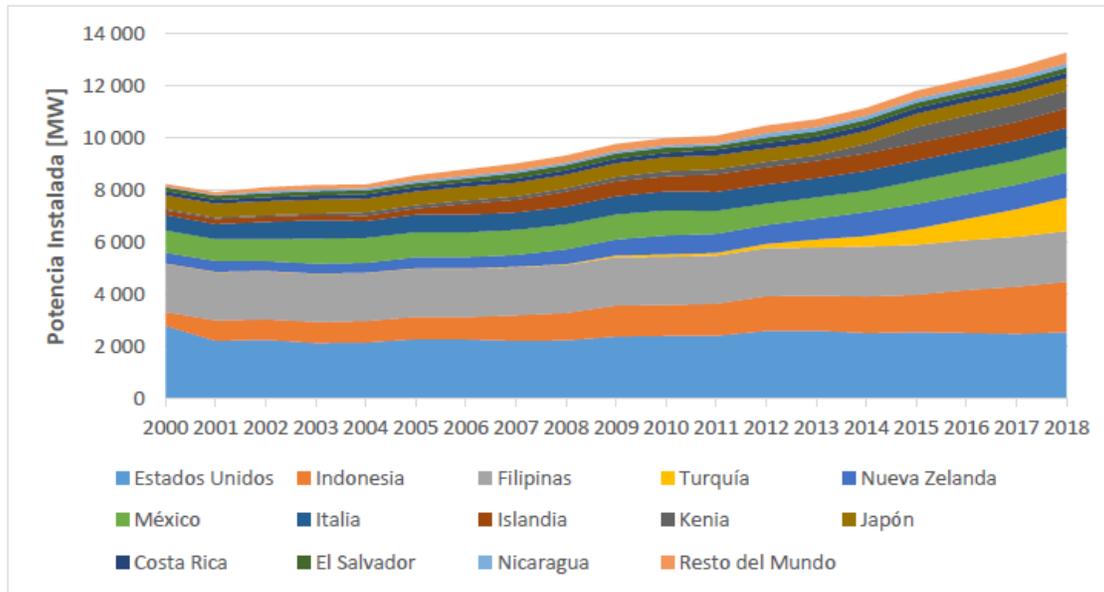


Figura 1.17. Evolución de la capacidad instalada de geotermia para generación de energía eléctrica a nivel mundial. Serie 2000-2018. Fuente: Subsecretaría de energías renovables y eficiencia energética.

1.2.3 ALIANZA GEOTÉRMICA GLOBAL

Otro dato a destacar de la situación de la tecnología geotérmica a nivel mundial, es la Alianza Geotérmica Global - GGA (Global Geothermal Alliance), que se creó en la cumbre sobre el cambio climático COP-21 en 2015 y de la cual Argentina es parte.

La GGA sirve como una plataforma para el diálogo, la cooperación y la acción coordinada entre la industria geotérmica, los responsables políticos y las partes interesadas de todo el mundo.

Tal como se dijo en el comunicado conjunto de la GGA, es una coalición cuyo objetivo es el incremento del uso de la energía geotérmica tanto en generación eléctrica como en el uso directo del calor. La alianza tiene la meta de alcanzar un crecimiento de 5 veces la capacidad instalada de generación eléctrica a partir de energía geotérmica, y un crecimiento de 2 veces de la utilización del uso directo del calor geotérmico, todo esto a nivel mundial, para el año 2030.

Los países miembros son:

Argentina, Bolivia, Burundi, Chile, Colombia, Comoros, Costa Rica, Djibouti, Ecuador, Egipto, El Salvador, Etiopía, Fiji, Francia, Alemania, Guatemala, Honduras, Islandia, India, Indonesia, Italia, Japón, Kenia, Países Bajos, Malasia, México, Nueva Zelanda, Nicaragua, Pakistán, Papúa Nueva Guinea, Perú, Filipinas, Polonia, Portugal, Rumania, San Vicente y Las Granadinas, Islas Solomon, Suiza, Tonga, Turquía, Uganda, República Unida de Tanzania, Estados Unidos, Vanuatu, Zambia y Zimbabwe.

1.3 ENERGÍA GEOTÉRMICA EN ARGENTINA

Nuestro país es muy rico en cuanto a la disponibilidad de recurso geotérmico, ya que se encuentra adyacente al denominado anillo de fuego (“ring of fire”), al limitar con la Cordillera de los Andes y estar en el límite de la unión de las placas tectónicas.

Hoy en día, en Argentina se cuenta con más de 300 puntos de interés geotérmico, pero solo cuatro lugares tienen el potencial para generar energía eléctrica: Copahue – Caviahue, Domuyo, Tuzgle – Tocomar y Valle del Cura. A continuación, se hará una descripción de cada uno de los lugares mencionados.

Campo geotérmico Copahue – Caviahue

Dicho campo geotérmico se encuentra ubicado en Copahue a 37° 50’ de latitud sur y 71° 05’ de longitud oeste, a una distancia de 1170 km en dirección oeste-suroeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, capital de Argentina, y a 360 km de distancia en dirección noroeste de la ciudad de Neuquén, capital de la provincia del mismo nombre.

En este lugar se tienen cinco manifestaciones geotérmicas notorias, ocupándose un área aproximada de 1,2 km². Cuatro de estas manifestaciones se encuentran en territorio argentino, cuyos nombres son (ordenadas según importancia):

- Termas de Copahue.
- Las Máquinas.
- Las Maquinitas
- Anfiteatro.

Mientras que la restante se halla en el país limítrofe de Chile, y se llama Chanco-Có. Las cinco se ubican al noreste del volcán Copahue y se caracterizan por las depresiones y alteraciones ácidas de sus suelos. En todas estas predominan las fumarolas de vapor. Además, se tiene la laguna del cráter del volcán Copahue, cuyas aguas alcanzan un grado de acidez de PH de 1,2 debido a la presencia de aniones cloruro y de ácido clorhídrico.

A partir de las perforaciones exploratorias realizadas, se permitió demostrar que, hasta los 1500 m de profundidad, el campo geotérmico Copahue-Caviahue es de vapor dominante, con las ventajas que conlleva esto, a la hora de pensar en generar energía eléctrica.

De los análisis que se han realizado al vapor, se tiene como conclusión que el origen del mismo es aluvional, es decir, que se obtiene a partir del agua del deshielo que se filtra en los terrenos, y que se queda semi-entrampada en la zona del reservorio (o yacimiento geotérmico), donde se transfiere la energía (calor) a partir de las altas temperaturas que se tienen en la cámara magmática, obteniendo así, un sobrecalentamiento. Cuando se realiza una perforación, se “pone en contacto” esta zona de alta temperatura y presión, con la presión atmosférica, obteniéndose así una despresurización controlada que da origen al vapor.

Campo geotérmico Domuyo

Este sector se encuentra ubicado en el noroeste de la provincia de Neuquén. Los estudios geológicos regionales realizados, permitieron fijar unos límites a la anomalía térmica de una extensión aproximada de 4700 m² de superficie, comprendida entre los paralelos de 36° 30' y 37° 00' de latitud sur, el meridiano de 70°00' y el límite internacional con Chile.

A partir de todos los estudios realizados, se obtuvo como resultado que un área de 40 km² es el lugar más promisorio para llevar adelante futuros estudios, con mayor tendencia a la fase de desarrollo, incluyendo además la perforación de pozos de exploración. Dicha área promisoriosa se ubica en las cercanías del arroyo Manchana Covunco al norte, el arroyo Covunco al sur, Cerro Domo al este, y el río Varvarco al oeste.

Del estudio de prefactibilidad geotérmica, del cual se obtuvieron anomalías térmicas a solo 1 m de profundidad, y anomalías geoquímicas de Mercurio (Hg) y dióxido de carbono (CO₂) en el suelo, permitieron concluir que es un sector de intersección y concentración de zonas de fracturación en distintas direcciones, siendo esta estructura la que controla las manifestaciones de agua termal, vapor y gas. Y se estima un rango de temperaturas que va desde los 214 °C a los 223 °C, esperándose la existencia de fluidos clorurados y mezcla agua-vapor.

El área tiene sus orígenes a partir de los glaciares formados en la altura del Cerro Domuyo. El suministro de agua superficial es estable a lo largo de todo el año, y esto es una condición favorable para la transferencia de energía calorífica desde las fuentes térmicas subterráneas.

Campo geotérmico Tuzgle-Tocomar

Este campo geotérmico está ubicado a 23° 55' latitud sur y a 66° 05' longitud oeste en la meseta de la Puna Central (altiplano salteño-jujeño) dentro del departamento de Susques, a una distancia aproximada de 270 km al este de la zona volcánica central. Los estudios actualmente están en la etapa final de prefactibilidad, en la que se estudió en detalle un área aproximada de 900 km². Es el campo geotérmico más estudiado del Noroeste Argentino, entre los años 1978 y 1995 se realizó una secuencia de estudios que abarcaron desde el reconocimiento hasta la delimitación del área en donde se deberían realizar los pozos exploratorios profundos.

El complejo volcánico Tuzgle-Tocomar está emplazado en la parte central de una depresión tectónica elongada, delimitada por fallas normales y separada hacia el sur de la depresión Tocomar-Olacapato.

Campo geotérmico Valle del Cura

En este campo geotérmico se realizó una primera fase de estudios de prefactibilidad. Se tienen anomalías químicas e isotópicas, a partir de las cuales se determinó la probable existencia de fluidos de tipo agua-vapor, a profundidades accesibles para perforaciones, con temperaturas superiores a los 200 °C. Y en otras partes secundarias, temperaturas que van desde los 130 °C a los 150 °C.

Dicha anomalía geotérmica está verificada, pero todavía no delimitada. Y se relaciona con la presencia de cuerpos subvolcánicos, vinculados al volcán Tórtolas.

Historia de la energía geotérmica en Copahue

La historia e investigación del recurso geotérmico en el territorio de Copahue, provincia de Neuquén, data de varias décadas, con variados y sorprendentes hallazgos. Fue inicialmente en 1973 cuando se comenzó con los primeros estudios de exploración en la región del volcán Copahue, donde se realizaron varios estudios de geología, geoquímica, gravimetría, etc. Fue recién dos años más tarde, en 1975, que se inició la perforación del primer pozo de exploración profundo, denominado "COP 1". Y no fue recién hasta 1981 que dicho pozo fue reacondicionado hasta una profundidad de 1414 metros, produciéndose de esta manera vapor seco saturado con un caudal en el orden de 10/15 toneladas por hora.

En los años posteriores se siguió con la investigación y en 1985 se realizó la perforación del segundo pozo de exploración profundo llamado "COP 2", que al igual que el primero produjo vapor seco.

Luego, entre los años 1987 y 1991, a través de un Convenio de Cooperación Internacional firmado con JICA (Japan International Cooperation Agency), se realizó un estudio de factibilidad técnico económico, que incluyó la perforación de un tercer pozo exploratorio denominado "COP 3".

Y como último dato, se realizó la perforación del pozo "COP 4", con el fin de obtener calefacción urbana.

Central eléctrica piloto en Copahue

Es menester comentar que existió una central de generación eléctrica, a partir de energía geotérmica, en Copahue, Neuquén. La misma fue inaugurada el 5 de abril de 1988 mediante un acuerdo financiero con la Secretaría de Energía de la Nación, haciendo uso del vapor extraído del pozo "COP 1", y fue la primera central de su tipo en América del Sur en la historia. Fue inaugurada por el presidente Raúl Alfonsín y estuvo en funcionamiento hasta el año 1997.

Fue instalada con fines experimentales/tecnológicos con una potencia de 670 kW, entregando la energía generada a través de una línea de media tensión de 13,2 kV (Caviahue-Copahue) de 10 km de largo, que es subsidiaria de la línea de media tensión de 33 kV Caviahue-Loncopue de una extensión de 50 km que se une al sistema interconectado provincial de 132 kV (alta tensión).

El principio de funcionamiento era a partir de un ciclo binario, donde el fluido de trabajo (aquel que acciona mecánicamente la turbina), no era el vapor de agua, sino un fluido llamado isopentano (o metilbutano, C_5H_{12} , es un alcano de cadena ramificada con 5 átomos de carbono). El mismo es un líquido muy volátil, por lo cual se evapora a temperaturas bajas, solo unos grados por encima de la temperatura ambiente: 28° C.

Por lo que, el funcionamiento básico es, el vapor de agua extraído del yacimiento geotérmico transfiere energía al isopentano en un intercambiador de calor, antes de ser reinyectado al reservorio. El isopentano absorbe dicha energía, se eleva su temperatura y se evapora, para de esta manera luego expandirse y entregar energía mecánica a la turbina, la que a su vez se encuentra acoplada al generador eléctrico. La planta era portátil y sencilla de desmontar. La misma se encuentra fuera de servicio por mantenimiento desde el año 1998.

Proyecto de central geotérmica de 30 MW en Copahue

El desarrollo de las energías renovables en los últimos años en nuestro país, es notorio. En cuanto al Programa Renovar de los últimos años, no se tuvo incluida a la energía geotérmica entre las energías renovables, pero se planea incluirla en la próximas Rondas de dicho Programa desde la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Cabe destacar el estudio técnico económico realizado por la empresa JICA (Japan International Cooperation Agency), que es una agencia independiente que coordina la asistencia pública oficial internacional de Japón, la cual está orientada a ayudar al desarrollo económico y social de los países en desarrollo y promover la cooperación internacional. Dicho estudio realizado en la década del 90', trata de la construcción de una central geotérmica de una potencia estimada de 30 MW, donde necesariamente se requeriría del tendido de una línea de alta tensión de 132 kV.

Por todas estas características mencionadas de Copahue, se tiene que es el lugar en donde se tiene el mayor potencial de generar energía eléctrica, y en donde se centrará principalmente el desarrollo del presente Proyecto Final, en el cual se determinará el ciclo de potencia térmico más acorde para generar energía eléctrica.

En resumen, entre las principales ventajas con las que se cuenta en la región de Copahue, Neuquén, se mencionan a continuación las siguientes:

- La calidad del vapor es óptima, siendo un yacimiento geotérmico de vapor dominante, es decir, sin presencia de agua, con lo que se evita el costoso proceso de separación entre vapor y agua líquida.
- En comparación con otros campos geotérmicos, se tendrían bajos costos en los pozos de perforación, debido a la relativa baja profundidad del reservorio, y por disponerse de logística e infraestructura cercana, debido a que Neuquén dispone de una plataforma desarrollada por su experiencia petrolera, con lo que se cuenta con todos los servicios necesarios y personal calificado.
- Se dispone de población cercana, con accesos asfaltados y servicios.
- También cabe destacar que, por parte de Argentina, se tiene una meta por cumplir, en cuanto a la participación de las energías renovables en la matriz de consumo de energía eléctrica, por lo que esto es una ventaja, ya que se prevé un tratamiento diferencial de los precios de venta de la energía eléctrica obtenida a partir de las mencionadas fuentes renovables, dentro de las cuales se encuentra la energía geotérmica.

1.4 MARCO REGULATORIO NACIONAL SOBRE ENERGÍA GEOTÉRMICA / NORMAS APLICABLES.

En el presente apartado, se hará mención al marco jurídico relacionado con la obtención de energía eléctrica a partir del recurso geotérmico. Donde se hará un breve análisis de las normas y leyes aplicables.

Se comenzará con la Ley 27191, que es la modificación de la Ley 26190: Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, sancionada el 23 de septiembre de 2015 y promulgada de hecho el 15 de octubre del mismo año.

Se destaca en esta ley el establecimiento del objetivo de lograr una contribución de las fuentes de energía renovable del 8% del consumo de energía eléctrica nacional, para el 31 de diciembre de 2017.

También se tiene cuáles son las fuentes de energía renovable para la ley, no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo, y son: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26093.

Además, se hace mención a un régimen de inversiones para la construcción de nuevas obras destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables de energía, que regirá con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley.

En la segunda etapa, se comenta acerca del período 2018-2025, en la cual se establece como objetivo lograr un aporte de las fuentes de energía renovable de un veinte por ciento (20%) del consumo total de energía eléctrica nacional, para el día 31 de diciembre de 2025.

Este capítulo de la ley habla de un Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables”, o en forma abreviada “FODER” o “el Fondo” que básicamente es un fideicomiso de administración y financiero, que rige en todo el territorio de la República Argentina, con los alcances y limitaciones establecidos en la presente ley, y las normas reglamentarias que pueda dictar el Poder Ejecutivo.

El objetivo es poder financiar proyectos o emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como puede ser el caso de la energía geotérmica.

Serán beneficiarias las personas físicas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas constituidas en la República Argentina que sean titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en esta ley, que haya sido aprobado por la Autoridad de Aplicación.

La geotermia es considerada una actividad minera. La primera ley de minería argentina es de 1887 y entró en consideración, cuando entró en vigencia el Código de Minería, con carácter de ley nacional. El marco legal vigente incluye entre otras, a las siguientes leyes vigentes de 1995 y 1993:

- Ley de Protección ambiental (Nº 24.585) de 1995.
- Ley de Actualización Minera (Nº 24.498) de 1995.
- Acuerdo Federal minero (Ley 24.228) de 1993.
- Ley de Reordenamiento Minero (Nº 24.224) de 1993.
- Ley de Financiamiento del IVA (Nº 24.402) de 1993.
- Ley de Financiamiento Minero (Nº 24.196) de 1993.

CAPÍTULO 2: ESTUDIO GEOLÓGICO EN COPAHUE (NEUQUÉN, ARGENTINA)

En el presente capítulo se brindará información de la zona de interés geológico, es decir, de Copahue, Neuquén. La fuente consultada para este estudio proviene del “Catálogo de Manifestaciones Termales de la República Argentina (Volumen 2)” realizado por Segemar, que es el Servicio Geológico Minero Argentino, que es un ente descentralizado cuya misión es promover el desarrollo tecnológico en el área minera, considerando los aspectos sociales y ambientales.

Para poder comprender las tablas que se presentarán, se definen los siguientes conceptos.

2.1 DEFINICIONES PREVIAS

Características químicas

Contiene información detallada de las características químicas de las manifestaciones termales reportadas en el catálogo. Se incluyen determinaciones de campo y de laboratorio, clasificación química y fecha del análisis.

Determinaciones de campo

Presenta los resultados analíticos “in situ”. El contenido de esta columna de las tablas, varía de acuerdo a las diferentes determinaciones realizadas en los estudios

Gases

La exploración y evaluación de los sistemas geotermales, ha puesto tradicionalmente mayor énfasis en el muestreo, análisis e interpretación de la química del agua, siendo la química del gas raramente considerada con el mismo detalle. Sin embargo, el mejoramiento de los procesos analíticos y la cada vez más extensa base de datos geotérmicos, particularmente proveniente de descarga de pozos de diferentes campos geotérmicos en el mundo, han hecho posible que se le dé una consideración más significativa en todas las fases de desarrollo de los recursos geotérmicos. Junto con el vapor de las descargas geotermales, tanto de manifestaciones naturales como de perforaciones, los gases CO₂, H₂S, NH₃, N₂, H₂, CH₄, están invariablemente presentes (aunque solo en un pequeño porcentaje del total). A menudo estos gases son denominados como gases “no condensables”. Si bien, la proporción de gas dentro de la descarga de vapor de agua es pequeña, la concentración de los gases, junto con los cocientes gas/vapor de agua, y vapor de agua/agua, pueden suministrar información relevante de las condiciones del subsuelo y del comportamiento de un campo geotérmico durante la etapa de explotación.

Abreviaturas y símbolos

Situación y Características Generales:

- N°: Número
- Ref: Referencias
- Aprox: Aproximado
- Grad: Grados
- Min: Minutos

- Seg: Segundos
- Temp: Temperatura
- n.d.: no determinado o sin dato
- s.n.: sin nombre
- ----: no disponible o desconocido
- msnm: metros sobre el nivel del mar
- mbbp: metros bajo boca de pozo

Características Químicas:

- N°: Número
- C.E.: Conductividad Eléctrica
- SD: Sólidos Disueltos
- mg/L: miligramos por litro
- $\mu\text{S}/\text{cm}$: microsiemens por centímetro
- V: Vestigios
- n.d.: no determinado
- ----: no disponible

2.2 ESTUDIO EN ZONA DE COPAHUE

NEUQUEN (pozos geotérmicos)

SITUACIÓN										CARACTERÍSTICAS GENERALES							
Orden	Pozo	Latitud (S)			Longitud (O)			Aprox.	Cota aprox. (msnm)	Localización y acceso	Area termal	Tipo	Periodo de perforación	Profundidad final (m.b.b.p.)	Uso	Muestra	Ref.
		Grad	Min	Seg	Grad	Min	Seg										
N-5 e	Pozo COP-1	37	50	30	71	06	----	*	2005	El pozo se halla en la margen sur de la Laguna Las Melizas (lago inferior)	Copahue	Exploratorio / Productor	1976 (954mts.) - 1981 (1414 mts.)	1414	Planta geotérmica	COP-1	R
N-5 f	Pozo COP-2	37	50	00	71	06	30	*	2120	El pozo se halla en la margen norte de la Laguna Las Melizas (lago inferior)	Copahue	Exploratorio	1986	1241	s (Calefacción de calles)	COP-2	R
N-5 g	Pozo COP-3	37	50	30	71	07	----	*	2011	El pozo se halla en la margen Este de Laguna Las Melizas (lago superior).	Copahue	Exploratorio	1989 -1991	1065		COP-3	R
N-5 h	Pozo COP-4	n.d.	n.d.	----	n.d.	n.d.	----				Copahue	Productor	1997	1256	s (Calefacción de calles)	COP-4	S

Tabla 2.1: Situación pozos geotérmicos. Catálogo de manifestaciones termales de la República Argentina.

NEUQUEN (pozos geotérmicos)

Características de producción

Orden	Pozo	Nivel productor* [m.b.b.p.]	Tipo de fluido	Condiciones del reservorio		Agua [%]	% gases no condensables [molar]	Gas/vapor	Ref.
				Presión estática [ata]	Temp.** [° C]				
N-5 e	Pozo COP-1	950	Vapor seco	35 -38 ***	240 -246***	1 - 1.5	6 - 7	5.8	R
N-5 f	Pozo COP-2	872 - 1132	Vapor seco	30***	235***	---	6 - 10	3.5 - 5	R
N-5 g	Pozo COP-3	1009 - 1018	Vapor seco	38.16***	240 -244***	---	11	5	R
N-5 h	Pozo COP-4	---	---	40	---	---	---	---	S

* Corresponde a la zona de alimentación. En ninguno de los casos se supone haber alcanzado el reservorio principal.

** Temperatura de equilibrio de formación.

*** Estimado.

--- : no disponible

Tabla 2.2: Características de producción. Catálogo de manifestaciones termales de la República Argentina

Test de Producción

Orden	Test de producción Q [t/h] a [ata] (fecha)	Ref.
N-5 e	19 a 4 (04/1981) 14 a 9 (04/1981) 17 a 4 (02/1982) 13 a 9 (02/1982)	R
N-5 f	16 a 4 (04/1986) 10 a 13 (04/1986) 11 a 4 (04/1987) 6 a 13 (04/1987) 7 a 6 (11/1987)	R
N-5 g	9 a 1.4 (06/1991)	R
N-5 h	----	S

Temperatura y presión medidas en las zonas de alimentación

Orden	Temp. [° C] (profundidad)	P. [kg/cm ²] (profundidad)	Ref.
N-5 e	235 (a 850m) 225 (a 950 m) 229 (a 1050 m)	37.84 (a 800m) 38.56 (a 900 m) 38.97 (a 1050 m)	R
N-5 f	233.7 (a 850 m) 232,6 233,9 217	27.79 (a 850 m) 33.10 (a 850 m) 28.21 (a 1100 m) 33.98 (a 1100 m)	R
N-5 g	236.9 (a 1000 m) 241.7 (a 1000 m)	38.13 (a 1000 m) 38.156 (a 1010 m)	R
N-5 h	----	----	S

----: no disponible

Tabla 2.3: *Test de producción. Catálogo de manifestaciones termales de la República Argentina.*

En las tablas, la referencia R hace mención al estudio realizado por la agencia internacional de cooperación de Japón, JICA (Japan International Cooperation Agency, 1991). Mientras que la referencia S hace alusión a una comunicación verbal del ENSI (1998)

GASES

Orden	Pozo	Tipo	Composición química de los gases y condensados correspondientes a las perforaciones COP-1, COP-2, COP-3 y COP-4.										Ref.	fecha			
N-5 e	COP - 1		Gas / Vap (%V)	CO ₂ (%V)	H ₂ S (%V)	Gas residuo: (%V)	CH ₄ (%V)	H ₂ (%V)	N ₂ (%V)	He (%V)	Ar (%V)	CO (%V)					
		Gas	n.d.	94	0,3	n.d.	2,5	2	1,2	n.d.	n.d.	n.d.		I	03/81		
		Gas	n.d.	93,6	0,28	n.d.	1,64	2,63	1,81	n.d.	n.d.	n.d.		en P	02/82		
		Gas	n.d.	92,3	0,22	n.d.	1,02	1,65	4,3	n.d.	n.d.	n.d.		en P	02/82		
		Gas	n.d.	93,8	0,51	n.d.	1,96	1,66	2,1	14 ppm	22 ppm	7.5 ppm		en P	11/86		
		Gas	28 / 94.7	90,49	0,76	8,75	3,27	2,95	2,44	0	0,05*	n.d.					
		Vapor		pH	C.E [μS/cm]	Na ⁺ [mg/L]	K ⁺ [mg/L]	Ca ⁺⁺ [mg/L]	Mg ⁺⁺ [mg/L]	B [mg/L]	NH4 [mg/L]	Cl [mg/L]	SO ₄ ⁺ [mg/L]	HCO ₃ ⁻ [mg/L]	CO ₃ ⁺ [mg/L]	R	06/91
		Vapor	28 / 94.7	5,6	470	0,23	0,1	0,58	0,05	< 0.1	< 0.1	11	13	90	0		
N-5 f	COP-2		Gas / Vap (%V)	CO ₂ (%V)	H ₂ S (%V)	Gas residuo: (%V)	CH ₄ (%V)	H ₂ (%V)	N ₂ (%V)	He (%V)	Ar (%V)	CO (%V)	SO ₂ (%V)				
		Gas	n.d.	87,24	0,47	n.d.	1,55	2,18	4	n.d.	0,12	n.d.	4,4		N	1986	
		Gas	n.d.	90,8	0,5	n.d.	1,6	2,2	4	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		en P	03/86	
		Gas	n.d.	95,2	0,8 - 1	n.d.	1,2	1,18	1,59	3 ppm	20 ppm	7 ppm	n.d.	en P	11/86		
N-5 g	COP-3		Gas / Vap (%V)	CO ₂ (%V)	H ₂ S (%V)	Gas residuo: (%V)	CH ₄ (%V)	H ₂ (%V)	N ₂ (%V)	He (%V)	Ar (%V)						
		Gas	5 / 95	95,79	0.39 - 0.45**	n.d.	0,52	0,93	2,35	0	0,02				R	06/91	
		Vapor		pH	C.E [μS/cm]	Na ⁺ [mg/L]	K ⁺ [mg/L]	Ca ⁺⁺ [mg/L]	Mg ⁺⁺ [mg/L]	B [mg/L]	NH4 [mg/L]	Cl [mg/L]	SO ₄ ⁺ [mg/L]	HCO ₃ ⁻ [mg/L]	CO ₃ ⁺ [mg/L]	R	06/91
		Vapor	5 / 95	5,8	830	0,31	0,1	0,21	0,01	1	21	18	11	83	0		

n.d.: no determinado

Tabla 2.4: Gases. Catálogo de manifestaciones termales de la República Argentina.

CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS (agua)

Orden	Ref.	Muestra	Tipo	Determinaciones	Determinaciones en laboratorio																				Fecha	
				de campo	pH	C.E. [µS/cm]	SDT [mg/L]	Na ⁺ [mg/L]	Ca ⁺⁺ [mg/L]	Mg ⁺⁺ [mg/L]	Cr [mg/L]	SO ₄ ^{••} [mg/L]	HCO ₃ ⁻ [mg/L]	CO ₃ ^{••} [mg/L]	K ⁺ [mg/L]	Fe ⁺⁺ [mg/L]	F ⁻ [mg/L]	B [mg/L]	NH ₄ [mg/L]	Li ⁺ [mg/L]	Mn ⁺⁺ [mg/L]	As ⁺⁺⁺ [mg/L]	Br ⁻ [mg/L]	I ⁻ [mg/L]		Hg [mg/L]
				pH																						
N-5 e	I	COP-1	Agua	5,8	7,1	n.d.	n.d.	23	3	0,5	123	9	286	n.d.	39	n.d.	n.d.	49	12	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	03/81
N-5 g	R	COP-3	Agua	n.d.	7,7	300	150	3,1	2,1	0,16	2,2	11	178	0,5	0,9	0,81	1	40	< 0,8	< 0,1	< 0,2	0,15	< 0,5	< 0,1	< 1	06/91
N-5 h	S	COP-4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

Muestra (subrayado) - Análisis de condensado.
n.d.: no determinado
—: no disponible

Tabla 2.5: Características químicas. Catálogo de manifestaciones termales de la República Argentina.

2.3 CONCLUSIÓN DEL ESTUDIO

Como conclusión se puede realizar el siguiente análisis, del estudio efectuado por Segemar. Dados los test de producción que se realizaron en los pozos exploratorios, se tiene que se cuenta con muy buenas condiciones de presión y temperatura tanto en el COP 1, como en el 2 y el 3. Teniéndose una temperatura promedio, considerándose todas las mediciones realizadas, de aproximadamente 230°C. Este valor claramente posiciona al yacimiento geotérmico en el nivel de recurso de alta temperatura, o alta entalpía, según lo indicado en el Capítulo 1 (ítem 1.1.1.2), donde se considera reservorios de alta temperatura aquellos que estén por encima de los 200°C. Dada esta condición se califica a Copahue, como yacimiento geotérmico apto para generar energía eléctrica.

En cuanto a las presiones, también es posible establecer un promedio considerando los valores de presión en los cabezales de los pozos COP 1 y 2, obteniéndose un valor de 7,33 atm (o 7,43 bar). Esto nos confirma que, a diferencia de otros tipos de centrales, como pueden ser las térmicas o nucleares, la turbina a implementar será del tipo de baja presión.

También es importante notar las buenas condiciones de vapor seco que brindan los “COPs”, como así también la relativa baja profundidad a la que se encuentra el yacimiento, teniéndose acceso al recurso a aproximadamente 1000 m (1 km) promedio.

Cabe destacar que, para plantear una central geotérmica de generación, a priori sería necesario realizar varias perforaciones más a las ya realizadas, para obtener los pozos de producción que abastecerán la central. Siempre con el debido cuidado de no sobre exigir el reservorio, para no llevarlo a condiciones de reducción de presión o agotamiento. En el próximo capítulo se hará un análisis de la tecnología más apropiada para la generación de energía eléctrica en Copahue.

CAPÍTULO 3: ELECCIÓN DE CICLO DE POTENCIA TÉRMICO

3.1 TIPOS DE CENTRALES GENERADORAS A PARTIR DE YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS

Existen tres tipos básicos de centrales generadoras a partir de yacimientos geotérmicos, las cuales dependen del estado del fluido (vapor o líquido) y de la temperatura del reservorio.

Central de vapor seco: usan vapor directo del yacimiento geotérmico para transmitir potencia a la turbina. La primera planta geotérmica de este tipo se construyó en Toscana, Italia en 1904.

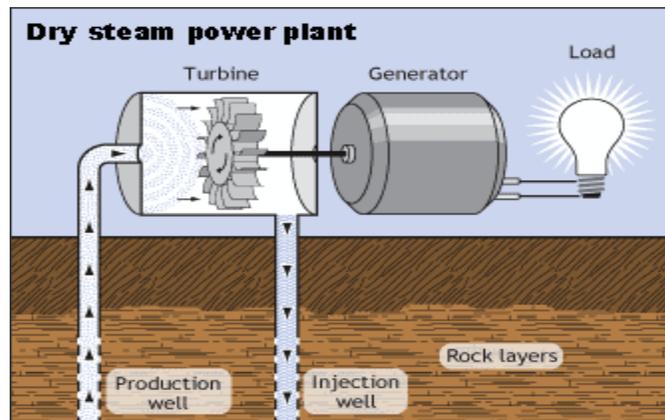


Figura 3.1: *Dry steam power plant*. Fuente

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Central de vapor flash: en este tipo de central se toma agua caliente a alta presión, a grandes profundidades, y se convierte a vapor mediante una cámara separadora, para accionar las turbinas generadoras. Cuando el vapor condensa, se inyecta nuevamente en la corteza terrestre, para volver a utilizarse. La mayoría de las centrales geotérmicas son del tipo flash.

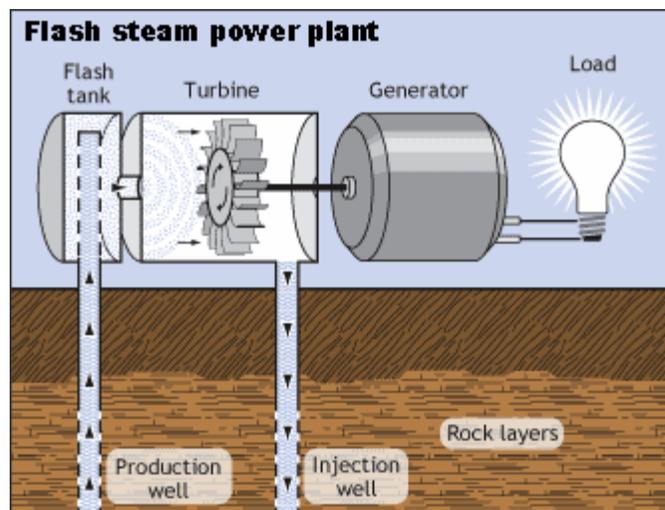


Figura 3.2: *Flash steam power plant*. Fuente

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Central de ciclo binario: se tiene una transferencia de energía (calor) desde el agua caliente extraída del yacimiento geotérmico hacia otro líquido. Dicha transferencia de calor causa que el segundo líquido se convierta en vapor, el cual se utiliza para mover mecánicamente la turbina generadora.

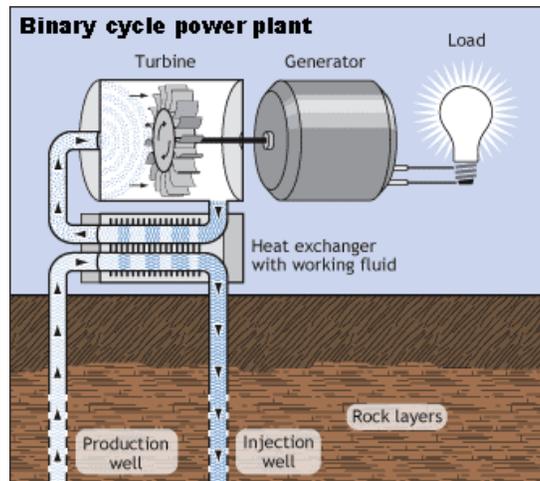


Figura 3.3: *Binary cycle power plant.* Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Existe además un cuarto tipo de central, que es la combinación de 2 ciclos distintos mencionados (ciclo de vapor de agua más ciclo binario), del cual se hablará más adelante.

3.2 ANÁLISIS CUALITATIVO Y CUANTITATIVO DE CADA TIPO DE CENTRAL GENERADORA

Antes de comenzar con el análisis, es necesario definir algunos términos, para el proceso de una central geotérmica.

Para generar energía eléctrica, un recurso geotérmico requiere de:

- **Fluido:** debe existir una cantidad de fluido suficiente, y en el caso de que no lo sea, el líquido debe ser bombeado hacia el reservorio, como es el caso de los sistemas geotérmicos mejorados, EGS (enhanced geothermal systems).
- **Foco de alta temperatura:** se requiere de la transferencia de calor hacia el fluido geotérmico. La temperatura de la Tierra aumenta naturalmente con la profundidad y se tiene una variación dependiendo de la ubicación (siendo la mejor zona, cerca de volcanes).
- **Permeabilidad:** para que el fluido obtenga la transferencia de calor, debe estar en contacto con el foco de alta temperatura mediante fracturas naturales.

Los recursos geotérmicos convencionales utilizados para generación eléctrica, contienen los tres elementos mencionados naturalmente. Sin embargo, se están desarrollando tecnologías para mejorar el acceso al calor que nos brinda la Tierra, en zonas donde el fluido o la permeabilidad no son lo suficientemente buenos. La tecnología ya mencionada, conocida como sistema geotérmico mejorado EGS, tiene un futuro muy prometedor, ya que se podrían aprovechar más de 100 GW (giga watts) de potencia geotérmica en las zonas no convencionales.

3.2.1 CENTRALES DE VAPOR SECO

En las centrales de vapor seco, el vapor del yacimiento geotérmico se utiliza directamente en la turbina, la cual mueve un generador que produce electricidad. El vapor elimina la necesidad de quemar combustibles fósiles para operar la turbina (además de eliminar la necesidad del transporte y del almacenamiento de los mismos). Estas plantas solo emiten vapor sobrante y cantidades menores de gases. Las plantas de vapor seco fueron las primeras en utilizarse (1904 en Italia) y todavía se utilizan de forma efectiva en Los Geysers, en el norte de California, donde se tiene el reservorio geotérmico más grande del mundo.

Las centrales de vapor seco utilizan el agua que se encuentra en la corteza terrestre, que es calentada por el manto y liberada mediante ventosas en la forma de vapor. Dicha central es adecuada en un yacimiento donde el vapor no esté mezclado con agua líquida. Se perforan pozos de producción hasta el acueducto y luego el vapor presurizado y supercalentado (entre 180 y 350°C) llega a la superficie a altas velocidades, luego se hace pasar por una turbina de vapor para generar electricidad. En plantas simples la salida de vapor a baja presión se libera a la atmósfera, pero es más común que el vapor se haga pasar por un condensador para convertirlo en agua líquida. Esto mejora la eficiencia de la turbina además de evitar problemas ambientales debido al vapor liberado. El agua luego se vuelve a bombear hacia la corteza terrestre, mediante pozos de reinyección.

Las reservas subterráneas de agua que alimentan a este sistema, se vuelven a llenar cuando el agua de lluvia se filtra en la corteza terrestre. Gracias a que esto ocurre continuamente, es que la energía geotérmica se considera un tipo de energía renovable.

Centrales de vapor seco sin sistema de condensación

Este tipo de central usa vapor saturado seco o sobrecalentado a presiones por encima de la atmosférica. El ciclo directo sin condensador es el más simple y barato, para generar energía, ya que el vapor, del pozo de producción, solo se extrae para hacerlo pasar por la turbina y liberarlo a la atmósfera. Las centrales sin condensadores requieren aproximadamente entre 15 y 25 kg de vapor por cada kWh_e (kilowatt hora eléctrico) de generación de energía.

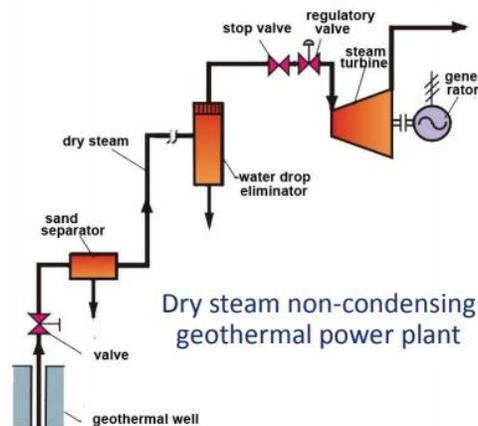


Figura 3.4: Diagrama de central de vapor seco sin sistema de condensación. Fuente:

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Centrales de vapor seco con sistema de condensación

Ya que todos los recursos geotérmicos de vapor seco, tienen aproximadamente entre 2 y 10% de gases no condensables disueltos, la planta tiene que tener un sistema para su remoción, usualmente se utiliza un eyector de segunda etapa, pero en la mayoría de los casos se utilizan bombas de vacío o turbocargadores.

En una planta de vapor seco con sistema de condensación, el vapor a la salida de la turbina no se descarga directamente en la atmósfera, sino que se hace circular por un condensador donde se mantiene una temperatura constante en un rango que va desde los 35 a 45°C.

La ventaja de este tipo de central respecto de las que no poseen condensador, es la mejor eficiencia en la utilización del vapor geotérmico y la eliminación del riesgo de contaminación por ruido cuando se hace una descarga de vapor a la atmósfera. La desventaja es que requiere una inversión más grande, mayor mantenimiento y tiene un funcionamiento más complejo.

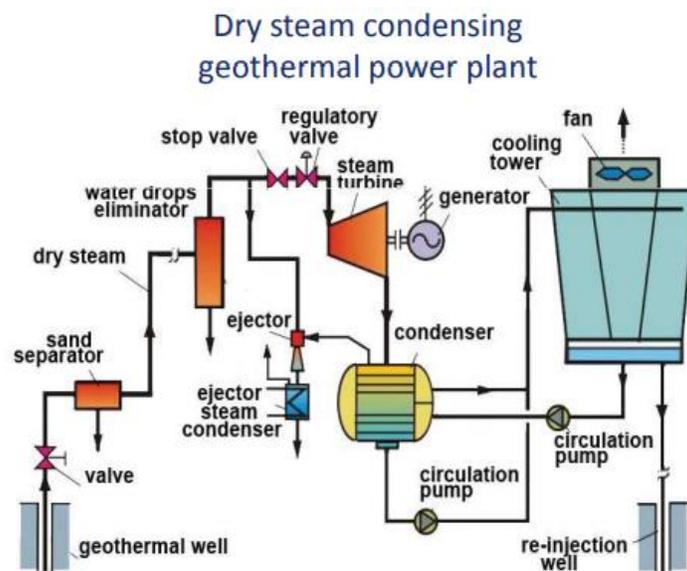


Figura 3.5: Diagrama de central geotérmica de vapor seco con sistema de condensación. Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

3.2.2 CENTRALES DE VAPOR FLASH

Las centrales de vapor flash, que son el tipo más común de central geotérmica, utilizan fluido con temperaturas mayores a aproximadamente 180°C, hasta un límite de 260°C.

Un ciclo de condensación de simple flash es el sistema de conversión de energía más común, debido a su construcción simple y a la baja posibilidad de precipitación de sílice.

Un ciclo de doble flash puede producir entre un 15 y 25% más de energía que un ciclo de simple flash, para las mismas condiciones de fluido geotérmico.

Sistema de simple flash

En una planta de vapor de simple flash, el fluido bifásico (líquido más vapor) fluye desde el reservorio hasta una cámara separadora de vapor, donde este último es separado de la fase líquida, y dirigido a la entrada de la turbina. La fase líquida se puede utilizar como una entrada energética de un sistema binario, o para un uso directo del calor, o se inyecta nuevamente en el yacimiento geotérmico.

El vapor a la salida de la turbina se dirige a un condensador, operando a presión de vacío.

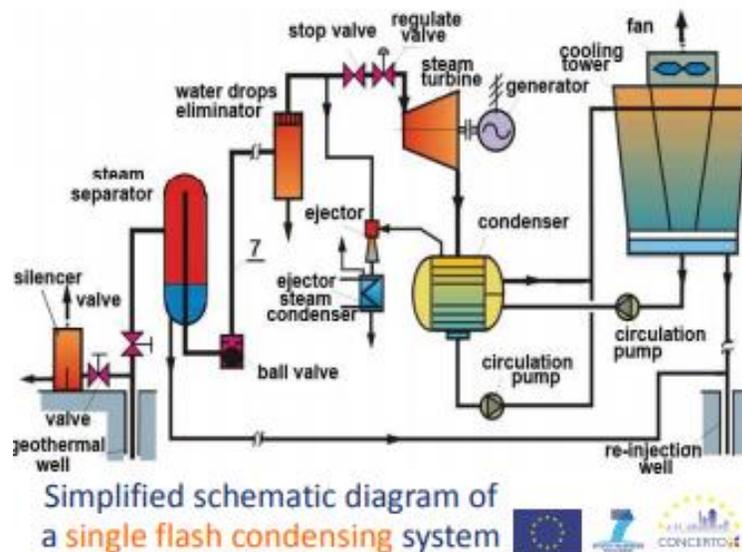


Figura 3.6: Diagrama de ciclo de flash simple con sistema de condensado. Fuente:

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Sistema de condensación de una planta de simple flash

El vapor usualmente se convierte en estado líquido en un condensador de contacto directo, o en un condensador de tipo intercambiador de calor.

Se requieren entre 6000 y 9000 kg de vapor cada hora para producir cada MW de potencia eléctrica.

Históricamente se ha utilizado el sistema flash donde las temperaturas son mayores a 150°C.

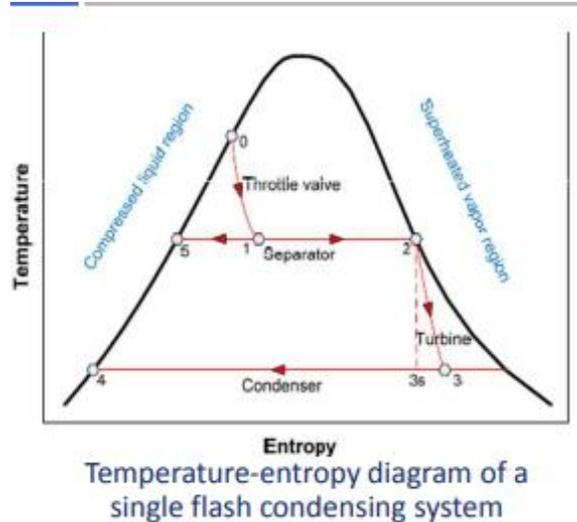


Figura 3.7: Diagrama Temperatura – entropía de ciclo flash simple con sistema de condensado. Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Central de simple flash con sistema de contrapresión

El término “contrapresión” se utiliza porque la presión de salida de la turbina es mucho más alta que la que se tiene en el sistema de condensado. Este sistema no utiliza un condensador.

El consumo de vapor para la misma obtención de energía es casi el doble, que el que se tiene en un sistema con condensador, con la misma presión de entrada.

Las unidades de contrapresión son muy baratas y muy sencillas de instalar, pero son muy ineficientes, se necesitan aproximadamente entre 10 y 20 toneladas de vapor por hora, para cada MW de potencia eléctrica, y pueden tener impactos medioambientales negativos mucho mayores.

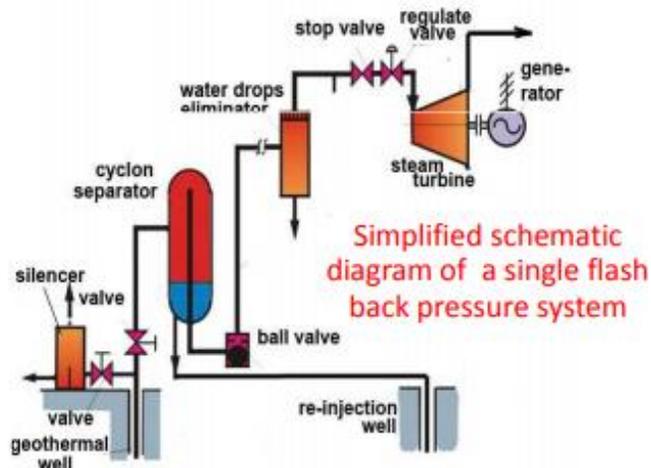


Figura 3.8: Diagrama de ciclo flash con sistema de contrapresión. Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Sistema de doble flash

El sistema de doble flash presenta una separación de dos etapas del fluido geotérmico en vez de una, resultando en dos presiones de vapor diferentes, de ingreso a la turbina.

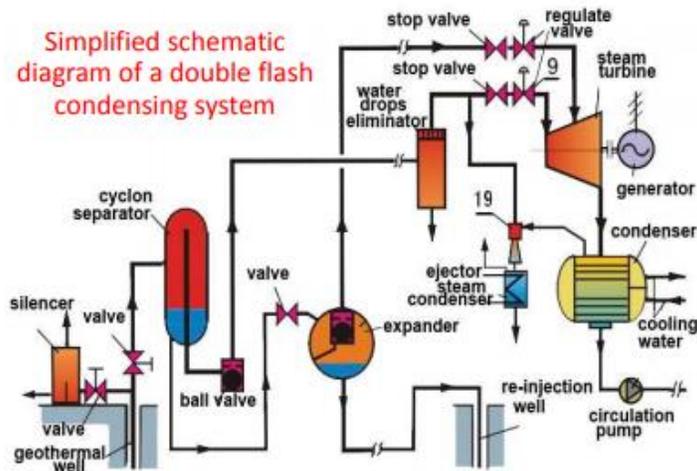


Figura 3.9: Diagrama de ciclo de doble flash. Fuente:

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

El vapor de salida de la turbina de alta presión, se mezcla con el vapor obtenido de la cámara separadora de baja presión y se envía a la turbina de baja presión para generar energía extra.

El agua líquida obtenida del separador de baja presión, se vuelve a inyectar en los pozos para mantener estable la presión del yacimiento geotérmico.

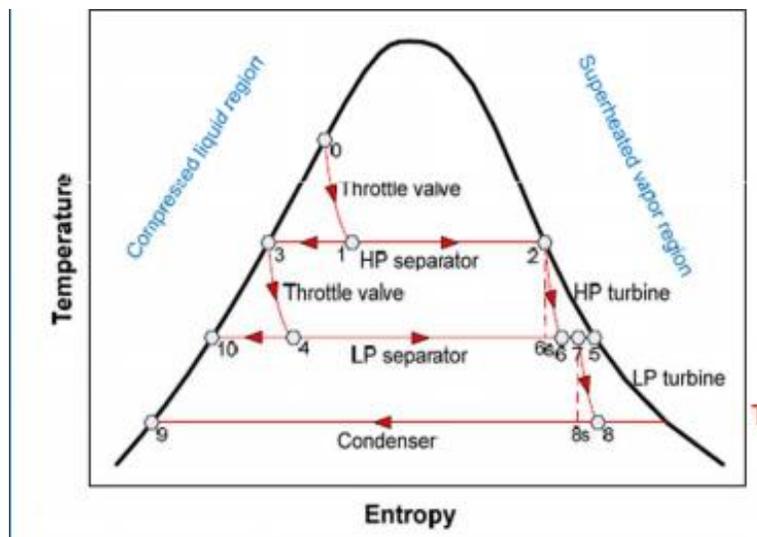


Figura 3.10: Diagrama temperatura – entropía de ciclo de doble flash. Fuente:

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

3.2.3 CENTRALES DE CICLO BINARIO

Las centrales de ciclo binario operan con la temperatura de fluido geotérmico más baja de todos los tipos de centrales, siendo esta considerada en el rango que va desde aproximadamente los 75°C hasta 175°C.

Estas centrales utilizan la relativa alta temperatura del fluido geotérmico para evaporar un fluido de trabajo, el cual es usualmente un compuesto orgánico con un bajo punto de ebullición. Entre ellos se encuentran el isobutano, isopentano, propano, freón y amoniaco. Esta vaporización tiene lugar por transferencia de energía en un intercambiador de calor, y luego el fluido de trabajo sigue su curso para mover mecánicamente la turbina. El fluido geotérmico y dicho fluido de trabajo están confinados en circuitos cerrados separados, por lo cual no hay emisiones al aire.

Debido a que los yacimientos de baja temperatura o entalpía, es decir, aquellos de valores de temperatura por debajo de los 150°C según lo planteado en el Capítulo 1, son mucho más comunes que los de media y alta temperatura, los sistemas de ciclo binario se convertirán en los sistemas geotérmicos dominantes en el futuro.

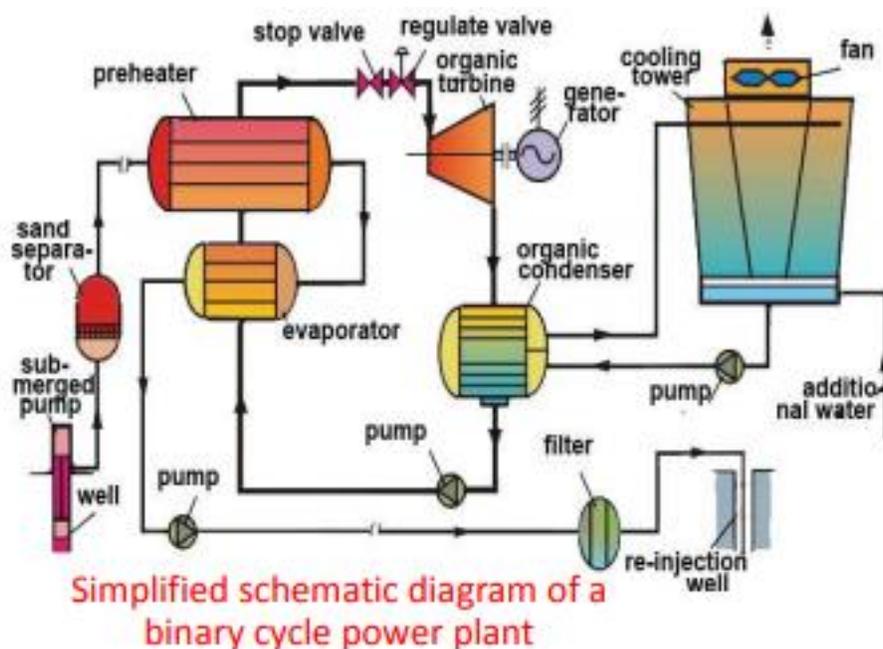


Figura 3.11: Diagrama de ciclo binario. Fuente:

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Aproximadamente el 15% de todas las centrales de energía geotérmica utilizan la tecnología binaria. Dependiendo de la temperatura del fluido primario o geotérmico, tienen usualmente una eficiencia que varía entre el 7 y el 12%. Dichas centrales binarias se construyen usualmente en pequeñas unidades modulares, con capacidad desde unos 500 kW hasta unos 10 MW de potencia. Estas unidades se pueden combinar hasta crear complejos de decenas de MW.

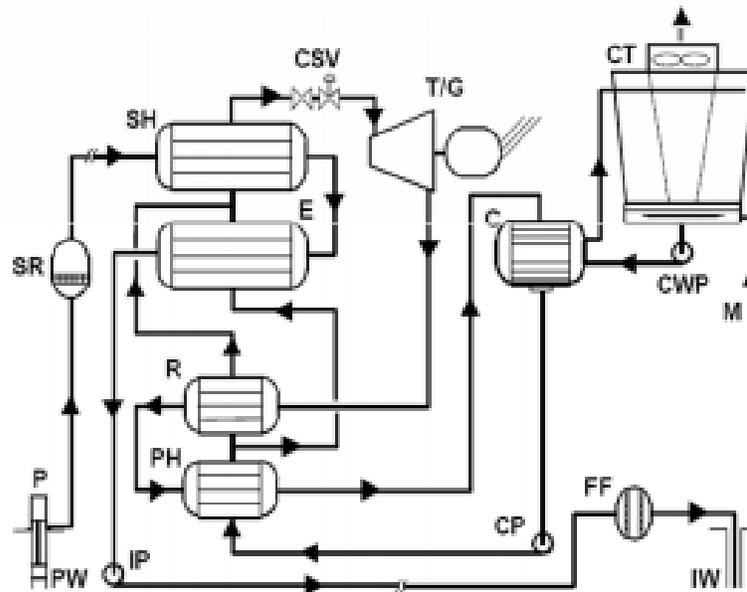
También pueden ser utilizados donde se tiene que evitar el “flasheo” del fluido geotérmico.

Los costos dependen de varios factores, pero principalmente de la temperatura del fluido geotérmico utilizado, que influye en el tamaño de la turbina, de los intercambiadores de calor y del sistema de enfriado.

La tecnología de sistema binario tiene una muy buena relación entre costo y eficiencia, y es bastante confiable en la conversión en electricidad, a partir de la energía disponible en los yacimientos geotérmicos dominados por agua líquida.

Ciclo Kalina

El ciclo Kalina, desarrollado en los años 90', es una variante del ciclo binario. Con la diferencia que se utiliza una mezcla de agua y amoníaco como fluido de trabajo (70% de amoníaco y 30% de agua). Dicho fluido de trabajo se expande en condiciones de super calentamiento, a través de la turbina de alta presión y después es recalentado antes de que entre a la turbina de baja presión. Después de la segunda expansión, el vapor saturado se mueve a través de una caldera regeneradora antes de ser condensado, en un condensador enfriado por agua.



Simplified flow diagram for a Kalina binary geothermal power plant

Figura 3.12: Diagrama de ciclo Kalina. Fuente:

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

3.2.4 SISTEMA DE CICLO COMBINADO

En un sistema de ciclo combinado (ciclo flash + ciclo binario) la energía calorífica del agua líquida que se obtiene a partir de la cámara separadora, o del vapor de salida de la turbina del ciclo flash, se transfiere a otro fluido de un ciclo binario.

A continuación, se explicarán tres combinaciones de ciclos existentes.

Sistema binario de fondo de salmuera BBB (brine bottoming binary)

El sistema BBB es una combinación de un ciclo flash simple, utilizando una turbina con sistema de condensación, y un ciclo binario como unidad de fondo.

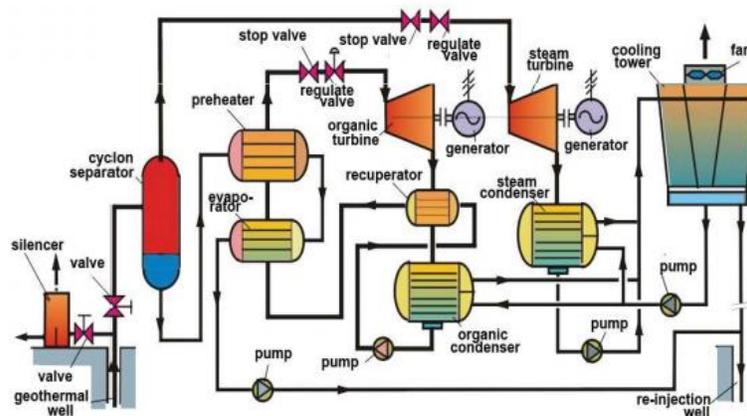


Figura 3.13: Diagrama de ciclo binario. Fuente:

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

El vapor seco de la cámara separadora es dirigido a la correspondiente turbina de vapor. La salida de esta última se dirige a un condensador operando a presión de vacío.

El agua líquida caliente (o salmuera) que se obtiene de la cámara separadora, todavía tiene un buen nivel de entalpía, por lo que, se utiliza para vaporizar el fluido de trabajo de un ciclo binario a través de intercambiadores de calor tubulares, y así producir una salida de potencia adicional.

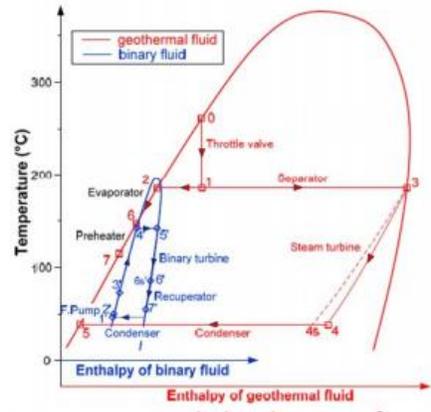


Figura 3.14: Diagrama temperatura – entalpia de ciclo binario. Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

La salida de la turbina del fluido de trabajo del ciclo binario, se condensa utilizando un intercambiador de calor tubular, que puede ser enfriado por aire o por agua. Luego dicho fluido de trabajo liquido se bombea hasta otorgarle una alta presión, y se vuelve a enviar al evaporador para cerrar el ciclo.

Sistema binario de vapor gastado SSBB (Spent steam bottoming)

Un sistema SSBB es una combinación de un ciclo flash simple, utilizando una turbina de contrapresión, y un ciclo binario.

El vapor seco obtenido de la cámara separadora, se dirige a una turbina de vapor de contrapresión. El vapor de salida de dicha turbina es condensado en el evaporador y en el precalentador respectivamente, del ciclo binario. Así, la energía obtenida de la condensación del vapor, se utiliza para vaporizar un fluido de trabajo en un ciclo binario.

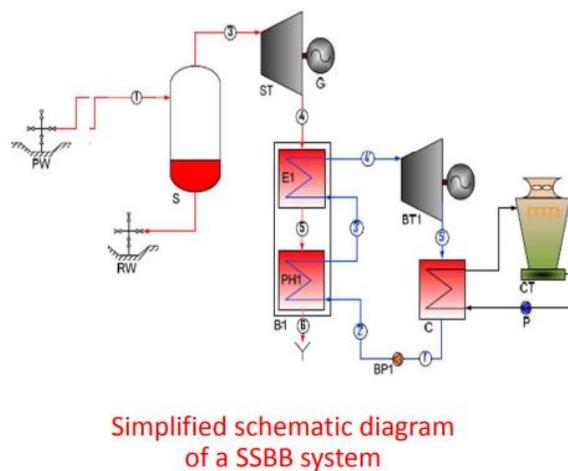


Figura 3.15: Diagrama de ciclo binario SSBB. Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

La potencia neta que puede producir un sistema SSBB se calcula sumando la potencia de cada turbina, es decir, la del ciclo de vapor y la del ciclo binario, y restándose los consumos auxiliares de las bombas del fluido de trabajo del ciclo binario, de las bombas de agua de enfriamiento y de los ventiladores de las torres de enfriamiento.

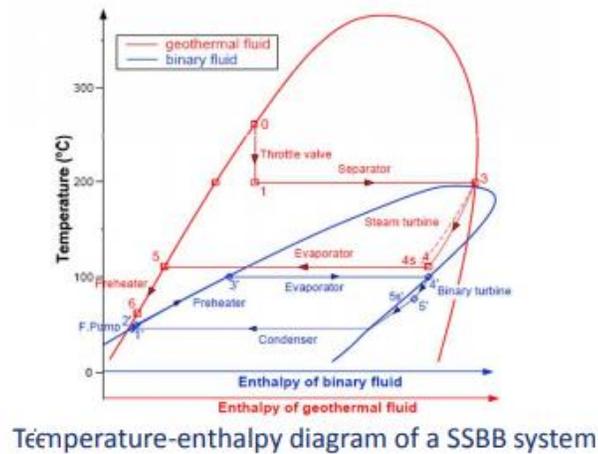


Figura 3.16: *Diagrama temperatura – entalpia de ciclo binario SSBB.* Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

Sistema híbrido

Un sistema híbrido es la combinación de un sistema SSBB y un sistema BBB.

La configuración de la central consiste en un ciclo simple flash de contrapresión, más un ciclo binario utilizando el agua líquida obtenida de la cámara separadora, más un ciclo binario utilizando el vapor de salida de la unidad de contrapresión.

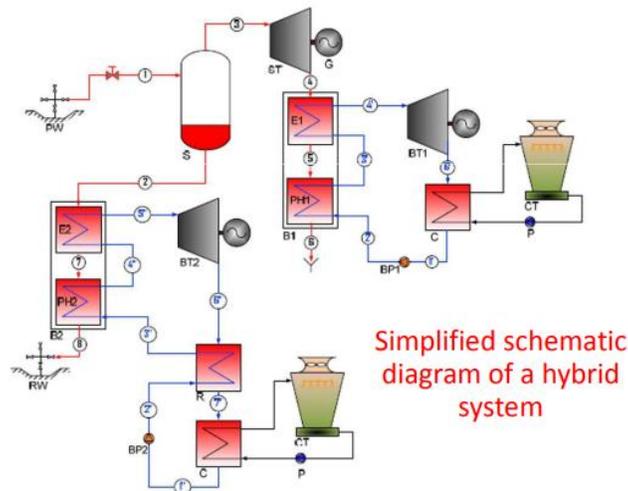


Figura 3.17: *Diagrama de sistema híbrido.* Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

La potencia neta generada de un sistema híbrido, se calcula como la suma de la potencia de cada turbina (de vapor más las dos de ciclos binarios), restándose los consumos auxiliares de todas las bombas y ventiladores de las torres de enfriamiento.

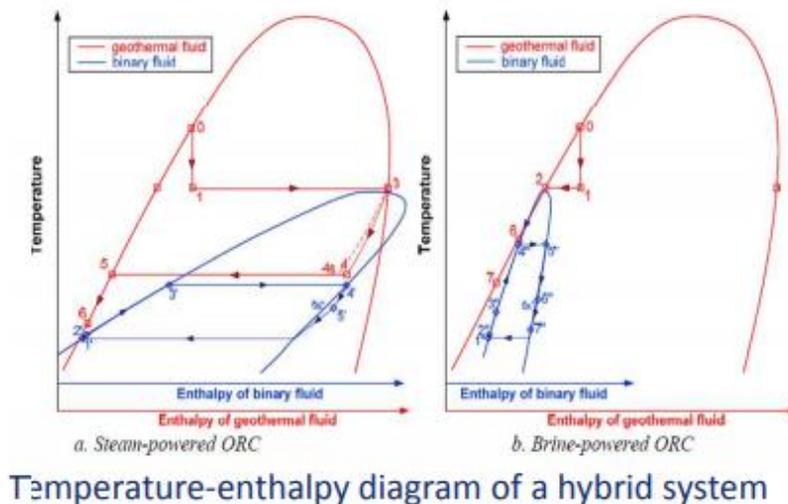


Figura 3.18: Diagrama de temperatura – entalpia de sistema híbrido. Fuente: https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

3.3 Elección del ciclo termodinámico de la central geotérmica

En el presente ítem se realizará la elección del ciclo termodinámico a aplicar, para las condiciones planteadas en los capítulos anteriores, con las correspondientes justificaciones.

Dado a que, en los estudios y perforaciones de prueba, se determinó que el fluido geotérmico tiene características de vapor seco, y condiciones del yacimiento de temperaturas superiores a los 230°C y presiones por encima de las 30 atm, lo que se tiene es que se trata de un reservorio de alta temperatura, o alta entalpía.

Dadas estas buenas características mencionadas, el ciclo termodinámico de potencia elegido es el ciclo de vapor seco. A continuación, se brindarán unas breves justificaciones de por qué se descartan las opciones de los ciclos flash, binario y combinado.

Ciclo flash

Se ha descartado la opción de un ciclo de vapor flash, en cualquiera de las variantes planteadas previamente en el ítem 3.2, ya que este es apropiado en aquellos casos que el fluido geotérmico sea de líquido dominante, es decir, que cuente con un porcentaje considerable de agua líquida que justifique la inversión en una cámara separadora, la cual divide dicha agua del vapor que se traslada a la turbina. Como en el yacimiento estudiado en Copahue se cuenta principalmente con vapor seco, se anula la posibilidad de plantear un ciclo flash.

Ciclo binario

Como así también se ha omitido la opción de plantear un ciclo binario, debido a que este último es apropiado en aquellos casos donde los yacimientos geotérmicos tienden a ser de baja temperatura (o entalpía), por debajo de los 150°C, y por ende el fluido no es el ideal para accionar directamente la turbina, y se utiliza otro tipo de fluido de trabajo de punto de vaporización más bajo.

Ciclo combinado

Cabe destacar que existe la posibilidad de plantear un ciclo combinado, a partir del ciclo de vapor seco, haciendo uso del calor residual que se tiene a la salida de la turbina de vapor, aplicando un ciclo binario en dicha salida. Pero esta opción también se ha descartado dado a la complejidad de este tipo de instalación, teniéndose prácticamente el doble de componentes, y aumentándose significativamente el costo de la central, aunque se tenga una mejora en el rendimiento térmico.

Como se ha mencionado previamente, el ciclo termodinámico de potencia seleccionado es el de vapor seco. Ahora bien, en el ítem previo 3.2, se han mencionado dos variantes de este tipo de central, según si se cuenta o no con un sistema de condensación.

El ciclo de vapor seco sin sistema de condensación, descarga el vapor de salida de la turbina directamente a la atmósfera, con lo que es el ciclo más simple y económico de implementar, pero como contrapartida se tiene que se pierde eficiencia, se genera ruido, y se puede generar contaminación en el medio ambiente, dado a los gases no condensables inherentes que presenta el fluido geotérmico.

Por otro lado, se tiene el ciclo de vapor seco con sistema de condensación, en el cual el vapor de salida de la turbina se dirige a un condensador, en el cual se lo convierte a estado líquido, para así reinyectarlo al reservorio geotérmico, y tender a mantener la presión del mismo. Como desventaja se tiene que este tipo de ciclo es más caro, pero se tiene una mejor eficiencia, y se minimizan los impactos ambientales.

Dadas estas últimas ventajas mencionadas la variante elegida a implementar y estudiar en profundidad en el presente proyecto final, es el ciclo de vapor seco con sistema de condensación. En la Figura 3.19 se puede observar el esquema básico a utilizar.

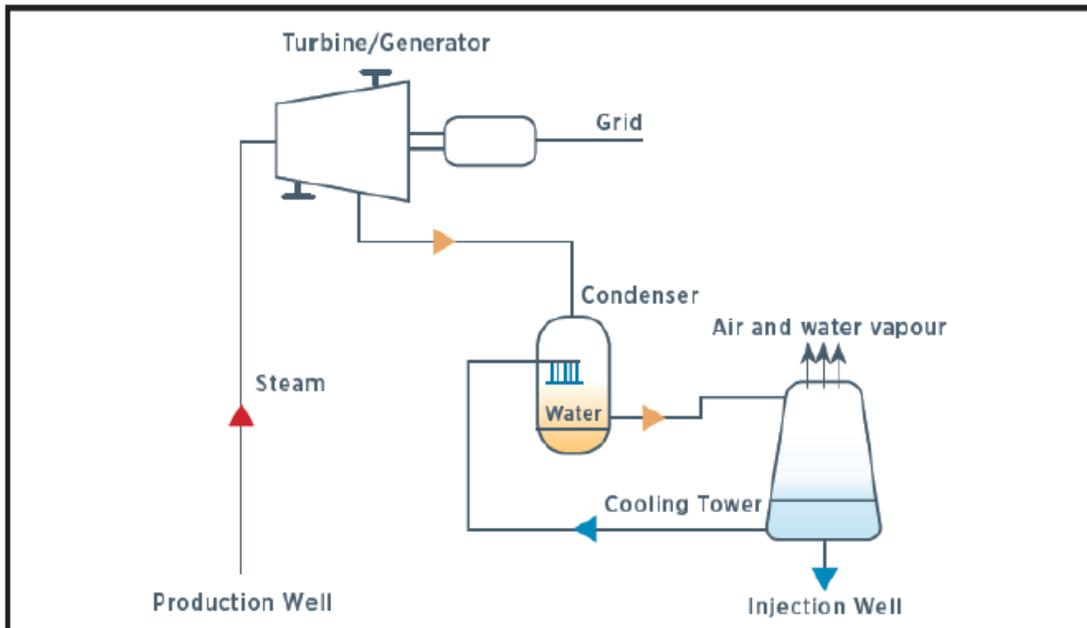


Figura 3.19: Esquema básico de ciclo de vapor seco con sistema de condensación. Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Se puede dividir la planta en dos grandes grupos, por un lado, el ciclo de vapor desde los pozos de producción hasta la salida de la turbina, y, por otro lado, el sistema o ciclo de enfriamiento, el cual incluye esencialmente el condensador, la torre de enfriamiento y los pozos de reinyección.

3.3.1 Determinación de nivel de potencia (MW)

En este apartado, se determinará el nivel de potencia en MW que tendrá la central de generación eléctrica, a partir del yacimiento geotérmico en Copahue.

El factor principal que se tiene en cuenta para la elección de la capacidad de la central, es el potencial de dicho reservorio geotérmico. Cabe destacar que este tipo de centrales inicialmente se proyectan en pasos o incrementos, en el rango de 30 MW a 60 MW, y tras la verificación del correcto funcionamiento de algunos años, se puede plantear la ampliación del proyecto (Fuente: Manual de Geotermia de ESMAP).

Es importante mencionar que la construcción de una central grande, del orden de los cientos de MW, puede conllevar mayores riesgos, como, por ejemplo, que la instalación quede sobredimensionada, o llevar al yacimiento a condiciones de agotamiento o reducción de la presión del fluido, lo que impediría el correcto funcionamiento de la central.

Se tiene el ejemplo de lo ocurrido en el campo The Geysers en California (EE UU), donde en la década del 70, la capacidad instalada de todas las centrales construidas superó los 2000 MW, y una descoordinación en la perforación de los pozos de producción, llevó al yacimiento a condiciones de una

fuerte disminución de la presión. Esto se mitigó aumentando el porcentaje de pozos de reinyección, para lograr estabilizar la presión del reservorio.

También se tiene el antecedente del estudio de la construcción de una central de 30 MW, realizado por JICA (Japan International Cooperation Agency) en el marco de un convenio de cooperación internacional en la década del 90, en el campo geotérmico de Copahue. (Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética).

Teniéndose todos aspectos mencionados como base de decisión, es que se determina que la central de generación eléctrica, a partir de un ciclo de vapor seco con sistema de condensación, será de una potencia de 30 MW.

3.3.2 Cálculo termodinámico de turbina

En el presente ítem se abordarán las relaciones fundamentales de la termodinámica, y se harán los cálculos principales ligados al ciclo de potencia térmico elegido.

En la siguiente fórmula clave se relaciona la potencia mecánica desarrollada por la turbina, con las entalpías de entrada y salida de la misma, y el caudal másico de vapor circulante.

$$P_T = \dot{m} \times (h_1 - h_2)$$

$P_T =$ potencia mecánica desarrollada por la turbina

$\dot{m} =$ caudal másico de vapor

$h_1 =$ entalpía en la entrada de la turbina

$h_2 =$ entalpía en la salida de la turbina

Se han mencionado 4 variables importantes en dicha fórmula, de las cuales es importante establecer cuales consideramos valores conocidos, y cuál sería la incógnita a resolver para avanzar en el desarrollo de este ítem.

Potencia mecánica de turbina

Se asume esta potencia conocida, ya que se tiene la referencia de la potencia planteada para la central geotérmica: 30 MW. Aunque se considera que dicho valor se obtiene a la salida del generador eléctrico. Por lo que es importante considerar las pérdidas que se tienen en cada uno de los componentes principales de la instalación, es decir, pérdidas eléctricas en el generador, pérdidas mecánicas en la turbina, y también las pérdidas por irreversibilidades internas que se tienen en el proceso de expansión en dicha turbina. Esto queda más claro de entender, a partir de la siguiente Figura 3.20:

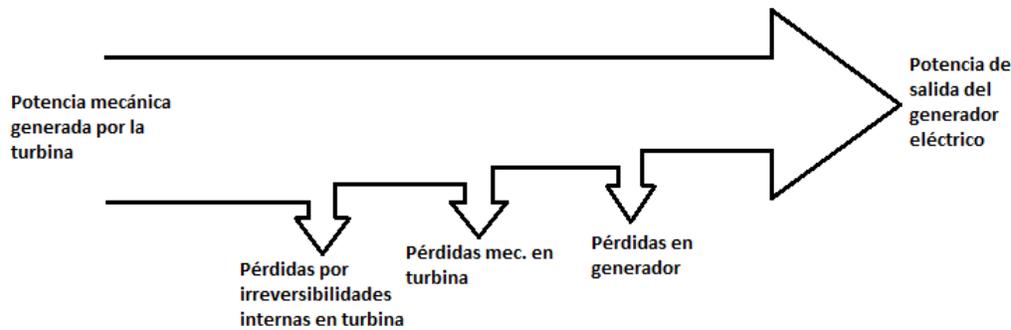


Figura 3.20: Diagrama de potencias que contempla pérdidas.

En el simple esquema presentado se puede observar que la potencia mecánica desarrollada por la turbina, a utilizar para los cálculos, será un porcentaje mayor a los 30 MW de salida del generador. Por lo que, será necesario contar con los factores (rendimientos) que consideren las pérdidas de cada uno de los equipos principales.

Como se ha mencionado, cabe destacar que se tienen dos rendimientos en la turbina. Porque, por un lado, se tienen las pérdidas mecánicas debido principalmente a la fricción por rozamiento entre eje y cojinetes. Y, por otro lado, se cuenta con el rendimiento isoentrópico, que se deriva de una comparación entre la prestación real del dispositivo, y la prestación que podría obtenerse en un proceso ideal adiabático isoentrópico, desarrollado entre el mismo estado inicial y la misma presión final, sin irreversibilidades internas asociadas. Los valores típicos de dicho rendimiento se encuentran en el intervalo de 0,7 a 0,9 (Fundamentos de termodinámica técnica de Moran y Shapiro). Se asumirá el valor de 0,85.

- $\eta_s = \text{rendimiento isoentrópico de turbina} = 0,85$

Este rendimiento será tenido en cuenta posteriormente, para el cálculo de entalpías.

Además, se consideran los siguientes valores típicos de turbina y generador para el cálculo (Universidad de Chile - Facultad de ciencias físicas y matemáticas).

- $\eta_T = \text{rendimiento mecánico de turbina} = 0,97$
- $\eta_G = \text{rendimiento eléctrico de generador} = 0,98$

Por lo que, con estos datos, es posible estimar un valor de potencia mecánica a desarrollar por la turbina (P_T), considerando los correspondientes rendimientos.

$$P_T = \frac{P_G}{\eta_T \times \eta_G}$$

Siendo $P_G = \text{potencia de salida del generador eléctrico}$.

Reemplazando valores.

$$P_T = \frac{30 \text{ MW}}{0,97 \times 0,98}$$

$$\boxed{P_T = 31,56 \text{ MW}}$$

3.3.3 Entalpía en entrada de turbina

Esta variable se considera conocida, ya que se saben los valores de presión y temperatura, a partir de los pozos exploratorios (COP 1, 2, 3 y 4) realizados en Copahue, información mencionada en el Capítulo 2. Para el cálculo termodinámico se consideran los valores promedios de presión y temperatura, teniendo presentes todos los test de producción llevados a cabo.

En cuanto a la temperatura cabe destacar que se considera buena aproximación para el cálculo, que el valor de entrada a la turbina es el mismo valor de temperatura que se tiene en el yacimiento geotérmico, ya que se asume que no hay pérdidas significantes dado a la aislación térmica de las cañerías que se tienen desde el reservorio a los cabezales de pozo, y desde estos a la entrada de la turbina.

Por lo que, como se ha dicho, se consideran los siguientes valores de presión y temperatura, los cuales se asumen como constantes para los cálculos y simulaciones, a partir de obtener el promedio de los valores de los test de producción realizados por Segemar.

$$\bar{P}_1 = \text{presión de entrada de turbina} = 7,43 \text{ bar}$$

$$\bar{T}_1 = \text{temperatura de entrada de turbina} = 231,64 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con estos dos valores considerados, es posible acceder a la tabla termodinámica de propiedades del agua en estado de vapor sobrecalentado, obteniéndose valores de volumen específico (m^3/kg), energía interna (kJ/kg), y fundamentalmente de entalpía (kJ/kg) y entropía ($\text{kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}$) para avanzar con los cálculos. A continuación, se muestran las Tablas 3.1 y 3.2 utilizadas.

T $^\circ\text{C}$	v m^3/kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s $\text{kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}$	v m^3/kg	u kJ/kg	h kJ/kg	s $\text{kJ}/\text{kg}\cdot\text{K}$
$p = 5,0 \text{ bar} = 0,50 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 151,86^\circ\text{C}$)					$p = 7,0 \text{ bar} = 0,70 \text{ MPa}$ ($T_{\text{sat}} = 164,97^\circ\text{C}$)			
Sat.	0,3749	2561,2	2748,7	6,8213	0,2729	2572,5	2763,5	6,7080
180	0,4045	2609,7	2812,0	6,9656	0,2847	2599,8	2799,1	6,7880
200	0,4249	2642,9	2855,4	7,0592	0,2999	2634,8	2844,8	6,8865
240	0,4646	2707,6	2939,9	7,2307	0,3292	2701,8	2932,2	7,0641
280	0,5034	2771,2	3022,9	7,3865	0,3574	2766,9	3017,1	7,2233
320	0,5416	2834,7	3105,6	7,5308	0,3852	2831,3	3100,9	7,3697
360	0,5796	2898,7	3188,4	7,6660	0,4126	2895,8	3184,7	7,5063
400	0,6173	2963,2	3271,9	7,7938	0,4397	2960,9	3268,7	7,6350
440	0,6548	3028,6	3356,0	7,9152	0,4667	3026,6	3353,3	7,7571
500	0,7109	3128,4	3483,9	8,0873	0,5070	3126,8	3481,7	7,9299
600	0,8041	3299,6	3701,7	8,3522	0,5738	3298,5	3700,2	8,1956
700	0,8969	3477,5	3925,9	8,5952	0,6403	3476,6	3924,8	8,4391

Tabla 3.1: Propiedades del agua, vapor sobrecalentado (5 y 7 bar). Fuente: Imagen escaneada de Fundamentos de Termodinámica Técnica de Moran y Shapiro.

$p = 10,0 \text{ bar} = 1,0 \text{ MPa}$ $(T_{\text{sat}} = 179,91^\circ\text{C})$				
Sat.	0,1944	2583,6	2778,1	6,5865
200	0,2060	2621,9	2827,9	6,6940
240	0,2275	2692,9	2920,4	6,8817
280	0,2480	2760,2	3008,2	7,0465
320	0,2678	2826,1	3093,9	7,1962
360	0,2873	2891,6	3178,9	7,3349
400	0,3066	2957,3	3263,9	7,4651
440	0,3257	3023,6	3349,3	7,5883
500	0,3541	3124,4	3478,5	7,7622
540	0,3729	3192,6	3565,6	7,8720
600	0,4011	3296,8	3697,9	8,0290
640	0,4198	3367,4	3787,2	8,1290

Tabla 3.2: *Propiedades del agua, vapor sobrecalentado (10 bar)*. Fuente: Imagen escaneada de *Fundamentos de Termodinámica Técnica de Moran y Shapiro*.

Para obtener los datos necesarios, fue de utilidad realizar varias interpolaciones lineales, donde básicamente se considera la ecuación de la recta para hallar un punto, entre otros dos puntos ya conocidos. Dado a que la presión de entrada es de 7,43 bar, las tablas a utilizar fueron las correspondientes a las dos presiones más cercanas: 7 bar y 10 bar.

El procedimiento básicamente consta en acceder a las tablas con la temperatura conocida ($231,64^\circ\text{C}$), y tomar los valores de entalpía y entropía correspondientes a las dos temperaturas más cercanas (200 y 240°C).

Se realizarán 3 pasos para obtener el resultado final de entalpía h_1 (y entropía s_1) en la entrada de la turbina.

- 1) Interpolación lineal: tabla de 7 bar.

En primer lugar, se obtendrá la entalpía $h_{1(7 \text{ bar})}$ y la entropía $s_{1(7 \text{ bar})}$ para T_1 conocida de $231,64^\circ\text{C}$, a partir de la siguiente ecuación.

$$\frac{240^\circ\text{C} - 200^\circ\text{C}}{240^\circ\text{C} - 231,64^\circ\text{C}} = \frac{h_{(240^\circ\text{C})} - h_{(200^\circ\text{C})}}{h_{(240^\circ\text{C})} - h_{1(7 \text{ bar})}} = \frac{s_{(240^\circ\text{C})} - s_{(200^\circ\text{C})}}{s_{(240^\circ\text{C})} - s_{1(7 \text{ bar})}}$$

Despejando y reemplazando valores (se omiten cálculos intermedios por simplicidad).

$$h_{1(7 \text{ bar})} = 2913,93 \text{ kJ/kg}$$

$$s_{1(7 \text{ bar})} = 7,0270 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \text{K}$$

- 2) Interpolación lineal: tabla de 10 bar.

Ahora se calculará la entalpía $h_{1(10 \text{ bar})}$ y la entropía $s_{1(10 \text{ bar})}$ también para $T_1 = 231,64^\circ\text{C}$.

$$\frac{240\text{ }^{\circ}\text{C} - 200\text{ }^{\circ}\text{C}}{240\text{ }^{\circ}\text{C} - 231,64\text{ }^{\circ}\text{C}} = \frac{h_{(240\text{ }^{\circ}\text{C})} - h_{(200\text{ }^{\circ}\text{C})}}{h_{(240\text{ }^{\circ}\text{C})} - h_{1(10\text{ bar})}} = \frac{s_{(240\text{ }^{\circ}\text{C})} - s_{(200\text{ }^{\circ}\text{C})}}{s_{(240\text{ }^{\circ}\text{C})} - s_{1(10\text{ bar})}}$$

Despejando y reemplazando valores.

$$h_{1(10\text{ bar})} = 2901,07\text{ kJ/kg}$$

$$s_{1(10\text{ bar})} = 6,8425 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * K$$

3) Interpolación lineal final con los datos de 1) y 2)

Dado a que los valores obtenidos hasta ahora en los puntos previos, corresponden a las presiones de 7 bar y 10 bar respectivamente, se realiza una última interpolación lineal para la presión conocida P_1 de 7,43 bar.

$$\frac{10\text{ bar} - 7\text{ bar}}{10\text{ bar} - 7,43\text{ bar}} = \frac{h_{1(10\text{ bar})} - h_{1(7\text{ bar})}}{h_{1(10\text{ bar})} - h_{1(7,43\text{ bar})}} = \frac{s_{1(10\text{ bar})} - s_{1(7\text{ bar})}}{s_{1(10\text{ bar})} - s_{1(7,43\text{ bar})}}$$

Despejando y reemplazando valores.

$$h_{1(7,43\text{ bar})} = \text{entalpía en entrada de turbina} = \boxed{2912,09\text{ kJ/kg}}$$

$$s_{1(7,43\text{ bar})} = \text{entropía en entrada de turbina} = 7,0006 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * K$$

El dato de la entropía es clave para plantear a priori un proceso isoentrópico en la turbina, es decir, un proceso a entropía constante ($s_1 = s_{2s}$) en el que no se desarrollan irreversibilidades internas. Para luego lograr calcular el valor real de entalpía a la salida de la turbina h_2 .

3.3.4 Entalpía en salida de turbina

En este caso, en primera instancia no conocemos el valor de la temperatura y la presión, ya que serán valores claramente diferentes a los planteados en la entrada de la turbina. Pero si es posible establecer algunos parámetros deseados que nos permita obtener el valor de la entalpía a la salida.

Por lo que es necesario definir qué características son requeridas a la salida de la turbina. Y se eligen las dos siguientes:

- Presión de salida
- Título de vapor

La presión a elegir será la más baja posible, para que el trabajo específico desarrollado por la turbina sea el más alto posible, es decir cercana a la presión de vacío, a la cual tiene su funcionamiento el condensador.

Es por esto que los ciclos con sistema de condensación son más eficientes que los ciclos con turbina a contrapresión, ya que en este último caso la presión de salida de la turbina es igual a la presión atmosférica, y por ende el trabajo específico desarrollado es menor.

Teniendo presente esto, la presión de salida que se asume, para posteriormente seleccionar el condensador, como así también para continuar con los cálculos termodinámicos es de 0,1 bar.

En cuanto al título de vapor se define como la cantidad de vapor (en kg) que se tiene en una mezcla bifásica líquido + vapor, es decir, se plantea como el siguiente cociente:

$$\text{título de vapor} = x = \frac{m_{\text{vapor}}}{m_{\text{líquido}} + m_{\text{vapor}}}$$

Brinda la referencia de la calidad del vapor, un título igual a 1 hace alusión a que se cuenta con vapor puro, y un título igual a 0 quiere que decir que es puramente líquido.

Aquí cabe destacar que es necesario tener valores de título de vapor alto a la salida de la turbina, para que el vapor de agua tienda a ser puro, ya que la formación de gotas (líquido) puede erosionar los álabes en las etapas de salida de la turbina, por el impacto que se produce en los mismos.

Es por esto que se consideran aceptables valores de “x” en el intervalo de 0,85 a 0,9 (Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas), aunque vale la pena aclarar que cuanto más cercano a 1 mejor. Con el avance de los cálculos se determinará si la calidad del vapor se encuentra en el mencionado intervalo.

Por lo que, para continuar y hallar el valor de la entalpía a la salida de la turbina, basta con conocer la presión de salida P_2 ya mencionada: 0,1 bar y considerar a priori un proceso isoentrópico en el que $s_1 = s_{2s}$.

Con estos dos valores de P_2 y s_{2s} es posible ingresar a la tabla termodinámica de propiedades de agua saturada (líquido más vapor), y obtener el valor de título de vapor para dicho proceso isoentrópico inicialmente considerado. La Tabla 3.3 se muestra en la siguiente imagen.

Presión bar	Temp. °C	Volumen específico m ³ /kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg · K	
		Líquido sat. $v_f \times 10^3$	Vapor sat. v_g	Líquido sat. u_f	Vapor sat. u_g	Líquido sat. h_f	Vapori- zación h_{fg}	Vapor sat. h_g	Líquido sat. s_f	Vapor sat. s_g
0,04	28,96	1,0040	34,800	121,45	2415,2	121,46	2432,9	2554,4	0,4226	8,4746
0,06	36,16	1,0064	23,739	151,53	2425,0	151,53	2415,9	2567,4	0,5210	8,3304
0,08	41,51	1,0084	18,103	173,87	2432,2	173,88	2403,1	2577,0	0,5926	8,2287
0,10	45,81	1,0102	14,674	191,82	2437,9	191,83	2392,8	2584,7	0,6493	8,1502
0,20	60,06	1,0172	7,649	251,38	2456,7	251,40	2358,3	2609,7	0,8320	7,9085

Tabla 3.3: *Propiedades del agua saturada (líquido + vapor)*. Fuente: Imagen escaneada de *Fundamentos de Termodinámica Técnica de Moran y Shapiro*.

Se procede a hallar el título a partir de la siguiente fórmula.

$$s_{2s} = s_{LIQ} + x_{2s} \times (s_{VAP} - s_{LIQ})$$

Donde:

$$s_{2s} = \text{entropía de salida de turbina para un proceso isoentrópico}$$

$s_{LIQ} = \text{entropía de líquido saturado}$

$x_{2S} = \text{título de vapor de salida de turbina para un proceso isoentrópico}$

$s_{VAP} = \text{entropía de vapor saturado}$

Se accede a tabla con el valor de presión $P_2 = 0,1$ bar, y despejando la fórmula y reemplazando valores, se obtiene:

$$x_{2S} = \frac{s_{2S} - s_{LIQ}}{s_{VAP} - s_{LIQ}}$$

$$x_{2S} = 0,847$$

Este valor de título de vapor, como se puede apreciar, está por debajo del intervalo planteado como aceptable, por lo que no sería viable contar con esta calidad de vapor a la salida de la turbina. Pero como se ha comentado, esto es para un proceso isoentrópico alejado de un proceso real, en el cual se tiende a tener valores de "x" más altos. Esto se podrá descifrar con el avance de los cálculos termodinámicos.

Este valor obtenido de x_{2S} nos permitirá hallar el valor de la entalpía a la salida de la turbina h_{2S} , para el mismo proceso isoentrópico ideal, considerando la siguiente ecuación.

$$h_{2S} = h_{LIQ} + x_{2S} \times (h_{VAP} - h_{LIQ})$$

Reemplazando valores de tabla.

$$h_{2S} = 2219,79 \text{ kJ/kg}$$

Es en esta instancia que será de gran utilidad el rendimiento isoentrópico de la turbina, ya que es a partir de este que se obtendrá el valor real de entalpía de salida de la turbina (h_2) teniéndose en cuenta la fórmula siguiente.

$$\eta_S = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2S}}$$

Despejando (se omiten cálculos intermedios por simplicidad).

$$h_2 = h_1 - \eta_S \times (h_1 - h_{2S})$$

$$\boxed{h_2 = 2323,64 \text{ kJ/kg}}$$

Con este valor obtenido de h_2 , y los ya conocidos h_1 y P_T (potencia de turbina), se puede hallar la incógnita de la fórmula planteada al comienzo del presente desarrollo: el caudal másico de vapor circulante.

Pero antes, se considera importante calcular el título de vapor a la salida de la turbina, para el proceso real de expansión: x_2 , ya que este nos brinda una referencia más clara o real de la calidad del vapor que se tiene, a fin de evitar que los álabes se dañen en demasía. Esto puede ocurrir con títulos por debajo de 0,85.

$$x_2 = \frac{h_2 - h_{LIQ}}{h_{VAP} - h_{LIQ}}$$

$$x_2 = 0,891$$

Este número nos indica una buena calidad del vapor (en comparación con $x_{2S} = 0,847$), ya que se encuentra dentro del aceptable intervalo planteado inicialmente de 0,85 a 0,9, y muy próximo al límite superior de 0,9.

3.3.5 Simulación de expansión en turbina

A partir de la utilización del software "TermoGraf v5.7", fue posible simular los dos procesos planteados en la turbina, es decir el proceso isoentrópico y la expansión real, verificando que los cálculos realizados de forma manual son correctos, con la ventaja de realizarse de una manera mucho más sencilla.

En la Figura 3.21 se puede apreciar un diagrama T-s (temperatura-entropía), en el que se puede observar por un lado dicha evolución isoentrópica, que se representa por una línea vertical (entropía constante), y por el otro se puede apreciar el proceso real, que está esquematizado por una línea que tiende a moverse hacia la derecha, y en el que se nota la generación de entropía ($S_2 > S_1$), como así también la obtención de un título de vapor más alto. Esto se ve más claramente en la ampliación planteada en la Figura 3.22.

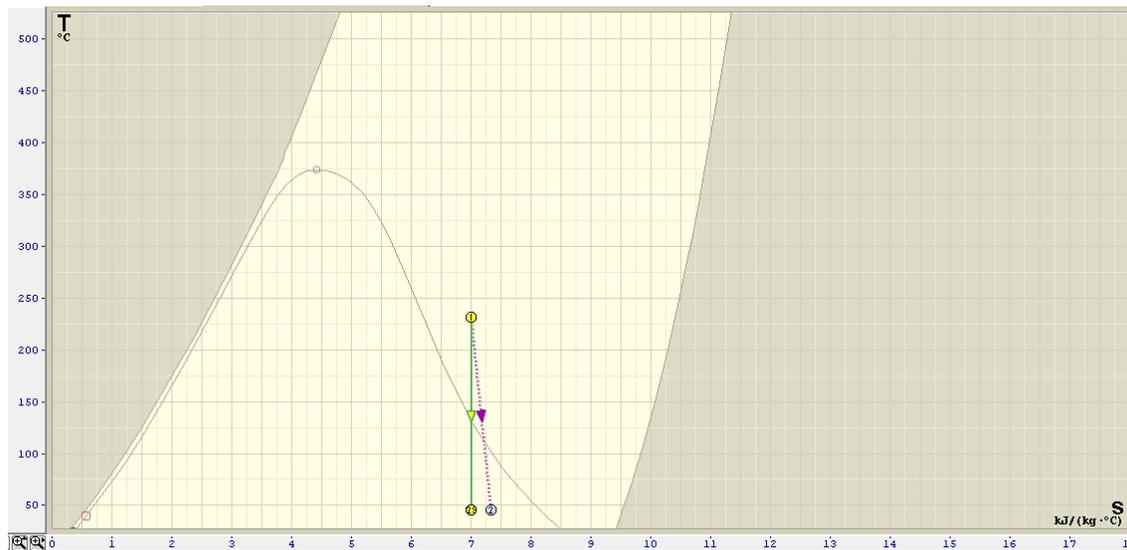


Figura 3.21: Simulación con TermoGraf. Proceso isoentrópico y expansión real de la turbina.



Figura 3.22: Ampliación de la Figura 3.3.3.

3.3.6 Caudal másico de vapor

Por último, dado el análisis de las variables previas, se tiene que la incógnita de la fórmula inicial planteada, es el caudal másico de vapor. Esto tiene su fundamento en que, a partir de los datos conocidos de tamaño de central geotérmica en MW, y las características del vapor en el yacimiento, la incógnita a descifrar es la cantidad de pozos de producción a perforar, que va directamente ligada al caudal de vapor en T/h (toneladas por hora) o kg/s (kilogramos por segundo) que es necesario que circule por la turbina.

$$\dot{m} \text{ (incógnita)} = \frac{P_T}{(h_1 - h_2)}$$

Reemplazando valores.

$$\dot{m} = \frac{31,56 \text{ MW}}{(2912,09 \text{ kJ/kg} - 2323,64 \text{ kJ/kg})}$$

$$\dot{m} = 53,63 \text{ kg/s}$$

$$\boxed{\dot{m} = 193,07 \text{ T/h}}$$

Con este valor se va a poder realizar una mejor estimación de la cantidad de cañerías (o pozos de producción) que serán necesarias, así como también el diámetro de las mismas.

3.3.7 Cálculo termodinámico de condensador

A continuación, se hará un análisis y cálculo de uno de los componentes principales de la instalación: el condensador. Como se ha mencionado previamente, la presión de funcionamiento del mismo es próxima a la de vacío, y es de 0,1 bar.

Para lograr la condensación del vapor de salida de la turbina, es necesario contar con una corriente de fluido refrigerante, que tenga un nivel entálpico considerablemente menor, para que se produzca la

transferencia de calor desde el vapor hacia el líquido frío. Es importante mencionar que, a diferencia de otro tipo de centrales, no se utilizará agua de mar o río, o como podría ser en el caso de Copahue, agua de las lagunas “Las Mellizas”, sino que se dará uso al propio fluido geotérmico como refrigerante, para condensar el vapor. Implementándose una torre de enfriamiento, la cual se analizará en detalle en un próximo ítem.

De esta manera, se minimiza el impacto ambiental, que significaría aumentar la temperatura de las lagunas cercanas.

Dado a que, las dos corrientes ingresantes al condensador, son fluido geotérmico (aunque estén en diferentes estados), se resuelve que el tipo constructivo a implementar es un “condensador de mezcla” o “condensador de contacto directo”, que básicamente es un equipo que funciona a una única presión, con dos entradas y una única salida producto de la mezcla. En la Figura 3.23 se muestra un esquema básico del equipo mencionado, marcándose en rojo las variables más importantes a tener en cuenta en el análisis termodinámico.

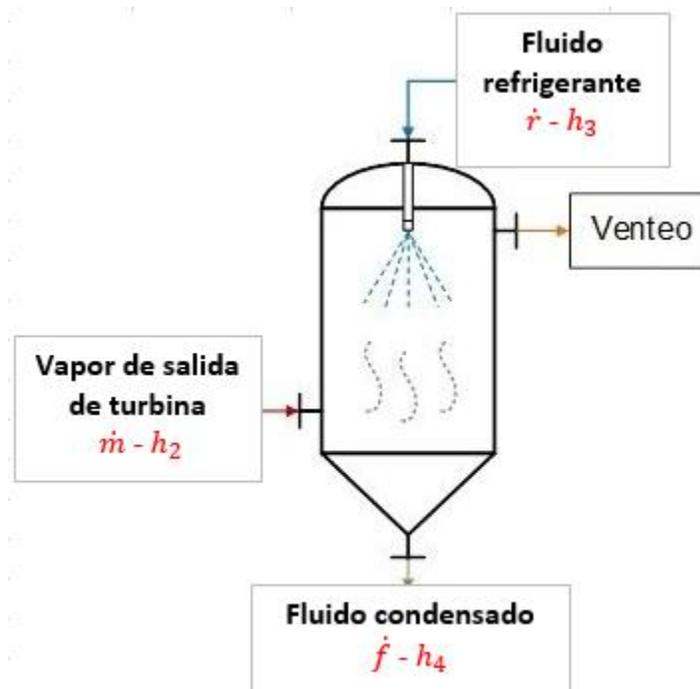


Figura 3.23: Esquema de condensador de contacto directo. Fuente: <https://equirepsa.com/condensadores-de-mezcla/>

La salida mencionada (“fluido condensado” en el esquema) es la que se bombeará hacia la parte más alta de la torre de enfriamiento. La misma se considera como líquido saturado, es decir, sin ninguna fracción de vapor, de manera que la bomba impulse solamente líquido.

De las dos entradas que se tienen en el condensador, se conoce las características de una de ellas, es decir, de la salida de la turbina, pero no se conoce el estado y el caudal del fluido que cumple la función de refrigerante. Por otro lado, también se conoce el estado de la única salida, ya que se mencionó que se asume líquido saturado. Esto se puede ver más claramente a partir del balance de masa y energía, y así saber cuáles son las correspondientes incógnitas, y calcularlas.

3.3.7.1 Balance de masa

$$\dot{m} + \dot{r} = \dot{f}$$

Siendo:

\dot{m} = caudal másico de entrada al condensador (igual al de salida de turbina)

\dot{r} = caudal másico refrigerante

\dot{f} = caudal másico de salida del condensador

3.3.7.2 Balance de energía

$$h_2 \times \dot{m} + h_3 \times \dot{r} = h_4 \times \dot{f}$$

Siendo:

h_2 = entalpía de salida de turbina (dato conocido)

h_3 = entalpía del fluido refrigerante

h_4 = entalpía de salida del condensador

De las 2 ecuaciones presentadas, por el momento solo se conocen \dot{m} y h_2 . Se procederá a calcular el resto de las variables.

La entalpía de salida h_4 se determina a partir de conocer la presión, que es la de funcionamiento del condensador $P = 0,1$ bar, y el título de vapor "x" = 0 (puramente líquido). Con estas dos referencias se ingresa a la Tabla 3.3 de propiedades del agua saturada (líquido + vapor), ya presentada previamente y se obtiene la mencionada entalpía.

$$h_4 = 191,83 \text{ kJ/kg}$$

Por lo que, las incógnitas que se tienen en el planteo de este equipo, son el estado del líquido refrigerante, así como también el caudal másico necesario para lograr la condensación del vapor, dato importante para seleccionar la bomba correspondiente. Se tiene que una incógnita está ligada a la otra.

Considerando que típicamente la diferencia de temperatura entre el agua entrante y la saliente de la torre de enfriamiento está en el orden de los 15 °C, teniendo presente algunos ejemplos de casos reales analizados, se asume la misma para proseguir con los cálculos. Esta nombrada diferencia de temperatura se la conoce en algunos textos con el nombre de intervalo o rango de la torre.

Por ende, conociendo el estado de la salida del condensador (igual a la entrada de la torre), se accede nuevamente a la Tabla 3.3 ya presentada con anterioridad, con los datos de $P = 0,1$ bar y estado saturado.

Se encuentra la temperatura.

$T_4 = 45,81 \text{ }^\circ\text{C} = \text{temperatura de salida del condensador (entrada de torre)}$

$T_3 = \text{temperatura del fluido refrigerante (salida de torre)}$

Con lo que, conociendo la típica diferencia:

$$\Delta T = T_4 - T_3$$

$$T_3 = T_4 - \Delta T = 45,81 - 15 = 30,81 \text{ }^\circ\text{C}$$

A este valor de temperatura se produce la correspondiente reinyección al yacimiento geotérmico, desde la parte más baja de la torre.

Con T_3 y conociendo el estado de líquido saturado, se ingresa a la tabla de temperaturas de propiedades del agua saturada, y se determina el correspondiente valor de la entalpía h_3 , a partir de cálculos de interpolación. A continuación, se muestra la Tabla 3.4 mencionada.

Temp. °C	Presión bar	Volumen específico m ³ /kg		Energía interna kJ/kg		Entalpía kJ/kg			Entropía kJ/kg · K	
		Líquido sat. $v_f \times 10^3$	Vapor sat. v_g	Líquido sat. u_f	Vapor sat. u_g	Líquido sat. h_f	Vaporización h_{fg}	Vapor sat. h_g	Líquido sat. s_f	Vapor sat. s_g
.01	0,00611	1,0002	206,136	0,00	2375,3	0,01	2501,3	2501,4	0,0000	9,1562
4	0,00813	1,0001	157,232	16,77	2380,9	16,78	2491,9	2508,7	0,0610	9,0514
5	0,00872	1,0001	147,120	20,97	2382,3	20,98	2489,6	2510,6	0,0761	9,0257
6	0,00935	1,0001	137,734	25,19	2383,6	25,20	2487,2	2512,4	0,0912	9,0003
8	0,01072	1,0002	120,917	33,59	2386,4	33,60	2482,5	2516,1	0,1212	8,9501
10	0,01228	1,0004	106,379	42,00	2389,2	42,01	2477,7	2519,8	0,1510	8,9008
11	0,01312	1,0004	99,857	46,20	2390,5	46,20	2475,4	2521,6	0,1658	8,8765
12	0,01402	1,0005	93,784	50,41	2391,9	50,41	2473,0	2523,4	0,1806	8,8524
13	0,01497	1,0007	88,124	54,60	2393,3	54,60	2470,7	2525,3	0,1953	8,8285
14	0,01598	1,0008	82,848	58,79	2394,7	58,80	2468,3	2527,1	0,2099	8,8048
15	0,01705	1,0009	77,926	62,99	2396,1	62,99	2465,9	2528,9	0,2245	8,7814
16	0,01818	1,0011	73,333	67,18	2397,4	67,19	2463,6	2530,8	0,2390	8,7582
17	0,01938	1,0012	69,044	71,38	2398,8	71,38	2461,2	2532,6	0,2535	8,7351
18	0,02064	1,0014	65,038	75,57	2400,2	75,58	2458,8	2534,4	0,2679	8,7123
19	0,02198	1,0016	61,293	79,76	2401,6	79,77	2456,5	2536,2	0,2823	8,6897
20	0,02339	1,0018	57,791	83,95	2402,9	83,96	2454,1	2538,1	0,2966	8,6672
21	0,02487	1,0020	54,514	88,14	2404,3	88,14	2451,8	2539,9	0,3109	8,6450
22	0,02645	1,0022	51,447	92,32	2405,7	92,33	2449,4	2541,7	0,3251	8,6229
23	0,02810	1,0024	48,574	96,51	2407,0	96,52	2447,0	2543,5	0,3393	8,6011
24	0,02985	1,0027	45,883	100,70	2408,4	100,70	2444,7	2545,4	0,3534	8,5794
25	0,03169	1,0029	43,360	104,88	2409,8	104,89	2442,3	2547,2	0,3674	8,5580
26	0,03363	1,0032	40,994	109,06	2411,1	109,07	2439,9	2549,0	0,3814	8,5367
27	0,03567	1,0035	38,774	113,25	2412,5	113,25	2437,6	2550,8	0,3954	8,5156
28	0,03782	1,0037	36,690	117,42	2413,9	117,43	2435,2	2552,6	0,4093	8,4946
29	0,04008	1,0040	34,733	121,60	2415,2	121,61	2432,8	2554,5	0,4231	8,4739
30	0,04246	1,0043	32,894	125,78	2416,6	125,79	2430,5	2556,3	0,4369	8,4533
31	0,04496	1,0046	31,165	129,96	2418,0	129,97	2428,1	2558,1	0,4507	8,4329
32	0,04759	1,0050	29,540	134,14	2419,3	134,15	2425,7	2559,9	0,4644	8,4127
33	0,05034	1,0053	28,011	138,32	2420,7	138,33	2423,4	2561,7	0,4781	8,3927
34	0,05324	1,0056	26,571	142,50	2422,0	142,50	2421,0	2563,5	0,4917	8,3728
35	0,05628	1,0060	25,216	146,67	2423,4	146,68	2418,6	2565,3	0,5053	8,3531
36	0,05947	1,0063	23,940	150,85	2424,7	150,86	2416,2	2567,1	0,5188	8,3336
38	0,06632	1,0071	21,602	159,20	2427,4	159,21	2411,5	2570,7	0,5458	8,2950
40	0,07384	1,0078	19,523	167,56	2430,1	167,57	2406,7	2574,3	0,5725	8,2570
45	0,09593	1,0099	15,258	188,44	2436,8	188,45	2394,8	2583,2	0,6387	8,1648

Tabla 3.4: Propiedades del agua saturada (líquido + vapor): Tabla de temperaturas. Fuente: Imagen escaneada de Fundamentos de Termodinámica Técnica de Moran y Shapiro.

$$h_3 = 129,18 \text{ kJ/kg}$$

Finalmente, despejando la fórmula del balance de energía, y combinándola con la ecuación de balance másico, es posible calcular el caudal de fluido refrigerante a partir de la siguiente expresión. Por simplicidad se omiten todos los pasos intermedios realizados para obtenerla.

$$\dot{r} = \dot{m} \times \frac{h_2 - h_4}{h_4 - h_3}$$

Reemplazando los valores obtenidos.

$$\dot{r} = 53,63 \text{ kg/s} \times \frac{2323,64 \text{ kJ/kg} - 191,83 \text{ kJ/kg}}{191,83 \text{ kJ/kg} - 129,18 \text{ kJ/kg}}$$

$$\dot{r} = 1824,88 \text{ kg/s} = \boxed{6569,6 \text{ T/h}}$$

Este gran caudal de fluido refrigerante es el necesario para llevar al vapor de salida de la turbina a condiciones de líquido (o condensación).

Se calcula el caudal de salida \dot{f} :

$$\dot{f} = \dot{m} + \dot{r} = 53,63 \text{ kg/s} + 1824,88 \text{ kg/s}$$

$$\dot{f} = 1878,51 \text{ kg/s} = \boxed{6762,6 \text{ T/h}}$$

Tanto \dot{r} como \dot{f} serán parámetros importantes para seleccionar las bombas acordes que trasladarán el fluido desde el condensador de contactor directo hasta la torre de enfriamiento y viceversa.

Con este análisis realizado del condensador, quedan definidas cuatro variables importantes para un posterior estudio de la mencionada torre de enfriamiento: el caudal másico de entrada y salida de la misma, como así también las entalpías o estados de entrada y salida.

En la siguiente Figura 3.24 obtenida a partir del software "TermoGraf v5.7" se pueden ver los principales estados tenidos en cuenta hasta el momento, y los procesos que los unen: la expansión en turbina y condensación.

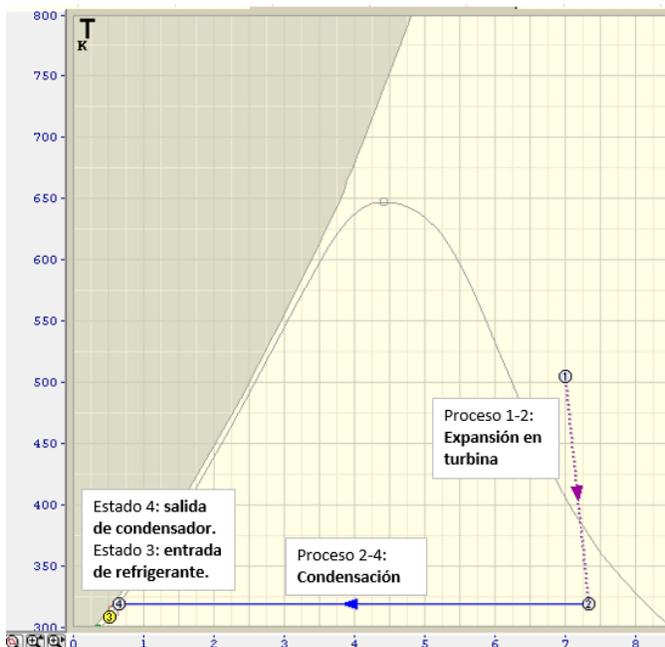


Figura 3.24: Expansión en turbina y proceso de condensación. Simulación con Termograf.

3.3.8 Cálculo termodinámico de torre de enfriamiento

Como primer comentario se tiene que el tipo de torre de enfriamiento a implementar en la instalación, será de tiro inducido.

El agua proveniente desde el condensador a través de bombeo, se pulveriza en forma de lluvia de gotas en la zona superior de la torre, las cuales se depositan en un entramado o relleno, en donde tiene lugar la transferencia de calor entre el agua (a mayor temperatura) y el aire (a menor temperatura), el cual fluye en sentido contrario. Este mencionado relleno tiene la finalidad de aumentar la superficie y el tiempo de contacto entre el agua y el aire, fomentando la eficiencia de enfriado. Está formado por un conjunto de finas láminas de PVC colocadas de manera específica.

Dicho aire tiene su ingreso desde la zona inferior de la torre, a través de unas aberturas que se encuentran por encima del depósito de agua refrigerada, debido a la impulsión que se tiene gracias al ventilador ubicado en la parte más alta de la torre.

El agua refrigerada resultante se envía hacia el condensador, para que entre en contacto directo con el vapor de salida de la turbina. Estos párrafos iniciales se pueden comprender mejor con la ayuda de la Figura 3.25 presentada posteriormente.

El análisis de este importante equipo es a priori de mayor complejidad que los anteriores, ya que además de contar con el fluido geotérmico (agua), también se tiene el aire de enfriamiento, el cual está compuesto principalmente de aire seco y vapor de agua.

Es menester mencionar que desde la torre se tienen las correspondientes reinyecciones al reservorio, con el objetivo de preservar al mismo y tender a mantener la presión y no agotarlo.

A continuación, se hará el análisis termodinámico considerando todas la entradas y salidas que se tienen en el volumen de control. Para ello se plantearán 3 balances: de aire seco, de agua y de energía.

3.3.8.1 Balance de aire seco

Este es el más sencillo de todos, ya que el caudal de aire seco que ingresa a la torre de enfriamiento, debe ser el mismo que sale de la misma. El mayor nivel de humedad que se espera en el aire de salida, se tendrá en cuenta directamente en el balance de agua. Por lo que:

$$\dot{m}_{a1} = \dot{m}_{a2} = \dot{m}_a = \text{caudal másico de aire seco}$$

En primera instancia, esta es la incógnita fundamental a hallar en el presente análisis de la torre, ya que será de utilidad para seleccionar los ventiladores según su correspondiente potencia.

3.3.8.2 Balance de agua

En cuanto a los caudales másicos de agua, se distinguen los ingresos de los egresos de la torre. Con respecto a los ingresos se cuenta con el caudal que proviene del condensador, y el vapor que contiene el aire húmedo de entrada. Por otro lado, los egresos son las correspondientes reinyecciones al yacimiento

geotérmico, el vapor de agua que se tiene junto al aire húmedo de salida, y el caudal que inicia su recorrido hacia el condensador.

Todo esto es más fácil de apreciar a partir de la Figura 3.25 en donde se pueden ver todas entradas y salidas de aire y agua mencionadas. Se distinguen en rojo las principales variables a analizar.

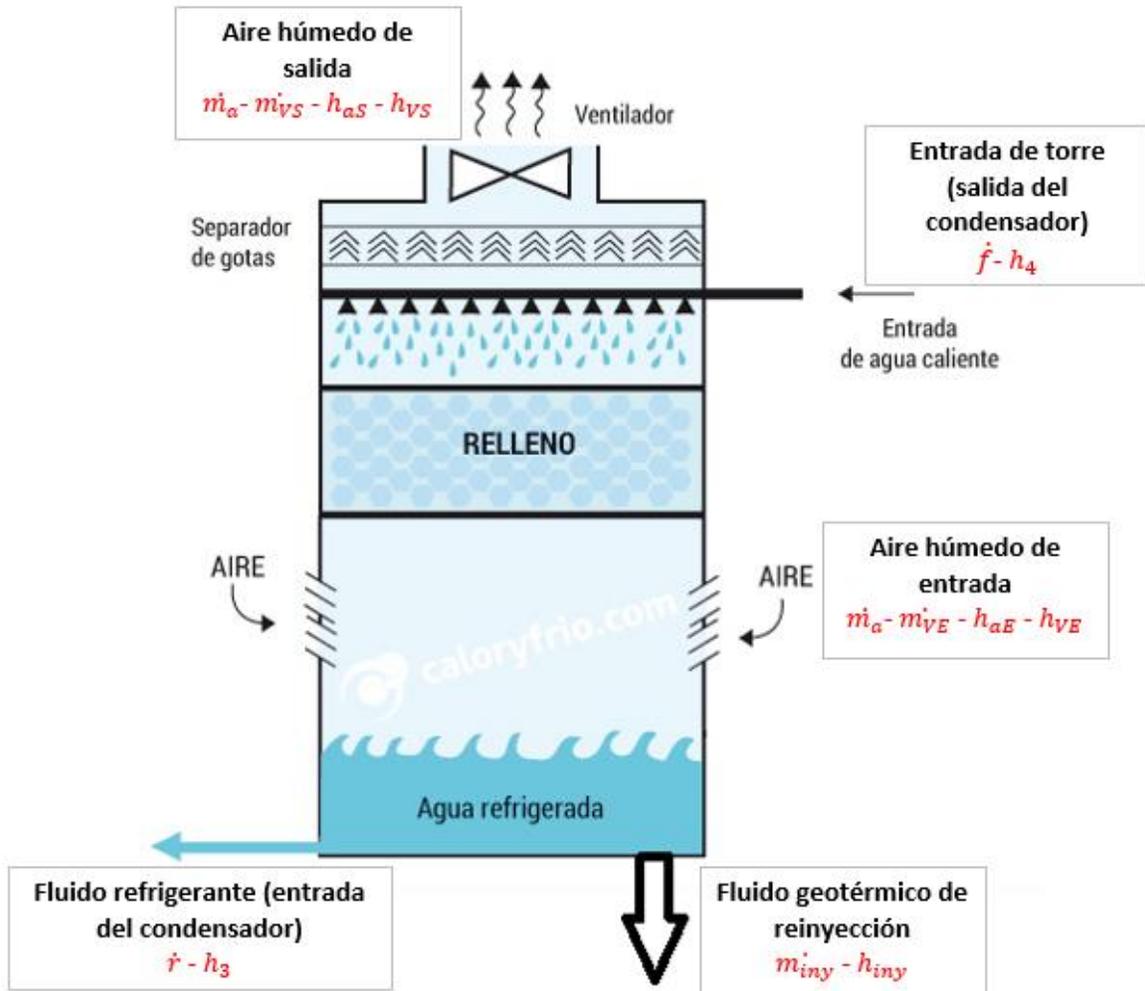


Figura 3.25. Esquema de entradas y salidas de torre de enfriamiento.

La ecuación correspondiente al balance de agua es la siguiente. Donde \dot{f} y \dot{r} son las mismas variables analizadas para el caso del condensador de contacto directo.

$$\dot{f} + \dot{m}_{VE} = \dot{r} + \dot{m}_{VS} + \dot{m}_{iny}$$

\dot{m}_{VE} = caudal de vapor de agua que contiene el aire de entrada

\dot{m}_{VS} = caudal de vapor de agua que contiene el aire de salida

\dot{m}_{iny} = caudal de reinyección al yacimiento geotérmico

3.3.8.3 Balance de energía

Para este desarrollo se tendrán presentes todas entalpías como así también todos los caudales máxicos (aire y agua) que entran en juego en la torre de enfriamiento. Cabe señalar que, en cuanto a la entalpía del aire húmedo, se tiene en cuenta como la suma de dos términos, el caudal de aire seco, por un lado, y el de vapor de agua por el otro; en cada caso multiplicado por su correspondiente entalpía. El balance queda como se puede observar a continuación.

$$\dot{f} \times h_4 + \dot{m}_a \times h_{aE} + \dot{m}_{VE} \times h_{VE} = \dot{r} \times h_3 + \dot{m}_a \times h_{aS} + \dot{m}_{VS} \times h_{VS} + \dot{m}_{iny} \times h_{iny}$$

Varias de estas variables ya fueron explicadas previamente. Se mencionan las nuevas:

$$h_{aE} = \text{entalpía del aire seco de entrada}$$

$$h_{VE} = \text{entalpía de vapor de agua del aire de entrada}$$

$$h_{aS} = \text{entalpía del aire seco de salida}$$

$$h_{VS} = \text{entalpía de vapor de agua del aire de salida}$$

$$h_{iny} = \text{entalpía del agua de reinyección}$$

Como se ha mencionado con anterioridad, la principal incógnita a hallar es el caudal máxico de aire seco. Para esto, se tendrán que calcular varias de las variables presentes en la fórmula del balance de energía.

3.3.8.4 Aire húmedo de entrada

Se comenzará con las variables relacionadas al aire húmedo de entrada: h_{aE} , h_{VE} y \dot{m}_{VE} . Para encontrar el valor de las mismas, es necesario conocer las propiedades del aire en la entrada de la torre, es decir, la temperatura y la humedad en Copahue, Neuquén, en donde se instalará la central geotérmica. Se asume la presión atmosférica igual a 1 atm.

En las Figuras 3.26 y 3.27 se pueden distinguir la temperatura y humedad promedio de la provincia de Neuquén, para cada uno de los meses del año. Es importante mencionar que idealmente el aire de ingreso a utilizar en la torre de enfriamiento, debe ser lo más frío posible, para lograr una buena transferencia de energía desde el agua "caliente" que proviene del condensador hacia dicho aire, como así también debe tener la menor humedad (vapor de agua) posible, para justamente poder absorber una considerable cantidad de vapor, en su paso por la torre.

Temperatura media Neuquén, Argentina

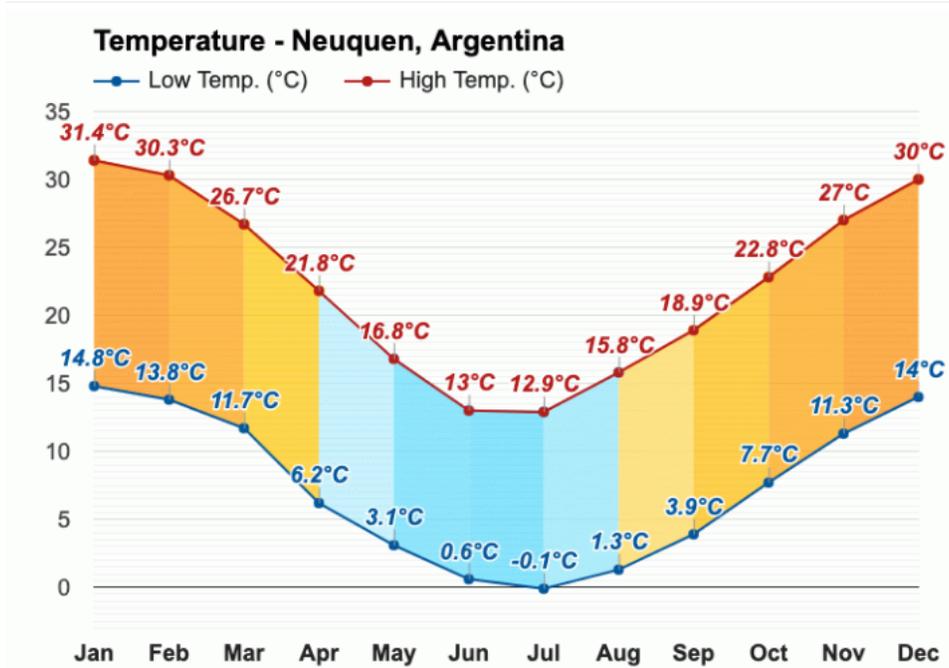


Figura 3.26: Temperatura media en Neuquén. Fuente: <https://www.weather-atlas.com/es/argentina/neuquen-clima>

Humedad media Neuquén, Argentina

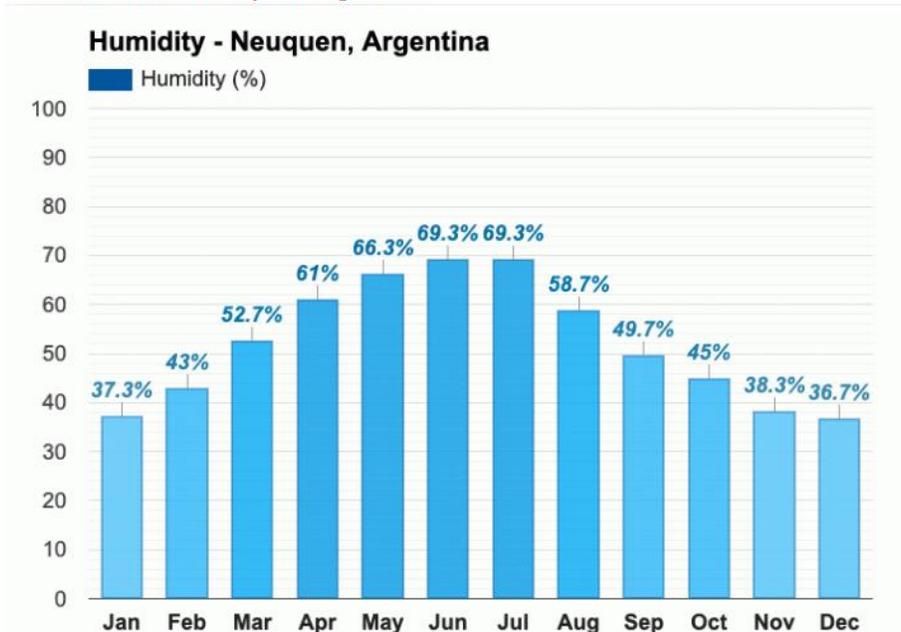


Figura 3.27: Humedad media en Neuquén. Fuente: <https://www.weather-atlas.com/es/argentina/neuquen-clima>

Observándose las figuras mencionadas, se puede notar que las buenas condiciones deseables de temperatura y humedad no se dan en conjunto al mismo tiempo. Es decir, en invierno se tienen temperaturas muy bajas (mínimas de 0 °C y máximas de 13 °C), pero se cuenta con las humedades más altas del año (aproximadamente 69 %).

Por otro lado, en cuanto al verano se da la situación contraria, con valores bajos de humedad de aproximadamente 37 %, pero se tienen temperaturas altas: máximas de unos 30 °C y mínimas de unos 14 °C.

Es por esto que para los cálculos se asumirá como buena aproximación una situación intermedia, con la que se cuenta en los periodos de otoño y primavera, más específicamente en los meses de marzo, abril, septiembre y octubre. A partir de realizar el promedio de los datos de los meses mencionados, se obtienen los valores a utilizar en los cálculos termodinámicos.

- Temperatura máxima: 22,6 °C
- Temperatura mínima: 7,4 °C
- Humedad: 52,1 %

Siendo conservador, es correcto emplear en los cálculos el valor de la temperatura máxima.

Es posible hallar la entalpía del aire seco de entrada h_{aE} , ingresando a la Tabla 3.5 de propiedades de gas ideal para el aire, con $T = 22,6$ °C (300,6 K) resolviendo mediante interpolación.

T(K), h y u (kJ/kg), s° (kJ/kg · K)											
T	h	u	s°	cuando $\Delta s = 0^1$		T	h	u	s°	cuando $\Delta s = 0$	
				p°	v°					p°	v°
200	199,97	142,56	1,29559	0,3363	1707,	450	451,80	322,62	2,11161	5,775	223,6
210	209,97	149,69	1,34444	0,3987	1512,	460	462,02	329,97	2,13407	6,245	211,4
220	219,97	156,82	1,39105	0,4690	1346,	470	472,24	337,32	2,15604	6,742	200,1
230	230,02	164,00	1,43557	0,5477	1205,	480	482,49	344,70	2,17760	7,268	189,5
240	240,02	171,13	1,47824	0,6355	1084,	490	492,74	352,08	2,19876	7,824	179,7
250	250,05	178,28	1,51917	0,7329	979,	500	503,02	359,49	2,21952	8,411	170,6
260	260,09	185,45	1,55848	0,8405	887,8	510	513,32	366,92	2,23993	9,031	162,1
270	270,11	192,60	1,59634	0,9590	808,0	520	523,63	374,36	2,25997	9,684	154,1
280	280,13	199,75	1,63279	1,0889	738,0	530	533,98	381,84	2,27967	10,37	146,7
285	285,14	203,33	1,65055	1,1584	706,1	540	544,35	389,34	2,29906	11,10	139,7
290	290,16	206,91	1,66802	1,2311	676,1	550	554,74	396,86	2,31809	11,86	133,1
295	295,17	210,49	1,68515	1,3068	647,9	560	565,17	404,42	2,33685	12,66	127,0
300	300,19	214,07	1,70203	1,3860	621,2	570	575,59	411,97	2,35531	13,50	121,2
305	305,22	217,67	1,71865	1,4686	596,0	580	586,04	419,55	2,37348	14,38	115,7
310	310,24	221,25	1,73498	1,5546	572,3	590	596,52	427,15	2,39140	15,31	110,6
315	315,27	224,85	1,75106	1,6442	549,8	600	607,02	434,78	2,40902	16,28	105,8
320	320,29	228,42	1,76690	1,7375	528,6	610	617,53	442,42	2,42644	17,30	101,2
325	325,31	232,02	1,78249	1,8345	508,4	620	628,07	450,09	2,44356	18,36	96,92
330	330,34	235,61	1,79783	1,9352	489,4	630	638,63	457,78	2,46048	19,44	92,84
340	340,42	242,82	1,82790	2,149	454,1	640	649,22	465,50	2,47716	20,64	88,99
350	350,49	250,02	1,85708	2,379	422,2	650	659,84	473,25	2,49364	21,86	85,34
360	360,58	257,24	1,88543	2,626	393,4	660	670,47	481,01	2,50985	23,13	81,89
370	370,67	264,46	1,91313	2,892	367,2	670	681,14	488,81	2,52589	24,46	78,61
380	380,77	271,69	1,94001	3,176	343,4	680	691,82	496,62	2,54175	25,85	75,50
390	390,88	278,93	1,96633	3,481	321,5	690	702,52	504,45	2,55731	27,29	72,56
400	400,98	286,16	1,99194	3,806	301,6	700	713,27	512,33	2,57277	28,80	69,76
410	411,12	293,43	2,01699	4,153	283,3	710	724,04	520,23	2,58810	30,38	67,07
420	421,26	300,69	2,04142	4,522	266,6	720	734,82	528,14	2,60319	32,02	64,53
430	431,43	307,99	2,06533	4,915	251,1	730	745,62	536,07	2,61803	33,72	62,13
440	441,61	315,30	2,08870	5,332	236,8	740	756,44	544,02	2,63280	35,50	59,82

Tabla 3.5. Propiedades de gas ideal para el aire. Fuente: Imagen escaneada de Fundamentos de Termodinámica Técnica de Moran y Shapiro.

$$h_{aE} = 300,8 \text{ kJ/kg}$$

Como así también determinar la entalpía del vapor de agua de entrada h_{VE} a través de la Tabla 3.4 presentada anteriormente, ingresando con $T = 22,6 \text{ }^\circ\text{C}$ y asumiendo vapor saturado. Luego de interpolar:

$$h_{VE} = 2542,8 \text{ kJ/kg}$$

Como último paso, de las variables mencionadas con respecto al aire húmedo de entrada, tenemos el caudal másico de vapor de agua \dot{m}_{VE} , el cual se calcula con la siguiente fórmula.

$$\dot{m}_{VE} = \omega_E \times \dot{m}_a$$

$$\omega_E = \text{humedad específica de entrada}$$

Es conveniente distinguir la humedad específica (o absoluta en algunos textos) de la humedad relativa. La específica se define como la relación entre la masa de vapor de agua m_v y la masa de aire seco m_a , en una mezcla de aire húmedo.

$$\omega = \frac{m_v}{m_a} \left(\frac{\text{kg agua}}{\text{kg aire seco}} \right)$$

Mientras que la humedad relativa ϕ es el cociente entre la masa de vapor de agua existente en el aire húmedo a una cierta temperatura, y la masa de vapor de agua que se tendría si el aire estuviese saturado.

$$\phi = \frac{m_v}{m_{V \text{ SAT}}} = \frac{P_v}{P_{V \text{ SAT}}}$$

$$P_v = \text{presión parcial de vapor}$$

Es factible relacionar ambos tipos de humedad a partir de la siguiente ecuación (Fundamentos de Termodinámica Técnica de Moran y Shapiro).

$$\omega = 0,622 \times \frac{P_v}{P - P_v}$$

Combinándola con la anterior.

$$\omega = 0,622 \times \frac{\phi \times P_{V \text{ SAT}}}{P - \phi \times P_{V \text{ SAT}}}$$

De la Tabla 3.4 de propiedades del agua saturada (líquido + vapor), ingresando con $T = 22,6 \text{ }^\circ\text{C}$ e interpolando:

$$P_{V \text{ SAT } E} = 0,02711 \text{ bar}$$

Reemplazando valores para el caso de la humedad de entrada.

$$\omega_E = 0,622 \times \frac{0,521 \times 0,02711}{1,01325 - 0,521 \times 0,02711} = 0,008793$$

Con lo que, la fórmula previamente planteada que relaciona el caudal de vapor de agua con el de aire seco resulta:

$$\dot{m}_{vE} = 0,008793 \times \dot{m}_a$$

Se puede notar que el vapor es minoritario en comparación al aire seco, lo cual es lógico. Luego se reemplazará esta última ecuación en la de balance de energía, con la idea de que la última incógnita a calcular sea la del caudal másico de aire seco.

3.3.8.5 Aire húmedo de salida

En cuanto a las variables relacionadas a la salida del aire húmedo de la torre de enfriamiento, en similitud al caso de entrada, tenemos la entalpía de aire seco h_{aS} , el caudal de vapor \dot{m}_{vS} y la entalpía del vapor h_{vS} . En este caso no nos sirve el historial de temperatura y humedad de Neuquén previamente presentado, ya que este aire de salida se ve afectado en sus propiedades dado a su recorrido por la torre. Por lo que, se asumirán los siguientes valores típicos: un ΔT (o variación de T) = 15 °C y una humedad relativa de salida $\phi_S = 90 \%$.

- Temperatura de aire de salida = Temperatura de aire de entrada + ΔT
- Temperatura de aire de salida = 22,6 + 15 = 37,6 °C

Para hallar las entalpías mencionadas se procede de manera análoga al caso del ítem previo "Aire húmedo de entrada", y utilizando las Tablas 3.4 y 3.5 se calcula interpolando:

$$h_{aS} = 315,6 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{vS} = 2569,9 \text{ kJ/kg}$$

De igual manera con \dot{m}_{vS} se tiene:

$$\dot{m}_{vS} = \omega_S \times \dot{m}_a$$

$$\omega_S = \text{humedad específica de salida}$$

Realizando los mismos procedimientos de cálculo.

$$\omega_S = 0,622 \times \frac{\phi_S \times P_{V \text{ SAT } S}}{P - \phi_S \times P_{V \text{ SAT } S}}$$

$$\omega_S = 0,622 \times \frac{0,9 \times 0,06495}{1,01325 - 0,9 \times 0,06495} = 0,03808$$

Por lo que, finalmente:

$$\dot{m}_{vS} = 0,03808 \times \dot{m}_a$$

El caudal másico de vapor de salida queda en función del caudal másico de aire seco. Esta ecuación también será reemplazada en la general de balance de energía.

3.3.8.6 Caudal de reinyección al yacimiento geotérmico

Se procede a despejar el caudal de reinyección en la fórmula de balance de masa de agua de la torre, resultando:

$$\dot{m}_{iny} = \dot{f} + \dot{m}_{VE} - (\dot{r} + \dot{m}_{VS})$$

$$\dot{m}_{iny} = \dot{f} + \omega_E \dot{m}_a - (\dot{r} + \omega_S \dot{m}_a)$$

Reagrupando y reemplazando valores.

$$\dot{m}_{iny} = \dot{f} - \dot{r} + (\omega_E - \omega_S) \times \dot{m}_a$$

$$\dot{m}_{iny} = 6762,6 - 6569,6 + (0,008793 - 0,03808) \times \dot{m}_a$$

$$\dot{m}_{iny} = 193 - 0,02929 \times \dot{m}_a \text{ (T/h)}$$

Como se ha comentado en reiteradas veces, esta ecuación también está en función de \dot{m}_a , la incógnita principal a encontrar su valor.

En cuanto a la entalpía de la reinyección h_{iny} se tiene que es la misma que la de salida de la torre, o entrada de refrigerante al condensador, ya que se trata del mismo estado de fluido geotérmico.

$$h_{iny} = h_3$$

3.3.8.7 Caudal másico de aire seco

Finalmente es viable volver a la fórmula planteada del balance de energía, y hacer los sucesivos reemplazos de todas las ecuaciones presentadas previamente, y tras el correspondiente cálculo hallar \dot{m}_a .

$$\dot{f} \times h_4 + \dot{m}_a \times h_{aE} + \dot{m}_{VE} \times h_{VE} = \dot{r} \times h_3 + \dot{m}_a \times h_{aS} + \dot{m}_{VS} \times h_{VS} + \dot{m}_{iny} \times h_{iny}$$

$$\begin{aligned} \dot{f} \times h_4 + \dot{m}_a \times h_{aE} + \dot{m}_a \times \omega_E \times h_{VE} \\ = \dot{r} \times h_3 + \dot{m}_a \times h_{aS} + \dot{m}_a \times \omega_S \times h_{VS} + [\dot{f} - \dot{r} + (\omega_E - \omega_S) \times \dot{m}_a] \times h_{iny} \end{aligned}$$

Tras un laborioso despeje de términos (se omiten por simplicidad), se consigue:

$$\dot{m}_a = \dot{f} \times \frac{h_3 - h_4}{h_{aE} - h_{aS} + \omega_E \times (h_{VE} - h_3) + \omega_S \times (h_3 - h_{VS})}$$

Reemplazando los datos obtenidos.

$$\dot{m}_a = 6762,6 \times \frac{129,18 - 191,83}{300,8 - 315,6 + 0,008793 \times (2542,8 - 129,18) + 0,03808 \times (129,18 - 2569,9)}$$

$$\boxed{\dot{m}_a = 4896,9 \text{ T/h}}$$

Como se puede ver, el caudal de masa de aire seco \dot{m}_a se encuentra en el mismo orden de toneladas por hora (o kg/s), que el caudal de agua de salida del condensador \dot{f} (o entrada a la torre). Lo cual es normal según ejemplos que se han analizado.

En última instancia se retoman los ítems 3.3.8.4, 3.3.8.5 y 3.3.8.6 para determinar los caudales máxicos correspondientes, y de esta manera verificar el balance de masa.

Caudal de reinyección al reservorio.

$$\dot{m}_{iny} = 193 T/h - 0,02929 \times 4896,9 T/h$$

$$\boxed{\dot{m}_{iny} = 49,6 T/h}$$

Caudal de vapor del aire húmedo de entrada.

$$\dot{m}_{VE} = 0,008793 \times \dot{m}_a$$

$$\dot{m}_{VE} = 0,008793 \times 4896,9 T/h$$

$$\boxed{\dot{m}_{VE} = 43,06 T/h}$$

Caudal de vapor del aire húmedo de salida.

$$\dot{m}_{VS} = 0,03808 \times \dot{m}_a$$

$$\dot{m}_{VS} = 0,03808 \times 4896,9 T/h$$

$$\boxed{\dot{m}_{VS} = 186,47 T/h}$$

En la siguiente Tabla 3.6 se muestra a modo de resumen, los principales resultados obtenidos a partir del cálculo termodinámico.

Sustancia	Agua (Vapor o Líquido)				Aire Seco		
	Turbina		Condensador		Torre de Enfriamiento		
Equipo	Entrada	Salida (Ent. Cond.)	Entrada (Sal. Torre)	Salida (Ent. Torre)	Reinyección	Entrada	Salida
Variables	Entrada	Salida (Ent. Cond.)	Entrada (Sal. Torre)	Salida (Ent. Torre)	Reinyección	Entrada	Salida
Temperatura (°C)	231,64	45,81	30,81	45,81	30,81	22,6	37,6
Presión(bar)	7,43	0,1				1,01	
Cudal (T/h)	193,07		6569,6	6762,6	49,6	4896,9	

Tabla 3.6. *Tabla resumen de resultados destacados.*

Estos valores están de acuerdo con valores reales en los que se ve que la mayoría del fluido va hacia las torres de enfriamiento (entre 75% y 90%) y el resto queda disponible para la reinyección. Fuente geothermal well test analysis.

Capítulo 4: Ingeniería Básica del Proyecto

4.1 Construcción de los pozos

El costo estimado de desarrollo de un proyecto de energía geotérmica varía entre aproximadamente US\$ 4.500.000 y US\$ 5.500.000 por megawatt instalado.

La construcción de pozos para energía geotérmica es similar a la construcción para petróleo y gas, en principio un taladro rotativo penetra las formaciones y el material cortado se remueve del fondo del pozo y se trae hacia la superficie mediante barro, agua, líquidos aireados o aire comprimido. Las diferencias fundamentales se hablarán a continuación:

- Formaciones rocosas: los fluidos geotérmicos (independientemente de la fase) se encuentran en caminos con fracturas y fisuras en rocas ígneas duras a diferencia de las formaciones de sedimentos porosos de los pozos de petróleo y gas. Esto hace que se requieran materiales más duros para el taladro junto con otro método constructivo como se puede ver en la siguiente figura:

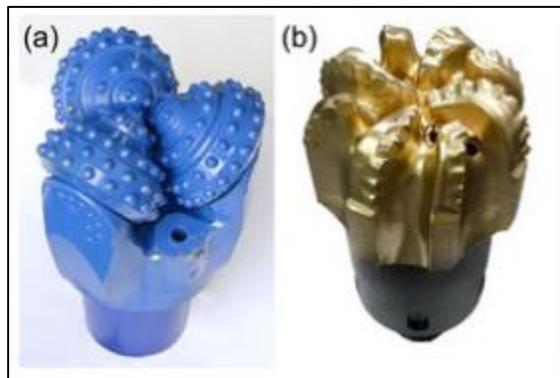


Figura 4.1.1: a) Broca de rodillo tri-conica. b) Broca de arrastre. Fuente Geothermal Power Generation Developments and Innovation.

La broca de arrastre es la preferida en la industria petrolera ya que tiene menos partes móviles lo que reduce el desgaste y su forma ayuda a mover el barro, sin embargo, en geotermia es poco utilizada ya que es muy cara para diámetros grandes y tiene un desempeño pobre al final del pozo y con rocas duras. Por eso en geotermia se utiliza la broca de rodillo ya que es más barata para grandes diámetros y tiene mejores desempeños con rocas duras.

- Alta temperatura: los pozos geotérmicos se encuentran con una temperatura mucho más alta que los pozos petroleros (los pozos petroleros tienen aproximadamente una temperatura de 70°C a 2000 metros de profundidad mientras que los pozos geotérmicos pueden tener hasta 370°C a una profundidad menor)
- Diseño grande de pozos y recubrimiento (casing): como el ratio de producción del geo fluido se relaciona con el diámetro del pozo, se prefiere el diámetro más grande posible para el recubrimiento del pozo de producción. Esto implica que el primer recubrimiento (la primera etapa del pozo de poca profundidad) tiene que tener un diámetro muy grande para terminar

con un recubrimiento de un tamaño razonable a la profundidad del reservorio ya que los recubrimientos de los pozos van disminuyendo su tamaño a más profundidad.

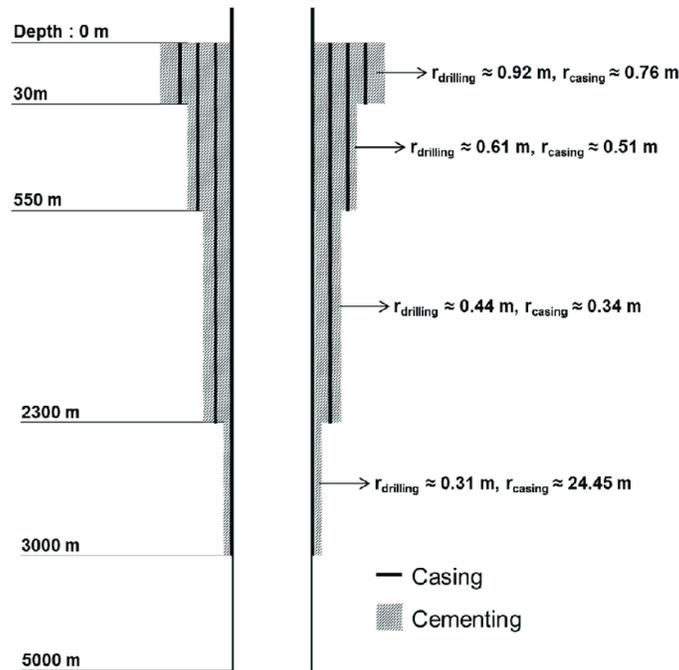


Figura 4.1.2: recubrimiento de los pozos geotérmicos. Fuente: researchgate.net

Recubrimiento	Pozo de gran tamaño	Pozo de tamaño estándar	Pozo de tamaño pequeño
Conductor casing	Recubrimiento de 40" (101 cm) cementado hasta 24m de profundidad	Recubrimiento de 30" (76 cm) cementado hasta 24 m de profundidad	Recubrimiento de 20" (50.8 cm) cementado hasta 24 m de profundidad
Surface casing	Recubrimiento de 30" (76 cm) cementado en un pozo de 36" (91.44 cm)	Recubrimiento de 20" (50.8 cm) cementado en un pozo de 26" (66 cm)	Recubrimiento de 13.375" (aprox 35 cm) cementado en un pozo de 17.5" (44.45 cm)
Anchor casing	Recubrimiento de 20" (50.8 cm) cementado en un pozo de 20" (50.8 cm)	Recubrimiento de 13.375" (aprox 35 cm) cementado en un pozo de 17.5" (44.5 cm)	Recubrimiento de 9.625" (aprox 25 cm) cementado en un pozo de 12.25" (31.115 cm)
Production casing	Recubrimiento de 13.375" (aprox 35 cm) cementado en un pozo de 17.5" (44.5 cm)	Recubrimiento de 9.625" (aprox 25 cm) cementado en un pozo de 12.25" (31.115 cm)	Recubrimiento de 7" (17.78 cm) cementado en un pozo de 8.5" (21.59 cm)
Open Hole (liner)	Liner de 9.625" (aprox 25 cm) en un pozo de 12.25" (31.115 cm)	Liner de 7" (17.78 cm) en un pozo de 8.5" (21.59 cm)	Pozo abierto de 5.5" (aprox 14 cm)

Tabla 4.1: Recubrimientos de distintos pozos geotérmicos. Fuente: geothermal well test analysis

Debido a las condiciones del reservorio se utilizará un pozo de tamaño estándar.

Los pozos de reservorios geotérmicos pueden ser autodescargantes o bombeados, esto depende de las condiciones del fluido. En nuestro caso como es un reservorio mayormente dominado por vapor seco el pozo es autodescargante por lo que no se necesitaría una bomba para extracción del fluido esto disminuye el costo del proyecto y las cargas parasitas de la central. Esto no quiere decir que todo el reservorio sea igual ya que puede haber distintas fases dentro del mismo y también puede cambiar durante la vida útil del proyecto por lo que hay que ser flexible a la hora de la construcción, pero por simplicidad vamos a asumir que en el momento del proyecto y las zonas donde vamos a hacer los pozos son vapor dominante.

Al ser un pozo autodescargante cambia la terminación del pozo:

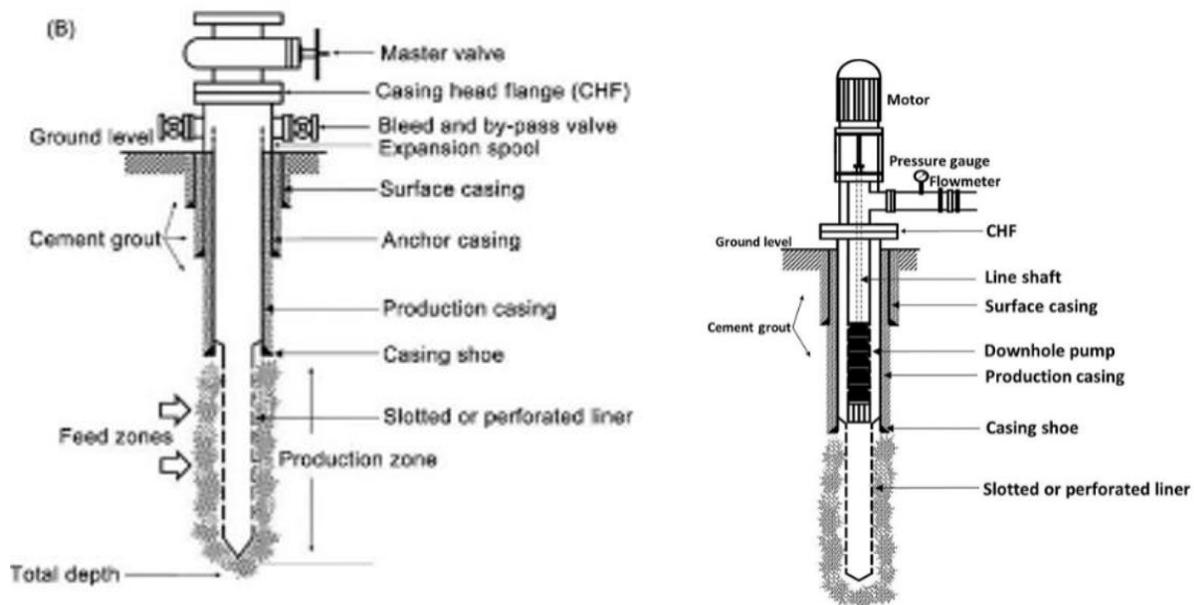


Figura 4.1.3: pozo autodescargante (izquierda) pozo con bomba (derecha). Fuente: geothermal well test analysis.

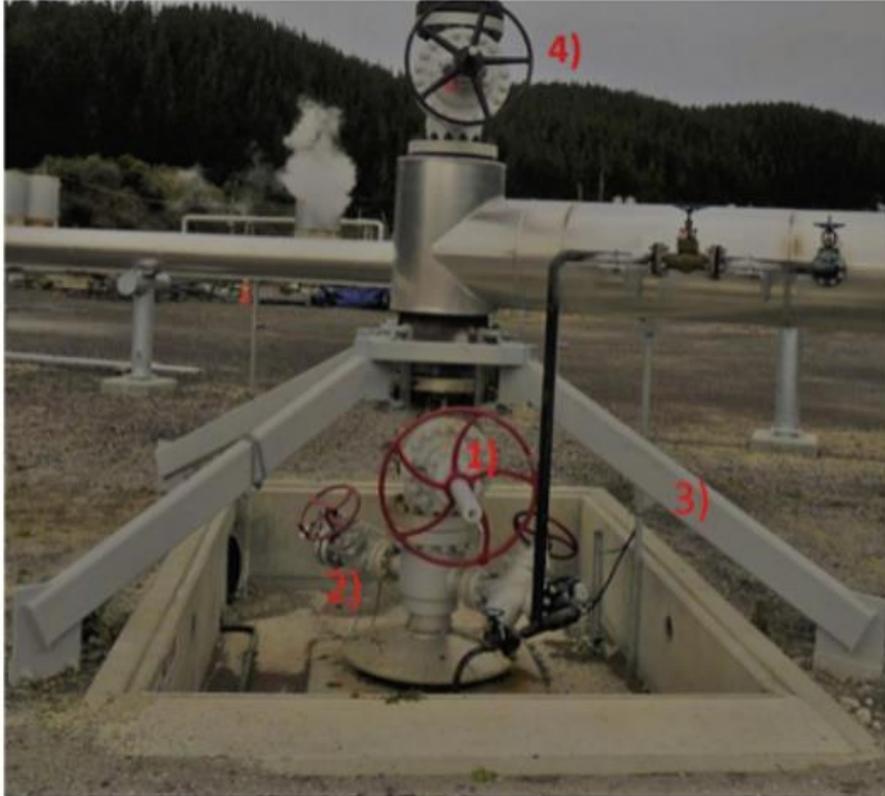


Figura 4.1.4: Boca de pozo de un pozo productor convencional mostrando: (1) válvula maestra, (2) válvulas laterales, (3) marco de empuje y (4) válvula de servicio.

Recordando del capítulo 2 los niveles de producción de los pozos exploratorios y del capítulo 3 caudal de vapor necesario para la planta de 30 MW en principio serian necesario 10 pozos productores para abastecer la misma y utilizando el pozo de la central piloto como pozo de análisis.

Luego de investigar la situación en distintas plantas del mundo se llega a la decisión de que hay que hacer en esta primera etapa 15 pozos para tener un back up teniendo en cuenta que algunos pozos pueden colapsar, pueden no generar como se había previsto y es necesario tener 1 pozo de reinyección (los pozos de reinyección se fabrican con el mismo diámetro que los pozos de producción para ser intercambiables ya que puede darse que un pozo de producción pase a ser utilizado como pozo de reinyección o viceversa) y pozos para tomar datos del estado del reservorio.

4.2 Ubicación de la planta

Como ya se habló anteriormente la planta estaría ubicada en las cercanías de las lagunas las mellizas. El layout a utilizar en la planta va a ser similar a los layout de plantas existentes en los cuales se tiene varias zonas de pozos de producción que alimentan a un edificio central de generación donde se encuentran las turbinas. Se adjunta layout modelo.

Los pozos de reinyección existen dos tipos:

- Pozos de reinyección para mitigar el impacto medioambiental de la planta que consisten en pozos en los que se deposita el condensado de la turbina a una profundidad suficiente para no afectar napas de agua potable pero no tan profundo como para afectar el reservorio geotérmico. Estos pozos se encuentran cerca de la zona de turbinas (a veces pueden ser piletas de depósito dependiendo la normativa vigente en el país)
- Pozos de reinyección para alimentar el reservorio: estos pozos se encuentran a mayor distancia de la zona de turbinas y generalmente se busca ubicarlos lo más cerca posible de la zona de alimentación del reservorio ya que de hacerlo cerca del reservorio se puede dar que al reinyectar condensado a menor temperatura se enfríe el pozo por un tiempo determinado y disminuya el nivel de potencia de la central. Estos pozos pueden ser de reinyección por gravedad (lo más común y preferido) o reinyección forzada mediante bombas. La reinyección mediante bombas es menos utilizada ya que se corre el riesgo de generar fracturas en la zona (similar al fracking) pero es utilizada cuando el nivel de presión del reservorio disminuye y se lo quiere recuperar artificialmente (caso Los Geysers)

El pozo de reinyección seleccionado para la planta es el de reinyección para alimentación del reservorio mediante gravedad

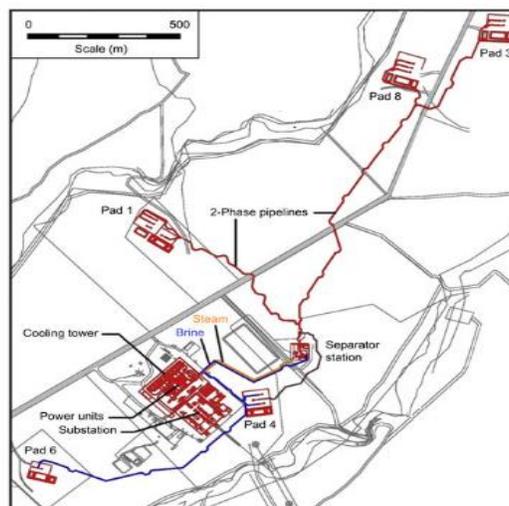


Figura 4.2.1: Layout planta Las Pailas en Costa Rica, pozos de producción en pads 1,3 y 8. Pozos de reinyección en pads 4 y 6.

4.2.1 Conexión al sistema provincial

En la zona donde se ubicará la planta solo pasa una línea de 13,2 kV tal como se muestra en la figura



Figura 4.1.1: línea de transmisión cercana a Copahue. Fuente Visor Sig- Secretaria de energía.

Ya que la tensión necesaria para transmitir la potencia de la planta es 132 kV se tiene que buscar puntos de conexión a líneas de 132 kV:

Como se puede ver en las siguientes imágenes las subestaciones más cercanas para conectarse son la de Chos Malal y las Lajas.

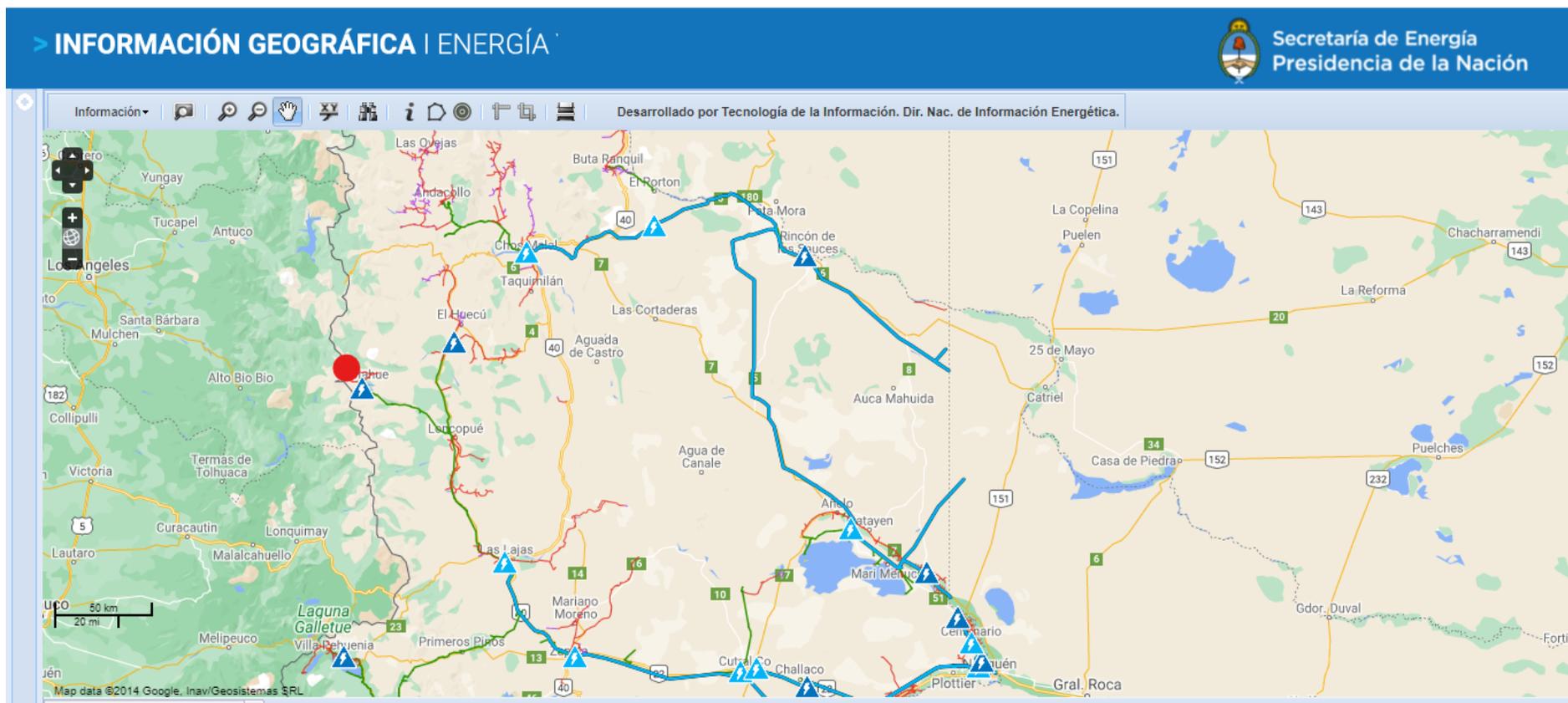


Figura 4.1.2: Líneas de transmisión en zona de Neuquén. Fuente Visor Sig- Secretaria de energía. Celeste= 132 kV, Verde= 33 kV.

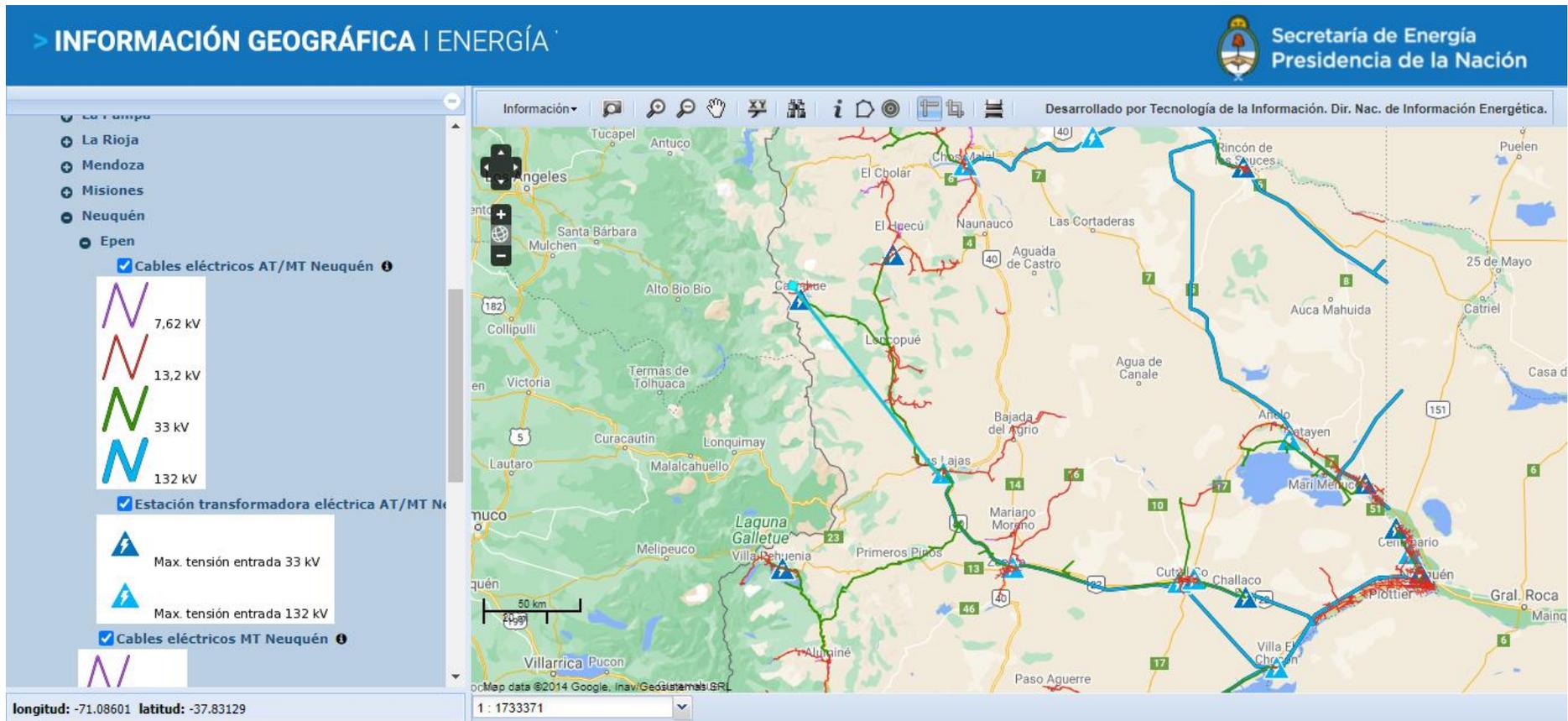


Figura 4.1.3: Conexión a Las Lajas. Fuente Visor Sig- Secretaria de energía. Celeste= 132 kV, Verde= 33 kV.

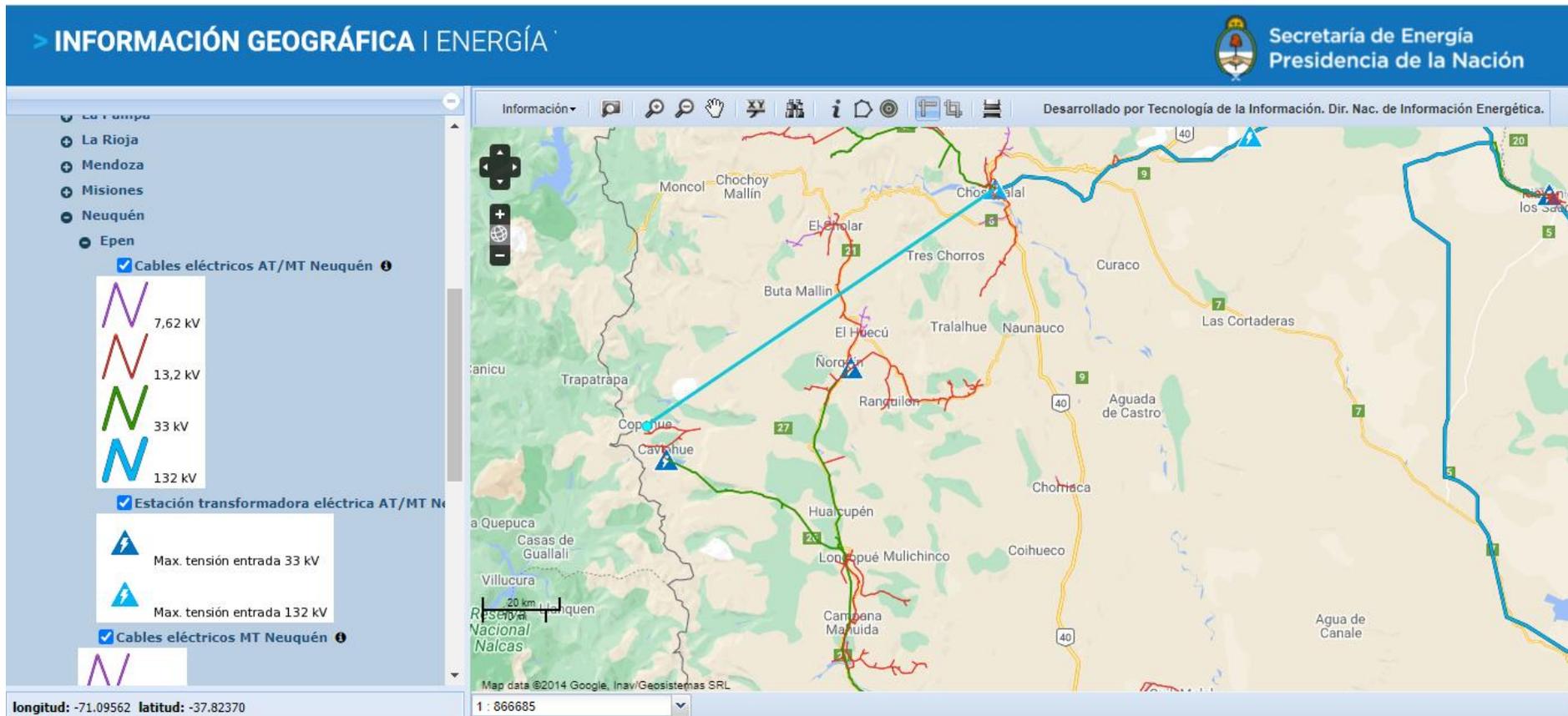


Figura 4.1.4: Conexión a Chos Malal. Fuente Visor Sig- Secretaria de energía. Celeste= 132 kV, Verde= 33 kV.

4.2.2 Selección de punto de conexión

Como se mencionó en el apartado anterior existen dos puntos de conexión de 132 kV disponibles para nuestra planta. Para seleccionar el punto óptimo se tendrán en cuenta la distancia y el tipo de terreno. Como se puede ver en las siguientes imágenes Chos Malal se encuentra a una menor distancia de Copahue trazando una línea recta, siendo la distancia de Copahue a Chos Malal de aproximadamente 88 km y de Copahue a Las Lajas aproximadamente 99 km.

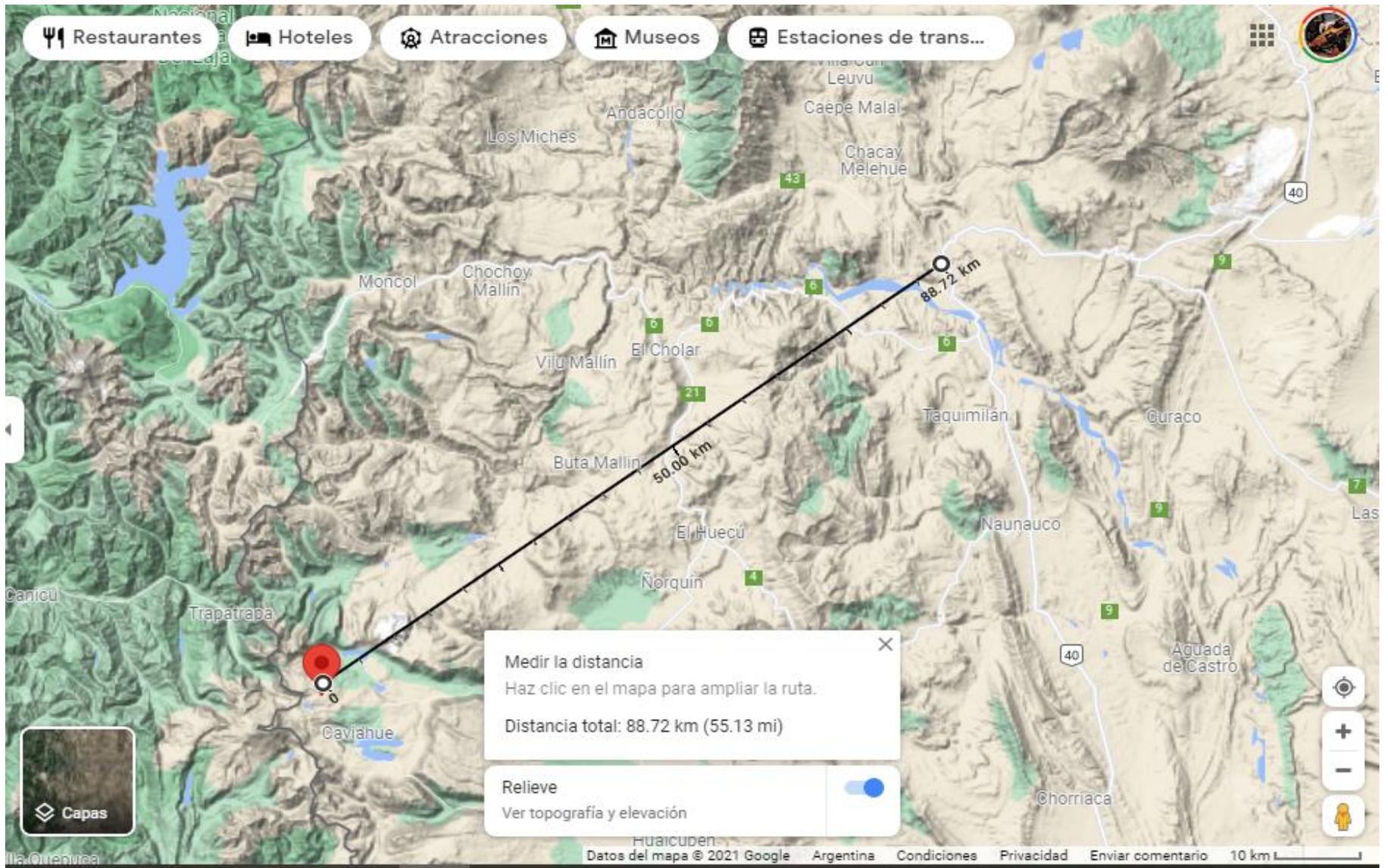


Figura 4.1.5: Distancia a Chos Malal. Fuente Google Maps.

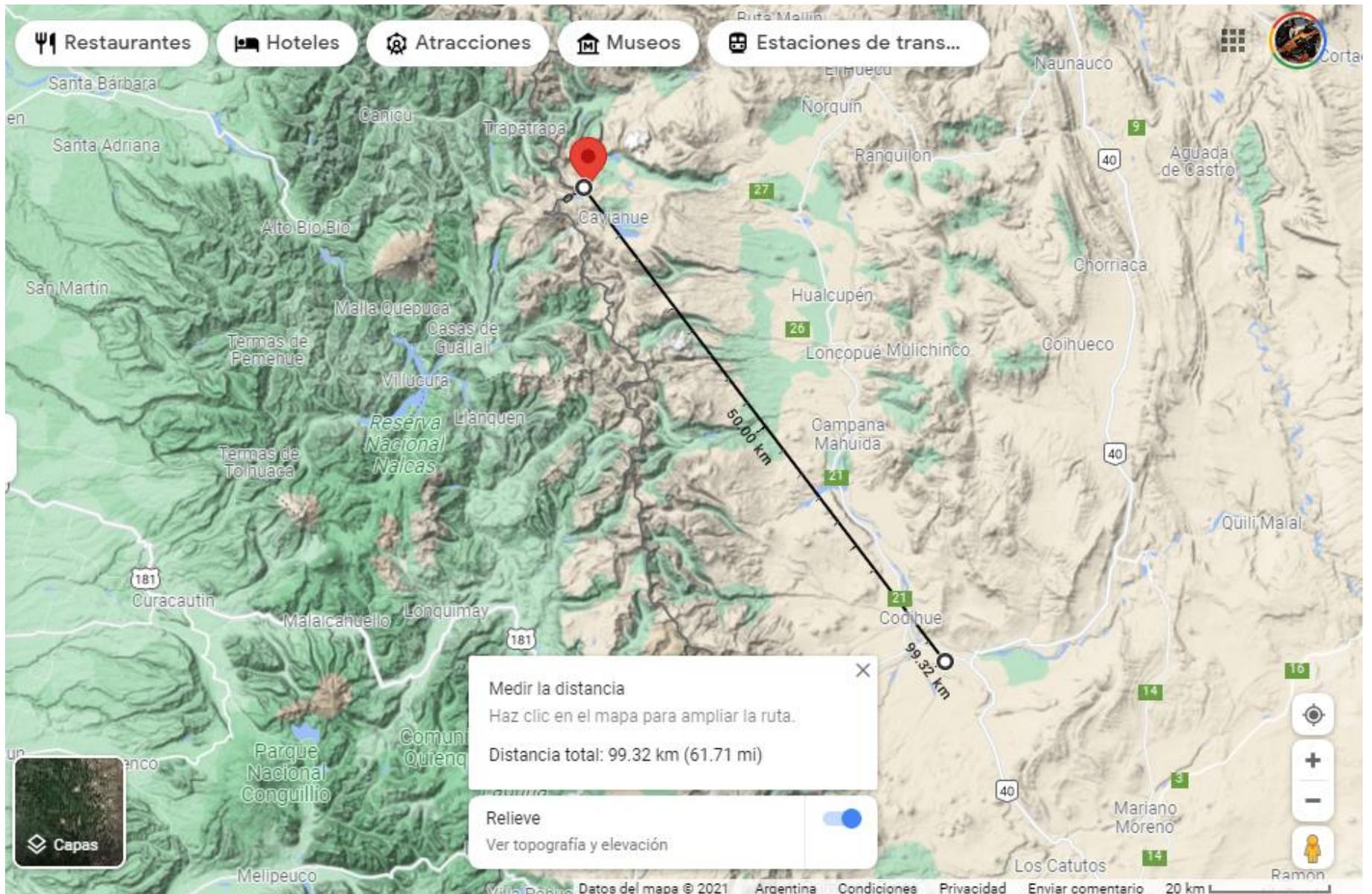


Figura 4.1.6: Distancia a Las Lajas. Fuente Google Maps.

Al evaluar el terreno se puede ver que es una zona elevada y por lo tanto de difícil acceso por lo que no se puede plantear una línea recta.

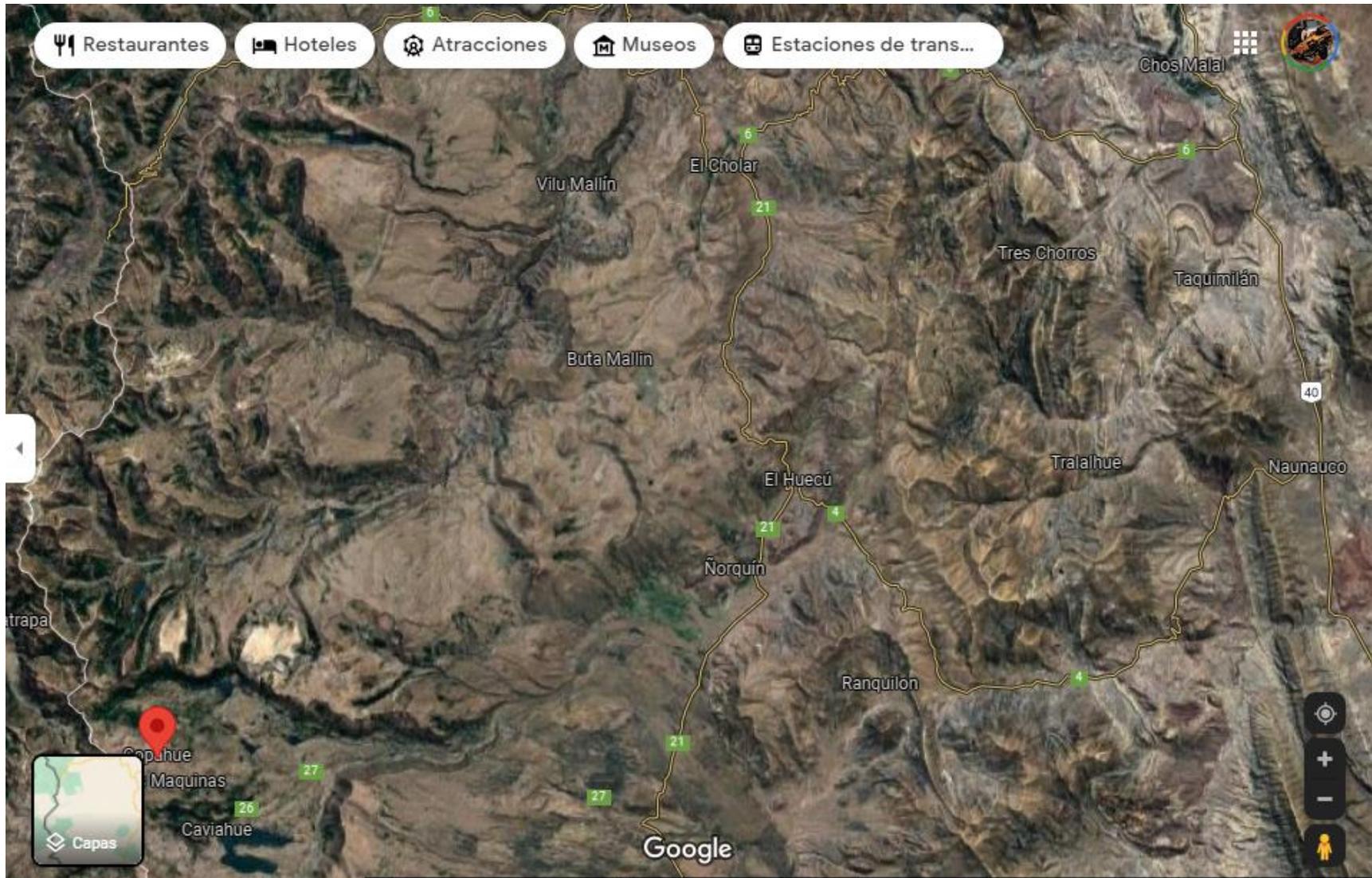


Figura 4.1.6: Relieve Chos Malal. Fuente Google Maps.

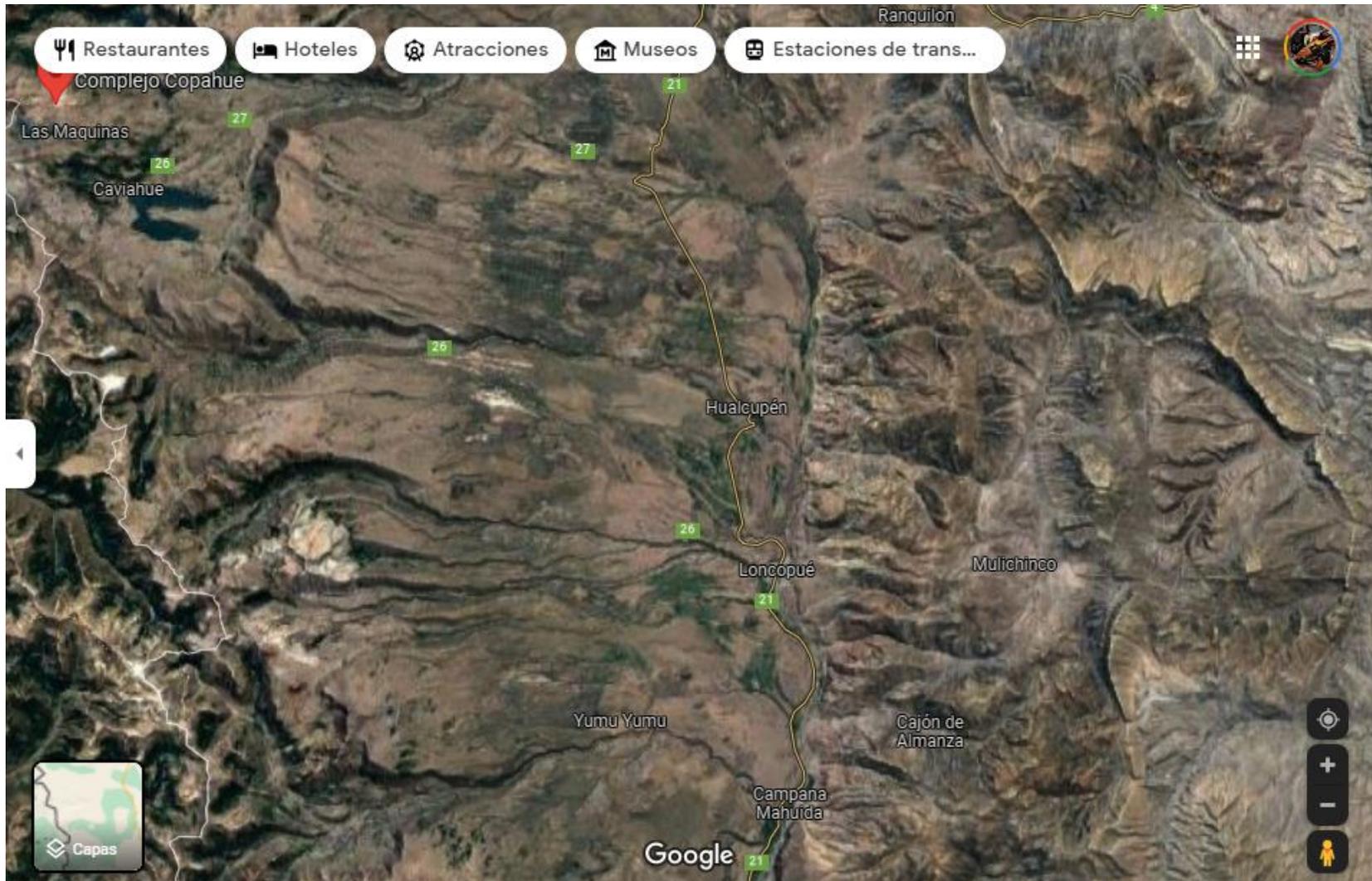


Figura 4.1.7: Relieve Las Lajas. Fuente Google Maps.

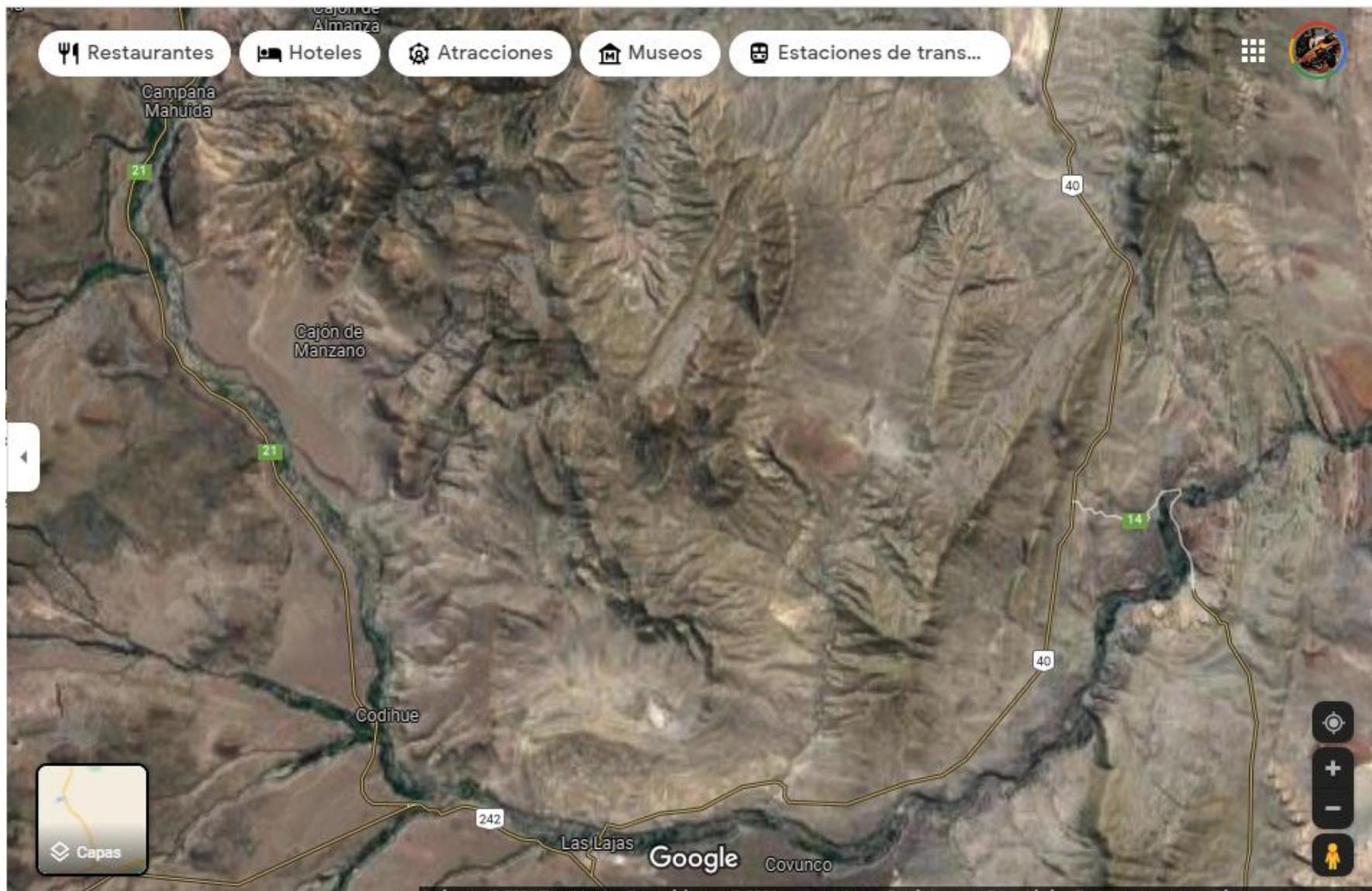


Figura 4.1.7: Relieve Las Lajas. Fuente Google Maps.

Una forma fácil de ver esta diferencia de relieve es viendo como no hay un camino directo desde Copahue a Chos Malal pero si hay un camino mucho más directo hacia Las Lajas.

Aproximando las líneas de transmisión de una forma más real se puede ver que la distancia es muy parecida hacia las dos subestaciones pero es mucho más fácil de acceder a Las Lajas.

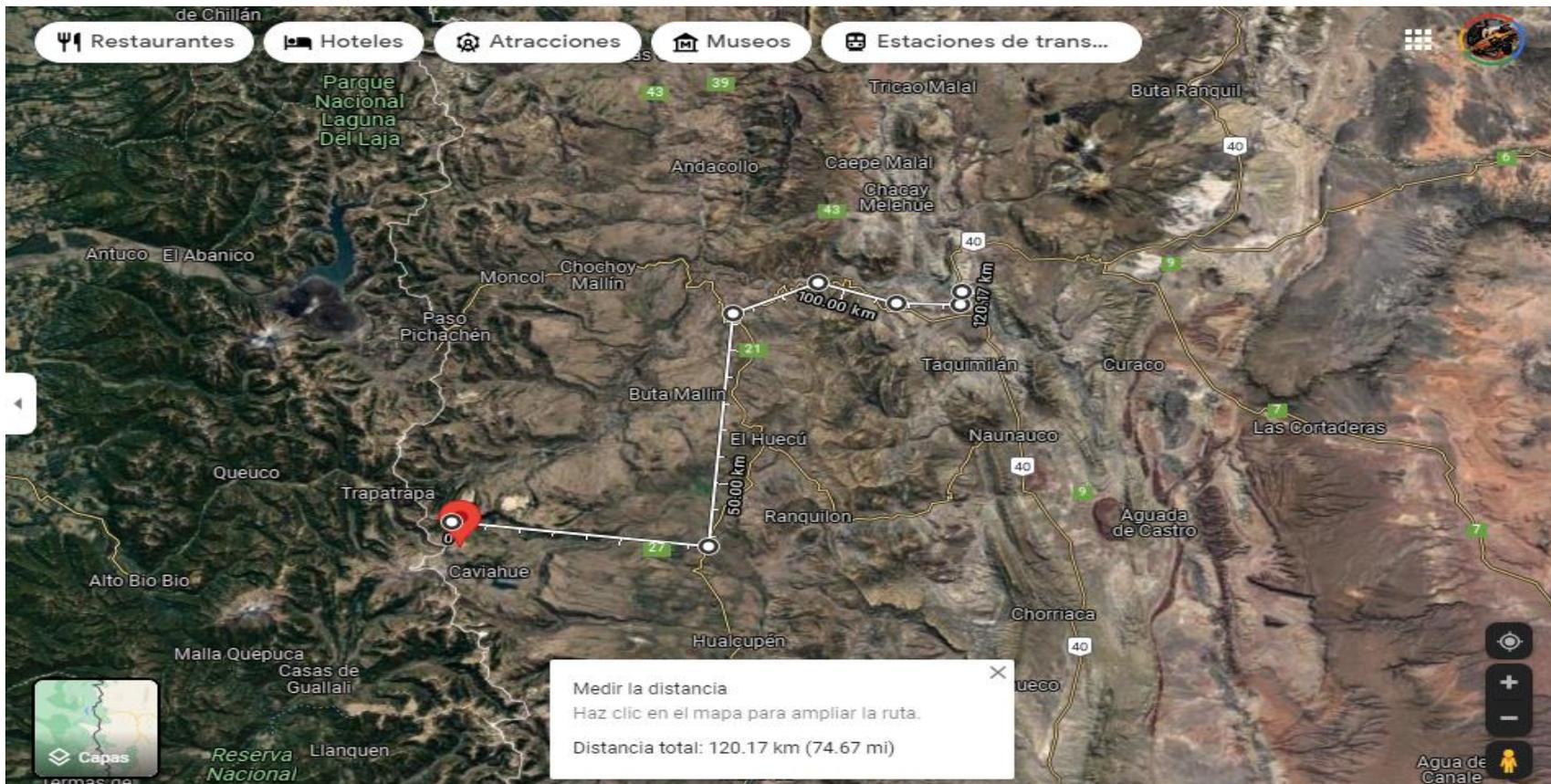


Figura 4.1.8: Distancia a Chos Malal Ajustada. Fuente Google Maps.



Figura 4.1.9: Distancia a Las Lajas Ajustada. Fuente Google Maps.

Además, se puede ver en la figura 4.1.2 que en el camino a Las Lajas ya hay líneas existentes, pero a Chos Malal no debido a que es más complicado

En Base a estas consideraciones se utilizará el punto de conexión de Las Lajas.

4.3 Arranque de la planta

Para el arranque de la planta es necesario saber que cargas son las mínimas e indispensables para su funcionamiento y con ellas calcular la potencia necesaria para el arranque ya sea de una línea auxiliar o de un generador diésel. En general en centrales termoeléctricas las cargas necesarias para el arranque son aproximadamente el 10% del total de la potencia a generar, en nuestro caso al tener una potencia de 30 MW daría una potencia de 3 MW. Ahora veremos si es así realmente:

Las cargas necesarias para el arranque de la central son:

Bombas de circulación, torres de enfriamiento y válvulas de control

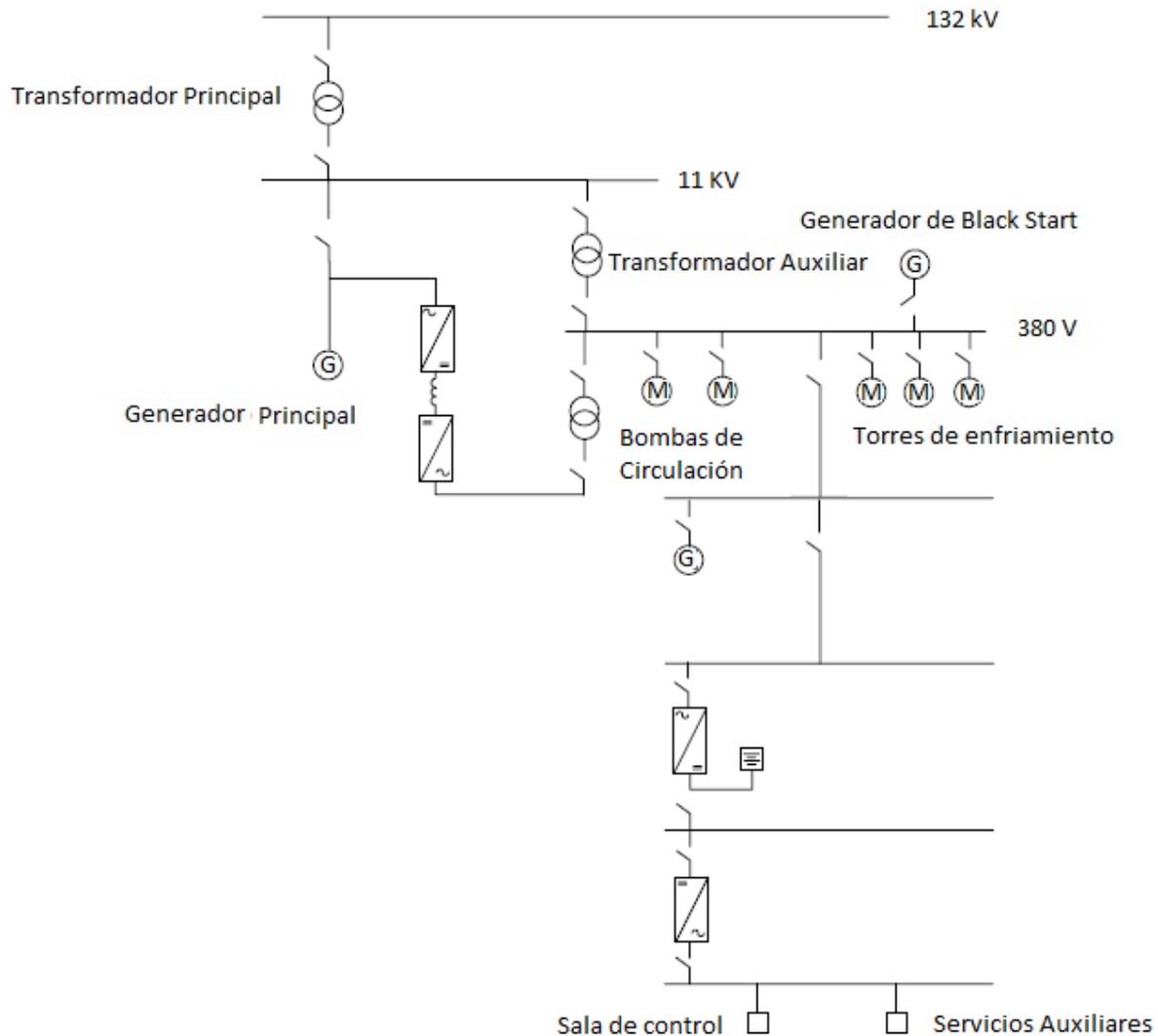
Basándonos en ejemplos de plantas los consumos más grandes son las bombas de circulación y los ventiladores de las torres de enfriamiento

Descripción	Potencia	Cantidad
Bomba de circulación	250 kW	2
Ventilador de torre de enfriamiento	110 kW	3

Esto nos da un total de 830 kW lo cual es un valor muy por debajo del 10% necesario en plantas termoeléctricas.

Con esta potencia nos podríamos conectar a la línea de 13,2 kV existente en Copahue, pero al ser un inicio de proyecto de energía geotérmica (este tipo de proyectos va agregando saltos de potencia de entre 30 y 50 MW cada dos o 3 años) nos conectaremos sobre la misma línea de 132 kV que se alimentará.

4.4 Unifilar de la planta



Como se puede ver en el diagrama unifilar de la planta y como se mencionó anteriormente el sistema de arranque se va a conectar a la misma red de 132 kV pensando que en un futuro se van a agregar más saltos de potencia al proyecto. Además, la planta posee un sistema de arranque por “black start” con un generador diésel al encontrarse la central aislada y en “isla” el cual tiene que alimentar tanto las bombas de circulación como las torres de enfriamiento.

4.5 Listado de equipos

Turbina

Para resistir los vapores que emanan de las plantas geotérmicas generalmente se utilizan turbinas con rotores de acero de aleación Cr-Mo-V o si hay mucha corrosión acero CR 12.

En cuanto a los alabes, los más utilizados son: son de acero CR12, Acero endurecido de precipitación 17.4 cuando hay mucho H₂S y de Titanio si es un ambiente muy corrosivo

La turbina a utilizar es la STF G220 (GST) Geothermal Steam Turbine de General Electric la cual es una turbina especialmente diseñada para aplicaciones de energía geotérmica, posee platinado de cobalto-cromo para mitigar el impacto de la corrosión generada por el fluido geotérmico. También tiene en consideración que las turbinas en energía geotérmica pueden trabajar con hasta un 15% de humedad en el vapor.

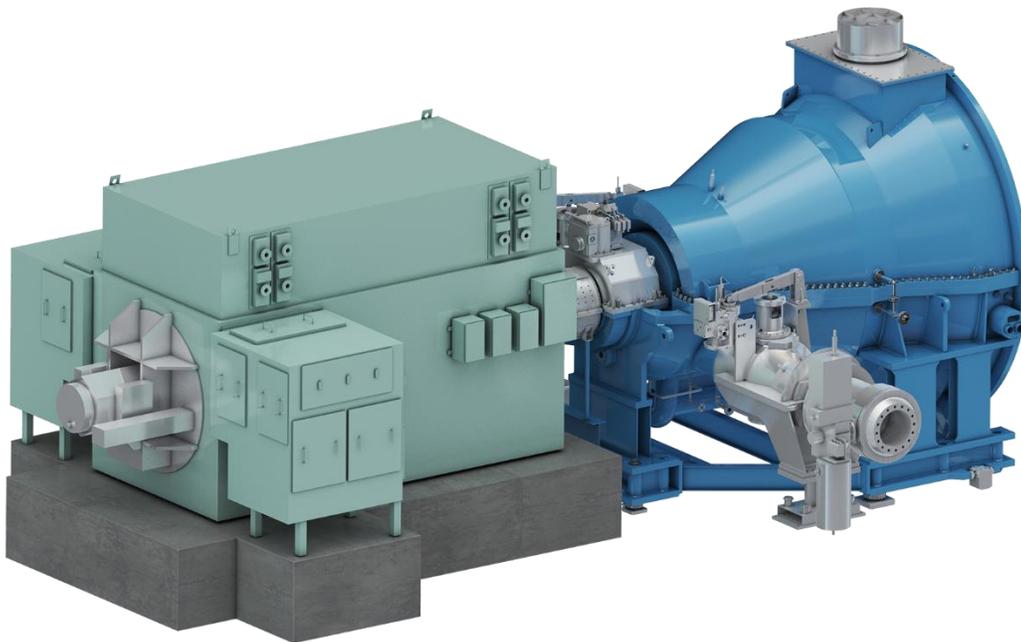


Figura 4.5.1: turbina. Fuente General Electric steam power. <https://www.ge.com/steam-power/products/steam-turbines/stf-g220>.



Figura 4.5.2: Alabes de turbina. Fuente General electric steam power. <https://www.ge.com/steam-power/products/steam-turbines/stf-g220>

STF-G220 (GST)

Main Steam	16bar (230psig) 360°C (680F)
Output	≤ 50 MW
Efficiency	≤ 30%
Maximum Backpressure	≤ 300 mbar (8.9 in. Hg)

Figura 4.5.3: Especificaciones de la turbina. Fuente General electric steam power <https://www.ge.com/steam-power/products/steam-turbines/stf-g220>

Generador principal

La opción de generador más utilizada en este tipo de plantas es la tipo TEWAC (Totally enclosed water to air cooled) esto quiere decir un generador refrigerado por aire que se hace circular en intercambiadores de calor por los que circula agua para enfriarlo.

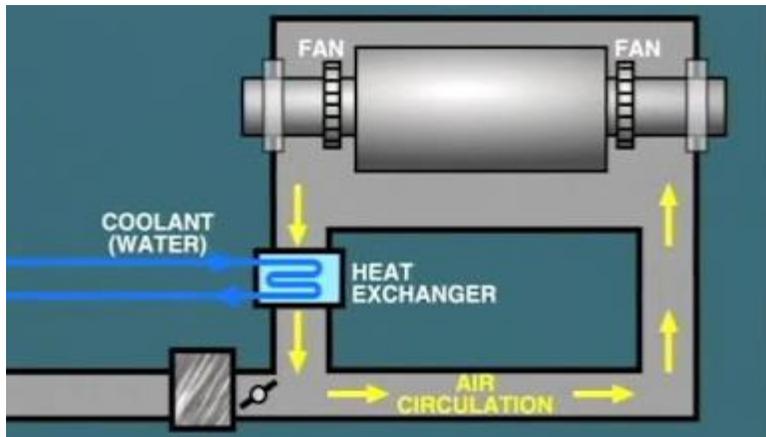


Figura 4.5.4: Sistema de refrigeración TEWAC. Fuente <http://www.electricalaxis.com/2020/10/what-are-different-methods-of-generator.html>.

Como generador principal se va a utilizar la serie TOPACK de General Electric.

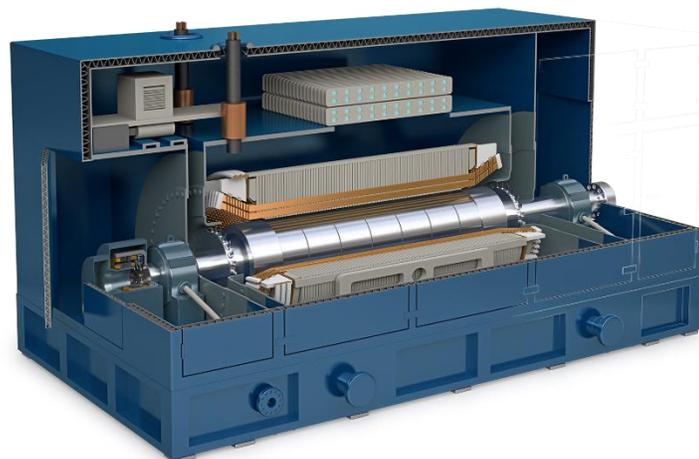


Figura 4.5.5: Generador. Fuente General Electric steam power <https://www.ge.com/steam-power/products/generators/topair-topack>.

	TOPAIR	TOPACK
Frequency	50 Hz	50 Hz
Power factor	0.80	0.80
Apparent power (MVA)	190 to 400MVA	54 to 200MVA
Efficiency	98.9%	98.7%
Terminal voltage	11.5 to 22kV	11 to 15kV

Figura 4.5.6: Especificaciones del generador. Fuente General Electric steam power <https://www.ge.com/steam-power/products/generators/topair-topack>

Condensador

El tipo de condensador más utilizado en este tipo de centrales es el de mezcla o contacto directo. Dicho condensador de mezcla trabaja a una única presión con 2 entradas (1 es la salida de la turbina y la otra proviene de la torre de enfriamiento) y una única salida la cual es bombeada a dicha torre.

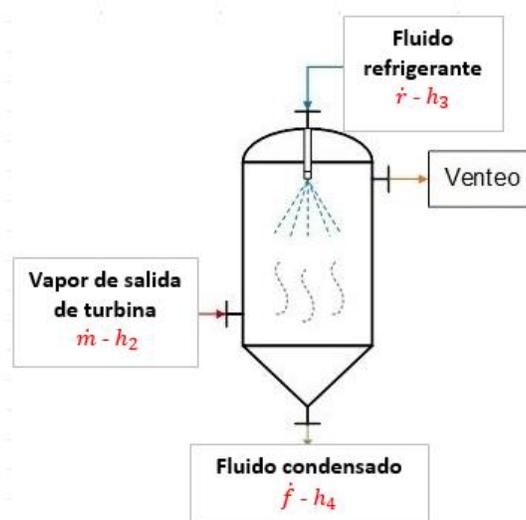


Figura 4.5.7: Condensador de contacto directo. Fuente <https://equirepsa.com/condensadores-de-mezcla>.

Existe una variante llamada Condensador de contacto directo avanzado ADCC (advanced direct contact condenser) el cual tiene ventajas de poder trabajar a una menor presión , flujo de agua y altura del equipo.

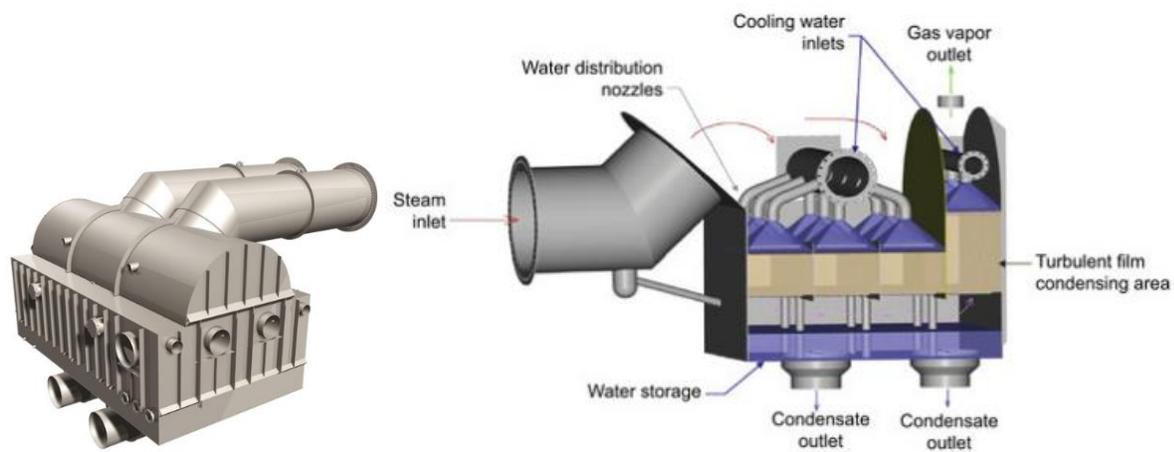


Figura 4.5.7: Condensador ADCC. Fuente

<https://www.godrejamericas.com/assets/pdf/EcoalireAdvancedDirectContactCondenser.pdf>.

Capítulo 5: Requerimientos de conexión

La potencia generada por la central geotérmica de Copahue podrá ser aportada a la red conectándose al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), y para esto es necesario, como cualquier nueva central generadora, cumplir con ciertos requisitos reglamentarios como ser tener la autorización de la Secretaría de Energía y realizar un estudio de impacto ambiental (EIA), y también cumplir con ciertos requisitos informativos y técnicos, que son los indicados en la siguiente tabla.

Etapa	Tipo de Estudio
1	Flujo de Cargas
1	Cortocircuitos
1	Estabilidad Transitoria
1	Requerimientos Transporte
2 y/o 3	Transitorios Electromagnéticos
2 y/o 3	Detallados Estabilidad Transitoria
2 y/o 3	Instalación de Arranque en Negro
2 y/o 3	Formación Islas
2 y/o 3	Ajuste de Reguladores
2 y/o 3	Pequeñas Perturbaciones

De esta manera es posible permitir el Ingreso Efectivo al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), su habilitación comercial y despacho, y poder ser incluidos en la programación estacional, mensual o semanal.

Capítulo 6: análisis de factibilidad del proyecto

6.2 Factibilidad económica

En la siguiente figura se puede ver una comparativa de riesgo vs costo en el tiempo de construcción de una central geotérmica. Se observa que el mayor riesgo es durante las primeras etapas de exploración de la zona donde se va a construir ya que hay que hacer estudios como los que se mencionan en el capítulo 2.

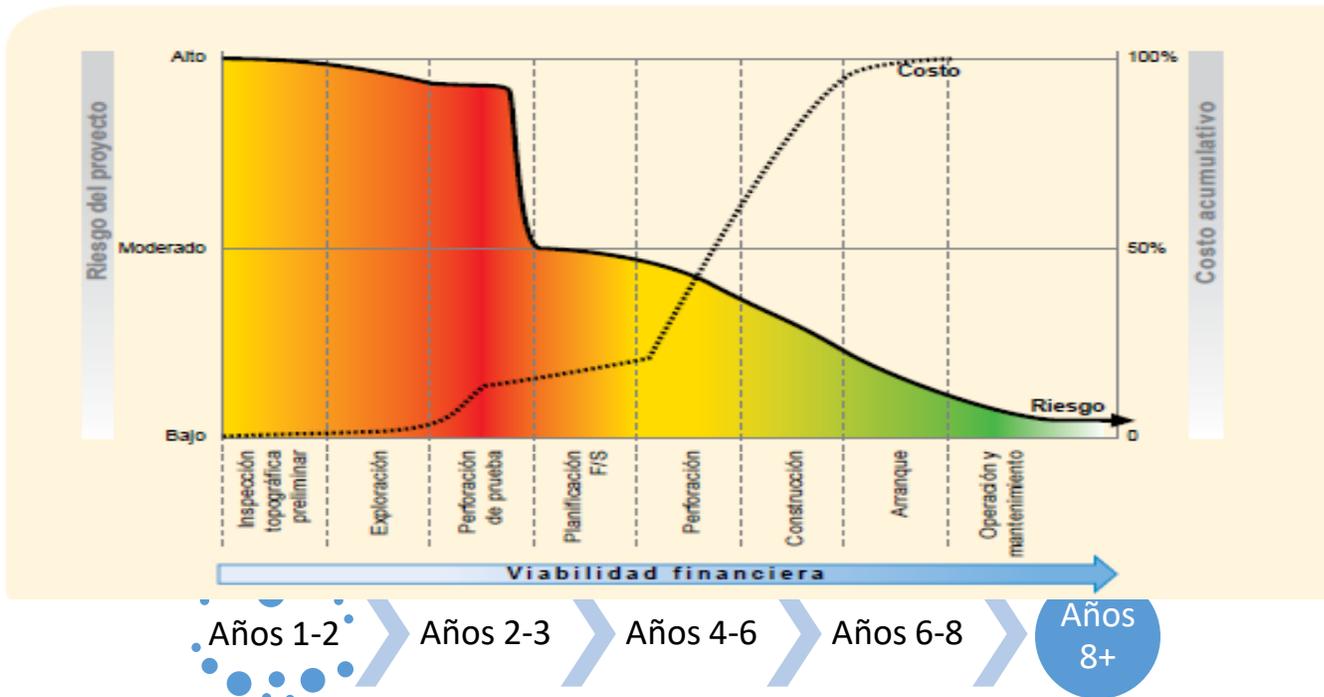


Gráfico 6.2.1: Riesgo de proyecto vs costo acumulado.

Como se ha mencionado anteriormente el costo aproximado de instalar una central geotérmica es de entre US\$ 4.500.000 y 5.500.000 y de estos valores aproximadamente el 50% es para hacer los pozos geotérmicos. Para tomar en cuenta en este proyecto se utilizará un valor de 5.000.000.

Esto nos daría una inversión inicial de US\$ 150.000.000 lo cual es un valor muy alto

Se puede ver en los siguientes cuadros una comparativa entre diferentes tipos de centrales

Tecnología	Costo de inversión referencial (US\$/kW)
Térmica a gas natural (CA)	898
Térmica a gas natural (CC)	675
Conjunto motores a gas	894
Térmica diésel (GMG)	448
Eólica	1.266
Solar fotovoltaica	871
Solar térmica	5.282
Hidráulica de embalse	4.439
Hidráulica de pasada	3.923
Mini-hidráulica	3.263
Térmica a biomasa	3.170
Térmica a biogás	1.144
Geotérmica	4.394
Solar con almacenamiento	1.539
Eólica con almacenamiento	1.891

Tabla 6.2.2: Comparativa de costos de distintos tipos de centrales en US\$ por kW. Fuente: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

Tecnología	Costo fijos (% valor de inversión)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1% - 2%
Térmica diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmica diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2%
Conjunto motores Gas	2% - 3%
Eólica	1% - 2%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	1%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	1% - 2%
Térmica a Biogás	1% - 2%
Geotérmica	2% - 3%
Eólica con Almacenamiento	1% - 2%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%

Tabla 6.2.3: Comparativa de costos fijos de distintos tipos de centrales en % de inversión. Fuente: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

Tecnología	Tiempo de construcción (años)	Años							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2								
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	3								
Conjunto motores Gas	1								
Térmica diésel TG	2								
Térmica diésel GMC	1								
Hidráulica de Embalse	5								
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	4								
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	3								
Térmica a Biomasa	3								
Térmica a Biogás	3								
Eólica	2								
Geotérmica	4								
Solar Fotovoltaica	1								
Solar Térmica	4								

Tabla 6.2.4: Comparativa de tiempo de construcción de distintos tipos de centrales. Fuente: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>

El valor donde se muestra diferencia es en el precio del combustible ya que la central geotérmica tiene el vapor disponible en todo momento y una vez construidos los pozos no se tiene que gastar en el traslado del mismo.

A continuación, se adjuntan los valores de MWh utilizados para el cálculo: El precio de 2020 esta expresado en pesos y congelado debido a las medidas de emergencia tomadas durante la pandemia de Covid19. Debido a esto se incluirán los precios en dólares de 2019 para poder comparar los resultados

	Tipo de Energía	Precio MWh
2020	Renovable (pandemia + crisis)	\$1680
	Solar	USD 50
2019	Eólica	USD 55
	Pequeñas centrales hidráulicas	USD 100
	Biomasa	USD 125
	Biogás de plantas de residuos	USD 130
	Biogás	USD 165
	Térmica generación distribuida	USD 180

Tabla 6.2.5: Comparativa de precios MWh de distintos tipos de centrales.

- Utilizando 1680 \$ x mw/h

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
POZOS (2.000.000 USD/POZO)	30.000.000
PLANTA (2.500 USD/ KW)	75.000.000
TOTAL INVERSION	105.000.000
OPERACIÓN & MANTENIMIENTO (0,03 USD/KWH)	7.884.000 X AÑO
VENTA DE ENERGIA	4.415.040 X AÑO
FLUJO DE CAJA	-3.468.960,00 X AÑO

Se puede observar que debido a las medidas de emergencia el proyecto no es rentable con este valor de MWh.

- Utilizando 100 USD x mw/h

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
POZOS (2.000.000 USD/POZO)	30.000.000
PLANTA (2.500 USD/ KW)	75.000.000
TOTAL INVERSION	105.000.000
OPERACIÓN & MANTENIMIENTO (0,03 USD/KWH)	7.884.000 X AÑO
VENTA DE ENERGIA	26.280.000 X AÑO
FLUJO DE CAJA	18.396.000 X AÑO

ANALISIS DE VAN & TIR	
VAN	US\$ 32.890.040,67
TIR	17%

Para un valor similar al de pequeñas centrales hidráulicas de 2019 se puede observar que el proyecto es rentable y se recupera la inversión en un plazo de 5 años y medio.

- Utilizando 180 USD x mw/h

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
POZOS (2.000.000 USD/POZO)	30.000.000
PLANTA (2.500 USD/ KW)	75.000.000
TOTAL INVERSION	105.000.000
OPERACIÓN & MANTENIMIENTO (0,03 USD/KWH)	7.884.000 X AÑO
VENTA DE ENERGIA	47.304.000 X AÑO
FLUJO DE CAJA	39.420.000 X AÑO

ANALISIS DE VAN & TIR	
VAN	US\$ 190.478.658,58
TIR	38%

Para un valor similar al de centrales térmicas distribuidas de 2019 se puede observar que el proyecto es rentable y se recupera la inversión en un plazo de 3 años.

Del análisis anterior se puede observar que con la situación actual de Argentina este proyecto no es viable económicamente, pero una vez termine la situación de emergencia y se normalicen los precios de la energía este proyecto se puede llevar a cabo con un precio de alrededor de **100 USD x mw/h** con lo cual se recuperaría la inversión en 5 años y medio para fomentar inversiones y teniendo en cuenta también que este tipo de centrales es barato de operar y tienen una vida útil de aproximadamente 30 años con lo cual se podría ir reduciendo el costo de la energía gradualmente.

6.3 Análisis estratégico

Desde un punto de vista estratégico la construcción de un proyecto de energía geotérmica en la Argentina es muy bueno debido a los siguientes puntos:

- Es una energía renovable lo cual es algo hacia lo que el mundo se está inclinando y además de los beneficios de cuidar el medioambiente se está discutiendo dar distintos beneficios a los países, un ejemplo es el cambio de deuda por acción de energía renovable que se planteó en el COP26 durante el 2021
- Además de ser energía renovable se puede utilizar como central de base lo cual es innovador para las energías renovables en Argentina
- Es una energía que no es utilizada en todos los países lo cual trae ventajas una vez que se supera la curva de aprendizaje sobre la tecnología
- Existe la posibilidad de exportar proyectos de Geotermia al resto de los países que componen el anillo de fuego del pacifico
- La Argentina posee cuatro zonas de interés para plantas geotérmicas a saber: Copahue (Neuquén), Domuyo (Neuquén), Tuzgle (Jujuy) y Valle del Cura (San Juan).
- Además de las cuatro zonas mencionadas anteriormente existen más de trescientos puntos de interés geotérmico muchos de los cuales podrían ser utilizados para las EGS (Enhanced Geothermal System) que es la tecnología hacia la cual está tendiendo el mundo.
- Las centrales geotérmicas poseen una larga vida útil, siendo la media 30 años pero pudiendo extenderse mucho más si se cuida el reservorio (reinyectar para mantener la presión complementar las zonas de alimentación con agua de desecho de zonas cercanas, etc.) como es el caso de los Geysers en Estados Unidos que lleva 55 años funcionando o el caso de Larderello en Italia que lleva 100 años en funcionamiento

Se adjunta una tabla ponderativa tomando en cuenta el impacto ambiental de las centrales

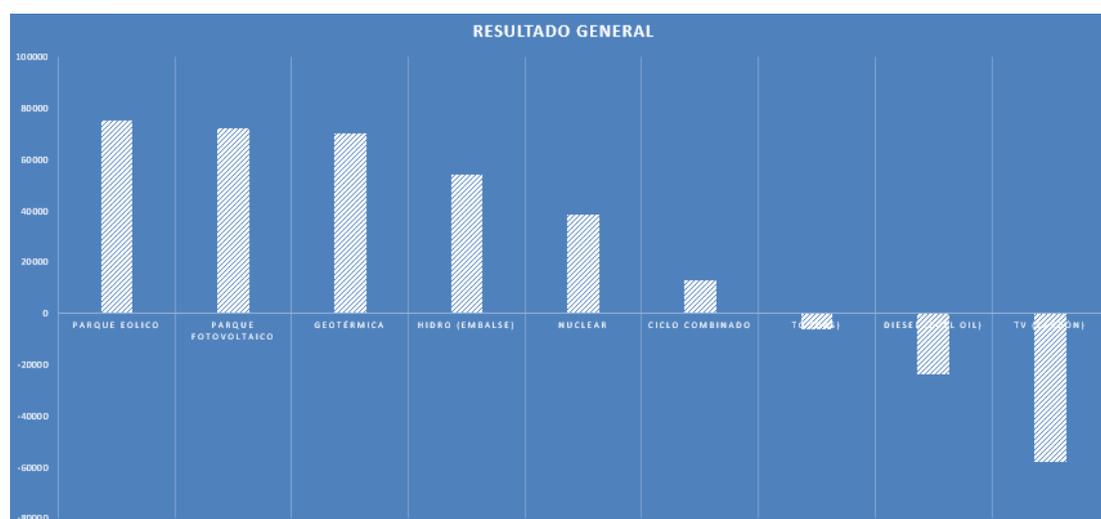


Tabla 6.3.1: Impacto ambiental de distintos tipos de centrales.

6.4 Análisis legislativo

En Argentina no existe un marco normativo que contenga la generación de energía Geotérmica actualmente solo existe el código de Minería con la Ley 25.225 en el cual se define las minas con vapores endógenos como propiedad del estado.

Debido a esto se debería generar un marco normativo para poder regular esta actividad en la Argentina. En el siguiente cuadro se puede ver un resumen comparativo de normativas de Islandia y Nueva Zelanda que son países con un marco normativo avanzado en cuanto a energías renovables debido a su matriz energética y condiciones similares a Argentina.

Tipo de Marco Normativo	Islandia	Nueva Zelanda
Propiedad del recurso	Publico + privado	Publico
Licencia de acceso, exploración y producción	- exploración - utilización max 65 años (NEA)	Licencia de producción 35 años (R.M.A)
Politica de planificación del recurso	1 Desarrollador por campo	varios desarrolladores con manejo común
Matriz Eléctrica	99% Renovable 29% geotérmico	82 % renovable 22 % geotérmico
Control de impacto Ambiental	Agencia de planeamiento nacional de Islandia	Acta de manejo de recursos (RMA)
Reportes de proceso	- anual a NEA - adicionales	-anual enfocado en el impacto - adicionales
Publicación de la información	confidencial a la NEA durante la licencia	Transparencia y reporte difiere por consejo regional

Tabla 6.4.1: Comparativa de diferentes marcos normativos.

Capítulo 7: Estudio de impacto ambiental del proyecto

En el presente capítulo se hará un estudio correspondiente al impacto ambiental que se tiene debido a la utilización de recursos geotérmicos, para la generación de energía eléctrica. Es importante mencionar que es impracticable contar con datos cien por ciento ciertos de dicho impacto de nuestra planta en Neuquén, debido que para ello deberíamos contar con la misma en funcionamiento en la actualidad, pero si se pueden hacer estimaciones elementales de los principales inconvenientes que se pueden tener en las diferentes fases del proyecto, desde las perforaciones de prueba hasta la puesta en marcha. Aunque se esté tratando un tipo de energía de las consideradas renovables, es imposible tener un impacto ambiental cero, aunque claramente es menos contaminante que la mayoría de fuentes convencionales de energía.

También es importante aclarar que el nivel de contaminación que se puede tener a la hora de construir y operar una planta geotérmica, va directamente relacionado al tamaño o magnitud de la central. Es decir, a mayor nivel de MW del proyecto mayor será el impacto ambiental del mismo.

Por lo que dado a que nuestro proyecto consta de un solo paso o módulo de 30 MW, el impacto ambiental que se produciría es muy bajo. Aunque sería probable que se realicen ampliaciones de varios pasos o módulos hasta llegar a un valor de MW más considerable.

Los principales efectos ambientales o inconvenientes a tener en cuenta con este tipo de tecnología son los siguientes.

Subsidencia del terreno y sismicidad

Se puede definir la subsidencia como el gradual hundimiento del terreno.

Este es un inconveniente inherente a los proyectos geotérmicos debido a que normalmente se encuentran en áreas geológicamente inestables (dado a la actividad volcánica), pero casi nulo impacto, siempre y cuando se explote el yacimiento de manera sostenible.

Este fenómeno es irreversible pero no catastrófico ya que se trata de un proceso lento que abarca grandes áreas. Con el paso de los años se pueden tener descensos de algunas decenas de centímetros o metros. Por lo que es algo que debe seguirse o monitorearse ya que puede afectar la estabilidad de las construcciones geotermales y de algunos hogares vecinos (en caso de que los hubiese). Esto puede ser minimizado aplicando la reinyección a los reservorios.

Es importante tener presente que se pueden generar microsismos a la hora de reinyectar, también debido a la explotación de los pozos productores, pero a niveles muy bajos ya que estos solo pueden ser detectados con instrumentos especiales.

Hasta hoy en día no se han tenido eventos sísmicos importantes a causa de explotar yacimientos geotérmicos. Las pocas veces que se han provocado temblores perceptibles fue debido al proceso de "fracturación hidráulica" (creación de yacimientos artificiales subterráneos por medio de agua fría a alta

presión) como parte de los proyectos de EGS (enhanced geothermal systems) que son los sistemas geotérmicos mejorados (Manual de Geotermia). Ya que en nuestro proyecto no aplica el sistema EGS, ya que se cuenta naturalmente con las 3 condiciones necesarias: temperatura, permeabilidad y fluido, es aún más probable que no se tengan temblores detectables en Copahue.

Ruido

El ruido o contaminación acústica es un problema de fácil detección (audible). No así en los casos que se tenga aplicaciones del uso directo del calor, donde el ruido generado es normalmente despreciable. Pero lo positivo es que este tipo de instalaciones se construyen alejadas de los barrios o ciudades (los mismos se encuentran distanciados debido a la inestabilidad de las superficies), no afectando a los habitantes que pudiesen estar más cerca.

La mayor etapa de generación de ruido se produce durante la construcción, es decir durante las perforaciones, la gran actividad vehicular y las emisiones de vapor sin cesar.

A modo de resumen las mayores generaciones de ruido son:

- Vapor transportado en las tuberías.
- Ocasionales descargas de vapor.
- Ventiladores de torres de enfriamiento, de aquí provienen las mayores emisiones acústicas.
- Zumbido de turbinas, etc.

Mitigaciones

Las siguientes medidas de control fueron propuestas por JICA (1991) para reducir los niveles de ruido que se generan en una planta geotérmica.

1. Sistema de producción de vapor: Instalar un silenciador en cada cabezal de pozo, para reducir la emisión de los ruidos cuando el vapor es expulsado al aire.
2. Instalar las bombas de circulación de agua de enfriamiento en el interior del edificio principal de la planta geotérmica.
3. Torres de enfriamiento: disminuir el número de revoluciones de los ventiladores para reducir el nivel de los ruidos.
4. Instalar paredes "ruido resistente" en la cercanía de los equipos más ruidosos, por ejemplo, delante de las torres de enfriamiento y alrededor de los transformadores más grandes.

Emisiones a la atmósfera

Se producen emisiones al medio ambiente tanto en la etapa de construcción como en la etapa de operación de la central. Principalmente se emite vapor de agua a través de las torres de enfriamiento y en menor medida gases no condensables (GNC), los cuales deben situarse debajo de valores aceptables. En las dichas torres de enfriamiento se produce un ΔT (aumento de temperatura) del aire húmedo de salida con respecto al de entrada, pero de efecto prácticamente despreciable para el medio ambiente.

Dentro de los gases que se liberan a la atmósfera se tienen:

- Dióxido de carbono (CO₂)
- Sulfuro de hidrógeno (H₂S)
- Amoníaco (NH₃)
- Metano (CH₄)
- Nitrógeno (N₂)
- Hidrógeno (H₂)
- Trazas de otros gases

Como también se pueden tener químicos disueltos cuyas concentraciones usualmente aumentan con la temperatura, por ejemplo, cloruro de sodio (NaCl), boro (B), Arsénico (As) y Mercurio (Hg), y pueden ser una fuente de contaminación si se descargan al medio ambiente.

La generación eléctrica a partir de geotermia a nivel mundial (aproximadamente 13270 MW en la actualidad) ha evitado la liberación de 21 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂), 43 mil toneladas de óxidos de nitrógeno (NO_x), 106 mil toneladas de óxidos de azufre (SO_x) y 21 mil toneladas de partículas a la atmósfera, si se hace una comparación con una producción equivalente de plantas carboeléctricas. Dado a este tipo de argumentos, se reconoce que la utilización de recursos geotérmicos ayuda a reducir impactos negativos al medio ambiente y a mitigar el calentamiento global de la Tierra (*Kagel y Ga - well*).

Cabe destacar que las emisiones que se pueden tener a la atmósfera pueden variar de acuerdo a las características del sitio, de la planta, del yacimiento y del potencial geotérmico.

Por ejemplo, las centrales del tipo binario son sistemas cerrados y tienen un impacto mínimo en comparación de las centrales de tipo flash y de vapor seco, a excepción del calor residual.

Una de las principales de este tipo de energía es que en general la emisión de gases es muy baja. El vapor geotérmico utilizado contiene aproximadamente de un 0,4% a 1% en peso de gases no condensables (GNC). Como se puede observar en la Figura xxx, el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S) son los componentes con mayor concentración de los GNC con un 90% y 8% en peso respectivamente.

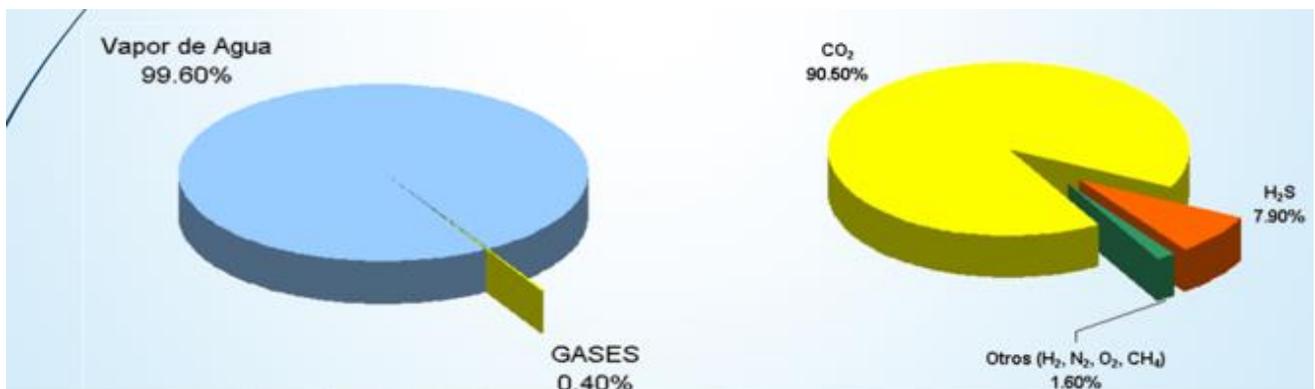


Figura 7.1.1. Izq: Porcentaje mínimo de GNC en el vapor geotérmico. Der: Porcentajes de GNC.

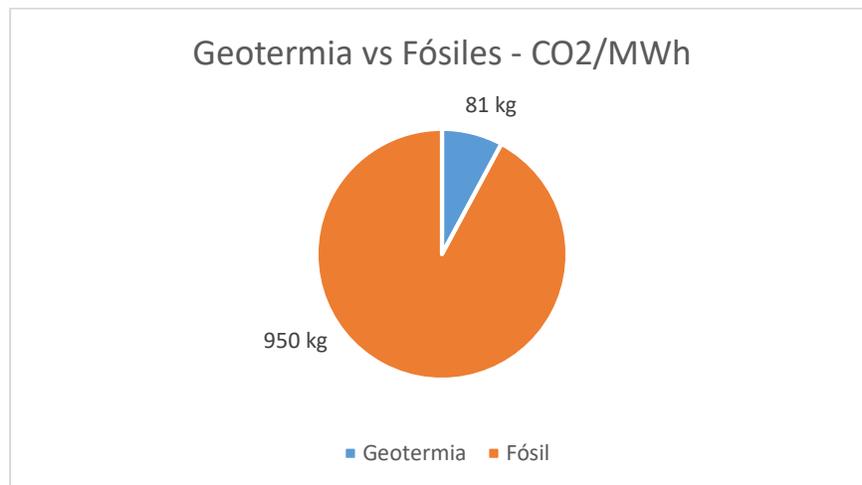
Emisiones de CO₂

Como es sabido el CO₂ es el principal gas que contribuye al efecto invernadero y al consecuente calentamiento global. Pero la cantidad que se tiene en la geotermia es menor, ya que la emisión de una central eléctrica a partir de un yacimiento geotérmico es comparable a la que se tendría por descargas naturales (fumarolas o géiseres) sin el desarrollo de proyectos.

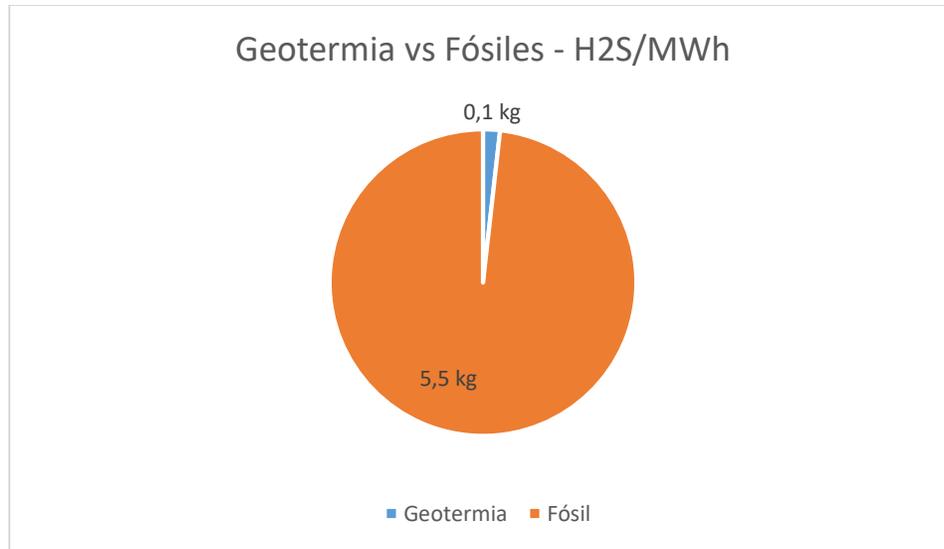
Este es el principal contaminante que se descarga a la atmósfera, que en una central geotérmica se encuentra en un rango de 13 a 300 g/kWh. Son valores menores en comparación a los que se tienen en otros tipos de centrales de generación:

- Carbón: 1042 g/kWh
- Hidrocarburo: 906 g/kWh
- Gas natural: 453 g/kWh

En la siguiente Figura xxx se puede observar el nivel de emisiones de dióxido de carbono, comparando la energía geotérmica con las fósiles. El dato que se muestra es la cantidad de kilogramos de CO₂ que se emiten por cada MWh generado. Para la geotermia es de apenas 81 kg/MWh (un 9% en comparación), mientras que para la generación a partir de combustibles fósiles es de 950 kg/MWh.



Mientras que en la siguiente Figura xxx es visible la cantidad de kilogramos de ácido sulfhídrico que se emiten. Para la geotermia es solo 0,1 kg/MWh generado (apenas un 2% en comparación), mientras que para en el caso de la generación a partir de combustibles fósiles es de 5,5 kg/MWh. Es clara la diferencia en favor a la energía geotérmica.



Impacto visual y ecológico

Es más que evidente que la construcción de la planta implica la modificación de las características superficiales del área, y se podría afectar o dañar la flora y fauna local en Neuquén. Aunque cabe destacar que, en nuestro caso, las zonas aledañas a las lagunas “Las Mellizas” donde se emplazaría la central geotérmica tienen poca o nula vegetación y animales, por lo que no se tendría impacto en este aspecto.

También se tiene una modificación del paisaje o impacto visual, en el montaje de las líneas de alta tensión que tienen lugar desde Copahue hasta Las Lajas, en paralelo a las rutas y/o caminos que unen ambas ciudades.

Es preciso mencionar que a pesar de la “contaminación visual” la construcción de la planta puede transformarse en un atractivo turístico como sucede en varios países donde miles de turistas realizan visitas a las instalaciones geotérmicas.

Es fundamental destacar el “poco espacio” que ocupa este tipo de generación eléctrica en comparación con otras tecnologías. Una central geotérmica considerando toda la instalación: sala de máquinas, torres de enfriamiento, tuberías, zonas de cabezales de pozo, etc. ocupa en promedio solo unas 20 hectáreas (aproximadamente 20 estadios de fútbol), lo cual es mucho menor teniendo en cuenta otros tipos de energías.

En la Figura xxx se hace una comparación del área ocupada (en metros cuadrados) por cada central por cada GWh generado. Como se puede apreciar para una central geotérmica el área es de aproximadamente unos 400 m²/GWh, para una de generación eólica es de 1300 m²/GWh, mientras que para una central de energía solar fotovoltaica es de unos 1300 m²/GWh, y finalmente para una central a carbón en promedio se ocupa unos 3600 m²/GWh.

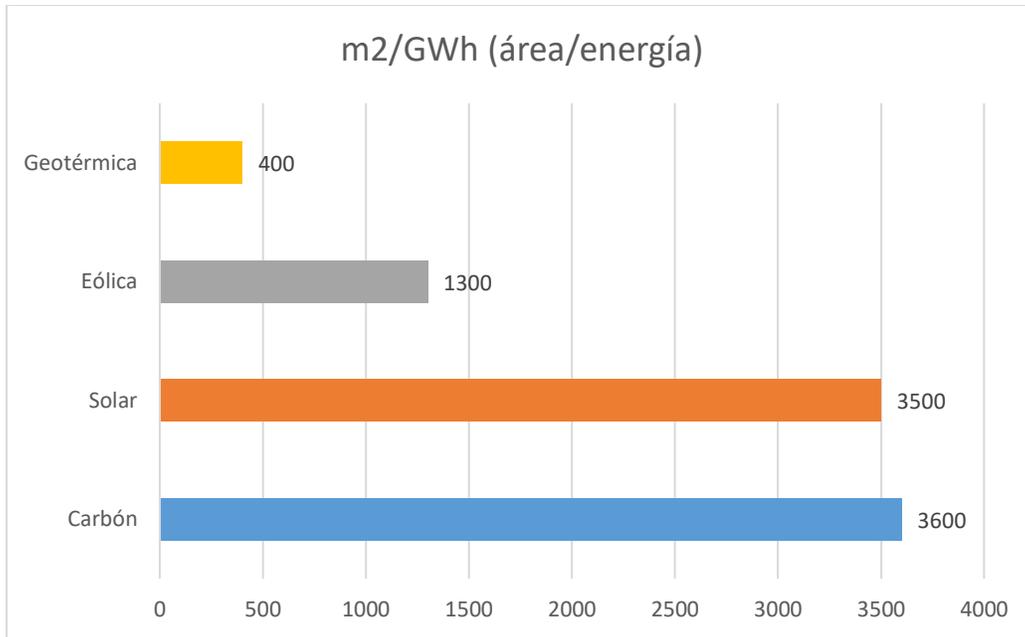


Figura 7.1.2. Comparación de superficie requerida para distintos tipos de energía. Fuente: Jornada/Webinar de UBA.

Por lo que, esto muestra a las claras la gran ventaja que tiene la energía geotérmica con respecto al impacto visual o espacio utilizado.

Tomando como base las centrales a carbón, en la siguiente Figura xxx se muestra cuánto menos espacio ocupa cada tipo de energía renovable mencionadas previamente. La energía solar ocupa apenas un 2% menos de espacio que las centrales a carbón, dado a la gran cantidad de paneles solares que son necesarios instalar para la potencia requerida. Mientras que la energía eólica ocupa un 63% menos; si bien los aerogeneradores requieren su correspondiente espacio, es bastante menor al requerido por los paneles solares.

Y finalmente la energía geotérmica necesita un 89% menos de espacio que las plantas a carbón.

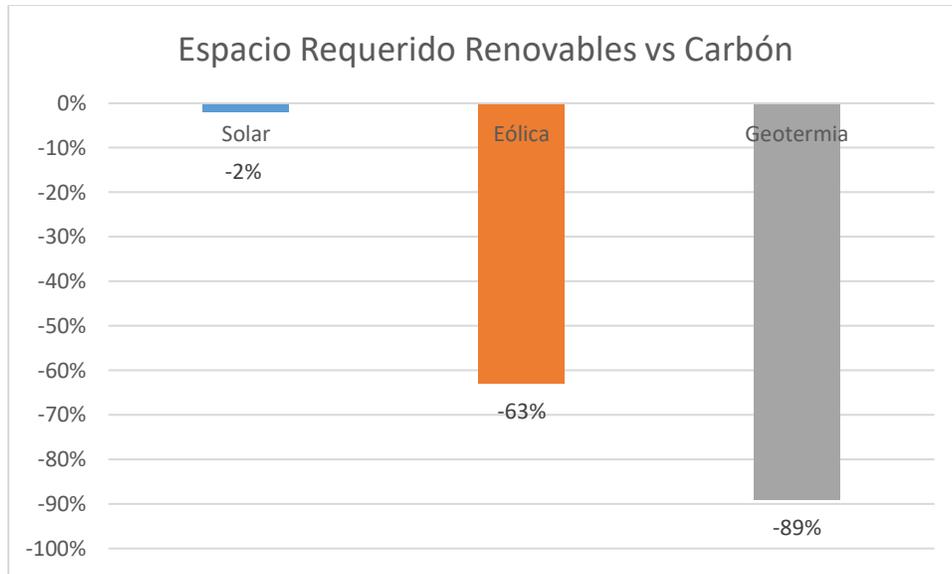


Figura 7.1.3. Comparación de superficie requerida de energías renovables vs carbón. Fuente: Jornada/Webinar de UBA.

Como último comentario se tiene que parte del impacto visual se podría reducir enterrando las tuberías de transporte de vapor, disminuyendo también el ruido generado. Pero esto suele ser impracticable debido al costo que se genera al realizar las perforaciones correspondientes.

Residuos sólidos

Es importante hacer mención que se debe contar con una buena gestión de residuos sólidos para no contaminar el área o zonas cercanas. Dichos desechos son producto de la construcción de la planta, principalmente debido a las perforaciones, realización de caminos, entre otros.

Ventaja: Utilización del propio fluido geotérmico para proceso de enfriamiento

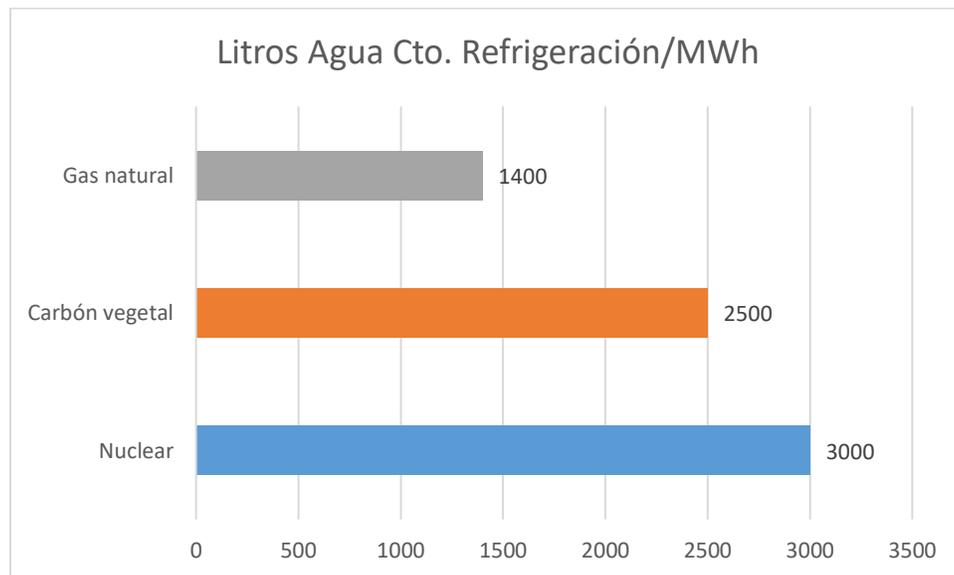
La principal ventaja a mencionar relacionado con el impacto ambiental es que no es necesario contar con un circuito de agua de enfriamiento para condensar el vapor de salida de la turbina.

Esto solo sucede con las centrales geotérmicas, y esto se puede entender con el siguiente planteo sencillo, las plantas a gas o diésel necesitan como elemento inicial o básico dichos combustibles fósiles para lograr operar, en el caso de las fotovoltaicas es necesario horas de sol, en las eólicas el viento, etc.

Pero en el caso de las centrales geotérmicas el “elemento combustible” es fluido geotérmico, que básicamente es agua en estado de vapor, por lo que en este caso se le da uso al propio fluido de trabajo para enfriar y condensar el vapor. El proceso ya se ha explicado en párrafos anteriores: sencillamente el fluido de salida del condensador es bombeado a la parte alta de la torre de enfriamiento, se logra disminuirle la temperatura y este último es transportado al condensador para entrar en contacto con el vapor de salida de la turbina, y que el mismo condense, repitiéndose el ciclo permanentemente.

El gran beneficio de esto, es que no existe la necesidad de utilizar agua fría de los ríos, lagos, mares, etc. (en el caso de Copahue lagos o lagunas) que pudiese haber en la cercanía, o agua potable. De esta manera no se genera un efecto sobre el medio ambiente, como sucede en el caso de otro tipo de centrales en donde se genera un ΔT (incremento de temperatura) de las corrientes de agua que se toman (de por ejemplo un río) y las corrientes que se devuelven al mismo.

En el siguiente gráfico xxx se puede apreciar la cantidad de litros de agua que se utiliza en el circuito de refrigeración, por cada MWh generado para diferentes tipos de tecnologías. Para el caso del gas natural se usan unos 1400 litros/MWh, para el caso del carbón 2500 litros/MWh y por último las centrales nucleares utilizan 3000 litros/MWh.



Concluyendo, a lo referente a circuito de agua de enfriamiento por parte de la geotermia no se tiene ningún impacto negativo sobre el medio ambiente.

Marco jurídico regulador

Las siguientes normativas pueden tenerse en cuenta a nivel internacional. Aquí se hace alusión a los diferentes marcos jurídicos para las distintas temáticas referidas al impacto ambiental.

Hundimiento de la tierra

- Protocolo de Kyoto (11 de diciembre del 1997).
- Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono N.º 7228. Viena, Austria (22 de marzo de 1985).
- Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono. Montreal, Canadá 1989.
- La convención para la protección de la flora, la fauna y la belleza escénica natural de las Américas. Washington, DC, EE.UU. (24 de octubre de 1940).
- Convenio sobre la prevención de la contaminación marina por vertimiento de desechos y otras materias, 1972.

Perforación de pozos

- Protocolo de Kyoto (11 de diciembre del 1997).
- Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono N.º 7228. Viena, Austria (22 de marzo de 1985).
- Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono. Montreal, Canadá 1989.

Sonidos naturales circundantes

- Entorno de trabajo (contaminación de aire, ruido y vibración). Convenio 148 de la Organización Internacional del Trabajo. Ginebra, Suiza (20 de junio de 1977).

Agua superficial

- Directiva marco sobre el agua (Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco de actuación comunitaria en el ámbito de la política energética).

Suelos

- Carta europea del suelo (30 de mayo de 1972).
- Carta Mundial del Suelo, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) 1981.
- Política mundial de suelos. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) 1982.
- Recomendación europea sobre la protección del suelo (Consejo de Europa, 1992).
- Convención de las Naciones Unidas de lucha contra la desertificación en los países gravemente afectados por la sequía, en particular en África. París (17 de junio de 1994).

Flora

- Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Flora y Fauna Silvestres N° 5605. Washington, DC, EE.UU. (3 de marzo de 1973).
- Convenio sobre la Diversidad Biológica. Río de Janeiro, Brasil (13 de junio de 1992).

Fauna

- Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Flora y Fauna Silvestres N° 5605. Washington, DC, EE.UU. (3 de marzo de 1973).

Paisaje

- Convención para la Protección de la Flora, Fauna y Belleza Escénica Natural de las Américas N.º 3763. Washington, DC, USA (4 de octubre de 1940).

Patrimonio arqueológico

- Convención sobre la protección del patrimonio arqueológico, histórico y artístico de las naciones americanas, N.º 6360 (Convención de San Salvador)(aprobada el 16 de junio de 1976).
- Convención sobre la protección del patrimonio mundial, cultural y natural N.º 5980. París (23 de noviembre de 1972).

D. Conclusiones

Culminando el presente proyecto final de investigación, mencionaremos las principales conclusiones a modo de resumen.

Es un proyecto viable tanto técnico como económicamente.

Se trata de una energía renovable, que no se ve influida por fenómenos climáticos externos, como pueden ser la velocidad del viento, irradiación del sol, la temperatura, etc. Solo se depende de las características debajo de la corteza terrestre, las cuales se mantienen prácticamente invariables.

Se tienen muy bajas emisiones a la atmósfera, en comparación con otros tipos de centrales de generación, y para la instalación se requiere de un espacio reducido.

Es necesario generar un marco legal de generación a partir de centrales geotérmicas en Argentina, dado a que no contamos con ninguna de este tipo en nuestro país.

Es una tecnología en auge, que está creciendo a nivel mundial, y Argentina tiene todos los recursos, tanto físicos como intelectuales para poder implementarla. Esperemos así sea posible en un futuro cercano.

F. Bibliografía

https://geothermalcommunities.eu/assets/presentation/7.Course_GT.pdf

2000 Catalogo Manifestaciones Termales Vol 2

geotermia_-_septiembre_2019.pdf

https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs#geothermal_energy_cost

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/40000-44999/43797/texact.htm>

<https://geothermalcommunities.geonardo.com/>

<https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-geothermal-energy>

<https://www.geothermal-energy.org/explore/our-databases/conference-paper-database/>

<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Geothermal-energy>

<https://www.nrel.gov/geothermal/advanced-wells.html>

https://www.fujielectric.com/products/geothermal_power_generation/

<https://www.globalgeothermalalliance.org/>

<https://geysers.com/The-Geysers/Inside-A-Geothermal-Power-Plant>

<https://www.siemens-energy.com/global/en.html>

<https://welltec.com/renewables/high-temperature-power-generation/>

<https://www.datacenterdynamics.com/en/analysis/icelands-giant-geothermal-power-plants/>

<https://es.scribd.com/read/282543118/Geothermal-Reservoir-Engineering>

<https://es.scribd.com/read/282626226/Geothermal-Resources-An-Energy-Alternative>

<https://es.scribd.com/read/408257869/Geothermal-Well-Test-Analysis-Fundamentals-Applications-and-Advanced-Techniques>

Geothermal Sustainability Regulation in Iceland and New Zealand - European Geothermal Congress 2016

Modelling and Stability Analysis of Geothermal Power Plants Proceedings World Geothermal Congress 2021

Legal and Regulatory Issues in Mineral Extraction from Geothermal Fluids in the Western U.S. GRC Transactions, Vol. 42, 2018

Environmental Concerns and Mitigation Associated with Geothermal Resource Confirmation Drilling Activities GRC Transactions, Vol. 42, 2018

Estimation of Plugging and Abandonment Costs Based on Different EU Regulations with Application to Geothermal Wells PROCEEDINGS, 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering

MWh Generación y venta de la energía eléctrica en la República Argentina – 1° Edición