

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES FACULTAD DE INGENIERIA INGENIERIA PETROLERA	Ubicación:	Laguna Colorada - Potosí	
	Etapas:	Diseño para construcción	
Nombre:	PROYECTO GEOTERMICO LAGUNA COLORADA	Código:	
Titulo del Plano:	Diseño de la Planta Geotermoelectrica	Plano:	5.3
		Escala:	S/E
		Formato:	A3: 420mm x 297mm

5.5.1.2. Diseño del equipo

- 1) La unidad turbogeneradora incluye unidades de control de lubricación, válvulas maestras de paro (MSV por sus siglas en inglés), y válvulas de control (CV por sus siglas en inglés) y se instala en el edificio de la turbina.
- 2) El condensador, sistema de remoción de gases, eliminador de brisa etc., se colocan afuera, entre el edificio de la turbina y las torres de enfriamiento.
- 3) En la sala de mando y sala de accesorios eléctricos se tienen sistemas eléctricos tales como cubículo de interruptores, panel de suministro DC y equipo de control, como la consola de monitoreo del turbogenerador, relés protectores, y sistema de adquisición de datos.
- 4) Transformadores auxiliares se ubican afuera, adyacentes a la sala de accesorios eléctricos.

5.5.2. TRABAJOS DE ARQUITECTURA Y OBRA CIVIL

5.5.2.1. Camino de acceso

Los caminos de acceso a Sol de Mañana son de asfaltados actualmente los cuales son cercanos a los pozos productores e inyectores de la zona, deberán ser personalizados para el ingreso a cada pozo y sobre todo para el sitio establecido para la construcción de la planta que será de unos 200 metros de largo desde el camino existente. Existen caminos de acceso hacia los pozos productores SM-1 ~ SM-3, SM-5 y MK-01. Para la plataforma del pozo de reinyección, se usará el camino de acceso que bordea las faldas del Cerro Apacheta, existe camino de acceso al pozo SM-4.

5.5.2.2. Preparación del sitio

Los sitios para la planta generadora y la plataforma del pozo de reinyección serán preparados.

- Sitio para el pozo de producción: Aprox. 210.7 [ha]
- Sitio para la planta generadora: Aprox. 7.0 [ha]
- Sitio para el pozo de reinyección: Aprox. 29.4 [ha]

5.5.2.3. Planta Generadora

A. Cimientos

Los equipos más grandes tales como el turbogenerador y condensador serán instalados sobre cimientos de concreto reforzado. El diseño modular de las instalaciones de generación permite que la mayoría del equipo sea instalado a nivel del piso.

B. Edificio

El edificio de la turbina es una estructura de acero con aluminio en el exterior y paneles en el cielo raso. Acomodará al turbogenerador un montacargas elevado y corredizo con equipo auxiliar relacionado.

5.5.3. EQUIPO PARA LA PLANTA GENERADORA

Se aplicará el mismo diseño para las unidades 1, 2, 3 y 4, de tal forma que los costos de diseño pueden eliminarse y los repuestos pueden ser compartidos entre las mismas.

5.5.3.1. Equipo Mecánico

Las funciones de cada equipo se describen a continuación:

A. Turbina

La turbina de vapor para este proyecto será diseñada y probada para aplicación geotérmica. Se prefiere la turbina tipo modular montada sobre rieles debido a:

- Tiempo de diseño y fabricación más corto,
- Fácil de transportar,
- Menor huella,
- Instalación más rápida en el sitio y
- Menor costo de construcción.

Tabla 5.5: Principales especificaciones de la turbina.

PARAMETROS	VALOR	UNIDAD
Tipo	Flujo único, a condensación, modular	
Potencia de salida:	25	MW
Presión del vapor	7 bar	bar
Temperatura del vapor	240	°C
Presión de salida	0,123	bar
Velocidad	3000	rpm

Fuente: WJEC (2001).

B. Tubería principal de vapor

1) Eliminador de brisa

Para prevenir la entrada de brisa o drenaje dentro de la turbina, un eliminador de brisa se instala en la tubería principal de vapor.

2) Medidor de flujo de vapor

Para control y monitoreo de la operación de la planta, un medidor de flujo de vapor se instala después de la salida del eliminador de brisa. El efecto del incremento en la medida será mínimo en cuanto a precisión se refiere.

3) Válvula maestra de paro (MSV) y Válvula de Control (CV)

La tubería de vapor de entrada a la turbina se divide en dos, ambas están conectadas a la turbina a través de válvulas maestras de paro y válvulas de control. Este arreglo permite realizar pruebas de apertura y cierre durante la operación de la turbina, para prevenir el atascamiento de las válvulas debido a depósitos de incrustación.

C. Condensador

Después de mover la turbina, el vapor fluye dentro del condensador principal. En el condensador, el vapor es enfriado por el agua de enfriamiento y se condensa en agua tibia. El condensador es del tipo de contacto directo por chorro de aerosol. El agua de enfriamiento es succionada desde el tanque de agua fría de la torre de enfriamiento por medio del vacío del condensador principal.

D. Sistema de remoción de gases

El sistema de remoción de gases elimina los gases no condensables contenidos en el vapor desde el condensador principal. El sistema de remoción de gases está formado por: eyectores de chorro de vapor, ínter condensador, bomba de vacío y sello de agua del separador. El vapor para accionar los eyectores de chorro de vapor se toma de la línea principal de vapor. El drenaje del ínter condensador y del sello de agua del separador son enviados hacia el condensador principal. Los gases no condensables se difunden por el escape de las torres de enfriamiento y se descargan a la atmósfera.

E. Sistema de agua de enfriamiento

El condensado es bombeado hacia las torres de enfriamiento desde el recipiente caliente del condensador principal. El condensado se enfría en las torres de enfriamiento y es recirculado como agua de enfriamiento. La bomba auxiliar de agua de enfriamiento proporciona agua de enfriamiento para el enfriador del aceite lubricador de la turbina, para el enfriador del generador, para el sistema de remoción de gases, para el compresor de aire, etc.

5.5.3.2. Equipo eléctrico y de control

A. Generador

Un generador sincrónico del tipo modular, enfriado por aire, trifásico será utilizado con fácil operación, menor mantenimiento y comprobado en ambiente geotérmico. Los gases corrosivos como el H₂S deberán removerse del aire de enfriamiento del generador utilizando filtros catalíticos oxidantes etc., puesto que la atmósfera alrededor del campo geotérmico contiene altas concentraciones de gas PM₁₀ – TSP - Arsénico. Un sistema de excitación sin cepillos deberá utilizarse.

Tabla 5.6: Especificaciones del generador.

PARAMETROS	VALOR	UNIDAD
Tipo	Rotor cilíndrico de campo resolvente, Totalmente cerrado, enfriado por aire Trifásico, generador sincrónico	
Potencia de salida	25	MW
Voltaje	230	kV
Frecuencia	50	Hz
Velocidad	3.000	rpm
Factor de potencia	0.8 (insulado)	
Método de neutro a tierra	Transformador	
Sistema de Excitación	Sin cepillos	

Fuente: WJEC (2001).

B. Equipos mayores

Tabla 5.7: Especificaciones de otros equipos mayores.

EQUIPO	CANT/ UNIDAD	ESPECIFICACIÓN
a) Transformador principal	1 jgo	25MVA, 13,8Kv/138kV.
b) Unidad transformada	1 jgo	2,000kVA, 13,8Kv/138kV, para equipo auxiliar.
c) Interruptor metálico 13.8 kV	1 jgo	13.8 kV corta circuito de gas, para la salida del generador.
d) Fuente de poder 480 V	1 jgo	480V corta circuito de aire, para equipo auxiliar mayor de 75 kW.
e) Control del Motor 480V	1 jgo	480V, MCCB, para equipo auxiliar menor o igual a 75kW.
f) Panel de distribución	1 lote	230V/110V, para control, instrumentación, iluminación y otros.
g) Panel de control	1 lote	Panel de control de la Turbina, panel eléctrico, panel de equipo auxiliar y otros.
h) Panel de protección	1 lote	Panel de protección del Generador, Panel de protección de transformador, Panel de protección de Transmisión y otros.
i) Suministro de energía DC	1 jgo	125V DC, cargador, batería y panel de distribución DC
j) Unidad de protección del sistema (UPS)	1 jgo	110V AC, Panel de distribución para el equipo digital de control

Fuente: WJEC (2001).

5.5.3.3. Equipo de control e instrumentación

El Sistema de Control de distribución (DCS por sus siglas en inglés) basado en microprocesadores que deberán utilizarse para controlar el sistema y monitorear varios parámetros de la planta generadora geotérmica. Este sistema DCS contribuye a garantizar la operación con una alta consistencia y productividad de la planta.

A. Controlador Automático de la Turbina y del Generador

Este elemento puede controlar como sigue:

- Arranque y parada automática de la Turbina (desde el arranque de la turbina fría hasta un 100 % de carga y viceversa)
- Arranque automático de la Turbina y regulación de carga, juntamente con el gobernador hidráulico electrónico-digital.

B. Nivel del Condensador

El nivel de agua caliente en el Condensador está controlado por el DCS debido a la protección de las bombas de agua caliente.

La operación de la planta se puede llevar a cabo por medio del CRT y el tablero, los cuales están en interface con el DCS y los operadores, en la sala de mando.

Un sistema de intercomunicación con la Planta será proporcionado, adicional al sistema de control. El sistema de intercomunicación para la operación del equipo se incluirá en el sistema DCS, mientras que uno para emergencias será de redes alámbricas.

C. Instalaciones auxiliares

- 1) **Suministro de agua:** El agua para limpieza y de servicio será bombeada de un pozo de agua de profundidad somera (<200 metros) apto para el consumo humano.
- 2) **Sistema de control de incendios:** Hidrantes y/o boquillas monitoras de fuego serán instaladas en el exterior alrededor del edificio de la turbina y de las torres de enfriamiento. Bombas contra incendios accionadas eléctricamente o por motores Diesel suministrarán agua desde el tanque de agua fría de las torres de enfriamiento a los hidrantes y a las boquillas monitoras. Sistemas de inundación se proporcionarán para los transformadores principales y auxiliares. Extinguidores portátiles de polvo químico se colocarán en el edificio de la turbina, sala de mando y salas eléctricas.

5.5.3.4. Instalaciones para la conservación del ambiente

A. Ruido

Un silenciador se instalará en las descargas de las válvulas de alivio de la línea principal de vapor.

El turbogenerador será instalado en el interior para reducir las emisiones de ruido.

B. Aguas servidas

El condensado de los silenciadores, rebalse de las torres de enfriamiento y otros drenajes que fluirán dentro del tanque de aguas servidas. De allí todas las aguas servidas serán enviadas a un pozo de reinyección específico.

C. Gas Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)

El vapor del área geotérmica de Sol de mañana no es muy rico en contenido de H₂S comparado con otros campos geotérmicos en el mundo. Entonces, se espera que la concentración de H₂S en la superficie será suficientemente bajo cuando los gases no condensables se dispersen cuando la salida de aire en grandes cantidades del escape de las torres de enfriamiento, de la misma forma que en muchas otras plantas generadoras geotérmicas. Puesto que el gas H₂S gas es más pesado que el aire, hay que considerar lo relacionado con el incremento de H₂S dentro de la caldera en un día sin viento si la planta generadora se construye en el área propuesta. Para ver la posibilidad de dicho incremento de H₂S, un estudio detallado del viento y una simulación de dispersión de gases serían necesarios. En el caso de que un incremento en H₂S fuera problema, la instalación de un sistema eliminador de H₂S u otra medida sería necesaria. Existe un buen número de sistemas eliminadores de H₂S disponibles comercialmente, tales como: el proceso Stretford aplicado en plantas generadoras en los Geysers, USA y el proceso Lo-Cat II utilizado en Leyte, Filipinas. La selección del proceso deberá basarse en la eficiencia de remoción requerida, confiabilidad, costo de construcción, costos de operación y mantenimiento.

Figura 5.1: Equipo de eliminador depurador de H₂S.



Fuente: BELEPM Co. (2022).

5.6. SELECCIÓN DEL TIPO DE TECNOLOGÍA O PLANTA GEOTÉRMICA

Para establecer el tipo de planta geotérmica y junto a ello el ciclo termodinámico, la teoría indica que el tipo de central o planta geotérmica seleccionada depende de las características termodinámicas del fluido geotérmico que se dispone en el lugar de emplazamiento del proyecto. Para ello las características de presión en boca de pozo, temperatura media del pozo, flujo de vapor del yacimiento geotérmico, se mencionan en la tabla siguiente.

Tabla 5.8: Características del fluido geotérmico Sol de Mañana.

PARAMETROS	VALOR	UNIDAD
Presión atmosférica	0,5305	Bar
Presión en boca de pozo	70	Bar
Temperatura media en el reservorio	243	°C
Profundidad media del reservorio	1200	m
Tipo de sistema geotérmico	Alta temperatura, alta entalpia y liquido dominante	
Presión de trabajo	5 – 7	Bar
Entalpia	1150	kJ/kg
Profundidad de los pozos	1726,2	m
GNC (Gases No Condensables)	2 – 10%	del peso
Pozos productores	15	-
Pozos Inyectores	7	-
Producción	100	MW

Fuente: JICA (2015).

De acuerdo con la *Tabla 5.8* se observa que el tipo de fluido geotérmico no es apto para una planta de generación de vapor seco, ya que es vapor con liquido dominante y que la planta más apropiada sería una de expansión súbita, pero por seguridad se comparara con la *Tabla 5.9*, si los datos que se tienen están dentro de los parámetros aceptados por diferentes autores de libros referentes a la generación geotérmica.

Como se puede observar y por comparación se cae en cuenta que las plantas de EXPANSIÓN SÚBITA son las más adecuadas para el proyecto Laguna Colorada, ya que todos los datos iniciales (que se tienen) están dentro de los parámetros recomendados en la anterior tabla. La pregunta ahora es cuál de las dos centrales es la más apropiada para el proyecto en cuestión.

Tabla 5.9: Parámetros aceptables para plantas de expansión súbita.

PARAMETROS	VALORES	UNIDADES
TIPO	FLASH SIMPLE Y DOBLE	
Presión en boca de pozo	5 - 15	Bar
Presión de ingreso a la turbina	4 - 10	Bar
Presión a la salida de la turbina	0,044 – 0,199	Bar
Temperatura en el yacimiento	Sobre los 200	°C
Entalpia	640 - 3000	kJ/kg
Titulo	0,1 – 0,5	
Consumo	8 - 460	Kg/kWh
GNC (Gases No Condensables)	0 – 25% Porcentaje del cual: 65 – 95% CO ₂ 1 – 20% H ₂ S En menor proporción Metano, Hidrogeno, Ácido Bórico, Amoniac y gases raros.	
Profundidad del pozo	1000 - 3000	m
Pozos Productores	13 – 16	-
Pozos Inyectores	6	-
Producción	1 - 200	MW
Eficiencias térmicas totales	1 – 10% para centrales de expansión súbita.	
Rendimiento interna turbina	60 - 80	-
Rendimiento eléctrico	85 – 95	-
Rendimiento mecánico	80 – 90	-
Factor de potencia promedio	0,8 – 0,9	-
Reinyección	80 - 85	-
Tiempo de vida útil de un pozo	10	años
Tiempo de vida de un campo Geotérmico	30	años
Diámetro del pozo	6 – 22	in
Diámetro de tuberías del pozo	4 - 18	in

Fuente: *Elaborado en base a datos recopilados.*

Para poder elegir se deberán conocer las ventajas y desventajas de cada una luego de una evaluación se podrá elegir el tipo de central más adecuada para las características del fluido geotérmico y del tipo de proyecto que se quiere desarrollar.

Cuadro 5.1: *Ventajas y desventajas de las centrales de simple y Double Flash.*

TIPO DE CENTRAL	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Central Flash Simple	<ul style="list-style-type: none"> - Buen rendimiento. - Reinyección viable logrando sostenibilidad a mediano plazo. - Requiere bajo mantenimiento. - Costo de funcionamiento moderado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gran consumo de agua. - No es viable la utilización del agua excedente para otros usos (potabilización, riego, etc).
Central Flash Double	<ul style="list-style-type: none"> - Buen rendimiento. - Reinyección viable, logrando sostenibilidad a mediano plazo. - Mayor capacidad de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gran consumo de agua. - No es viable la utilización del agua excedente para otros usos (potabilización, riego, etc). - Requiere mayor mantenimiento. - Costo de funcionamiento elevado.

Fuente: DiPippo (2015).

En el *Cuadro 5.1* se puede observar que, aunque la planta de Doble Flash nos ayuda a generar más electricidad, los costos de mantenimiento y funcionamiento son mayores. Por lo demás, se puede observar que casi tienen las mismas ventajas y desventajas, con la de Flash Simple; bajo un criterio económico la respuesta más viable al cuestionamiento inicial sobre qué tipo de central sería la más adecuada para el proyecto Geotermoeléctrico de la Laguna Colorada, sería la **Central Flash Simple**, bajo un criterio de rendimiento funcionamiento, la respuesta sería la misma, puesto que ambas opciones tienen similar funcionamiento y rendimiento, así como ventajas similares.

Después de este análisis se puede decir, que según el yacimiento y según el tipo de fluido geotérmico con el que pretende trabajar, la planta más adecuada para el proyecto Geotermoeléctrico de la Laguna Colorada es la unidad de generación por **EXPANSION SUBITA SIMPLE** o **SINGLE FLASH**.

5.7. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA TIPO SINGLE FLASH

En este punto se mencionará los diferentes equipos como ser: Separadores de vapor, Turbinas vapor, Condensadores y Torres de enfriamiento, para realizar la selección de dichos equipos en función a criterios técnicos y económicos.

5.7.1. SEPARADOR DE VAPOR

En la siguiente tabla se puede apreciar las características técnicas (ventajas y desventajas) de los separadores de tipo horizontal y vertical centrífugo.

Cuadro 5.2: *Ventajas y desventajas de tipos de separadores.*

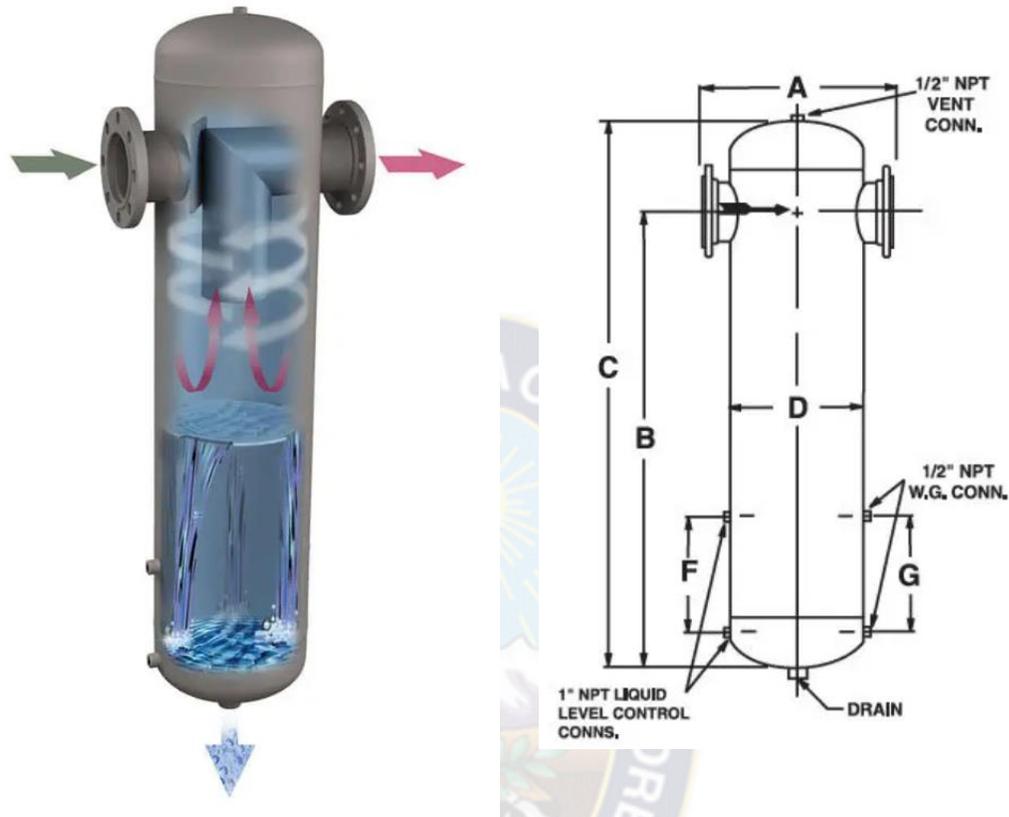
TIPO DE SEPARADOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Horizontal	<ul style="list-style-type: none"> - Gran control de turbulencia. - Mejor manejo para la retención de volumen. - Mayor área de superficie líquida. - Fácil mantenimiento y servicio. - Retención vapor/líquido moderado. - No recomendado para flujos con sólidos y materiales pegajosos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere mayor espacio físico. - Los extractores de niebla a veces se tapan y explotan. - No es bueno para el manejo de sedimentos o lodo. - Baja cantidad de flujo. - Ocupa gran espacio en la instalación.
Vertical centrífugo	<ul style="list-style-type: none"> - Puede manejar grandes cantidades de sedimentos o lodo. - Buena capacidad de oleada. - No requiere de mucho espacio físico. - Puede ser limpiado fácilmente. - Alta retención vapor/líquido. - Recomendado para flujos con presencia de sólidos y materiales pegajosos. - Mayor eficiencia de separación 70 – 80%. 	<ul style="list-style-type: none"> - Más costoso para procesar iguales cantidades de flujo. - Menor capacidad para el drenado de neblina. - No es bueno para la espuma. - Dificultad para revisar equipos en la parte superior. - Limitado en instalaciones con baja altura.

Fuente: DiPippo (2015).

Según el Cuadro 5.2 se puede observar que el separador de vapor centrífugo posee ventajas de alta retención de vapor/líquido y es recomendado para flujos con presencia de sólidos en cuanto a las desventajas ambos poseen similares desventajas en cuanto a espacio en la instalación, el separador horizontal posee como desventaja manejar cantidades bajas de flujo.

Entonces se tiene como selección final el uso de un **SEPARADOR VERTICAL CENTRIFUGO** como equipo de separación del fluido geotérmico en la planta geotermoeléctrica.

Figura 5.2: Separador vertical marca EATON.



Fuente: Direct Industry (2022).

5.7.2. TURBINAS

De acuerdo con el movimiento de la corriente de vapor dentro el cuerpo de la turbina se tiene:

- Tipo radial cuando la circulación de vapor se determina en un plano perpendicular al eje de la turbina.
- Tipo axial cuando la circulación de vapor se establece paralelamente al eje de la turbina.

En base a las condiciones de operación y el salto térmico las turbinas de vapor pueden ser:

- a) **CONDENSACION**, tienen un tamaño bastante considerable descargan vapor húmedo a un nivel térmico bastante bajo, son una buena opción cuando se requiere obtener la máxima energía mecánica la presión de descarga puede ser un valor inferior a la presión atmosférica debido a la condensación del vapor de salida. Este tipo de turbina es la más utilizada en centrales geotérmicas tipo SINGLE FLASH.

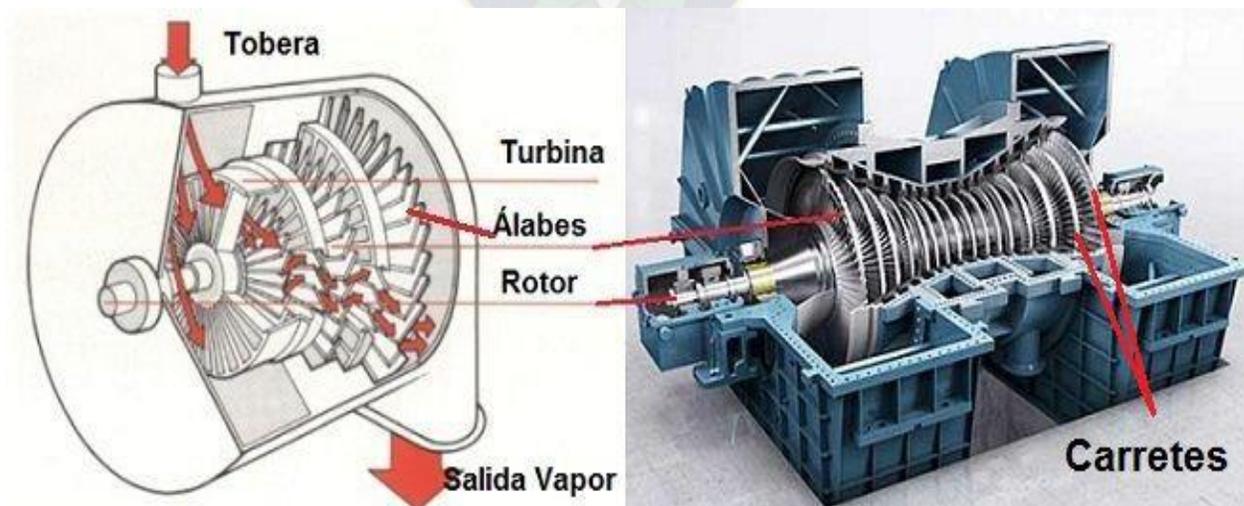
- b) **CONTRAPRESION**, turbina utilizada en planta geotérmica a boca de pozo. El vapor a la salida se encuentra a una presión superior a la presión atmosférica proveen un mayor rendimiento térmico completo de la planta y son una buena opción cuando el vapor es el principal objetivo del proyecto. No poseen condensador.
- c) **CONDENSACION CON EXTRACCION INTERMEDIA**, es un tipo de turbina que enlaza tanto las características de la turbina de contrapresión y condensación, puede considerarse como dos turbinas acopladas en serie. El vapor que llega a la turbina pasa por la primera etapa a la salida una parte del vapor se extrae y el resto pasa por la segunda etapa.

De acuerdo con la expansión se pueden distinguir dos tipos de turbina:

- a) **ACCION**, cuando la expansión del fluido solo se realiza en el estator, no existe variación térmica en los alabes fijos. En estas turbinas no hay cambio de presión en la rueda móvil, donde el cambio de velocidad absoluta del fluido genera intercambio de energía.
- b) **REACCION**, cuando parte de la expansión tiene lugar en el estator y otra en el rotor. El grado de reacción indicará la parte de expansión dada en la corona móvil respecto a la total, para un grado de reacción cero la turbina será de acción, si el valor es la unidad, la turbina será de reacción pura.

La turbina por el tipo de unidad requerida, es de 25 [MW] de generación, posee 4 a 5 etapas de reacción – impulso, están fabricadas de materiales que soportan corrosión, tienen rendimientos isoentrópicos en el orden del 80% y es **TURBINA CONSENSADORA**. Esta turbina expulsa vapor en estado parcialmente saturado, generalmente con calidad mayor al 90% a una presión bastante inferior a la atmosférica hacia un condensador.

Figura 5.3: Partes de la Turbina de vapor.



Fuente: Areatecnologia (2022).

5.7.3. CONDENSADORES

Cuadro 5.3: Comparación entre los intercambiadores de calor más comunes.

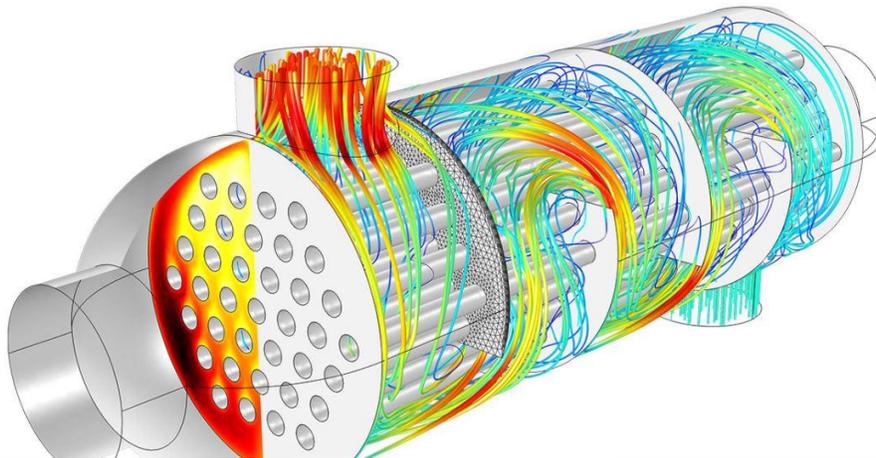
ASPECTO POR COMPARAR	TUBO Y CORAZA	PHE	SHE
Respuesta en operaciones líquido – líquido	Altos coeficientes globales de transferencia de calor para $Re > 2100$	Altos coeficientes globales de transferencia de calor para $Re > 10$	
Resistencia	Alta	Baja	Media
área de transferencia de calor	Grande	Muy grande	Mediana
Costo básico	Altos	Bajos	Altos
Mantenimiento	Difícil de inspeccionar, limpieza química muy buena por la carcasa y aceptable o pobre por los tubos. Limpieza mecánica prácticamente imposible. Reparaciones aceptables.	Completamente accesibles para inspección, limpieza química y manual. Fácil reemplazo de todas sus partes.	La inspección varía de buena a pobre limpieza química muy buena. Limpieza mecánica varía de buena a pobre. Reparación pobre.
Limitaciones de espacio y peso (para la misma operación)	Requiere de un espacio considerable y además un espacio amplio para mantenimiento.	Ligeras y ocupan poco espacio. No requieren de espacio adicional para mantenimiento.	Ligeras y ocupan menos espacio que tubo y carcasa.
Diferencia de temperatura mínima entre los fluidos	Hasta 5 °C	Hasta 1 °C	No especificado
Temperatura de operación	No tiene restricciones específicas	32 a 66 °C usando empacadoras de caucho	No tiene restricciones específicas
Caída de presión (a velocidad promedio y longitud de flujo comparables)	Baja	-40 a 127 °C usando empacadoras de asbesto comprimido.	Media
Niveles de presión	Dependiendo del diseño.	Alta (hasta 100 veces mayor que la de tubo y carcasa)	Alrededor de 2Mpa
Aplicaciones	Intercambio de calor líquido – líquido. Calentamiento de vapores Condensación, Re-hervidores de baja a media viscosidad y bajo ensuciamiento	Generalmente de 0,1 – 1,6 Mpa, pudiendo llegar hasta 2.5 Mpa. Plantas de enfriamiento en cementos de procesos. Operación con fluidos muy corrosivos de cualquier viscosidad o con ensuciamiento medio.	Intercambio de calor en gases a altas temperaturas, Re-hervidores, Condensadores, Bajas presiones (menos de 1100 kPa). Opera con fluidos de cualquier viscosidad y fluidos muy sucios.

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

El vapor que sale de la turbina generadora a efecto de recuperar fluido de trabajo debe condensarse y descargarse como líquido a presión atmosférica. Esto se logra al condensar los vapores usando agua de enfriamiento. En la siguiente tabla se puede apreciar características de diferentes intercambiadores de calor. Así también en el *Cuadro 5.3* se muestra la comparación entre los diferentes tipos de intercambiadores de calor.

En base a la información obtenida en el *Cuadro 5.3* el **INTERCAMBIADOR DE CORAZA Y TUBOS** posee características que se adecuan al proceso de condensación de los fluidos geotérmicos para la planta geotermoeléctrica y según la comparación entre los diferentes intercambiadores de calor es el más usado para condensación de fluidos. Es por ello por lo que se hará uso de este tipo de intercambiador para el condensado de los fluidos geotérmicos de la planta.

Figura 5.4: Intercambiador de coraza y tubos.



Fuente: Ingeniero Marino (2018).

5.7.4. TORRES DE REFRIGERACIÓN

Las torres de refrigeración son estructuras rectangulares de madera, hormigón o metálicas, determinadas para enfriar el agua que proviene del condensador, disipan el calor a la atmósfera a través de la transferencia de energía entre el agua y el aire. Las variaciones meteorológicas, temperatura y humedad relativa del aire, afectan la performance de la torre, en menor medida la presión atmosférica y la velocidad de los vientos. Las plantas de vapor geotérmico no necesitan un suministro importante de agua de refrigeración, una ventaja importante en zonas áridas.

5.7.4.1. Tipos de Torre de enfriamiento

- a) **TORRES DE TIPO NATURAL**, la circulación de aire por la torre se da debido a la diferencia de densidad entre el aire que entra a la torre y el aire caliente que sale de la misma. Estableciéndose de esta forma un tiro natural

ascendente. La boca de entrada se ubica en base de la torre y de la salida en la parte superior son ideales para cantidades muy grandes de enfriamiento.

- b) **TORRE DE TIPO FORZADO**, el aire circula debido a ventiladores ubicados en la base que lo impulsan para descargarlos por la parte superior. Su diseño es compacto, pero consumen más energía. Debido a la baja velocidad del aire de salida, esta torre está sujeta a una recirculación de vapores húmedos que retornan a las entradas de aire.
- c) **TORRES DE TIPO INDUCIDO**, el aire se succiona mediante un ventilador situado en la parte superior de la torre. Precisa de un amplio espacio para una conveniente distribución de aire. La torre de tipo inducido faculta una distribución más uniforme del aire, por lo tanto, no tiene problemas de recirculación de aire caliente y húmedo (como en torres de tipo forzado) que afectan notablemente a la efectiva. Son las más utilizadas en plantas geotérmicas.

La torre de enfriamiento adecuada para este tipo de planta es una torre de **TIRO INDUCIDO, a CONTRACORRIENTE**, por cualidades descritas anteriormente. Una vez establecidos los equipos que formaran parte de la unidad generadora, el paso siguiente es analizar el proceso de conversión de energías y ciclo termodinámico de la planta de la planta tipo Single Flash.

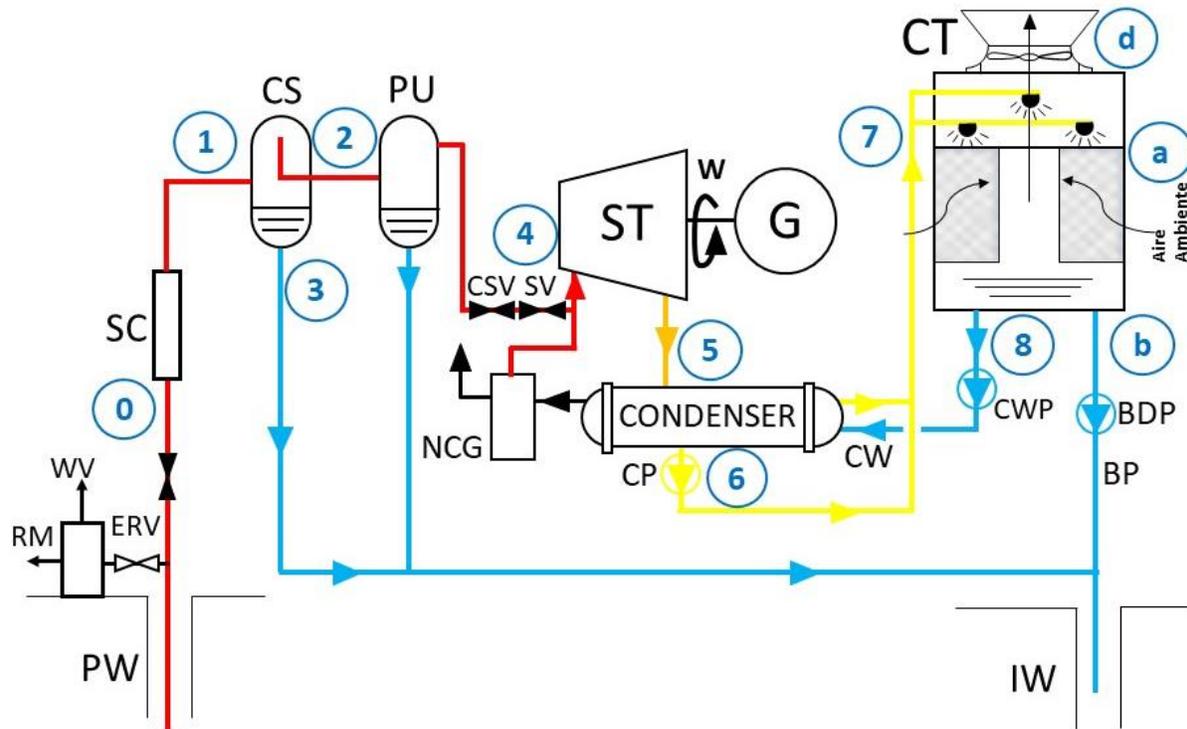
Figura 5.5: Torres de refrigeración instaladas en plantas Geotérmicas.



Fuente: I+D Control (2016).

5.8. SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA PARA UNA PLANTA TIPO SINGLE FLASH

Figura 5.6: Esquema simplificado “planta tipo SINGLE FLASH”



Leyenda:

PW = Pozo productor.

S = Silenciador.

WV = Válvulas cabeza de Pozo.

CS = Separador Ciclónico.

BCV = Válvula de Bola Check.

SP = Línea de Vapor.

MR = Eliminador de Humedad.

CSV = Válvulas de Control.

SE/C = Eyector/Condensador.

C = Condensador.

CP = Bomba de Condensado.

CWP = Bomba de agua enfriada.

WP = Línea de conducción de Salmuera.

CT = Torre de Enfriamiento.

IW = Pozo de reinyección.

Fuente: Di Pippo (2015).

En este punto se explicará cómo se realiza la conversión de energía geotérmica a energía eléctrica. Según la teoría establecida por Ronald Di Pippo, Ph.D, el fluido geotérmico comienza como un comprimido líquido en algún lugar del depósito donde se encuentre, este experimenta un proceso intermitente en alguna parte, las dos fases se separan y que entonces se utiliza el vapor para mover el eje de una turbina que a su vez acciona un generador eléctrico. Un esquema simple de esta operación se da en la *Figura 5.7*. Donde se muestran los componentes principales de una planta Simple Flash. En cada pozo de producción [PW] existe un conjunto de equipos de control y seguimiento del fluido geotérmico desde el pozo productor hacia la planta²⁴.

Este equipo incluye:

- Válvulas [WV, CSV].
- Silenciador [S].
- Separador Ciclónico [CS].
- Instrumentos de medición de presión y temperatura.
- Tuberías.

En la imagen se tiene un arreglo en boca de pozo que muestra el separador ciclónico tangencialmente. El vapor se recoge desde el centro del recipiente por un tubo vertical que emerge de la parte inferior. El vapor pasa entonces a través de una Válvula de Retención de Bola (BCV), en la izquierda el vapor sale de la parte superior y fluye hacia la casa de máquinas. El fluido separado es enviado a un tanque de retención (pequeño recipiente vertical a la derecha de la parte inferior del separador), de este recipiente el fluido es reinyectado hacia los pozos de reinyección.

Es importante separa las dos fases de manera eficiente antes que el vapor sea emitido a la turbina de no ser así el líquido arrastrado en el vapor puede causar descamación y/o erosión en las tuberías y turbina. De manera general el vapor que entra a la turbina debe ser al menos 99,995% seco.

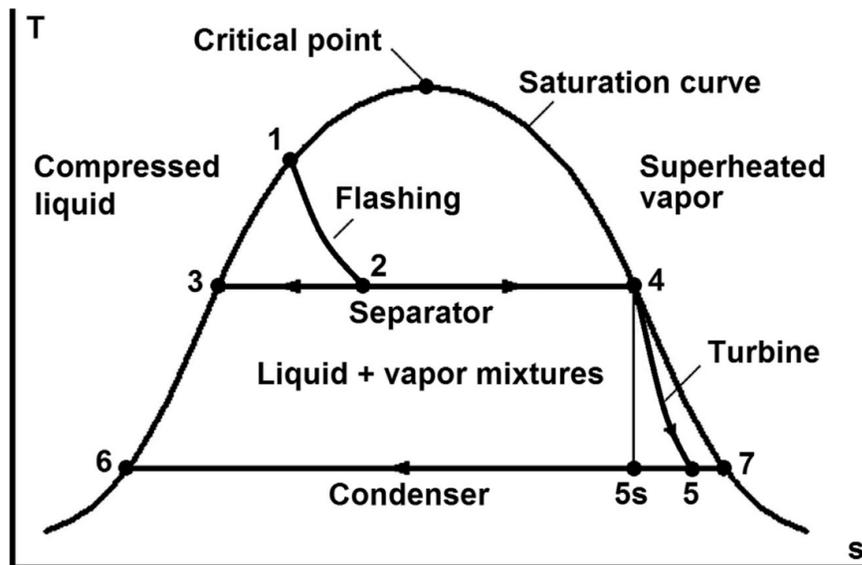
5.9. CICLO TERMODINÁMICO DE LA PLANTA GEOTÉRMICA

En los puntos anteriores se hizo referencia al tipo de planta geotérmica seleccionada a al sistema de conversión de energías de la planta tipo (Single Flash) el cual posee un ciclo termodinámico, cada proceso de este sistema de conversión será detallado en este punto.

El ciclo termodinámico que emplea en una planta geotérmica del tipo Single Flash o evaporación súbita se aprecia mejor en el siguiente diagrama “Temperatura vs. Entropía”.

²⁴ Di Pippo, Ronald (2015). *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*.

Figura 5.7: Ciclo termodinámico en una "Planta tipo Single Flash".



Fuente: DiPippo (2015).

Los procesos sufridos por los fluidos geotérmicos se ven mejor en un estado termodinámico, en el diagrama se traza en el eje de ordenadas la temperatura del fluido geotérmico y a la entropía se traza en el eje de las abscisas. Los procesos que ocurren en una planta geotérmica del tipo Single Flash.

5.9.1. PROCESO INTERMITENTE

El proceso inicia con el fluido geotérmico de baja presión en el punto 1, cerca de la curva de saturación. El proceso de Flasheo se considera a entalpía constante (proceso isoentálpico) ya que se produce de manera continua, no se considera pérdida de trabajo, tampoco se considera variaciones de energía cinética, energía potencial del fluido a medida que es sometida a la separación (flash). Por lo tanto, se obtiene la siguiente relación.

$$h_0 = h_1 \dots ec. (5.1)$$

5.9.2. PROCESO DE SEPARACIÓN

El proceso de separación, una vez que el flash se ha llevado a cabo, se modela como presión constante (proceso isobárico). La calidad de vapor (título) de mezcla que se forma después de la separación en el punto 1, se puede encontrar mediante la siguiente ecuación:

$$x_1 = \frac{h_1 - h_3}{h_2 - h_3} \dots ec. (5.2)$$

Dónde:

x_2 : Calidad de la mezcla o título después de la separación.

h_2 : Entalpia de la mezcla a la presión de trabajo (KJ/Kg).

h_3 : Entalpia liquido saturado a la presión de trabajo (KJ/Kg).

h_4 : Entalpia de vapor saturado a la presión de trabajo (KJ/Kg).

Este resultado indica la cantidad de vapor que va a la turbina por unidad de flujo de masa total.

5.9.3. PROCESO DE EXPANSIÓN DE LA TUBINA

El trabajo producido por la turbina se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$W_t = h_4 - h_5 \dots \text{ec. (5.3)}$$

La potencia mecánica bruta desarrollada por la turbina está dada por:

$$\dot{W}_t = m_s * W_t = x_1 * m_{Total} * W_t \dots \text{ec. (5.4)}$$

Para encontrar la potencia neta simplemente se resta de la potencia total la potencia que consume los sistemas auxiliares estos sistemas auxiliares representan la carga parasitaria, incluyen toda la potencia de bombeo, alimentación del ventilador de la torre de enfriamiento y la iluminación de la estación. La energía eléctrica bruta sería igual a la potencia de la turbina bruta por la eficiencia del generador eléctrico quedando así:

$$\dot{W}_e = \eta_g * \dot{W}_t \dots \text{ec. (5.5)}$$

Si se considera que no existe pérdida de calor en la turbina y además no se toma en cuenta las variaciones de energía cinética y potencial del fluido que ingresa y sale, el máximo trabajo posible se generaría si la turbina operaría adiabática y reversiblemente, es decir, a entropía constante. El proceso ideal sería desde el punto 4 al 5s. El rendimiento de la turbina isoentrópica se define como la relación entre el trabajo real y el trabajo ideal de la turbina, cuya ecuación se expresa de la siguiente manera.

$$\eta_g = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{5s}} \dots \text{ec. (5.6)}$$

Este resultado se ve afectado por la cantidad de humedad que está presente durante el proceso de expansión, mientras mayor es la humedad, menor es el rendimiento. Este efecto puede ser cuantificado mediante el uso de la denominada regla de Baumann, que dice que la humedad promedio de 1% provoca una caída aproximadamente un 1% en el rendimiento de la turbina. Ya que las turbinas geotérmicas generalmente operan en la región húmeda, adoptando la regla de Baumann se puede hallar la eficiencia isoentrópica de una turbina operando con vapor húmedo:

$$\eta_{ts} = \eta_{td} * \left(\frac{x_1 - x_5}{2} \right) \dots \text{ec. (5.7)}$$

Donde el rendimiento de la turbina en seco, η_{td} puede ser asumida de manera conservadora, el valor constante de:

$$\eta_{td} = 0,85 \dots \text{ec. (5.8)}$$

El punto "5" está determinado por la solución de ecuación de la eficiencia de la turbina isoentrópica. La entalpia de salida ideal donde el termino entropía, da la calidad de vapor a la salida de la turbina, se encuentra de la siguiente manera:

$$h_{5s} = h_6 + (h_7 - h_6) * \left(\frac{s_4 - s_6}{s_7 - s_6} \right) \dots \text{ec. (5.9)}$$

Se hace uso de la regla Baumann, la entalpia de salida real seria calculada mediante la siguiente igualdad:

$$h_{5s} = \frac{h_4 - A * \left(1 - \frac{h_6}{h_7 - h_6} \right)}{1 + \frac{h_6}{h_7 - h_6}} \dots \text{ec. (5.10)}$$

Dónde:

A: Factor de Baumann; este factor viene expresado de la siguiente manera:

$$A = 0,425 * (h_4 - h_{5s}) \dots \text{ec. (5.11)}$$

Las relaciones mencionadas anteriormente se fundamentan en base a que la calidad de vapor a la entrada de la turbina es igual, es decir el vapor que ingresa es vapor saturado.

5.9.4. PROCESO DE CONDENSACIÓN

La parte de condensación cumple un rol muy importante en las plantas, existen diferentes tipos de intercambiadores de calor, siendo el más empleado en generación geotérmica el condensador de contacto superficial, ya que este tipo de condensador no permite que los fluidos se mezclen en el interior del equipo. El tipo de condensador empleado para este tipo de plantas es el condensador tipo superficial. Según la primera ley de la termodinámica se deduce la siguiente ecuación, que relaciona el flujo de agua requerido para refrigeración \dot{m}_{cw} y la tasa de flujo de vapor $x_2 * \dot{m}_{Total}$.

$$\frac{\dot{m}_{cw}}{x_2 \dot{m}_{Total}} = \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c} \Delta t} \right] \dots \text{ec. (5.12)}$$

Despejando tenemos:

$$\dot{m}_{cw} = x_2 * \dot{m}_{Total} * \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c}(T_6 - T_{cw})} \right] \dots \text{ec. (5.13)}$$

Donde:

- \bar{c} : Calor específico constante del agua de refrigeración [KJ/Kg°C]
- \dot{m}_{cw} : Flujo de agua requerido para la refrigeración [KJ/Kg]
- T_{cw} : Temperatura del fluido que es expulsado de la torre de enfriamiento [°C]

5.9.5. PROCESO DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO

La torre de enfriamiento debe estar diseñada para acomodar la carga del proceso de condensación del vapor, el condensado de vapor se encuentra en el recipiente caliente del condensador, es bombeado hacia la torre de enfriamiento donde es pulverizador y cae mientras se enfría con un forzador (ventilador). La torre de enfriamiento es del tipo tiro inducido (torre de refrigeración mecánica).

El proceso interno que ocurre en la torre de enfriamiento implica el intercambio de calor y masa entre el aire y el agua. La ecuación (5.14) según la primera ley de la termodinámica describe el funcionamiento general de la torre, no tomando en cuenta el ventilador y suponiendo un flujo constante y en condiciones adiabáticas generales:

Balance de calor en la torre de enfriamiento:

$$\dot{m}_7 h_7 - \dot{m}_8 h_8 = \dot{m}_d h_d - \dot{m}_a h_a + \dot{m}_b h_b \dots \text{ec. (5.14)}$$

Donde:

$\dot{m}_7 h_7$: Flujo másico y entalpia de vapor condensado que ingresa.

$\dot{m}_8 h_8$: Flujo másico y entalpia de agua de refrigeración que sale.

$\dot{m}_d h_d$: Flujo másico y entalpia de aire que ingresa a la torre.

$\dot{m}_a h_a$: Flujo másico y entalpia de aire húmedo que sale de la torre.

$\dot{m}_b h_b$: Flujo másico y entalpia de agua que sale.

Existen otras dos ecuaciones necesarias para analizar el proceso de conservación de masa de agua y de masa de aire. Recordando siempre que tanto a la entrada y salida de los flujos estos contienen agua en la fase vapor en diferentes porcentajes. Estas relaciones son las siguientes:

$$\dot{m}_7 - \dot{m}_{wa} = \dot{m}_8 + \dot{m}_b + \dot{m}_{wd} \text{ (Conservación de masa) } \dots \text{ec. (5.15)}$$

$$\dot{m}_{ad} = \dot{m}_{aa} \text{ (Conservación de aire) } \dots \text{ec. (5.16)}$$

El contenido de agua en los flujos de masa tanto del aire como del agua se puede encontrar a partir de la humedad específica del aire.

$$w_a = \frac{\dot{m}_{wa}}{\dot{m}_a} \dots \text{ec. (5.17)}$$

$$w_d = \frac{\dot{m}_{wd}}{\dot{m}_d} \dots \text{ec. (5.18)}$$

Despejando:

$$\dot{m}_{wa} = w_a * \dot{m}_a \dots \text{ec. (5.19)}$$

$$\dot{m}_{wd} = w_d * \dot{m}_d \dots \text{ec. (5.20)}$$

Dónde:

\dot{m}_{wa} : Contenido de agua en el flujo másico del aire ambiente.

\dot{m}_{wd} : Contenido de agua en el flujo másico del aire húmedo.

\dot{m}_a : Humedad específica del aire que ingresa.

\dot{m}_d : Humedad específica del aire que sale.

Estas ecuaciones que gobiernan el diseño de torres se utilizan con las propiedades del vapor, agua y aire húmedo.

A partir de las ecuaciones anteriores obtenidas de la termodinámica de conversión del proceso se procederá con el dimensionamiento de los equipos principales de la planta Geotermoeléctrica de 25 [MW] de potencia estimada.

5.10. METODOLOGÍA DE CÁLCULO LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA PLANTA GEOTÉRMICA²⁵

A continuación, efectuaremos el cálculo de los equipos más importantes y fundamentales de la planta geotérmica mediante el uso del proceso de conversión (ciclo termodinámico) el cual fue detallado en el anterior punto. Es imponente obtener una relación para la potencia mecánica generada por la turbina ya que esta potencia será función de la potencia eléctrica en bornes del generador electromecánico, para posteriormente realizar el diseño a detalle de la subestación eléctrica en función a la capacidad de generación eléctrica de la planta geotérmica.

5.10.1. Cálculo y dimensionamiento del Separador Ciclónico

Es un equipo térmico que tiene la función de separar el fluido geotérmico bifásico en vapor puro útil a la turbina y el líquido salmuera no útil para ser reinyectado nuevamente al pozo. El fluido geotérmico que emerge de la tierra es conducido a un separador de vapor en el cual se llevara a cabo la separación bifásica del mismo, obteniendo así vapor puro útil para el proceso de conversión de energías. Para el cálculo del separador de vapor se parte del proceso de separación del ciclo termodinámico.

Es necesario conocer datos técnicos del fluido geotérmico del lugar de emplazamiento del proyecto geotérmico, con estos datos es posible calcular y dimensionar uno de los equipos más importantes de la unidad generadora como es el separador de vapor, existen diferentes tipos de separadores de vapor como ser: los separadores verticales, horizontales, uno de los separadores más empleados en el diseño de plantas de evaporación súbita es el separador ciclónico establecido por Ronald DiPippo, Ph.D.

Las ecuaciones que gobiernan el diseño de este separador fueron aplicadas en diferentes plantas geotermoeléctrica a nivel mundial, es por ello que para el diseño general del separador de vapor como es el cálculo y dimensionamiento, se hará uso de este tipo de separador como es el separador tipo ciclón.

²⁵ Di Pippo, Ronald (2015). *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*.

Una vez obtenido el volumen específico se sabe que el inverso del mismo es la densidad del fluido geotérmico entonces:

$$\rho = \frac{1}{v} \dots \text{ec. (5.24)}$$

El flujo o caudal volumétrico que ingresa al separador ciclónico se puede hallar con la relación flujo másico y densidad del fluido geotérmico.

$$\dot{Q} = \frac{\dot{m}}{\rho} \dots \text{ec. (5.25)}$$

La relación de la velocidad y la sección transversal de la tubería de entrada al separador ciclónico da el caudal volumétrico.

$$\dot{Q} = \dot{x} \cdot A \dots \text{ec. (5.26)}$$

Es posible controlar la velocidad de entrada del líquido bifásico al separador de vapor, obteniendo así valores de sección transversal de la tubería de entrada al separador de vapor, según Ronald DiPippo, PhD establece las velocidades de entrada permisibles del fluido geotérmico a la entrada del ciclón, también nuestra rangos de velocidades ascendentes y anulares al interior del separador de vapor, de esta manera se puede realizar un correcto dimensionamiento del ciclón siguiendo reglas básicas que el autor proporciona.

Tabla 5.10: Datos admisibles de diseño para el separador de vapor.

PARÁMETROS DE DISEÑO DEL SEPARADOR CICLÓNICO	
Velocidad máxima permitida del fluido bifásico en la tubería de ingreso al separador	45 [m/seg]
Rango recomendado del vapor en la tubería de ingreso de los líquidos Bifásicos	25 – 40 [m/seg]
Velocidad anular ascendente del vapor permitido dentro del separador Ciclónico	4,5 [m/seg]
Rango de velocidades anulares ascendentes recomendado dentro del separador	2,5 – 4,0 [m/seg]

Fuente: DiPippo (2015).

Con la velocidad recomendada en la tabla anterior y el caudal de vapor es posible calcular el diámetro de entrada en la tubería de ingreso al separador de vapor. Para este caso se tomará una velocidad que no sea muy amplia en magnitud. Una vez seleccionada la velocidad entonces:

$$A_0 = \frac{\dot{Q}}{\dot{x}} \dots \text{ec. (5.27)}$$

El área transversal de la tubería de ingreso del fluido geotérmico es:

$$A_0 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \dots \text{ec. (5.28)}$$

Despejando el diámetro de la anterior ecuación se obtiene:

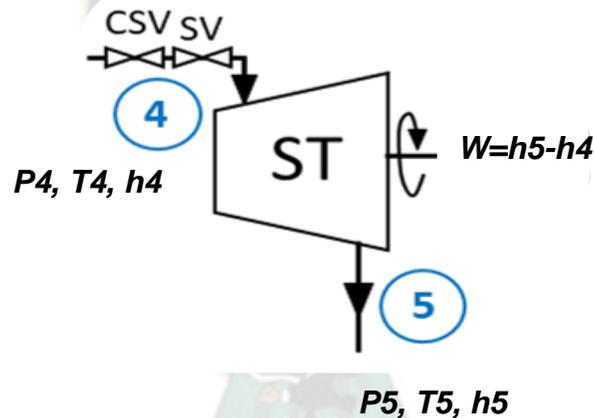
$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{Q}}{\pi \cdot \dot{x}}} \dots \text{ec. (5.29)}$$

De esta manera se obtiene el valor del diámetro, posteriormente se procederá con el dimensionamiento del separador ciclónico, como se mencionó anteriormente las dimensiones del separador ciclónico son funciones del diámetro de entrada de la tubería de ingreso al separador de vapor

5.10.2. Cálculo de la Turbomáquina

La turbina es un equipo mecánico; se encarga de transformar la energía térmica en energía mecánica, ésta se encuentra emplazada en la casa de máquinas, para el cálculo de la turbina se parte del siguiente balance *Figura 5.9*. El cálculo de la turbina es fundamental en el proyecto ya que una vez obtenida la potencia mecánica bruta en el eje de la turbina y mediante el acoplamiento del generador electromecánico, se obtendrá la potencia eléctrica en bornes de este.

Figura 5.9: Esquema del balance de energía de una turbomáquina.



Fuente: DiPippo (2015).

La turbina será considerada como un equipo adiabático, es decir no existe transferencia de calor de este al medio ambiente.

Los datos de entrada en la turbina ideal son la presión, temperatura y entalpía de entrada, el vapor se expande de manera isoentrópica hasta lograr una presión en P_5 y una entalpía en h_5 . En este estado el trabajo producido por el eje de la turbina es un trabajo ideal ($h_4 - h_{5s}$). Ya que no es posible lograr una expansión ideal, la entalpía real h_5 es mayor que la ideal h_{5s} .

Con los datos de entrada a la turbina, es posible calcular la entalpía de vapor saturado y la entropía de vapor saturado.

Dato a la salida de la turbina, la temperatura a la salida de la turbina es la temperatura ambiente a la que se encuentra al agua más un incremento de temperatura.

$$T_{ST} = T_{AMB} + \Delta T \dots \text{ec. (5.30)}$$

A partir de este dato de temperatura de la turbina, se puede hallar la entalpia liquido saturado, entropía liquido saturado, entalpia vapor saturado y entropía vapor saturado a la salida de la turbina.

El valor de la entalpia ideal a la salida de la turbina vendría por la siguiente relación:

$$h_{5s} = (h_7 - h_6) \cdot \left[\frac{s_4 - s_6}{s_7 - s_6} \right] + h_6 \dots \text{ec. (5.31)}$$

La entalpia real a la salida de la turbina según la regla de Baumann:

$$h_5 = \frac{h_4 - A \cdot \left(1 - \frac{h_6}{h_7 - h_6} \right)}{1 + \frac{h_6}{h_7 - h_6}} \dots \text{ec. (5.32)}$$

El factor se puede determinar de la siguiente relación:

$$A = 0.425 \cdot (h_4 - h_{5s}) \dots \text{ec. (5.33)}$$

El rendimiento isoentrópico de la turbina es la relación del trabajo real entre el trabajo ideal.

$$\eta_{ts} = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{5s}} \dots \text{ec. (5.34)}$$

El rendimiento isoentrópico está relacionado por la cantidad de humedad que se da en el proceso de expansión de la turbina. Para calcular este rendimiento, se hace uso de la regla de Baumann que dice por cada 1% de humedad en la turbina existe 1% de caída de rendimiento de la turbina.

El trabajo que se dispone en la turbina vendría a ser la diferencia de entalpias tanto a la entrada y salida de la turbina.

$$W_{Tb} = h_4 - h_5 \dots \text{ec. (5.35)}$$

Donde:

h_4 : Entalpia vapor saturado a la entrada de la turbina [KJ/Kg].

h_5 : Entalpia vapor saturado a la salida de la turbina [KJ/Kg].

Por lo tanto, la potencia bruta entregada por la turbina se calcula con el valor de flujo masico de vapor, multiplicada por la diferencia de entalpias a la entrada y salida de la turbina.

Entonces:

$$W_{Tb} = m_{Vapor} \cdot (h_4 - h_5) \dots \text{ec. (5.36)}$$

$$W_{Tb} = x_2 \cdot m_{Total} \cdot (h_4 - h_5) \dots \text{ec. (5.37)}$$

La potencia mecánica neta, vendrá dada por la siguiente expresión:

$$P_m = \dot{W}_m = \eta_m * \dot{W}_{Tb} \dots \text{ec. (5.38)}$$

La potencia eléctrica en bornes o la potencia eléctrica generada vendrá dada por la siguiente expresión:

$$P_e = \eta_e * P_m \dots \text{ec. (5.39)}$$

Una vez obtenido la capacidad eléctrica de la planta geotérmica es posible establecer el diseño de la subestación eléctrica para transportar la energía eléctrica generada.

5.10.3. Cálculo del Intercambiador de Calor

Una vez establecida la temperatura de trabajo del condensador, mediante este dato es posible determinar datos como entalpia, entropía y presión.

El flujo masico que ingresa al condensador es el flujo masico condensado que sale de la turbina. Considerando lo visto en el ciclo termodinámico el flujo de agua de refrigeración para un condensador de contacto directo se obtiene de la siguiente igualdad.

$$\dot{m}_{cw} = x_2 * \dot{m}_{Total} * \left[\frac{h_5 - h_6}{c(T_6 - T_{cw})} \right] \dots \text{ec. (5.40)}$$

Donde:

$$\dot{m}_c = x_2 * \dot{m}_{Total} \dots \text{ec. (5.41)}$$

Así también es posible determinar la energía disipada por unidad de tiempo, el condensador:

$$\dot{W}_{Cond} = \dot{m}_{Vapor} * (h_5 - h_6) \dots \text{ec. (5.42)}$$

5.10.4. Cálculo de la Torre de Enfriamiento

Para el cálculo de la torre se requiere conocer información de:

- Flujo másico de agua a ser enfriada por la torre.
- Calor intercambiado por el condensador.
- Temperatura del flujo de agua que sale del condensador para posteriormente ingresar a la torre de enfriamiento.
- Temperatura del agua requerida después del enfriamiento.
- Temperatura de bulbo húmedo de diseño del aire que ingresa a la torre.
- Temperatura de bulbo seco del aire que ingresa a la torre de enfriamiento.

Estos parámetros mencionados son los que condicionan la capacidad de enfriamiento de la torre de enfriamiento de tiro inducido a contracorriente. El flujo de agua caliente es la que sale del intercambiador de calor para posteriormente dirigirse a la torre para su enfriamiento, el agua fría es la que sale de la torre y la que requiere el equipo para alcanzar una transferencia de calor eficiente entre el medio caliente y el agua fría.

5.10.4.1. Temperatura de Bulbo Húmedo

Este parámetro define el tamaño de la torre de enfriamiento, esta temperatura por lo general está próxima a la temperatura de bulbo máxima promedio durante los meses de verano.

5.10.4.2. Temperatura de bulbo seco

Este parámetro puede medirse con un termómetro común. Es un dato fundamental para poder determinar la temperatura de la zona del lugar donde se emplazará el proyecto. Es necesario obtener la humedad relativa para tener un enfriamiento óptimo.

La temperatura de bulbo seco, temperatura de bulbo húmedo y humedad relativa están relacionadas mediante la carta psicrométrica esta carta mide el contenido de humedad del aire para posteriormente poder obtener los datos faltantes. Con la ayuda de la carta ciclométrica y tomando en cuenta los valores de temperatura de bulbo húmedo y seco del aire que entra a la torre de enfriamiento es posible calcular la humedad específica.

$$\omega_a = f \cdot (T_{bh-e} - T_{bs-e}) \dots \text{ec. (5.43)}$$

Donde:

ω_a : Humedad específica del aire, que ingresa a la torre.

T_{bh-e} : Temperatura de bulbo húmedo de ingreso a la torre [°C].

T_{bs-e} : Temperatura de bulbo seco de ingreso a la torre [°C].

La entalpia del aire el calor que posee antes de ingresar a torre de enfriamiento se calcula o determina por la siguiente relación.

$$h_a = [(1.007 + 1.9259 \cdot \omega_a) \cdot T_{bh-e} + 2500.4 \cdot \omega_a] \dots \text{ec. (5.44)}$$

Para el cálculo de la humedad del aire a la salida de la torre de enfriamiento, se sigue en proceso similar al anterior tomando en cuenta la variante que será la temperatura a la salida de la torre que será un valor asumido.

$$\omega_a = f \cdot (T_{bh-s} - T_{bs-s}) \dots \text{ec. (5.45)}$$

Donde:

ω_d : Humedad específica del aire, que sale de la torre.

T_{bh-s} : Temperatura de bulbo húmedo de salida de la torre [°C].

T_{bs-s} : Temperatura de bulbo seco de salida de la torre [°C].

La entalpia de aire a la salida de Latorre definida como el calor que absorbe el aire después de atravesar por la torre se la determina de la siguiente expresión:

$$h_d = [(1.007 + 1.9259 \cdot \omega_d) \cdot T_{bh-s} + 2500.4 \cdot \omega_d] \dots \text{ec. (5.46)}$$

Las entalpias de agua de refrigeración, agua de condensado se las puede obtener de las siguientes ecuaciones:

$$h_7 = \bar{c} \cdot (T_7 - T_0) \dots \text{ec. (5.47)}$$

$$h_8 = \bar{c} * (T_8 - T_0) \dots \text{ec. (5.48)}$$

Donde:

- h_7 : Entalpia del agua entrante a la torre desde el condensador [KJ/Kg].
- h_d : Entalpia del agua refrigeración que sale de la torre valor aproximado [KJ/Kg].
- \bar{c} : Calor específico del agua valor aproximado 4.2 [KJ/Kg °C].
- T_7 : Temperatura del agua que sale del condensador para ingresar a la torre [°C].
- T_8 : Temperatura del agua que sale de la torre hacia el condensador [°C].
- T_0 : Temperatura de referencia, se tomará 0 [°C].

El flujo de aire que ingresa a la torre para cumplir con la función de enfriar el agua proveniente del condensador se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\dot{m}_a = \dot{m}_{cw} * \left[\frac{h_d - h_a}{\bar{c}(T_d - T_a)} \right] \dots \text{ec. (5.49)}$$

Donde el flujo de agua de refrigeración \dot{m}_{cw} para un condensador de contacto directo se determina de la ecuación [3.41].

El agua de reposición que se usa para retribuir la perdida por evaporación en la torre debido a la situación del aire al pasar por la torre se la puede determinar de la siguiente expresión:

$$\dot{m}_T = \dot{m}_a * (\omega_d - \omega_a) \dots \text{ec. (5.50)}$$

5.11. LINEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN

5.11.1. SUBESTACIÓN

La subestación consiste en los transformadores principales, interruptores de 230 [kV] y estructuras de anclaje para las líneas de transmisión. La subestación se localiza en el lado Este de la planta con el objeto de evitar los gases corrosivos de las torres de enfriamiento.

Tabla 5.11: Principales características del equipo de la subestación.

EQUIPO	ESPECIFICACIONES
Corta circuitos de gas	230 kV, 630 A, 40 kA
Interruptores	230 kV, 630 A, 40 kA
Transformadores de Voltaje	230/√3 kV - 110/√3 - 110/√3 V
Transformadores de corriente	Para medidores y protecciones
Estructuras de anclaje y otros	Para las líneas de transmisión

Fuente: WJEC (2001).

5.11.2. LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Un circuito nuevo de líneas de transmisión de 230 [kV] será instalado hasta la subestación de San Cristóbal, aproximadamente 170 km al oeste de la Planta Generadora Sol de Mañana ver *Figura 5.10*. El trazo de la línea de transmisión se hará a lo largo de la orilla para facilitar su construcción.

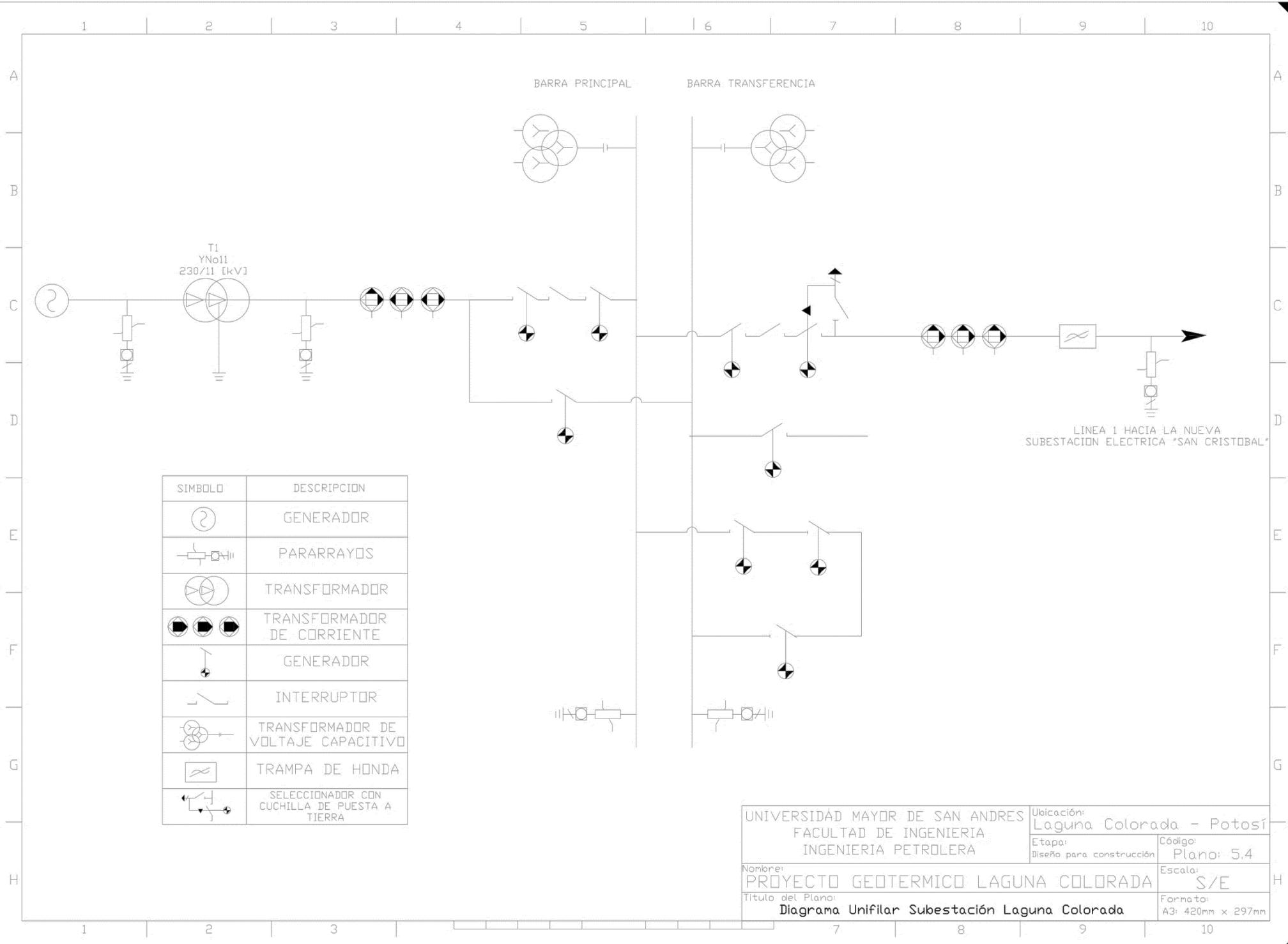
Figura 5.10: Trazado de la línea de Trasmisión Laguna Colorada – San Cristóbal.



Fuente: Cordero - ENDE (2020).

5.11.3. DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

El Diagrama unifilar *Plano 5.4* de una subestación, es un plano fundamental para el desarrollo de la ingeniería del proyecto, ya que ofrece una visión general y esquema de los equipos principales presentes en la subestación. Su objetivo es ofrecer una visión general de los equipos mayores de la subestación y sus conexiones básicas, así como la disposición general dentro del esquema eléctrico a emplear.



SIMBOLO	DESCRIPCION
	GENERADOR
	PARARRAYOS
	TRANSFORMADOR
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	GENERADOR
	INTERRUPTOR
	TRANSFORMADOR DE VOLTAJE CAPACITIVO
	TRAMPA DE HONDA
	SELECCIONADOR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES FACULTAD DE INGENIERIA INGENIERIA PETROLERA	Ubicación: Laguna Colorada - Potosí
	Etapa: Diseño para construcción
Nombre: PROYECTO GEOTERMICO LAGUNA COLORADA	Código: Plano: 5.4
Título del Plano: Diagrama Unifilar Subestación Laguna Colorada	Escala: S/E
	Formato: A3: 420mm x 297mm

CAPÍTULO VI

INGENIERÍA Y DISEÑO TÉCNICO DEL PROYECTO

6.1. INTRODUCCIÓN

En esta parte se efectuará el cálculo de los equipos más importantes y fundamentales de la planta geotérmica mediante el uso del proceso de conversión (ciclo termodinámico) el cual fue detallado en el anterior punto. Es imponente obtener una relación para la potencia mecánica generada por la turbina ya que esta potencia será función de la potencia eléctrica en bornes del generador electromecánico, para posteriormente realizar el diseño a detalle de la subestación eléctrica en función a la capacidad de generación eléctrica de la planta geotérmica.

Cabe mencionar que estamos tomando los datos reales y existentes de los 4 pozos destinados para ser Pozos Productores, con lo cual calcularemos una Potencia Eléctrica que no llegara a los 25 [MW], pero la metodología de cálculo y evaluaciones técnicas serán las mismas que se utilizaran para un flujo másico que llegue a la potencia requerida, además nos ayudara a calcular el flujo másico total requerido por una simple interpolación (que no se realizara en el proyecto).

6.2. DATOS DE PARTIDA

A partir del análisis de recopilación de datos que se realizó en el capítulo 4 y 5 realizamos la siguiente tabla que resume y detalla los datos que utilizaremos para el diseño técnico de la planta Geotérmica.

Tabla 6.1: Datos recopilados de los 4 pozos geotérmicos.

PARÁMETRO	UNIDAD	SM - 1	SM - 2	SM - 3	SM - 5	TOTAL
Cauda total máximo	Ton/h	285	280	258	220	1043
Caudal de vapor máximo	Ton/h	50	54	43	35	182
Entalpia máxima	KJ/Kg	1150	1150	1150	1150	1150
Permeabilidad	Darcy	100	100	50	130	100
Temperatura máxima	°C	242	236	247	248	243

Fuente: JICA (2015).

Una vez establecido toda la información inicial del proyecto también es fundamental conocer las características del Fluido Geotérmico de la plataforma de producción de vapor total.

Tabla 6.2: Características técnicas del fluido geotérmico.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Presión del pozo	70	Bar
Presión de trabajo	5 -7	Bar
Presión en la turbomáquina	5 - 7	Bar
Cauda total	1043	Ton/h
Caudal de vapor	182	Ton/h
Entalpia inicial	1150,0	KJ/Kg
Temperatura promedio	243	°C

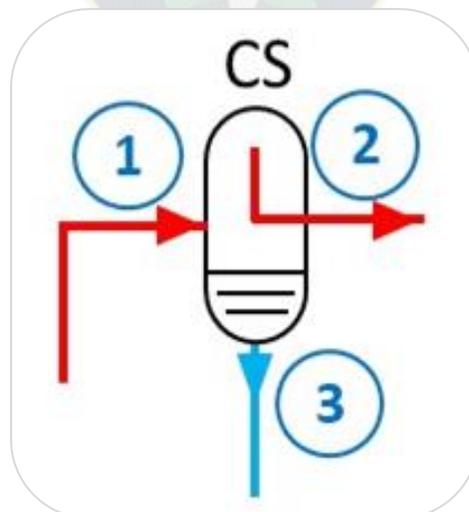
Fuente: JICA (2015).

6.3. SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA PLANTA GEOTÉRMICA

6.3.1. CÁLCULO DEL SEPARADOR DE VAPOR

6.3.1.1. Condiciones en el separador

Figura 6.1: Esquema de balance de energías del Separador Ciclónico.



Fuente: Di Pippo (2015).

El separador de vapor será instalado para que funcione a una presión de trabajo de $P=7$ [Bar] bajo las condiciones de tablas de vapor saturado es posible obtener los valores de entalpia para cada fase. Se sabe que el flujo total de vapor y la entalpia total se conservan entonces se tiene:

- Presión de trabajo del separador ciclónico.

$$P_{CS} = 7 \text{ [Bar]} \approx 700 \text{ [kPa]}$$

De tablas termodinámicas se obtiene la temperatura de saturación y entalpias líquido y vapor:

Tabla 6.3: Tabla termodinámica de agua saturada - presiones.

Agua saturada. Tabla de presiones

Pres., P kPa	Temp., sat., T_{sat} °C	Volumen específico, m^3/kg		Energía interna, kJ/kg			Entalpia, kJ/kg			Entropía, kJ/kg · K		
		Líqu. sat., v_f	Vapor sat., v_g	Líqu. sat., u_f	Evap., u_{fg}	Vapor sat., u_g	Líqu. sat., h_f	Evap., h_{fg}	Vapor sat., h_g	Líqu. sat., s_f	Evap., s_{fg}	Vapor sat., s_g
1.0	6.97	0.001000	129.19	29.302	2355.2	2384.5	29.303	2484.4	2513.7	0.1059	8.8690	8.9749
1.5	13.02	0.001001	87.964	54.686	2338.1	2392.8	54.688	2470.1	2524.7	0.1956	8.6314	8.8270
2.0	17.50	0.001001	66.990	73.431	2325.5	2398.9	73.433	2459.5	2532.9	0.2606	8.4621	8.7227
2.5	21.08	0.001002	54.242	88.422	2315.4	2403.8	88.424	2451.0	2539.4	0.3118	8.3302	8.6421
3.0	24.08	0.001003	45.654	100.98	2306.9	2407.9	100.98	2443.9	2544.8	0.3543	8.2222	8.5765
4.0	28.96	0.001004	34.791	121.39	2293.1	2414.5	121.39	2432.3	2553.7	0.4224	8.0510	8.4734
5.0	32.87	0.001005	28.185	137.75	2282.1	2419.8	137.75	2423.0	2560.7	0.4762	7.9176	8.3938
7.5	40.29	0.001008	19.233	168.74	2261.1	2429.8	168.75	2405.3	2574.0	0.5763	7.6738	8.2501
10	45.81	0.001010	14.670	191.79	2245.4	2437.2	191.81	2392.1	2583.9	0.6492	7.4996	8.1488
15	53.97	0.001014	10.020	225.93	2222.1	2448.0	225.94	2372.3	2598.3	0.7549	7.2522	8.0071
20	60.06	0.001017	7.6481	251.40	2204.6	2456.0	251.42	2357.5	2608.9	0.8320	7.0752	7.9073
25	64.96	0.001020	6.2034	271.93	2190.4	2462.4	271.96	2345.5	2617.5	0.8932	6.9370	7.8302
30	69.09	0.001022	5.2287	289.24	2178.5	2467.7	289.27	2335.3	2624.6	0.9441	6.8234	7.7675
40	75.86	0.001026	3.9933	317.58	2158.8	2476.3	317.62	2318.4	2636.1	1.0261	6.6430	7.6691
50	81.32	0.001030	3.2403	340.49	2142.7	2483.2	340.54	2304.7	2645.2	1.0912	6.5019	7.5931
75	91.76	0.001037	2.2172	384.36	2111.8	2496.1	384.44	2278.0	2662.4	1.2132	6.2426	7.4558
100	99.61	0.001043	1.6941	417.40	2088.2	2505.6	417.51	2257.5	2675.0	1.3028	6.0562	7.3589
101.325	99.97	0.001043	1.6734	418.95	2087.0	2506.0	419.06	2256.5	2675.6	1.3069	6.0476	7.3545
125	105.97	0.001048	1.3750	444.23	2068.8	2513.0	444.36	2240.6	2684.9	1.3741	5.9100	7.2841
150	111.35	0.001053	1.1594	466.97	2052.3	2519.2	467.13	2226.0	2693.1	1.4337	5.7894	7.2231
175	116.04	0.001057	1.0037	486.82	2037.7	2524.5	487.01	2213.1	2700.2	1.4850	5.6865	7.1716
200	120.21	0.001061	0.88578	504.50	2024.6	2529.1	504.71	2201.6	2706.3	1.5302	5.5968	7.1270
225	123.97	0.001064	0.79329	520.47	2012.7	2533.2	520.71	2191.0	2711.7	1.5706	5.5171	7.0877
250	127.41	0.001067	0.71873	535.08	2001.8	2536.8	535.35	2181.2	2716.5	1.6072	5.4453	7.0525
275	130.58	0.001070	0.65732	548.57	1991.6	2540.1	548.86	2172.0	2720.9	1.6408	5.3800	7.0207
300	133.52	0.001073	0.60582	561.11	1982.1	2543.2	561.43	2163.5	2724.9	1.6717	5.3200	6.9917
325	136.27	0.001076	0.56199	572.84	1973.1	2545.9	573.19	2155.4	2728.6	1.7005	5.2645	6.9650
350	138.86	0.001079	0.52422	583.89	1964.6	2548.5	584.26	2147.7	2732.0	1.7274	5.2128	6.9402
375	141.30	0.001081	0.49133	594.32	1956.6	2550.9	594.73	2140.4	2735.1	1.7526	5.1645	6.9171
400	143.61	0.001084	0.46242	604.22	1948.9	2553.1	604.66	2133.4	2738.1	1.7765	5.1191	6.8955
450	147.90	0.001088	0.41392	622.65	1934.5	2557.1	623.14	2120.3	2743.4	1.8205	5.0356	6.8561
500	151.83	0.001093	0.37483	639.54	1921.2	2560.7	640.09	2108.0	2748.1	1.8604	4.9603	6.8207
550	155.46	0.001097	0.34261	655.16	1908.8	2563.9	655.77	2096.6	2752.4	1.8970	4.8916	6.7886
600	158.83	0.001101	0.31560	669.72	1897.1	2566.8	670.38	2085.8	2756.2	1.9308	4.8285	6.7593
650	161.98	0.001104	0.29260	683.37	1886.1	2569.4	684.08	2075.5	2759.6	1.9623	4.7699	6.7322
700	164.95	0.001108	0.27278	696.23	1875.6	2571.8	697.00	2065.8	2762.8	1.9918	4.7153	6.7071
750	167.75	0.001111	0.25552	708.40	1865.6	2574.0	709.24	2056.4	2765.7	2.0195	4.6642	6.6837

Fuente: Boles y Çengel (2011).

Posteriormente se hallan los valores de temperatura, entalpia en estado líquido y vapor @ 700[MPa]:

$$T_{sat} = 165 [^{\circ}C]$$

$$h_3 = h_{liquido} = h_l = 697,00 [KJ/Kg]$$

$$h_2 = h_{vapor} = h_v = 2762,80 [KJ/Kg]$$

El porcentaje de vapor húmedo que contiene una sustancia en su proceso de cambio de fase se denomina título o calidad de vapor, este valor varía entre los intervalos de [0,1 – 0,5], para efectuar el cálculo se tomara un valor promedio de este rango, es decir:

$$x_1 = 0,25$$

Con este valor se procede con el cálculo de la entalpia específica inicial con la ayuda de la ecuación:

$$x_1 = \frac{h_1 - h_3}{h_2 - h_3} \rightarrow h_1 = 0,25 * (h_2 - h_3) + h_3$$

Reemplazando valores:

$$h_1 = 0,25 * (2.762,80 - 697,00) + 697,00$$

$$h_1 = h_0 = 1213,45 [KJ/Kg]$$

Determinamos el flujo másico m_1 en kg/s:

$$m_1 = 1043 \left[\frac{Ton}{h} \right] * \frac{1000 [kg]}{1 [Ton]} * \frac{1 [h]}{3600 [seg]} = 289,72 \left[\frac{kg}{s} \right]$$

Posteriormente el flujo de masa de vapor (m_2) y de la salmuera (m_6) son respectivamente dado por:

$$m_2 = m_1 * x_1 = 289,72 \left[\frac{kg}{s} \right] * 0,25 \rightarrow m_2 = 72,43 \left[\frac{kg}{s} \right]$$

$$m_3 = m_1 * (1 - x_1) = 289,72 \left[\frac{kg}{s} \right] * (1 - 0,25) \rightarrow m_3 = 217,29 \left[\frac{kg}{s} \right]$$

Las temperaturas del fluido a la salida del separador (ambas fases) son iguales a la temperatura del fluido geotérmico que ingresa al separador. Es decir:

$$T_1 = T_2 = T_3$$

Del mismo modo sucede con la presión del fluido:

$$P_1 = P_2 = P_3$$

Tabla 6.4: Condiciones en el separador de vapor ciclónico.

PARAMETRO	CANTIDAD	UNIDAD
Presión de separación	7	Bar
Temperatura de saturación	165	°C
Flujo total	289,72	Kg/s
Flujo de liquido	217,29	Kg/s
Flujo de vapor	72,43	Kg/s
Calidad de vapor	0,25	
Entalpia de liquido	697,00	kJ/kg
Entalpia de vapor	2762,80	kJ/kg
Entalpia especifica (entalpia húmeda)	1213,45	kJ/kg

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

6.3.1.2. Condiciones de entrada y dimensionamiento del separador de vapor

Es este punto se hará mención a los datos de entrada hacia el separador de vapor ya que se sabe que las dimensiones del separador son funciones del diámetro circular de ingreso al mismo y para poder calcular el diámetro de entrada al separador, es necesario conocer el volumen específico del flujo másico de vapor que ingresa al ciclón, entonces:

Se sabe que la presión de entrada al separador de vapor y calidad de la mezcla es:

$$P_{CS} = 7 [\text{Bar}] \approx 700 [\text{kPa}]$$

$$x_1 = 0,25$$

De tablas termodinámicas se puede obtener los valores de volumen específico en estado de vapor y líquido a la entrada del separador bifásico, entonces:

$$v_3 = v_{\text{liquido}} = 1,1080 \times 10^{-3} [\text{m}^3/\text{kg}]$$

$$v_2 = v_{\text{vapor}} = 0,27278 [\text{m}^3/\text{kg}]$$

Con los datos anteriores se determinan el volumen específico a la entrada del ciclón haciendo uso de la ecuación:

$$v_1 = v_3 + x_1 * (v_2 - v_3)$$

$$v_1 = 1,1080 \times 10^{-3} + 0,25 * (0,27278 - 1,1080 \times 10^{-3}) [\text{m}^3/\text{kg}]$$

$$v_1 = 0,0690 [\text{m}^3/\text{kg}]$$

Tabla 6.5: Datos de ingreso al separador de vapor.

PARAMETRO	CANTIDAD	UNIDAD
Presión de entrada o de trabajo	7	Bar
Calidad de la mezcla	0,25	
Volumen específico liquido	0,001108	m ³ /kg
Volumen específico vapor	0,27278	m ³ /kg
Volumen específico	0,0690	m ³ /kg
Flujo másico total de entrada	289,72	kg/s

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

Una vez obtenidos las condiciones de entrada, seguidamente se procede con el cálculo de las dimensiones del separador de vapor. Se calcula la densidad del fluido geotérmico entonces:

$$\rho = \frac{1}{v_1} = \frac{1}{0,0690 \text{ [m}^3/\text{kg}]} \rightarrow \rho = 14,487 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

El flujo o caudal volumétrico que ingresa al separador ciclónico se puede hallar con la relación flujo másico y densidad del fluido geotérmico, haciendo uso de la ecuación, se obtiene:

$$\dot{Q} = \frac{m_1}{\rho} = \frac{289,72 \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right]}{14,487 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]} \rightarrow \dot{Q} = 20,00 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

Se sabe que el diámetro de entrada es función del caudal volumétrico y la velocidad de entrada por recomendación de Ronald DiPoppo, se toma una velocidad de ingreso al separador de vapor de $\dot{v} = 35 \text{ [m/s]}$, haciendo uso de la siguiente ecuación y reemplazando valores se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{4 * \dot{Q}}{\pi * \dot{v}}} = \sqrt{\frac{4 * 20,00 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]}{\pi * 35 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right]}} \rightarrow D = 0,853 \text{ [m]}$$

Con el valor de diámetro de entrada del separador de vapor tipo ciclónico (SC) es posible determinar todas las dimensiones del separador de vapor.

Es la *Tabla 6.6* se muestra los valores numéricos de las dimensiones del separador de vapor tipo ciclónico.

Tabla 6.6: Dimensiones del separador ciclónico.

FUNCIÓN	CALCULO	VALOR	DIMENSIONES DEL SEPARADOR DE VAPOR CICLÓNICO
D	0,853	0,853	
D	0,853	0,853	
D	0,853	0,853	
3,3*D	3,3*(0,853)	2,815	
0,15*D	0,15*(0,853)	0,127	
5,5*D	5,5*(0,853)	4,691	
3,5*D	3,5*(0,853)	2,985	

Altura del Separador $H = 0,15D + 5,5D + 3,5D = 7,803 [m]$

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

6.3.1.3. Especificaciones generales de diseño del separador ciclónico

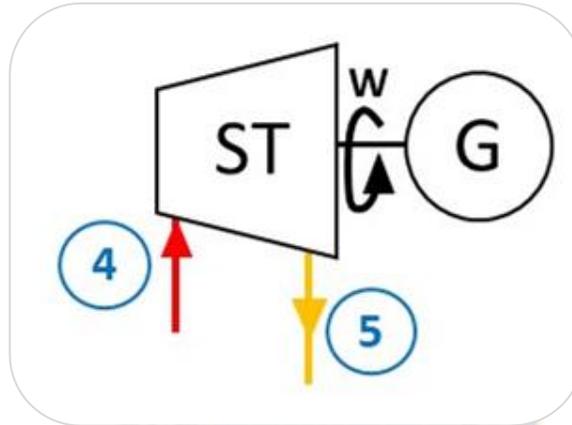
Las dimensiones del separador de vapor se muestran en la *Tabla 6.6*, así también las *Tablas 6.4* y *6.5* indican las condiciones del separador de vapor, posteriormente el siguiente paso será elegir un material adecuado a ser empleado en la fabricación del separador, ya sea un material resistente a la corrosión, con un buen aislante térmico con propiedades mecánicas resistentes ante deformaciones por dilatación térmica, ya que el separador estará sometido a elevadas presiones y a las condiciones climatológicas del lugar de emplazamiento del equipo.

En el mundo existen empresas que se dedican al diseño y fabricación de recipientes como ser separadores bifásicos de vapor para plantas geotérmicas, es así que realizando un estudio de costo adecuado de fabricación e importación del equipo empresas reconocidas de talla internacional en el área geotérmica como ENAL y OLADE que cuentan con equipo de ingeniería dedicados al diseño, prueba y puesta en marcha de equipos para la separación conducción de fluidos geotérmicos, en esta perspectiva una de estas empresas podría encargarse de la fabricación de este equipo para la planta geotérmica.

6.3.2. CÁLCULO Y ESPECIFICACIONES DE LA TURBOMÁQUINA

El siguiente equipo para calcular es la turbina, existen diferentes tipos de turbinas el que será empleado para la planta geotérmica será una turbomáquina de condensación.

Figura 6.2: Esquema de balance de energías en la turbina.



Fuente: Di Pippo (2015).

6.3.2.1. Condiciones de entrada a la turbomáquina

Para poder determinar las condiciones de entrada a la turbina se parte de la presión de entrada a la turbina considerando que la pérdida de carga en el tramo de transporte del fluido geotérmico son despreciables entonces $P=7$ [Bar], con esta presión y mediante el uso de tablas termodinámicas se halla la temperatura de saturación:

$$T_{sat} = T_4 = 165 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Y con ello se encuentran los valores de entalpía y entropía de vapor, en el punto tres según el ciclo termodinámico establecido:

Tabla 6.7: Tabla termodinámica de agua saturada - Temperatura.

Agua saturada. Tabla de temperaturas

Temp., T °C	Pres. sat., P_{sat} kPa	Volumen específico, m^3/kg		Energía interna, kJ/kg			Entalpía, kJ/kg			Entropía, $kJ/kg \cdot K$		
		Líquido sat., v_f	Vapor sat., v_g	Líquido sat., u_f	Evapor., u_{fg}	Vapor sat., u_g	Líquido sat., h_f	Evapor., h_{fg}	Vapor sat., h_g	Líquido sat., s_f	Evapor., s_{fg}	Vapor sat., s_g
0.01	0.6117	0.001000	206.00	0.000	2374.9	2374.9	0.001	2500.9	2500.9	0.0000	9.1556	9.1556
5	0.8725	0.001000	147.03	21.019	2360.8	2381.8	21.020	2489.1	2510.1	0.0763	8.9487	9.0249
10	1.2281	0.001000	106.32	42.020	2346.6	2388.7	42.022	2477.2	2519.2	0.1511	8.7488	8.8999
15	1.7057	0.001001	77.885	62.980	2332.5	2395.5	62.982	2465.4	2528.3	0.2245	8.5559	8.7803
150	476.16	0.001091	0.39248	631.66	1927.4	2559.1	632.18	2113.8	2745.9	1.8418	4.9953	6.8371
155	543.49	0.001096	0.34648	653.19	1910.3	2563.5	653.79	2098.0	2751.8	1.8924	4.9002	6.7927
160	618.23	0.001102	0.30680	674.79	1893.0	2567.8	675.47	2082.0	2757.5	1.9426	4.8066	6.7492
165	700.93	0.001108	0.27244	696.46	1875.4	2571.9	697.24	2065.6	2762.8	1.9923	4.7143	6.7067

Fuente: Boles y Çengel (2011).

De la tabla obtenemos:

$$h_4 = h_{vapor-sat} = 2762,80 \text{ [KJ/Kg]}$$

$$s_4 = s_{vapor-sat} = 6,7067 \text{ [KJ/Kg]}$$

Se conoce que el flujo de vapor a la entrada de la turbina es la misma que sale del separador de vapor, por la ley de conservación de masa.

$$\dot{m}_v = \dot{m}_2 = \dot{m}_4 = 72,43 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{s}} \right]$$

6.3.2.2. Cálculo a la salida de la turbina

Una de las características de la turbina de condensación es la siguiente:

La presión de salida del fluido a la salida de la turbomáquina debe ser menor a la presión atmosférica del lugar de emplazamiento del proyecto para ello es necesario conocer la temperatura de descarga del fluido y mediante el uso de tablas termodinámicas poder determinar la presión de descarga.

Si se hace uso de la ecuación detallada a continuación dice que la temperatura del fluido a la salida de la turbina es igual al nivel térmico del medio ambiente más un incremento o variación de temperatura, se sabe que la temperatura promedio en el campo Sol de Mañana es de 15 °C, entonces:

$$T_{ST} = T_{AMB} + \Delta T$$

$$T_{STo} = 15 + 5 \text{ [}^\circ\text{C]} \rightarrow T_{STo} = 20 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

El anterior resultado es válido tomado un incremento de temperatura de 5 [°C].

Y según Fernández y Robles la temperatura a la salida de la turbina varía en el intervalo de 26 – 52 [°C] tomando un valor extremo 50 [°C] de temperatura de descarga y comparando con el anterior resultado vemos que la temperatura según el rango de recomendación es mucho mayor que la de 20 [°C], tomando siempre las condiciones críticas de diseño se elige la mayor temperatura como dato a la salida de la turbina, entonces:

$$T_{ST} = 50 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Una vez conocida la temperatura de descarga y mediante las tablas termodinámicas se halla toda la información necesaria.

Tabla 6.8: Tabla termodinámica de agua saturada - Temperatura.

Agua saturada. Tabla de temperaturas

Temp., T °C	Pres. sat., P_{sat} kPa	Volumen específico, m^3/kg		Energía interna, kJ/kg			Entalpía, kJ/kg			Entropía, $kJ/kg \cdot K$		
		Líquido sat., v_f	Vapor sat., v_g	Líquido sat., u_f	Evapor., u_{fg}	Vapor sat., u_g	Líquido sat., h_f	Evapor., h_{fg}	Vapor sat., h_g	Líquido sat., s_f	Evapor., s_{fg}	Vapor sat., s_g
0.01	0.6117	0.001000	206.00	0.000	2374.9	2374.9	0.001	2500.9	2500.9	0.0000	9.1556	9.1556
5	0.8725	0.001000	147.03	21.019	2360.8	2381.8	21.020	2489.1	2510.1	0.0763	8.9487	9.0249
10	1.2281	0.001000	106.32	42.020	2346.6	2388.7	42.022	2477.2	2519.2	0.1511	8.7488	8.8999
15	1.7057	0.001001	77.885	62.980	2332.5	2395.5	62.982	2465.4	2528.3	0.2245	8.5559	8.7803
20	2.3392	0.001002	57.762	83.913	2318.4	2402.3	83.915	2453.5	2537.4	0.2965	8.3696	8.6661
25	3.1698	0.001003	43.340	104.83	2304.3	2409.1	104.83	2441.7	2546.5	0.3672	8.1895	8.5567
30	4.2469	0.001004	32.879	125.73	2290.2	2415.9	125.74	2429.8	2555.6	0.4368	8.0152	8.4520
35	5.6291	0.001006	25.205	146.63	2276.0	2422.7	146.64	2417.9	2564.6	0.5051	7.8466	8.3517
40	7.3851	0.001008	19.515	167.53	2261.9	2429.4	167.53	2406.0	2573.5	0.5724	7.6832	8.2556
45	9.5953	0.001010	15.251	188.43	2247.7	2436.1	188.44	2394.0	2582.4	0.6386	7.5247	8.1633
50	12.352	0.001012	12.026	209.33	2233.4	2442.7	209.34	2382.0	2591.3	0.7038	7.3710	8.0748
55	15.763	0.001015	9.5639	230.24	2219.1	2449.3	230.26	2369.8	2600.1	0.7680	7.2218	7.9898
60	19.947	0.001017	7.6670	251.16	2204.7	2455.9	251.18	2357.7	2608.8	0.8313	7.0769	7.9082
65	25.043	0.001020	6.1935	272.09	2190.3	2462.4	272.12	2345.4	2617.5	0.8937	6.9360	7.8296
70	31.202	0.001023	5.0396	293.04	2175.8	2468.9	293.07	2333.0	2626.1	0.9551	6.7989	7.7540

Fuente: Boles y Çengel (2011).

De la tabla obtenemos:

Información de entalpías

$$h_6 = h_{\text{liquido-sat}} = 209,34 \text{ [KJ/Kg]}$$

$$h_7 = h_{\text{vapor-sat}} = 2591,30 \text{ [KJ/Kg]}$$

Información de entropías:

$$s_6 = s_{\text{liquido-sat}} = 0,7038 \text{ [KJ/Kg } ^\circ\text{K]}$$

$$s_7 = s_{\text{vapor-sat}} = 8,0748 \text{ [KJ/Kg } ^\circ\text{K]}$$

De la información a la entrada de la turbina *Tabla 6.8* se rescata el valor de entropía en el punto cuatro.

$$s_4 = s_3 = s_{\text{vapor}} = 6,7067 \text{ [KJ/Kg } ^\circ\text{K]}$$

$$h_4 = h_{\text{vapor}} = 2762,80 \text{ [KJ/Kg]}$$

Reemplazando los valores obtenidos en la siguiente ecuación, se obtiene la entalpía ideal a la salida de la turbina.

$$h_{5s} = (h_7 - h_6) \cdot \left[\frac{s_4 - s_6}{s_7 - s_6} \right] + h_6$$

$$h_{5s} = (2591,30 - 209,34) \cdot \left[\frac{6,7067 - 0,7038}{8,0748 - 0,7038} \right] + 209,34$$

$$h_{5s} = 2149,19 \text{ [KJ/Kg]}$$

Mediante la siguiente ecuación se calcula el factor de Baumann, entonces:

$$A = 0,425 * (h_4 - h_{5s})$$

$$A = 0,425 * (2.762,8 - 2.149,19)$$

$$\mathbf{A = 260,78 [KJ/Kg]}$$

Una vez obtenido el factor de Baumann la entalpia real a la salida de la turbina se obtiene de la ecuación, entonces:

$$h_5 = \frac{h_4 - A * \left(1 - \frac{h_6}{h_7 - h_6}\right)}{1 + \frac{A}{h_7 - h_6}}$$

$$h_5 = \frac{2762,8 - 260,78 \cdot \left[1 - \frac{209,34}{2591,30 - 209,34}\right]}{1 + \frac{260,78}{2591,30 - 209,34}}$$

$$\mathbf{h_5 = 2275,78 [KJ/Kg]}$$

La eficiencia isotrópica de la turbina que relaciona el trabajo real y trabajo ideal se calcula de la ecuación.

$$\eta_{ts} = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{5s}} \rightarrow \eta_{ts} = \frac{2762,8 - 2275,78}{2762,8 - 2149,19} \quad \leftarrow \text{REAL}$$

$$\mathbf{\eta_{ts} = 0,79 = 79\%}$$

El trabajo de la turbina se calcula mediante la diferencia de entalpia tanto a la entrada como a la salida de la turbina ecuación.

Teniendo como datos:

$$h_4 = 2762,80 [KJ/Kg]$$

$$h_5 = 2275,78 [KJ/Kg]$$

Entonces:

$$W_{Tb} = h_4 - h_5 \rightarrow W_{Tb} = 2762,80 - 2275,78$$

$$\mathbf{W_{Tb} = 487,02 [KJ/Kg]}$$

La potencia bruta entregada por la turbo maquina se calcula de la ecuación, tomando como dato el flujo de vapor de la *Tabla 6.8*.

Entonces:

$$\dot{W}_{Tb} = m_{\dot{V}apor} \cdot W_{Tb}$$

$$\dot{W}_{Tb} = 72,43 \left[\frac{kg}{s} \right] \cdot 487,02 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

$$\dot{W}_{Tb} = 35274,86 [kW]$$

El rendimiento mecánico de la turbina será:

$$\eta_m = 80\%$$

Para obtener la potencia mecánica se reemplazará los datos necesarios en la ecuación, obteniendo así:

$$P_m = \eta_m \cdot \dot{W}_{Tb} \rightarrow P_m = 0,8 \cdot 35274,859 [kW]$$

$$P_m = 28219,89 [kW]$$

El rendimiento eléctrico será igual a:

$$\eta_e = 85\%$$

Con el cual se obtendrá la potencia eléctrica en bornes generada por la turbina, luego de reemplazar datos en la ecuación.

Entonces:

$$P_e = \eta_e \cdot P_m \rightarrow P_e = 0.85 \cdot 28219,89 [kW]$$

$$P_e = 23986,90 [kW] \rightarrow P_e \approx 24,00 [MW]$$

Tabla 6.9: Información a la salida de la turbomáquina.

CONDICIONES DE ENTRADA AL SEPARADOR CICLÓNICO		
Temperatura de descarga de la turbina	50	°C
Entalpia de salida ideal	2275,78	kJ/kg
Entalpia de salida real	2149,19	kJ/kg
Eficiencia isoentrópica	79	%
Trabajo de la turbina	487,02	KJ/kg
Potencia mecánica	28219,89	kW
Potencia eléctrica	24,00	MW

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

6.3.2.3. Especificaciones técnicas de la turbomáquina

La turbina es un equipo imprescindible dentro la planta geotérmica, es por ello que para su especificación y selección existen diferentes marcas de turbinas reconocidas a nivel mundial que tienen amplia experiencia en fabricación y puesta en marcha de turbomáquinas de vapor especiales para plantas geotérmicas como ser MISTUSIBHI, FUJI y TOSHIBA sin mencionar otras marcas para su perdido e importación correspondiente es necesario establecer una serie de especificaciones técnicas que sirven como información al fabricante.

Tabla 6.10: Especificaciones de la turbomáquina.

TIPO DE TURBINA	CONDENSACIÓN Y FLUJO SIMPLE, 1 CILINDRO
Capacidad	24 MW
Velocidad de rotación	3000 r.p.m.
Presión de trabajo o de entrada	5 – 7 bar
Temperatura de ingreso	165 °C
Presión de descarga	0,1235 bar
Flujo másico	72,43 kg/s

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

El Hat Rater de una turbina es un indicador (consumo específico), que relaciona la energía (combustible que le entrega a la turbina) en este caso el poder calorífico del vapor seco y la energía o potencias mecánica generada es el eje de la turbina. Es posible determinar el Heat Rater para la turbomáquina mediante la siguiente expresión:

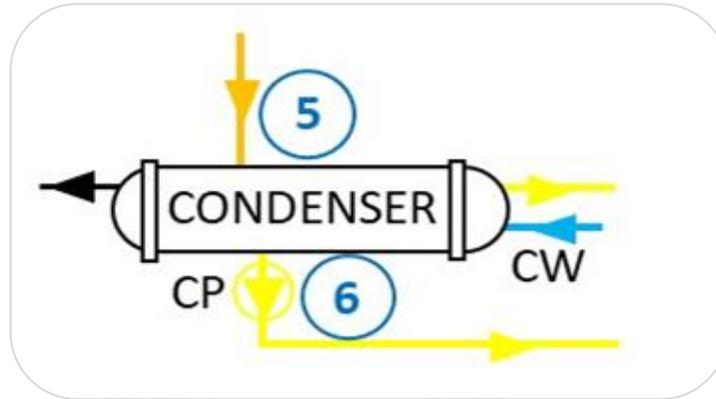
$$HEAT\ RATER = \frac{h_4}{h_4 - h_5} = \frac{2762,80}{2762,80 - 2275,78}$$

$$HEAT\ RATER = 5,7$$

6.3.3. CÁLCULO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR

En la siguiente figura se observa el balance de energía en el condensador de contacto superficial.

Figura 6.3: Esquema de balance de energías del intercambiador de calor.



Fuente: Di Pippo (2015).

Para el cálculo del condensador es fundamental conocer ciertos parámetros o datos de entrada al equipo. Para ello se sabe que el flujo que ingresa al condensador de vapor es el mismo flujo que sale de la turbina así, también la temperatura de descarga de la turbina será la temperatura de trabajo del intercambiador de calor (condensador) entonces se tiene:

$$\dot{m}_5 = \dot{m}_4 = \dot{m}_v = 72,43 \text{ [Kg/s]}$$

$$T_c = 50 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Con la temperatura de entrada al condensador y mediante tablas termodinámicas, se puede acceder a la entalpía en el punto "5", que es la misma a la entrada del intercambiador, Así también la entalpía en el punto "6".

Tabla 6.11: Tabla termodinámica de agua saturada.

Agua saturada. Tabla de temperaturas

Temp., T °C	Pres. sat., P _{sat} kPa	Volumen específico, m ³ /kg			Energía interna, kJ/kg			Entalpía, kJ/kg			Entropía, kJ/kg · K		
		Líqu. sat., v _f	Vapor sat., v _g		Líqu. sat., u _f	Evap., u _{fg}	Vapor sat., u _g	Líqu. sat., h _f	Evap., h _{fg}	Vapor sat., h _g	Líqu. sat., s _f	Evap., s _{fg}	Vapor sat., s _g
0.01	0.6117	0.001000	206.00	0.000	2374.9	2374.9	0.001	2500.9	2500.9	0.0000	9.1556	9.1556	
5	0.8725	0.001000	147.03	21.019	2360.8	2381.8	21.020	2489.1	2510.1	0.0763	8.9487	9.0249	
10	1.2281	0.001000	106.32	42.020	2346.6	2388.7	42.022	2477.2	2519.2	0.1511	8.7488	8.8999	
15	1.7057	0.001001	77.885	62.980	2332.5	2395.5	62.982	2465.4	2528.3	0.2245	8.5559	8.7803	
20	2.3392	0.001002	57.762	83.913	2318.4	2402.3	83.915	2453.5	2537.4	0.2965	8.3696	8.6661	
25	3.1698	0.001003	43.340	104.83	2304.3	2409.1	104.83	2441.7	2546.5	0.3672	8.1895	8.5567	
30	4.2469	0.001004	32.879	125.73	2290.2	2415.9	125.74	2429.8	2555.6	0.4368	8.0152	8.4520	
35	5.6291	0.001006	25.205	146.63	2276.0	2422.7	146.64	2417.9	2564.6	0.5051	7.8466	8.3517	
40	7.3851	0.001008	19.515	167.53	2261.9	2429.4	167.53	2406.0	2573.5	0.5724	7.6832	8.2556	
45	9.5953	0.001010	15.251	188.43	2247.7	2436.1	188.44	2394.0	2582.4	0.6386	7.5247	8.1633	
50	12.352	0.001012	12.026	209.33	2233.4	2442.7	209.34	2382.0	2591.3	0.7038	7.3710	8.0748	
55	15.763	0.001015	9.5639	230.24	2219.1	2449.3	230.26	2369.8	2600.1	0.7680	7.2218	7.9898	

Fuente: Boles y Çengel (2011).

De tablas obtenemos:

$$h_6 = h_c = 209,34 \text{ [kJ/kg]}$$

Por cálculos del anterior punto obtenemos:

$$h_5 = 2275,78 \text{ [kJ/kg]}$$

También es necesario conocer la temperatura a la salida de la torre de enfriamiento para ello este valor de temperatura será dato de requerimiento y se opta por un valor no muy alejado al nivel térmico del campo Sol de Mañana de la Laguna Colorada, es decir:

$$T_{cw} = 13 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

Remplazando los valores anteriores en la ecuación (5.13) se obtiene el flujo de agua de refrigeración. Para efectuar el cálculo se toma como dato el calor específico del agua el valor de 4,20 [kJ/kg °C].

Entonces:

$$\dot{m}_{cw} = \dot{m}_{vapor} * \left[\frac{h_5 - h_6}{\bar{c}(T_6 - T_{cw})} \right] \rightarrow \dot{m}_{cw} = 72,43 \left[\frac{kg}{s} \right] * \left[\frac{(2.275,78 - 209,34) \left[\frac{kJ}{kg} \right]}{4,20 \cdot (50 - 13) \left[\frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \right] [^\circ C]} \right]$$

$$\dot{m}_{cw} = 963,14 \text{ [kg/s]}$$

Energía disipada del condensador:

Entonces:

$$\dot{W}_{cond} = \dot{m}_{vapor}(h_5 - h_6) \rightarrow W_{Tb} = 72,43 * (2275,78 - 209,34)$$

$$\dot{W}_{cond} = 149,67 \text{ [KW]}$$

Una vez obtenida toda la información del condensador, se plasma estos datos en la *Tabla 6.12* donde especifica todos los datos técnicos, para el pedido de la turbomáquina compra e importación correspondiente.

Tabla 6.12: Especificaciones técnicas para la selección del condensador.

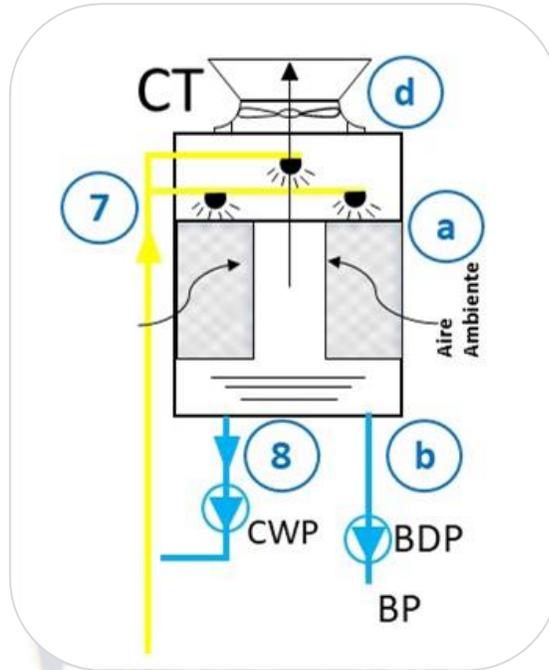
INFORMACION TECNICA PARA EL PEDIDO DEL CONDENSADOR DE CONTACTO SUPERFICIAL	
Tipo de condensador	DC Condensador Contacto superficial
Flujo masico de agua de refrigeración (cw)	963,14 kg/s
Temperatura de enfriamiento (cw)	13°C
Temperatura de entrada	50°C

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

6.3.4. CÁLCULO Y SELECCIÓN DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO DE TIRO INDUCIDO

En la siguiente figura se observa el balance de energías en la torre de refrigeración.

Figura 6.4: Esquema de balance de energías en la torre de enfriamiento.



Fuente: Di Pippo (2015).

Los parámetros a considerar en el cálculo de la torre de enfriamiento son:

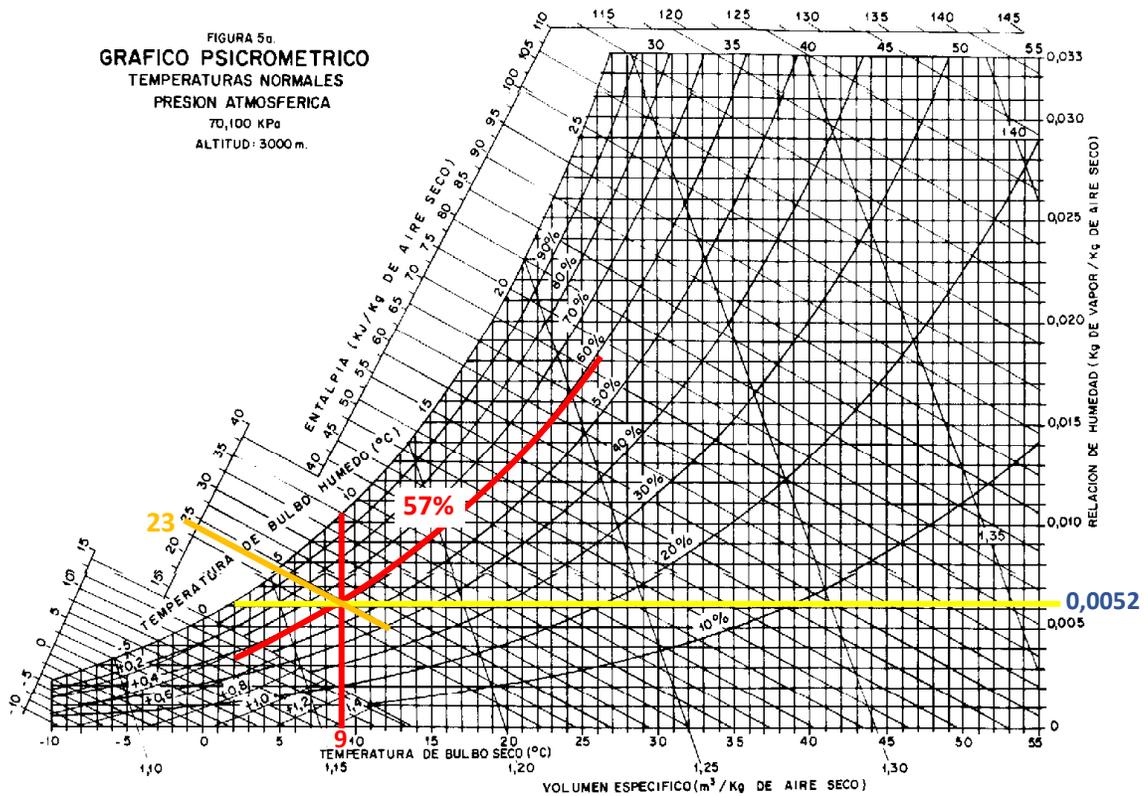
Tabla 6.13: Datos de entrada a la torre de enfriamiento.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Flujo de vapor a ser enfriado	72,43	Kg/s
Flujo de agua de refrigeración	963,14	Kg/s
Temperatura del agua que sale del condensador para ingresar a la torre	50	°C
Temperatura del agua requerida después del enfriamiento	13	°C
Temperatura de bulbo seco en el campo son de mañana	9	°C
Altura sobre el nivel del mar en el campo sol de mañana	4.900	m.s.n.m.
Humedad relativa del aire	57	%
Temperatura de bulbo húmedo	4,1	°C

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

Cálculo de la entalpía de aire a la entrada de la torre, con el valor de las temperaturas de bulbo húmedo y bulbo seco del área Campo Sol de Mañana, se obtendrá la humedad que contiene el aire, mediante la utilización de la carta psicrométrica.

Figura 6.5: Gráfico psicrométrico para el Bulbo Seco.



Fuente: Cevallos (1976).

$$\omega_a = 0,0052 [kg_{agua}/kg_{aire}]$$

La entalpía del aire a la entrada de la torre se determina utilizando la *Ecuación (5.44)*, entonces:

$$h_a = [(1,007 + 1,9259 * \omega_a) \cdot T_{bh-e} + 2500,4 * \omega_a]$$

$$h_a = [(1,007 + 1,9259 * 0,007768) \cdot 9 + 2500,4 * 0,0052]$$

Tenemos:

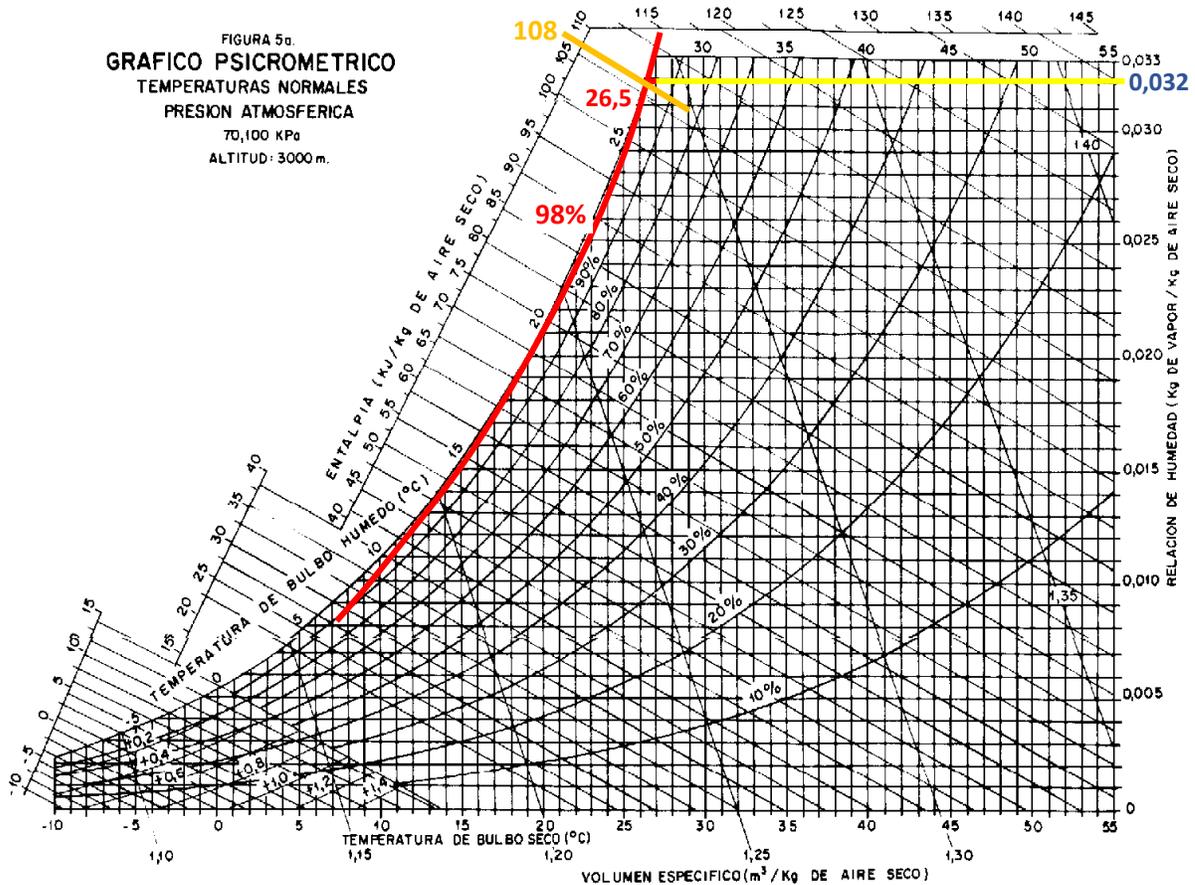
$$h_a = 22,20 [KJ/Kg]$$

Cálculo de la entalpia de aire a la salida, para determinar la humedad de aire a la salida de la torre se asume la temperatura del aire a la salida de la torre, valor que debe ser menor a la temperatura proveniente del condensador.

$$T_{bh-s} = 26,5 [^{\circ}C]$$

Con este valor de temperatura y la humedad relativa del 98%, mediante la utilización de la carta psicrométrica se obtiene la humedad que contiene el aire a la salida de la torre.

Figura 6.6: Grafico psicométrico para el Bulbo Húmedo.



Fuente: Cevallos (1976).

$$\omega_d = 0,032 [kg_{agua}/kg_{aire}]$$

La entalpia del aire a la salida de la torre se calcula con la Ecuación (5.46).

$$h_d = [(1,007 + 1,9259 * \omega_d) \cdot T_{bh-s} + 2500,4 * \omega_d]$$

$$h_d = [(1,007 + 1,9259 * 0,032) \cdot 26,5 + 2500,4 * 0,032]$$

Cuenta:

$$h_d = 108,33 [KJ/Kg]$$

Para determinar la entalpia de agua que sale del condensador para ingresar a la torre se determina con la *Ecuación (5.47)* teniendo como:

Datos de entrada:

$$T_T = 50 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\bar{c} = 2,4 \text{ [[KJ/Kg}^\circ\text{C}]}$$

$$T_0 = 0 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$h_7 = \bar{c} * (T_7 - T_0)$$

$$h_7 = 2,4 * (50 - 0) \text{ [KJ/Kg]}$$

$$h_7 = 120 \text{ [KJ/Kg]}$$

La entalpia del agua que sale de la torre hacia el condensador se calcula con la *Ecuación (5.48)* teniendo como datos de salida.

$$T_T = 13 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\bar{c} = 4,2 \text{ [[KJ/Kg}^\circ\text{C}]}$$

$$T_0 = 0 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$h_8 = \bar{c} * (T_8 - T_0)$$

$$h_8 = 4,2 * (13 - 0) \text{ [KJ/Kg]}$$

$$h_8 = 54,6 \text{ [KJ/Kg]}$$

El flujo de aire que ingresa a la torre se determina reemplazando los siguientes datos en la *Ecuación (5.49)*.

$$\dot{m}_{cw} = 963,14 \text{ [Kg/s]}$$

$$\bar{c} = 4,2 \text{ [KJ/Kg}^\circ\text{C]}$$

$$h_a = 22,20 \text{ [KJ/Kg]}$$

$$h_d = 108,33 \text{ [KJ/Kg]}$$

$$T_{bh-e} = T_a = 4,1 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$T_{bh-s} = T_d = 26,5 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\dot{m}_a = \dot{m}_{cw} * \left[\frac{h_d - h_a}{\bar{c}(T_d - T_a)} \right]$$

$$\dot{m}_a = 963,14 \cdot \left[\frac{108,33 - 22,20}{4,2 * (26,5 - 4,1)} \right]$$

Entonces:

$$\dot{m}_a = 881,75 \text{ [Kg/s]}$$

Ya que es importante e imprescindible incorporar agua fresca al equipo de enfriamiento, este valor se determina reemplazando los siguientes datos en la relación a la Ecuación (5.50).

$$\omega_a = 0,0052 \text{ [kg}_{\text{agua}}/\text{kg}_{\text{aire}}\text{]}$$

$$\omega_d = 0,032 \text{ [kg}_{\text{agua}}/\text{kg}_{\text{aire}}\text{]}$$

$$\dot{m}_a = 1209,59 \text{ [Kg/s]}$$

$$\dot{m}_r = \dot{m}_a(\omega_d - \omega_a)$$

$$\dot{m}_r = 881,75 \cdot (0,032 - 0,0052) \text{ [Kg/s]}$$

Entonces:

$$\dot{m}_r = 23,63 \text{ [Kg/s]}$$

Las condiciones de la torre de enfriamiento serán tabuladas en la *Tabla 6.14*, ya que es información muy importante para el diseño de este equipo de enfriamiento.

Tabla 6.14: Condiciones en la torre de enfriamiento.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Entalpia del aire a la entrada	22,20	<i>kJ/kg</i>
Humedad del aire a la entrada	0,0052	<i>Kg aprox/kg aire</i>
Temperatura del bulbo seco a la entrada	9	<i>°C</i>
Flujo de aire a la entrada	881,75	<i>kJ/s</i>
Humedad relativa del aire a la entrada	57	<i>%</i>
Entalpia del aire a la salida	108,33	<i>kJ/kg</i>
Humedad del aire a la salida	0,032	<i>Kg aprox/kg aire</i>
Temperatura del aire a la salida	26,5	<i>°C</i>
Entalpia del agua a la entrada	120	<i>kJ/kg</i>
Temperatura del agua a la entrada	50	<i>°C</i>
Entalpia de agua a la salida	54,6	<i>kJ/kg</i>
Flujo de agua a la salida	963,14	<i>kJ/s</i>
Temperatura del agua a la salida	13	<i>°C</i>
Flujo de agua de reposición	23,63	<i>kJ/s</i>

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

6.3.5. VÁLVULAS DE ESTRANGULAMIENTO

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

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

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

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

6.4. SELECCIÓN DEL GENERADOR ELECTROMECAÍNICO

Una vez establecida la planta de generación geotérmica y haber obtenido la potencia mecánica en el eje de la turbomáquina, el siguiente paso acoplar un generador electromecánico y obtener la potencia eléctrica en bornes del generador.

La potencia eléctrica fue obtenida anteriormente cuyo valor numérico es:

$$P_e = 23986,90 [kW]$$

6.4.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL GENERADOR ELECTROMECAÍNICO

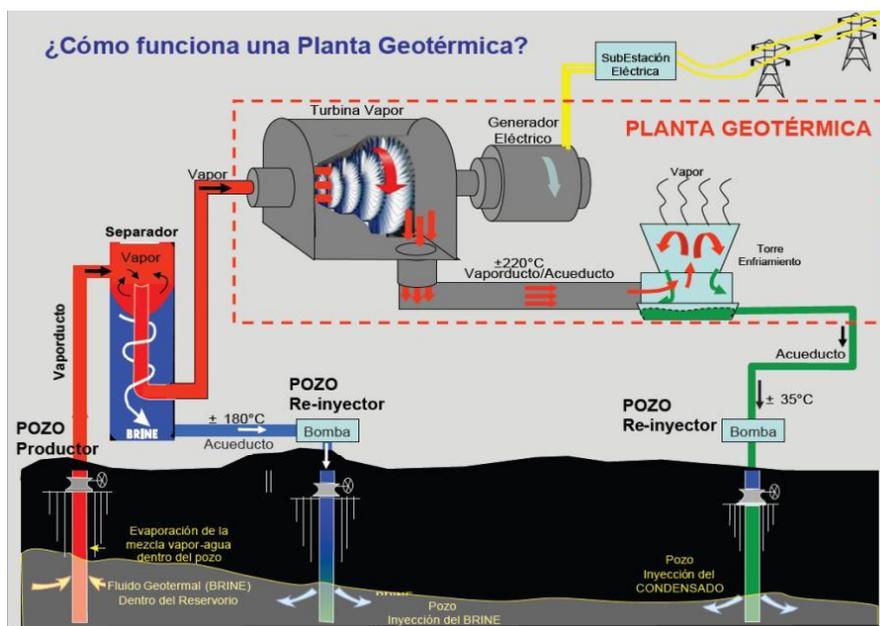
Factor de potencia, se obtiene de los requerimientos del sistema de potencia al cual la unidad se conecta, como ser: ubicación eléctrica de la planta con respecto a los centros de carga, análisis de carga futura, líneas de transmisión, subestaciones. Para el proyecto se estima un factor de potencia de 0,80.

La capacidad del generador se determinará por medio de la división de la potencia eléctrica activa $P_e \approx 24,00 [MW]$, para el factor de potencia, es decir:

$$P_{ea} = \frac{24,00 [MW]}{0,8} \rightarrow P_{ea} = 30,00 [MW]$$

Por lo cual se trabajará con una capacidad de potencia aparente de valor normalizado de 29 [MVA]. Se elige el tipo de generador síncrono, ya que este generador es el más empleado en generación termoeléctrica y Geotermoeléctrica, mediante un análisis de costos adecuado se realizará el pedido, compra e importación correspondiente, para así obtener el generador eléctrico en función a nuestros requerimientos técnicos de diseño. En la *Tabla 6.15* se puede apreciar las características del generador electromecánico.

Figura 6.7: Disposición del generador electromecánico.



Fuente: Mirez (2016).

Tabla 6.15: Especificaciones técnicas del generador electromecánico.

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
Tipo	Campo rotativo cilíndrico, totalmente encapsulado y enfriado por aire, 3 fases generador sincrónico.
Capacidad	29 MVA
Voltaje	11 kV (o bajo estándares de fabricantes)
Frecuencia	50 Hz
Velocidad	3000 r.p.m.
Factor de Potencia	0,8 (atraso)
Tierra Neutral	Transformador
Sistema de Excitación	Sin Cepillos

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

6.5. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

El primer paso para el cálculo de la subestación eléctrica quedo establecido la “Selección del Generador”, el siguiente será acoplar el transformador eléctrico, para ello se tiene la potencia eléctrica obtenida en bornes del generador, considerando que la potencia aparente que ingresa al transformador es la misma a la salida se tiene.

$$P_s = 29 [MVA]$$

Según las características del generador electromecánico, la tensión de salida de esta toma el valor de 11 [kV], esta tensión será la misma a la entrada del transformador eléctrico, tensión de entrada a ser modificada por el transformador, ya que la función principal del transformador es elevar la tensión de entrada manteniendo una potencia constante tanto a la entrada como a la salida.

La próxima subestación receptora será emplazada en San Cristóbal Potosí – Bolivia y se encuentra a una distancia de 170 [km], desde la planta de generación, cuya recomendación de Henriquez Harper el nivel de tensión de transporte de este tipo de subestaciones es 230 [kV] para disminuir las perdidas por el efecto Joule, entonces se optará por esta tensión, como voltaje de transporte o voltaje secundario. La evaluación de la energía se la realizara en circuito simple. Entonces la función del transformador será en de elevar el voltaje de 11 [kV] a 230 [kV]. Una vez elevada la tensión de salida es posible evacuar toda la energía generada mediante un sistema de transporte de energía (Líneas de transmisión eléctrica).

Entonces tenemos como datos principales para el cálculo de la subestación eléctrica.

$P_s = 29 [MVA]$	Capacidad de la subestación eléctrica.
$V_p = 11 [kV]$	Tensión primaria de la subestación eléctrica.
$V_s = 230 [kV]$	Tensión secundaria de la subestación eléctrica.
$f_s = 50 [Hz]$	Frecuencia de operación.
$\cos(\varphi) = 0.8$	Factor de potencia.

6.6. SIMULACIÓN EN THERMOFLEX

6.6.1. DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR THERMOFLEX

El software Thermoflex versión 21, actualizado en su versión de 2013. Dicho programa permite de forma genérica, mediante una amplia librería de equipos e ítems, diseñar plantas y redes complejas de tránsito y operación de fluidos. Está especialmente diseñado para su uso en sistemas termodinámicos. Sus características generales son:

- ✓ Programa útil y flexible para modelar plantas en bloques.
- ✓ Permite realizar modelos de ciclos combinados, plantas de vapor, cogeneración, etc.
- ✓ Permitir cálculos de diseño para el balance de la planta.
- ✓ Utilidad de múltiples ejecuciones para explorar tendencias.
- ✓ Útil para modelar una gran cantidad de turbinas de gas.
- ✓ En combinación con la PEACE, proporciona detalles de ingeniería y estimaciones de costos.

- ✓ Se puede usar solo o en combinación con GT PRO, GT MASTER, STEAM PRO y STEAM MASTER.

La lógica única y altamente automatizada de la suite permite a los usuarios de todos los niveles de experiencia crear diseños de plantas útiles y prácticos de manera rápida, precisa y profesional. No debe confundirse con los "programas de balance de calor" comúnmente disponibles que exigen que los usuarios altamente experimentados inviertan muchas decenas de horas minuciosamente proporcionando innumerables detalles, solo para crear un modelo único y funcional de una planta predefinida. Aplicaciones:

- ✓ Estudio de viabilidad.
- ✓ Diseño conceptual.
- ✓ Ingeniería Básica.
- ✓ Optimización del diseño.
- ✓ Ingeniería de Detalle.
- ✓ Prueba de rendimiento (Turbina de Gas, Motores).
- ✓ Réplica de la planta existente.
- ✓ Fuera de simulación de diseño.
- ✓ Ingeniería de plantas.

6.6.2. TIPOS DE PLANTAS DISEÑADAS CON THERMOFLEX

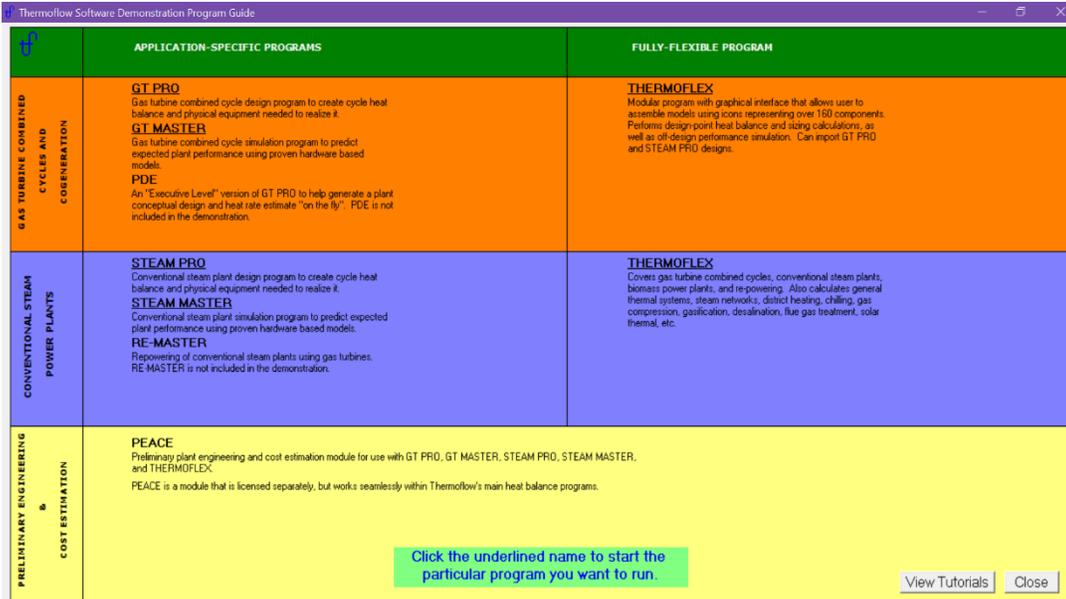
Por otro lado, Thermoflow ofrece un único programa de propósito general que, por sí solo, cubre plantas basadas en turbinas de gas, plantas de ciclo de vapor convencionales. Tipos de plantas:

- ✓ Plantas con turbina de gas.
- ✓ Ciclo combinado.
- ✓ Ciclo sencillo.
- ✓ Cogeneración con TG.
- ✓ Ciclo Rankine - Planta de vapor.
- ✓ Carbón.
- ✓ Nuclear.
- ✓ Biomasa.
- ✓ Termosolar.
- ✓ Cogeneración.
- ✓ Ciclo de Rankine orgánico (ORC).
- ✓ Geotermal.
- ✓ Cogeneración con motor DIESEL/GAS.
- ✓ Captura de CO₂.
- ✓ Desalinización.
- ✓ Calefacción urbana.
- ✓ Gasificación.
- ✓ Ciclos de adsorción.

6.6.3. DESCRIPCIÓN DE LA PANTALLA DEL SOFTWARE

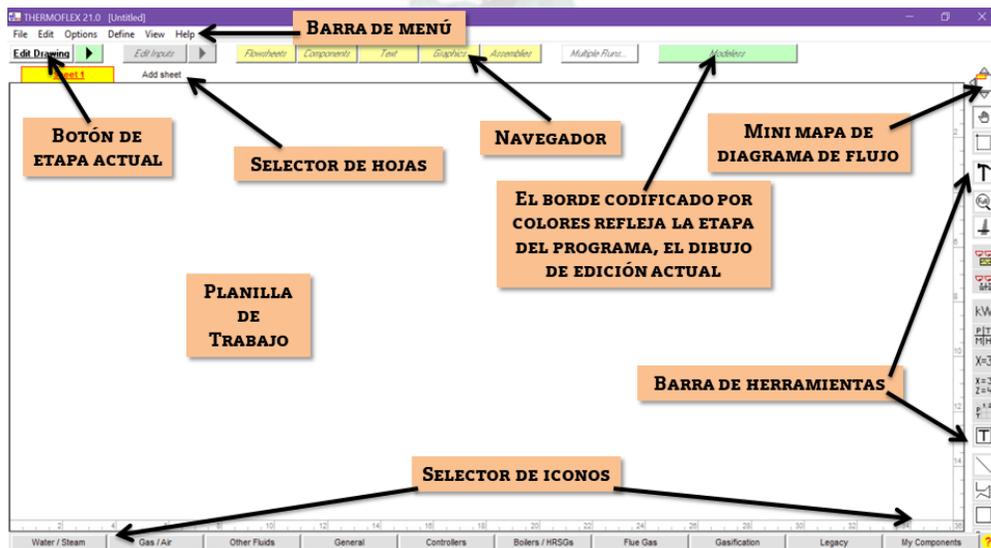
La pantalla básica de operación del software se presenta en la *Figura 6.8*, en la que se señalan los componentes y herramientas básicas del programa. Si bien, entre los propósitos de este documento no se encuentra el de detallar un manual de uso de este software, por lo que no se abordan explicaciones relacionadas con la selección de unidades o tabulación de resultados. No obstante, sí que vamos a resumir los pasos generales para la creación de modelos.

Figura 6.8: Pantalla elección del tipo de programa de Thermoflex 21.0.



Fuente: Thermoflex

Figura 6.9: Pantalla básica de operación del software Thermoflex 21.0.



Fuente: Thermoflex 21.0.

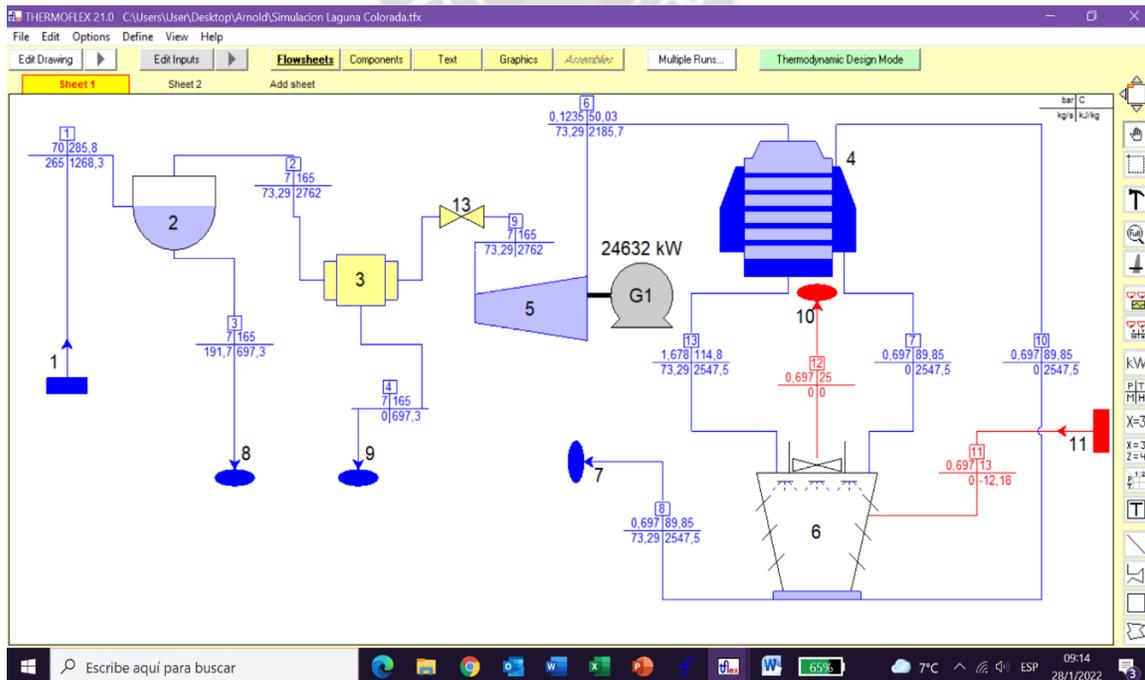
6.6.4. CONDICIONES Y PARÁMETROS DE INGRESO A THERMOFLEX

Tabla 6.16: Condiciones de parámetros de ingreso al simulador.

Unidad	Parámetro	Valor	Unidad
Fluido del pozo	Presión del pozo	70	Bar
	Cauda total	290	kg/s
	Temperatura promedio	243	°C
Separador Ciclónico	Presión de SC	7	Bar
Removedor de Humedad	Eficiencia de separación	100	%
Turbina	Presión en la turbomáquina	7	Bar
	Coefficiente de Baumann	72	%
	Rendimiento Mecánico	80	%
	Rendimiento Eléctrico	85	%
	Velocidad de Rotación	3000	RPM
Intercambiador de calor	Presión del condensador	0,1235	bar
Ingreso de aire ambiente	Presión del ambiente	0,697	Bar
	Flujo másico aire	970	kg/s
	Temperatura ambiente	13	°C
	Humedad con relativa	57	%

Fuente: Elaborado en base a datos recopilados.

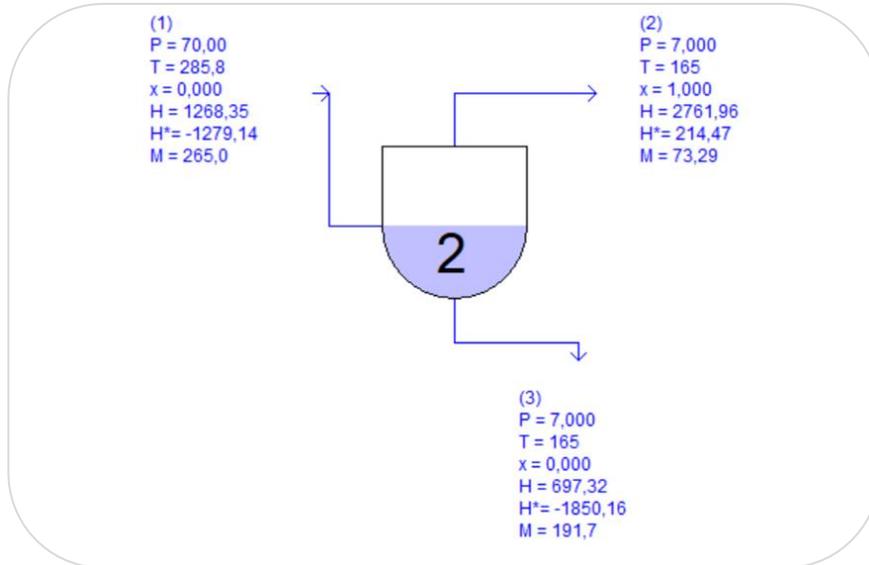
Figura 6.10: Simulación con los parámetros establecidos en Thermoflex.



Fuente: Thermoflex 21.0.

6.6.5. DETALLE DE LOS RESULTADOS EN LAS UNIDADES LANZADAS POR THERMOFLEX

6.6.5.1. Steam Flash Tank



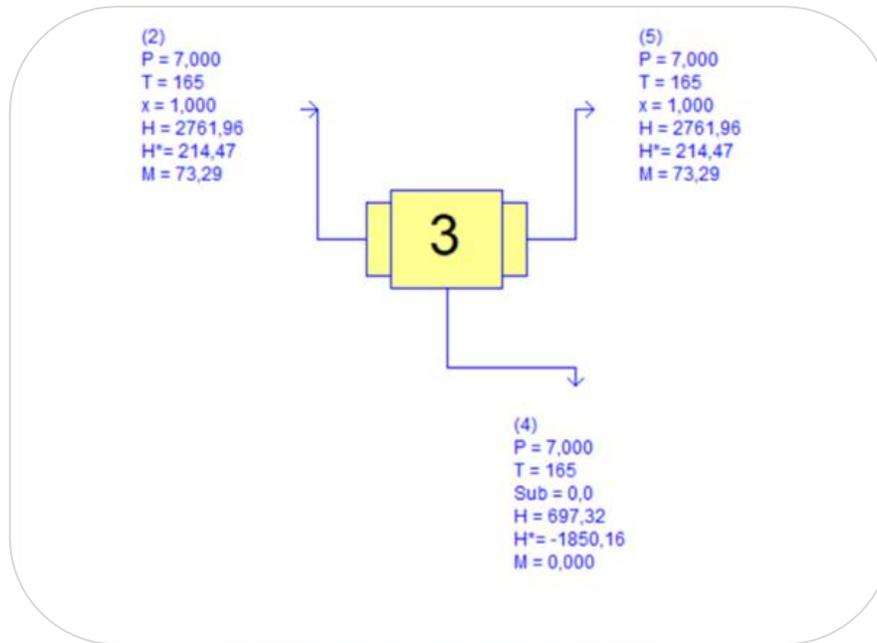
Fuente: Thermoflex 21.0.

Tabla 6.17: Resultados numéricos del Steam Flash Tank.

Thermodynamic Design Heat Balance Results		
Water/Steam Flash Tank[2]		
1. General		
Fluid type		Steam/Water
Flash pressure		7 bar
2. Inlet Flow		
Pressure		70 bar
Temperature		286 C
Enthalpy		1.270 kJ/kg
Flow		265 kg/s
3. Flash Vapor Vent		
Pressure		7 bar
Temperature		165 C
Enthalpy		2.760 kJ/kg
Flow		73.29 kg/s
4. Water Drain		
Pressure		7 bar
Temperature		165 C
Enthalpy		697 kJ/kg
Flow		192 kg/s

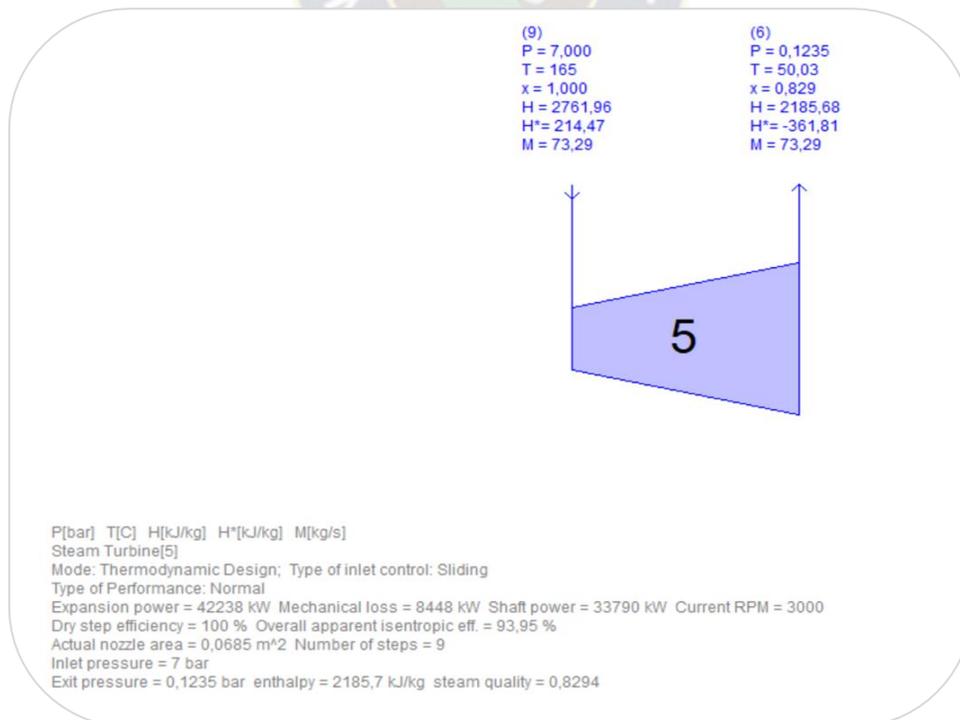
Fuente: Thermoflex 21.0.

6.6.5.2. Moisture separator



Fuente: *Thermoflex 21.0.*

6.6.5.3. ST GROUP



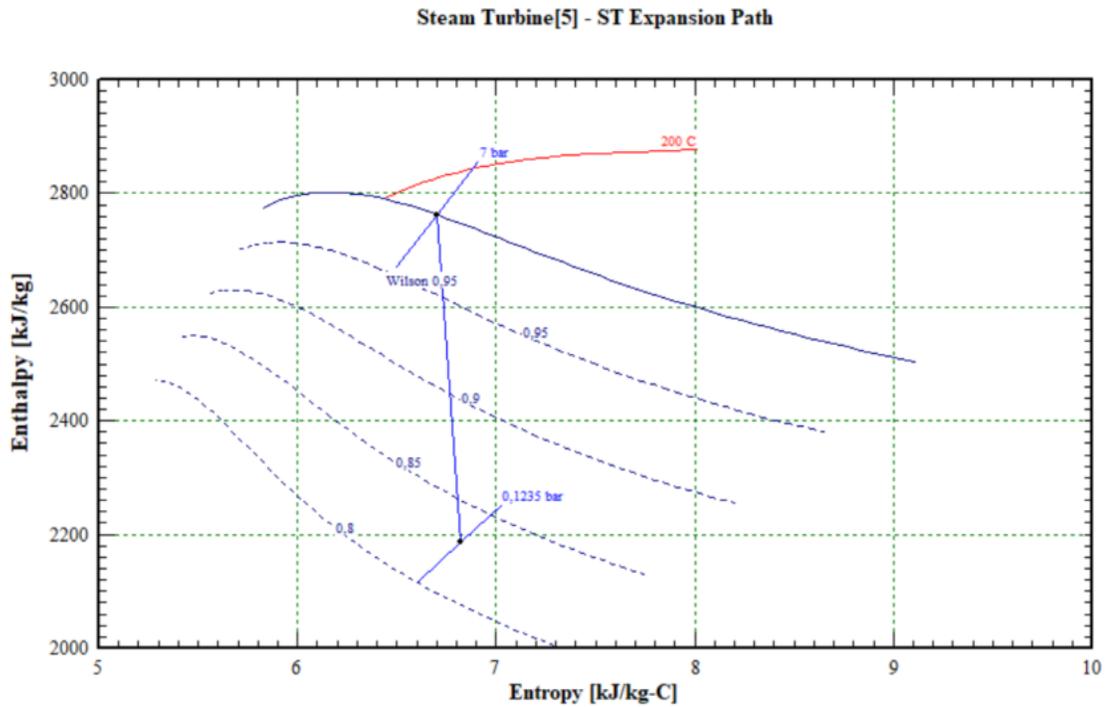
Fuente: *Thermoflex 21.0.*

Tabla 6.18: Resultados numéricos del ST Group.

Design Heat Balance Results	
Turbine Inlet	
Pressure	7 bar
Temperature	165 C
Massflow	73.29 kg/s
Enthalpy	2762 kJ/kg
Turbine Outlet	
Pressure	0.1235 bar
Temperature	50.03 C
Massflow	73.29 kg/s
Enthalpy	2185.7 kJ/kg
Performance	
Dry step efficiency	100 %
Overall apparent isentropic efficiency	93.95 %
Shaft power	33790 kW
Mechanical loss	8448 kW
Expansion power	42238 kW

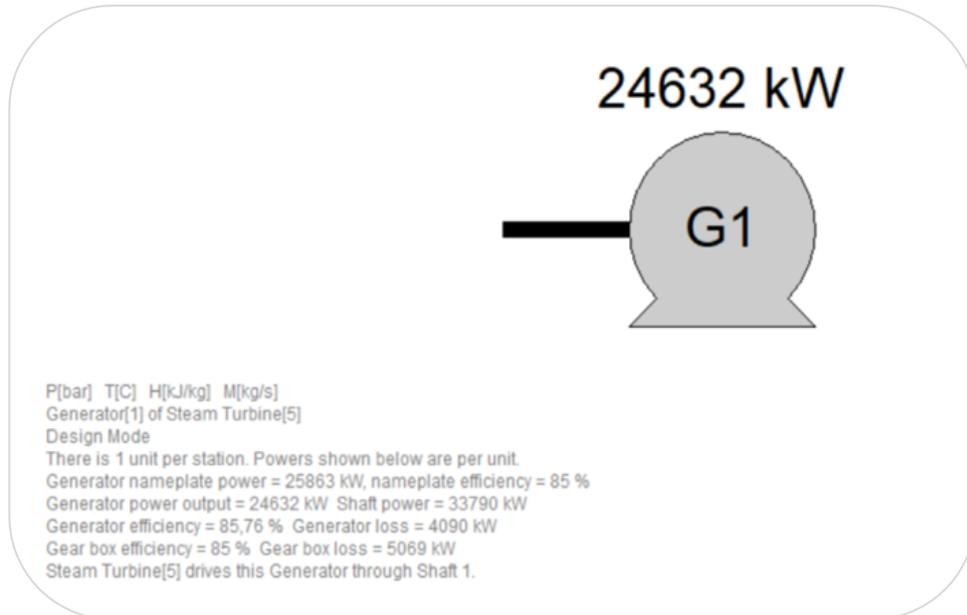
Fuente: Thermoflex 21.0.

Figura 6.11: Grafica de Turbine Enthalpy vs Entropy.



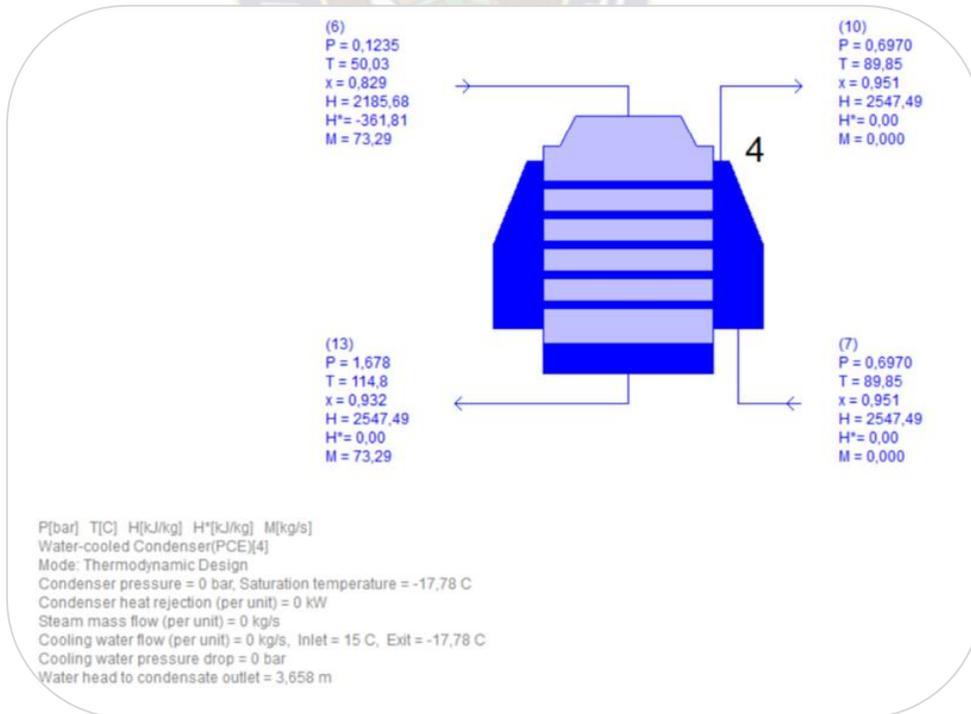
Fuente: Thermoflex 21.0.

6.6.5.4. Generator



Fuente: *Thermoflex 21.0.*

6.6.5.5. Wather Cooled Condenser



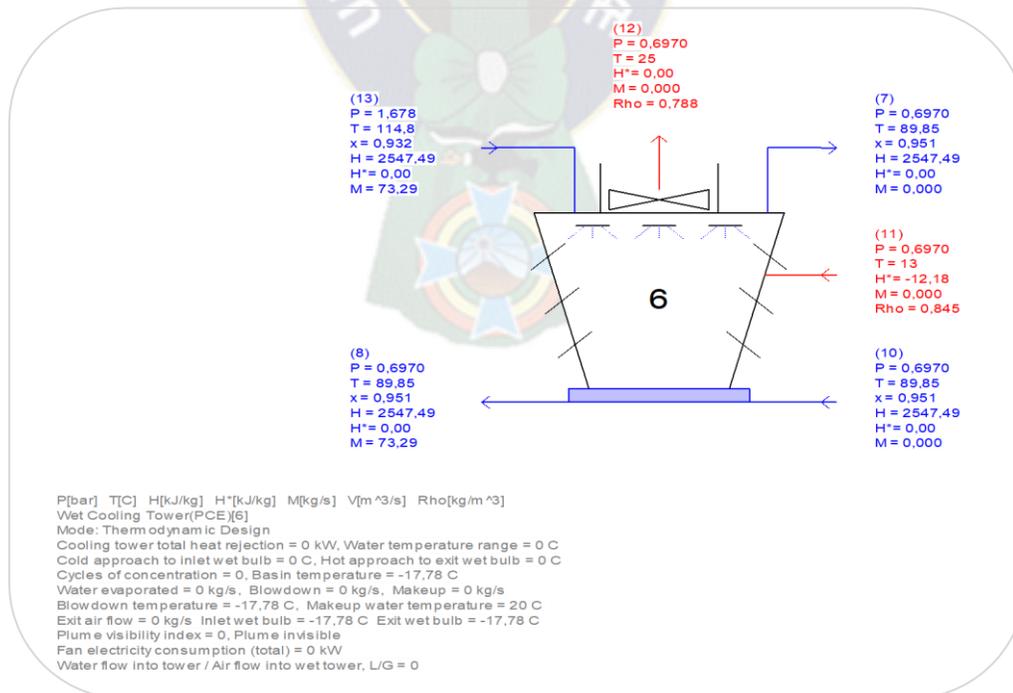
Fuente: *Thermoflex 21.0.*

Tabla 6.19: Resultados numéricos del Cooled Condenser.

Thermodynamic Design Heat Balance Results (per unit)		
Water-cooled Condenser(PCE)[4]		
Condenser pressure		0 bar
Condenser saturation temperature		-17.78 C
Heat rejection		0 kW
Number of units		1
Inlet Steam		
Pressure		0.0689 bar
Temperature		38.74 C
Mass flow		13.07 kg/s
Enthalpy		2344.1 kJ/kg
Condensate @ bottom of hotwell		
Pressure		0 bar
Temperature		-17.78 C
Mass flow		0 kg/s
Enthalpy		0 kJ/kg
Inlet Cooling Water		
Pressure		2.068 bar
Temperature		15 C
Mass flow		0 kg/s
Enthalpy		62.8 kJ/kg
Exit Cooling Water		
Pressure		0 bar
Temperature		-17.78 C
Mass flow		0 kg/s
Enthalpy		0 kJ/kg
Flash-in Stream		
Temperature		15 C
Mass flow		0 kg/s
Enthalpy		62.8 kJ/kg

Fuente: Thermoflex 21.0.

6.6.5.6. Wet Cooling Tower



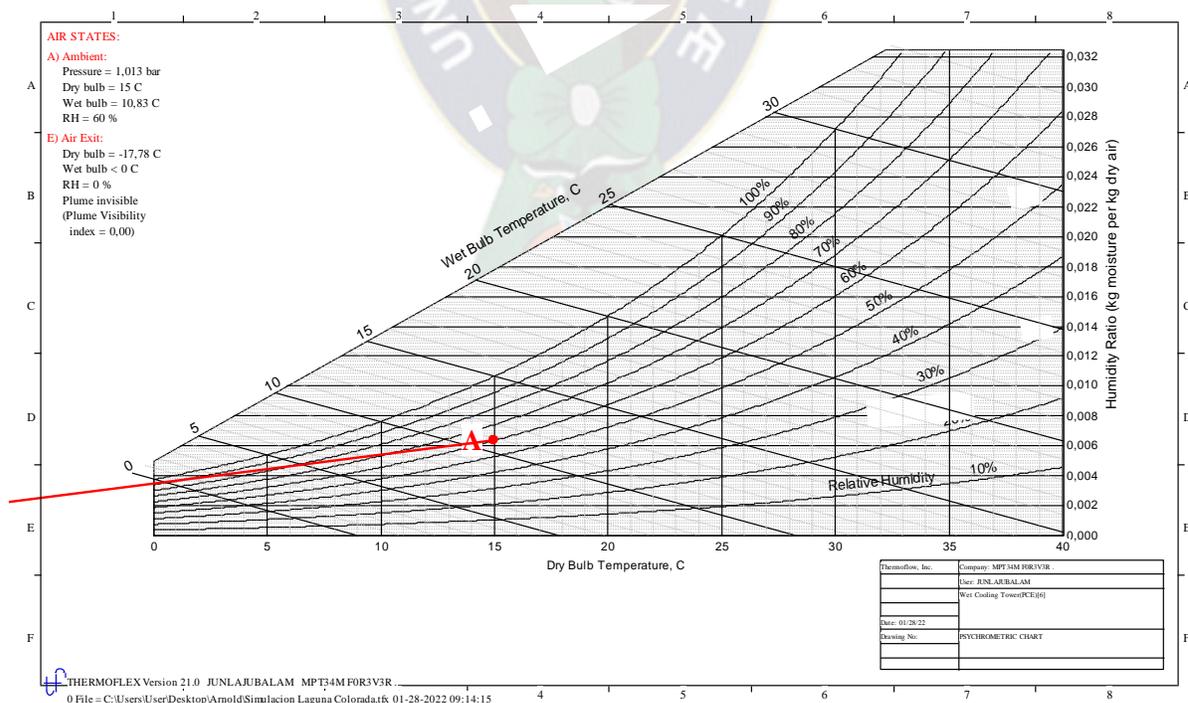
Fuente: Thermoflex 21.0.

Tabla 6.20: Resultados numéricos del Wet Cooling Tower.

Thermodynamic Design Heat Balance Results		
Exit Water		
Pressure		0 bar
Temperature		-17,78 C
Mass flow		0 kg/s
Enthalpy		0 kJ/kg
Inlet Air		
Pressure		1,013 bar
Dry bulb temperature		15 C
Relative humidity		60 %
Wet bulb temperature		-17,78 C
Mass flow		0 kg/s
Exit Air		
Pressure		1,013 bar
Dry bulb temperature		-17,78 C
Relative humidity		0 %
Wet bulb temperature		-17,78 C
Mass flow		0 kg/s
Plume visibility index (Plume invisible)		0
Fans		
Total volume flow		0 m ³ /s
Total fan electricity consumption		0 kW
Makeup & Blowdown		
Water evaporated		0 kg/s
Blowdown		0 kg/s
Blowdown temperature		-17,78 C
Makeup water flow		0 kg/s
Makeup water temperature		20 C
Cycles of concentration		0
Water flow / Air flow, L/G		0

Fuente: Thermoflex 21.0.

Figura 6.12: Grafico Psychrometric Chart.



Fuente: Thermoflex 21.0.

CAPÍTULO VII

EVALUACION ECONOMICA

7.1. INTRODUCCIÓN

El fin de cualquier proyecto de generación eléctrica que tenga como base los fluidos geotérmicos del subsuelo son de minimizar los costos de energía eléctrica en comparación con plantas eléctricas que tienen como base al carbón, Gas Natural y Diesel Oil. La viabilidad comercial de las plantas geotérmicas de generación eléctrica depende de los costos del terreno, de las perforaciones, de las instalaciones, de operación y mantenimiento, de la cantidad de energía generada y del valor de mercado de la energía. Sin embargo, debido a que las plantas geotérmicas requieren de grandes inversiones de capital al comienzo del proyecto, normalmente están en desventaja frente a las plantas térmicas convencionales. Las plantas térmicas alimentadas de combustibles fósiles tienen menores costos de capital, pero, a diferencia de las plantas geotérmicas, los costos del combustible se mantienen durante toda la vida de la planta.

Por tanto, partiremos de este punto de referencia para nuestra evaluación económica y realizaremos una recopilación y base de datos de las diferentes plantas de generación eléctrica en Bolivia tanto de Combustibles Fósiles como de Energías Alternativas. Para la evaluación financiera los valores económicos de cada caso serán evaluados con el método de la tasa interna de retorno, así como con el flujo de caja, basándose en los supuestos más plausibles.

7.2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLIVIA²⁶

7.2.1. DEMANDA DE POTENCIA

La potencia efectiva total a diciembre de 2020 fue de 3.357,3 [MW], incluye el Sistema Interconectado Nacional (SIN), los Sistemas Aislados (S.A.) y Autoproductores.

La generación bruta de las centrales del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el año 2020 fue de 9.212,4 [GWh] (*Tabla 7.1*), lo que representó el 92% de la energía total producida en Bolivia. Las centrales de los SA produjeron 824,5 [GWh], lo que representó el 8% del total de la energía generada sumando ambas 10.036,9 [GWh]. Aunque desde el año 2016 el crecimiento fue bajando de 6,5% a 3,1% se proyecta que este crecimiento anual siga a la misma tendencia.

Como se muestra en la *Tabla 7.2*, la capacidad instalada en el país hasta el año 2020 fue de aproximadamente 3.181,80 [MW] y el consumo de energía alcanzó 8.365,13 [GWh]. ENDE Corporación proyecta un crecimiento de la demanda en un promedio de 3,1% a 4,0% en los próximos 10 años en su escenario medio. Cuando este proyecto se

²⁶ Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (2020). Anuario Estadístico 2020.

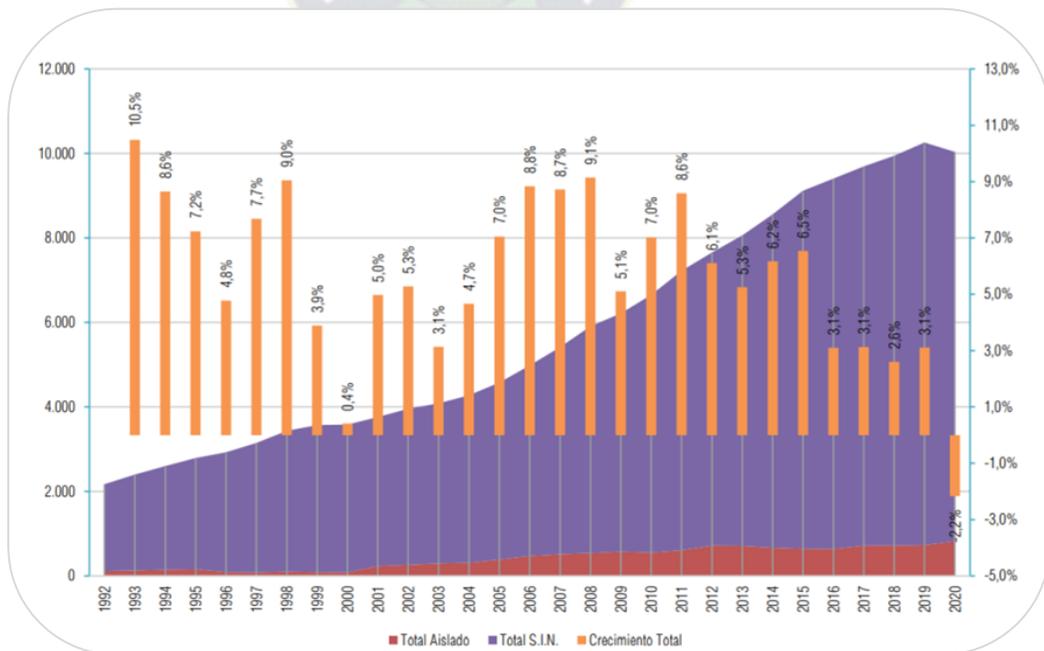
finalice, en el año 2024, las proyecciones indican una capacidad total instalada de 3.500 [MW].

Tabla 7.1: Evolución anual de la Generación Bruta [GWh] - Período 2006 – 2020.

Año	SIN [GWh]	Crecimiento SIN [%]	EMPRESAS S.A. [GWh]	Crecimiento S.A. [%]	Total Bolivia	Crecimiento Total [%]
2006	4.506,3	7,6	474,7	18,5	4.981,0	8,8
2007	4.902,5	8,8	512,8	7,4	5.415,3	8,7
2008	5.372,4	9,6	538,1	4,7	5.910,5	9,1
2009	5.634,5	4,9	578,1	6,9	6.212,6	5,1
2010	6.098,0	8,2	550,8	-5	6.648,8	7
2011	6.611,6	8,4	607,7	9,4	7.219,3	8,6
2012	6.939,5	5	721	15,7	7.660,5	6,1
2013	7.348,9	5,9	714,1	-1	8.063,0	5,3
2014	7.888,7	7,3	671,7	-6,3	8.560,4	6,2
2015	8.473,8	7,4	646,7	-3,9	9.120,5	6,5
2016	8.763,2	3,4	640,1	-1	9.403,3	3,1
2017	8.981,3	2,5	715,7	11,8	9.697,0	3,1
2018	9.230,2	2,8	719	0,5	9.949,2	2,6
2019	9.531,4	6,1	727,4	1,2	10.258,8	3,1
2020	9.212,4	-3,3	824,5	13,4	10.036,9	-2,2

Fuente: Anuario AETN (2021).

Gráfico 7.1: Evolución anual de la generación bruta (GWh) – SIN y SA.



Fuente: Anuario AETN (2020).

7.2.2. POTENCIA INSTALADA EN EL SIN

La potencia instalada total en el SIN en la gestión 2020 fue de 3.318,77 [MW] y está a cargo de las siguientes empresas generadoras:

Tabla 7.2: Empresas generadoras SIN – Potencia Instalada.

EMPRESA	Departamento donde Opera	Número De Unidades De Generación				Potencia Instalada [MW]			
		Hidro-eléctrica	Termo-eléctrica	E. Alternativas	Total	Hidro-eléctrica	Termo-eléctrica	E. Alternativas	Total
GENERADORAS									
ENDE CORANI S.A.	Cochabamba	14		10	24	286,70		27,00	313,70
ENDE GUARACACHI S.A.	Santa Cruz, Chuquisaca, Potosí y Tarija	2	21	23	46	8,00	517,83	66,18	592,01
ENDE VALLE HERMOSO S.A.M.	Cochabamba y La Paz		13		13		372,35		372,35
ENDE ANDINA S.A.M.	Santa Cruz, Tarija y Cochabamba		32		32		1310,68		1310,68
COBEE	La Paz	30			30	213,05			213,05
CEVBB	Cochabamba		3		3		15,82		15,82
RIOELEC S.A.	Potosí	7			7	19,78			19,78
HB	La Paz	2			2	94,40			94,40
SYNERGIA S.A.	Cochabamba	1			1	7,60			7,60
GESA	Santa Cruz	0	1		1		25,00		25,00
SDB	Cochabamba	2			2	2,22			2,22
ENDE	Beni, Cochabamba y Oruro	3	28	19	50	126,23	38,99	49,97	215,19
TOTAL		61	98	52	211	757,98	2280,67	143,15	3181,80

Fuente: Anuario AETN (2020).

7.2.3. GENERACION ELECTRICA DEL SIN.

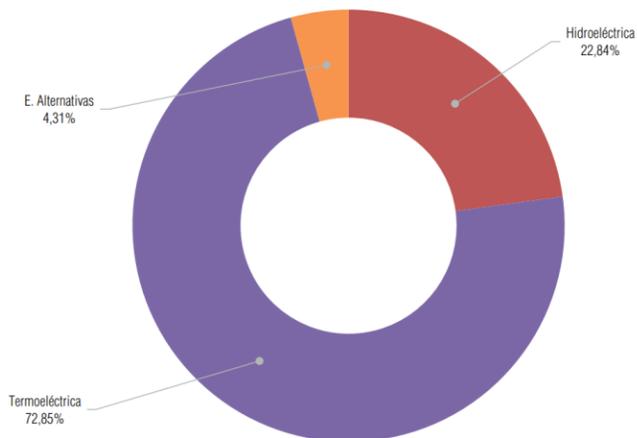
La generación bruta de las centrales del SIN en el año 2020 descendió a un total de 9.212,4 [GWh] (Tabla 7.3), lo cual representa un decremento del 3,3 % con relación al año 2019, debido a la pandemia de COVID19. Del total de la generación bruta en el año 2020 (Tabla 7.3), un 3,7 corresponde a la generación con fuentes renovables (hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa) y 63,3 % a la generación termoeléctrica (Gas Natural y Diésel Óil), la cual ha sido producida con unidades que funcionan predominantemente en base a Gas Natural.

Tabla 7.3: Generación Eléctrica bruta de las centrales [GWh] 2020.

HIDROELÉCTRICA		
EMPRESA	CENTRAL	GWh
COBEE	Miguilla	102,8
	Zongo	895,24
ENDE CORANI S.A.	Corani	307,83
	Santa Isabel	291,65
	San José 1	337,3
	San José 2	456,43
RIOELEC S.A.	Kilpani	41,79
	Landara	18,93
	Punutuma	17,56
HB	Chojlla	124,11
	Yanacachi Norte	192,36
SDB	Quehata	6,66
SYNERGIA S.A.	Kanata	24,03
ENDE GUARACACHI S.A.	San Jacinto	21,01
ENDE	Misicuni	101,63
TOTAL HIDROELECTRICA		2.939,33
TERMoeLECTRICA		
CECBB	Bulo Bulo	524,4
COBEE	Kenko	0
	Guaracachi	1.318,89
ENDE GUARACACHI S.A.	Karachipampa	0
	Santa Cruz	34,21
	Aranjuez	143,69
	Carrasco	166,31
	Valle Hermoso	257,62
ENDE VALLE HERMOSO S.A.	El Alto	36,4
	Entre Rios	826,91
	T. del Sur	1.040,44
ENDE ANDINA S.A.M.	Warnes	1.422,9
	Moxos	59,11
	San Borja	0,11
ENDE	Rurrenabaque	0,04
	Yucumo	0
	S.A. Yacuma	0,33
	S.I. Moxos	0,06
TOTAL TERMoeLECTRICA		5.831,42
PARQUES EOLICOS		
ENDE CORANI S.A.	Qollpana	64,21
PLANTAS SOLARES		
ENDE GUARACACHI S.A.	Yunchara	11,75
	Uyuni	138,98
ENDE	Oruro	93,29
BIOMASA		
ENDE GUARACACHI S.A.	UNAGRO	53,32
	EASBA	6,34
	AGUAI	22,76
GUABIRA ENEGIA S.A.	Guabirá Energía	51,02
	IAGSA	0
TOTAL ENERGIAS ALTERNATIVAS		441,67
TOTAL SIN [GWh]		9.212,42

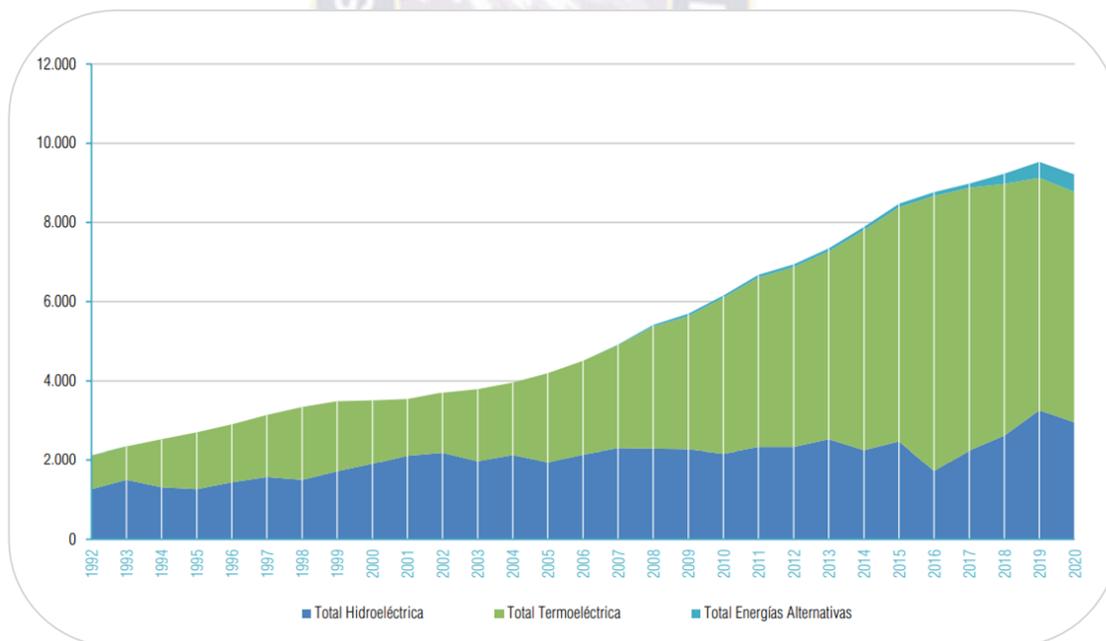
Fuente: Anuario AETN (2020).

Gráfico 7.2: Potencia instalada en el SIN por tipo de tecnología - Gestión 2020.



Fuente: Anuario AETN (2020).

Gráfico 7.3: Evolución generación bruta hidroeléctrica, termoelectrica y alternativas [GWh] SIN.



Fuente: Anuario AETN (2020).

7.2.4. APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS PRIMARIAS POR EMPRESAS DEL SIN

En Bolivia, la generación de energía eléctrica se realiza a partir de la transformación de energía primaria utilizada en las centrales generadoras. A la fecha, las empresas eléctricas generadoras utilizan las siguientes fuentes de energía primaria: hídrica (agua), térmica (a partir de combustibles fósiles como el Gas Natural o el Diésel Oil), solar (fotovoltaica), eólica y biomasa (bagazo de caña).

Durante la gestión 2020, la cantidad de energía primaria utilizada por las empresas generadoras en el SIN fue el siguiente: Gas Natural (47,992,53 MMPC), Diésel Oil (15,356,53 m³), Bagazo de caña (763,598,06 ton) y 903,63 [hm³] de volumen de agua utilizado en los embalses.

A continuación, se detallan las empresas generadoras de acuerdo con el tipo de energía primaria que utilizan:

- Gas Natural: ENDE GUARACACHI S.A., ENDE VALLE HERMOSO S.A., ENDE ANDINA S.A.M. y CECBB.
- Diésel Oil: ENDE GUARACACHI S.A. y ENDE.
- Hídrica: ENDE CORANI S.A., ENDE GUARACACHI S.A., COBEE, RIOELEC S.A., HB, SYNERGIA S.A., SDB y ENDE.
- Solar: ENDE GUARACACHI S.A. (Uyuni-Potosí y Yunchará-Tarija) y ENDE (Ancotanga-Oruro). z Eólica: ENDE CORANI S.A. (Qollpana-Cochabamba).
- Biomasa: ENDE GUARACACHI S.A. y GUABIRÁ ENERGÍA S.A

Tabla 7.4: Evolución de la generación bruta de las centrales [GWh] 2006 – 2020.

GENERACIÓN BRUTA [GWH] - SIN						
Año	HIDROELECTRICAS		ENERGÍAS ALTERNATIVAS		TERMOELÉCTRICAS	
	Total Hidroeléctrica	Crecimiento Hidroeléctrica	Total Alternativas	Crecimiento Alternativas	Total Termoeléctrica	Crecimiento Termoeléctrica
2006	2131,4	9,8	0	0	2375	5,6
2007	2294,4	7,6	14,2	0	2608,1	9,8
2008	2280,9	-0,6	39,3	176,9	3091,5	18,5
2009	2264,9	-0,7	59,7	51,8	3369,6	9
2010	2151,9	-5	58,2	-2,5	3946,1	17,1
2011	2324,2	8	64	10,1	4287,4	8,6
2012	2323,1	0	64,5	0,7	4551,9	6,2
2013	2516,5	8,3	79,5	23,2	4752,9	4,4
2014	2235,1	-11,2	84,5	6,3	5569,2	17,2
2015	2460,8	10,1	90,5	7,2	5922,4	6,3
2016	1715,6	-30,3	96,8	6,9	6950,8	17,4
2017	2229,9	30	106,2	9,7	6645,2	-4,4
2018	2605,8	16,9	258,1	142,9	6366,3	-4,2
2019	3244,6	24,5	403,2	56,2	5883,6	-7,6
2020	2939,3	-9,4	441,7	9,5	5831,4	-0,9

Fuente: Anuario AETN (2020).

Tabla 7.5: Evolución del consumo de combustibles 2006 – 2020.

EVOLUCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLES						
Año	Gas Natural		Diésel Oíl		Biomasa	
	Total GN [MMPC]	Crecimiento GN	Total DO [M3]	Crecimiento DO	Total Biomasa [t]	Crecimiento Biomasa
2006	27,11	6,0 %	97,61	-50 %	0	0 %
2007	29,38	8,4 %	36,16	-63 %	44.400	0 %
2008	34,03	15,8 %	205,63	468,7 %	116.495	162,4 %
2009	37,64	10,6 %	369,77	79,8 %	186.470	60,1 %
2010	45,2	20,1 %	334,46	-9,5 %	181.737	-2,5 %
2011	50,04	10,7 %	5.069,42	1415,7 %	200.116	10,1 %
2012	49,51	-1,1 %	20.831,65	310,9 %	201.569	0,7 %
2013	48,28	-2,5 %	15.369,03	-26,2 %	248.408	23,2 %
2014	55,73	15,4 %	23.793,41	54,8 %	256.204	3,1 %
2015	57,7	3,5 %	21.992,47	-7,6 %	270.107	5,4 %
2016	72,6	25,8 %	22.790,74	3,6 %	210.649	-22 %
2017	67,97	-6,4 %	22.375,09	-1,8 %	160.697	-23,7 %
2018	61,65	-9,3 %	22.949,7	2,6 %	262.494	63,3 %
2019	54,04	-12,3 %	22.174,49	-3,4 %	1.204.278	358,8 %
2020	47,99	-11,2 %	15.356,53	-30,7 %	763.598	-36,6 %

Fuente: Anuario AETN (2020).

7.2.5. USO EFECTIVO DE LA ENERGÍA RENOVABLE

Tal como se muestra la *Tabla 7.6* en Bolivia, la energía térmica generada a partir de combustibles fósiles (Gas Natural y Diésel) ocupa el 72,82% de la potencia instalada en el SIN. Bolivia es un país productor y exportador de Gas Natural pero no así de derivados del petróleo como es el Diésel Oil, producto que se importa. De la reserva probadas según la certificación realizada el 2018, se cuenta con 10,7 [TCF] de reserva de Gas Natural y 204,9 [MMb] reserva de petróleo confirmada. Por otro lado, la producción de Gas Natural ha ido bajando y Diésel Oil ha ido incrementado el consumo año con año excediendo a la importación de Diésel el año 2020 de 1427 [MMm3].

Bajo estas circunstancias, la energía geotérmica utiliza un recurso propio como fuente de energía renovable. Una vez sean instalados 100 [MW] de energía geotérmica, ayudara a bajar el consumo de los combustibles fósiles con un equivalente anual de generación de 770 [GWh] y el ahorro en combustibles y por lo tanto el ahorro de divisas.

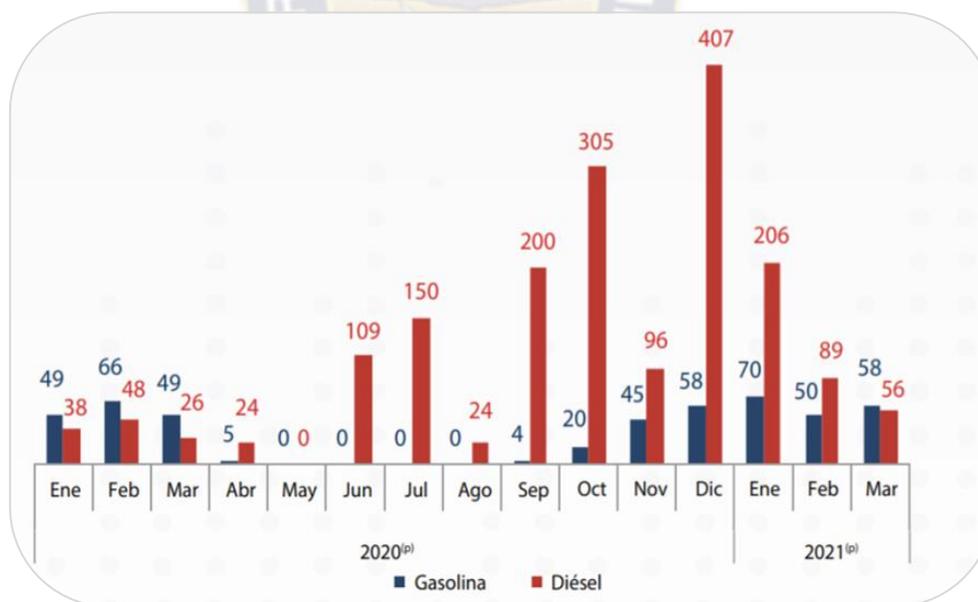
Relacionado con esto, el gobierno boliviano ha tomado medidas positivas para promocionar el uso efectivo de fuentes de Energías Renovables como las plantas hidroeléctricas, eólicas y de biomasa que fueron recién construidas y ya se encuentran en funcionamiento en el oriente boliviano, incluyendo la energía geotérmica (proyecto en desarrollo), dando incentivos a inversionistas y empresas extranjeras que ya realizaron estudios de factibilidad y de potencial Geotérmico que cuenta Bolivia.

Tabla 7.6: Producción de Petróleo y Gas Natural 2020.

PERÍODO	PETRÓLEO [Barriles]	GAS NATURAL [MMm3]
Enero	1.163.514	1.633,23
Febrero	914.423	1.251,59
Marzo	931.082	1.247,45
Abril	623.271	838,85
Mayo	836.586	1.094,09
Junio	950.812	1.264,01
Julio	1.078.363	1.428,16
Agosto	1.061.157	1.474,20
Septiembre	987.820	1.401,87
Octubre	1.086.729	1.548,04
Noviembre	1.065.914	1.543,15
Diciembre	1.070.883	1.529,72
2020	11.770.554	16.254,35

Fuente: INE (2021).

Gráfico 7.4: Importación mensual de combustibles 2020-2021 (MMm3).



Fuente: INE (2021).

7.2.5.1. Lineamientos de precios de combustibles para la generación de electricidad²⁷

Extractado del Plan Estratégico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, publicado por el Ministerios de Hidrocarburos y Energía el 2014 detalla:

- a. El Plan Sectorial de Electricidad, aprobadas mediante Resolución Ministerial 074/2009, se resume a continuación:
 - Precio regulado del Gas Natural de 1,3 dólares/MPC para generación de electricidad, que se utiliza para analizar la evolución del costo marginal con el esquema de remuneración vigente.
 - Precio Regulado del diésel: Se utiliza un valor de 0,53 dólares/litro en el SIN y 0,18 dólares/litro en sistemas aislados.
 - Precio de Oportunidad del diésel: Se utiliza un precio de oportunidad de 1,0 dólares/litro, que es equivalente al precio promedio de importación.
 - La tasa de actualización referencial del 12% que se utiliza para el análisis con costos de oportunidad desde el punto de vista del país en su conjunto.
- b. Vida útil de proyectos:
 - Generación Térmica 20 años.
 - Generación Hidroeléctrica 50 años.
 - Proyectos Geotérmicos 30 años.
 - Transmisión 30 años.
- c. Costos de Operación y Mantenimiento:
 - Costo Fijo Anual de O&M de unidades de generación 1,5% de la inversión.
 - Costo Fijo Anual de O&M de transmisión 3% de la inversión.
 - Costo variable de O&M 3,0 dólares/MWh para unidades térmicas.

7.3. PROYECTO LAGUNA COLORADA

La configuración probable para la implementación del proyecto es:

Instalar 4 unidades de 25 [MW] utilizando la producción disponible de los 4 pozos existentes y la futura perforación de 10 pozos más de producción de igual manera la futura perforación de 5 pozos que con el pozo SM-4 serían proyectados como de reinyección. La línea de transmisión, sin embargo, deberá tener una capacidad suficiente para el desarrollo futuro de la energía geotérmica. La duración del proyecto es de 3 años.

²⁷ MHE (2014). Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025.

Las siguientes consideraciones económicas se han tomado en cuenta.

- Largo de la línea de transmisión.
- Proximidad a la fuente de vapor y a los sistemas de disposición de desechos desde la planta de generación.
- Adquisición de los terrenos, compensación económica si estos terrenos cuentan con propietario.

7.3.1. COSTOS BASE

Cuadro 7.1: Costos base del Proyecto – ENDE.

Planta geotérmicas en construcción

	Planta piloto geotérmica Laguna Colorada	Central geotérmica Laguna Colorada
Empresa a Cargo	ENDE Matriz	ENDE Matriz
Ubicación	Potosí, Campo Sol de Mañana	Potosí, Campo Sol de Mañana
Potencia	5 MW	100 MW
Inicio operaciones	Febrero 2021 (finalización del proyecto)	Diciembre 2023 (finalización primera etapa)
Inversión	28 millones de dólares	691 millones de dólares
Inversión por MW potencia instalada	5,6 millones de dólares	6,9 millones de dólares
Financiado	Banco Central de Bolivia (BCB)	Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) y recursos propios
Empresa constructora	Sacyr Industrial - Ormat	Consorcio Nippon Koei -LAC - ISOR (supervisor perforación)

Fuente: Fundación Solón (2020).

7.3.2. COSTOS UNITARIOS DE CONSTRUCCIÓN Y GENERACIÓN POR KW

Con base en la estimación anterior fijada en una convocatoria lanzada por ENDE y del gobierno, los costos unitarios por kW calculados y los costos unitarios de generación en la subestación con costos anualizados del capital para 30 años de operación serán calculados y comparados.

a. Tasa de cambio

La evaluación económica y financiera utiliza la siguiente tasa de cambio moneda utilizada se ha unificado en USD.

$$1 \text{ USD} = 6,96 \text{ Bs}$$

b. Condiciones de Operación

Las condiciones de operación para este proyecto se asumen como se detalla a continuación, tomando en cuenta las plantas geotérmicas existentes en el mundo.

Tabla 7.7: *Condiciones de operación de la Planta Geotérmica.*

CONDICIONES	CANTIDAD	UNIDAD
Capacidad instalada	100	MW
Vida útil	30	Años
Factor de Planta	80	%
Generación Anual de energía	876,0	GWh
Potencia para consumo propio	49,80	GWh
Perdidas de transmisión	1,2	GWh
Total Energía disponible	825,0	GWh

Fuente: WJEC (2001).

c. Costos unitarios de construcción y generación por kW

Los costos de generación en la subestación, utilizando las anteriores condiciones de operación y los costos anuales del capital a una tasa de descuento del 10% por 30 años, fueron calculados y la estimación de costos detallados en el subtítulo 7.2.5.1. Los costos de operación y mantenimiento incluyen costos anuales para monitoreo del reservorio y costos de reparación de la planta a realizarse cada dos años. Los resultados obtenidos a partir de los cálculos se presentan a continuación:

Tabla 7.8: *Costos unitarios de construcción y generación por kW.*

ETAPA	CANTIDAD	UNIDAD
Potencia total	100	MW
Estudio de factibilidad	321,750	MM USD
Costos unitarios de construcción	691,00	MM USD
Considerando la inversión de los pozos existentes	35,0	MM USD

Fuente: WJEC (2001).

La generación de 100 [MW] por medio de energía geotérmica podría evitar la generación de energía utilizando diésel, con un equivalente de generación anual de energía de 825 GWh. La energía geotérmica ayudara al cambio energético propuesto por el gobierno boliviano.

Tabla 7.9: Inversión anual para la generación eléctrica planta Laguna Colorada.

TIPO DE INVERSION	CANTIDAD	UNIDAD
Operación y Mantenimiento anual (producción de vapor)	6,00	MM USD
Costo Fijo Anual de O&M de unidades de generación 1,5% de la inversión.	10,365	MM USD
Costo Fijo Anual de O&M de transmisión 3% de la inversión.	20,73	MM USD
Costo variable de O&M 3,0 dólares/MWh para unidades térmicas.	2,628	MM USD
TOTAL DE GASTOS ANUALES	39,72	MM USD

Fuente: WJEC (2001).

Cálculo del costo monetario por la generación eléctrica:

$$\frac{\text{Total gastos O\&M anual}}{\text{Total energía disponible}} = \frac{39,72 * 10^6 \left[\frac{\text{USD}}{\text{Año}} \right] * \frac{100[\text{centUSD}]}{1 \text{ USD}}}{825 * 10^6 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Año}} \right]} = 4,81 \left[\frac{\text{centUSD}}{\text{kWh}} \right]$$

A pesar de todo, aun estos altos costos de generación instalando 100 [MW] son aún competitivos con las otras plantas de energía térmica bajo condiciones de operación considerando que los costos totales de generación alcanzan 4,81 [centUSD/kWh].

Entonces, se concluye que el desarrollo de la energía geotérmica en el país es una buena solución económica importante de alcanzar.

7.4. EVALUACIÓN FINANCIERA

7.4.1. MÉTODO DE EVALUACIÓN

La tasa interna de retorno financiera (TIRF, una tasa de descuento que iguala los costos financieros y las utilidades del proyecto durante la vida de este) deberá calcularse para nuestro caso y la viabilidad financiera será evaluada por comparación entre la TIRF obtenida y el costo de oportunidad del capital. Adicionalmente, deberá calcularse el flujo de caja para verificar la validez financiera del proyecto. Aún más, un análisis de sensibilidad de varios factores, considerados que afectan en alto grado los rendimientos del proyecto, por ejemplo, el factor de planta, precio del vapor y capacidad de generación etc. Los resultados de los cálculos serán presentados a ENDE en archivos digitalizados, para su revisión financiera cuando el proyecto se desarrolle en el futuro cercano.

7.4.2. CONDICIONES DE EVALUACIÓN

a. Condiciones de Operación de la Planta

Las condiciones de operación de la planta son las mismas utilizadas para la evaluación económica.

b. Costos del proyecto y contingencias

El precio de contingencias considera un escalamiento del 2% anual y las contingencias físicas 3% para las instalaciones de la planta y 5% para el desarrollo del campo geotérmico. Normalmente, aproximadamente el 10% de las contingencias físicas se considera para el desarrollo del campo geotérmico, pero en el caso del presente proyecto se considera suficiente la mitad debido a que 5 pozos geotérmicos fueron perforados con éxito en el campo geotérmico Sol de Mañana.

Tabla 7.10: *Costos del proyecto por unidad.*

CASO	[MM USD]
Costo base	691,00
Precio de contingencia (2%)	13,82
Contingencia física (3%)	20,73
Desarrollo del campo (5%)	34,55
Costo contingencias y desarrollo	760,1

Fuente: WJEC (2001).

c. Condiciones financieras y costo de oportunidad del capital

Como resultado del estudio de las fuentes más probables de financiamiento para este proyecto, se consideran el préstamo de un Banco del Japón y del Banco Interamericano de Desarrollo, con el cual ENDE tiene experiencia en obtener financiamiento para proyectos de generación. Se asume que el proyecto se desarrollara con préstamos de estas dos instituciones bancarias. Las condiciones del préstamo se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 7.11: *Condiciones del préstamo.*

VARIABLE	Banco Japonés	Banco Interamericano de Desarrollo
Moneda	USD	USD
Participación	86,4%	13,6%
Tasa de interés	0,65%	8,0%
Tiempo de pago	40 años	20 años
Periodo de gracia	10 años	12 años

Fuente: HoyBolivia (2014).

d. Precios del vapor y la Energía

El precio del vapor se establece considerando la recuperación del capital invertido en los pozos geotérmicos existentes y la energía considera el precio promedio actual de venta de la energía en Bolivia como sigue:

Precio de generación de energía Vapor: 4,81 Cent USD/kWh

Precio de la venta promedio de energía eléctrica:

Tabla 7.12: Tarifa promedio a consumidor final gestión 2020.

Tarifa promedio a consumidor final por categoría en la gestión 2020 [¢USD/KWh]							
Empresa	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Publico	Otros	Promedio
CESSA	8,71	16,97	10,21	0	12,12	7,27	10,54

Fuente: *Anuario AETN (2020)*.

e. Depreciación

Los pozos geotérmicos y las instalaciones para el suministro de vapor se deprecian en 20 años y las instalaciones de la planta generadora en 30 años. Ambas son calculadas por el método de depreciación en línea recta sin valor de rescate.

f. Impuestos

Se considera una tasa impositiva de 25% sobre utilidades.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. CONCLUSIONES

- Actualmente la energía geotérmica es empleada a nivel mundial, ante casos de escasas de otras formas de energía, la geotermia nos brinda una energía pura y limpia con bajos niveles de desecho en cuanto a contaminantes hacia el medio ambiente, es por ello que se merece un sitio importante en cuanto a la generación de energía eléctrica se refiere.
- La teoría es muy importante para el desarrollo de un proyecto de este tipo por lo cual realizamos una recapitulación de temas Termodinámicos, Geotermia y funcionamiento de plantas geotérmicas por lo cual adquirimos mayor conocimiento en esta área de generación eléctrica por geotermia.
- La información disponible permitió definir las principales variables de cálculo y dimensionamiento de la planta geotermoeléctrica del tipo tecnología Single Flash.
- Se pudo evidenciar que la metodología empleada para el cálculo y dimensionamiento de los elementos principales de la planta geotermoeléctrica fue útil al momento de obtener resultados numéricos, ya que estos resultados proporcionan un criterio de la magnitud física y dimensional de los componentes de la planta generadora.
- Los cálculos numéricos fueron respaldados por la simulación computacional realizada con el simulador THERMOFLOW especializada para diseño de plantas de generación de energía eléctrica, los valores obtenidos con el simulador son muy próximos a los obtenidos mediante cálculos manuales.
- La subestación eléctrica posee instrumentos de mediciones como ser transformadores de corriente, transformadores de voltaje inductivos, ya que al ser las intensidades y tensiones de magnitudes muy elevadas se requiere de estos equipos para realizar en control permanente de estas variables.
- Se ha dejado sentado una base de información e investigación de una recopilación que está tomando protagonismo en estos últimos años y que su aplicación se basará en sustentar beneficios muy provechosos.
- Se realizó un análisis de las distintas empresas subsidiarias de ENDE CORPORACION que son encargadas de la generación de electricidad por medio de Plantas Termoeléctricas, Hidroeléctricas y de Energías alternativas como de Biomasa, obteniendo datos que nos sirven para realizar una comparación entre plantas termoeléctricas y Geotermoeléctrica con los costos que tiene cada una para la generación de electricidad.

8.2. RECOMENDACIONES

- Como primera recomendación es la de sentar soberanía boliviana en el lugar, si bien existe una empresa en el lugar (TAURO S.A.) no existe poblaciones cercanas en el lugar por lo cual el ingreso es muy dificultoso y caminos de tierra. Dejando el gobierno de lado a este lugar que tiene mucha riqueza no solo térmica sino de fauna y flora que se debiera explotar siempre cuidando del medio ambiente.
- Según el informe de JICA y las recomendaciones que realiza de los futuros pozos perforados para producción que están alejados del pozo de reinyección, sería muy recomendable que unos pozos de reinyección estén cerca de la batería de pozos de producción para así tener un balance másico más confiable.
- Es posible que el poder calorífico de algunas plataformas de producción varíe en función al tiempo, eso implicaría que la energía eléctrica generada en bornes del generador electromecánico tenga un delta de variación, para ello es necesario considerar dicho fenómeno, controlando presiones mediante instrumentos como silenciadores, válvulas de cabeza de pozo, válvulas de control sea la entrada de la turbina.
- Es muy importante tomar en cuenta las características meteorológicas y climáticas de Sol de Mañana de la Laguna Colorada, en el diseño de los elementos principales de la configuración eléctrica ya que estos factores predominan en el correcto funcionamiento y operación del sistema eléctrico de la planta geotérmica.
- El removedor de humedad y los equipos como trampas de vapor proveen a la turbina de vapor con una eficacia que alcance una calidad del 99.9%, puesto que la turbina fue seleccionada para vapor antes que este arribe a la turbina. La llegada de agua a la turbina ocasionaría un daño grave por lo que se debe contar con una alarma de muy alto nivel en el tanque del removedor de humedad, razón suficiente para detener toda la planta.
- Según estudios y avances en generación geotermoeléctrica en Bolivia, se vio que este tipo de energía es sustentable, así también se vio que los pozos productores ubicados en el campo Sol de Mañana son buenos pozos con un tiempo de vida de varias décadas. garantizando sustentabilidad en cuanto a producción de vapor geotérmico se refiere.
- En cuanto a los costos elevados que implica generar energía eléctrica a través de la geotermia es posible que el Estado Plurinacional de Bolivia sustente con los recursos económicos, también es posible buscar financiamiento externo si se realizan gestiones necesarias para sustentar la parte económica del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- **Agencia de Cooperación Internacional del Japón (2015).** *ASISTENCIA ESPECIAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO (SAPI) PARA EL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA GEOTÉRMICA LAGUNA COLORADA (FASE 1 DE LA PRIMERA ETAPA).*; Nippon Koei Co. Ltd; JMC Geothermal Engineerong Co. Ltd; Sumiko Resources Engineering y Development Co. Ltd.
https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12238846_01.pdf
- **Álvarez, Eber (2017).** *SUBESTACIONES ELECTRICAS.* Escuela Especializada de Ingeniería (ITCA). <https://slideplayer.es/slide/11619975/>
- **Aquiaysen (2015).** *GEOTERMIA EN CHILE.*
<https://aquiaysen.wordpress.com/2015/12/23/geotermia-en-chile/>
- **Areatecnologia (2022).** Turbina de Vapor.
<https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbina-de-vapor.html>
- **Argueta, Ada; Hernández, Margarita y Valenzuela, Wallace (2018).** *EVALUACIÓN DE RIESGOS LABORALES EN LA ACTIVIDAD DE ESTIMULACIÓN QUÍMICA DE POZOS GEOTÉRMICOS.* Universidad de El Salvador – Diplomado en Geotermia para América Latina.
<https://1library.co/document/zxnn5kdq-evaluacion-riesgos-laborales-actividad-estimulacion-quimica-pozos-geotermicos.html>
- **Autoridad de Fiscalización de electricidad y tecnología Nuclear (2020).** *ANUARIO ESTADÍSTICO 2020. AETN*
https://srvdocs.aetn.gob.bo/aetn/publicacion/memoria2020/Anuario_AETN_2020.pdf
- **Battocletti L. y Lawrence B. (1999).** *BASE DE DATOS DE RECURSOS GEOTÉRMICOS EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.* Informe para Sandia National Laboratories, Bob Lawrence & Associates Inc., Contrato No. AS-0989.
- **Bona P. y Coviello M. (2016).** *VALORACIÓN Y GOBERNANZA DE LOS PROYECTOS GEOTÉRMICOS EN AMERICA DEL SUR, UNA PROPUESTA METODOLÓGICA.* Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40079/S1600390_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- **Boles M. y Çengel, Y. (2011).** *TERMODINÁMICA Séptima Edición.* McGraw-Hill/Interamericana Editores, S.A. de C.V.
- **Blogger (2015).** *ENERGÍAS RENOVABLES Y DESARROLLO SOSTENIBLE EN BOLIVIA.*
<http://eerrbolivia.blogspot.com/2015/02/potosi-generara-energia-geotermica.html>
- **Bnamericas (2018).** *LICITACIÓN GEOTÉRMICA DE BOLIVIA ATRAE A 11 GRUPOS.*
<https://www.bnamericas.com/es/noticias/licitacion-geotermica-de-bolivia-atrae-a-11-grupos/?position=731116>

- **Cárcamo, Edgardo y Rivera, Antonio (2016).** *DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA HIBRIDO INTEGRADO DE SIMPLE FLASH – BINARIO PARA UNA PLANTA GEOTÉRMICA.* Universidad de El Salvador – facultad de Ingeniería y Arquitectura. <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/12726/1/Proyecto%20Graduacion%20Flash%20Binario%20Integrado.pdf>
- **Carrasco R. (1975).** *RECURSOS GEOTÉRMICOS EN BOLIVIA.* Servicio Geológico de Bolivia, Proyecto de Prospección Minera en la Cordillera. La Paz, Bolivia.
- **Carta, José; Calero, Roque; Colmenar, Antonio y Castro, Manuel (2009).** *CENTRALES DE ENERGÍA RENOVABLES: GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍAS RENOVABLES.* Ed. 1ra. Publicado: PEARSON EDUCACIÓN S.A. https://www.academia.edu/28888909/Centrales_de_energ%C3%ADas_renovables_Generaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica_con_energ%C3%ADas_renovables
- **Cevallos, Juan (1976).** *DISEÑO DE CARTAS PSICROMÉTRICAS PARA DIFERENTES ALTITUDES DE SIERRA PERUANA Y SU APLICACIÓN.* Universidad nacional Agraria la Molina. https://www.researchgate.net/profile/Juan-Cevallos/publication/282573693_DISENO_DE_CARTAS_PSICROMETRICAS_APLICADAS_AL_SECADO_DE_ALIMENTOS/links/56127bee08ae83674f4358ff/DISENO-DE-CARTAS-PSICROMETRICAS-APLICADAS-AL-SECADO-DE-ALIMENTOS.pdf
- **Condoretti R. (1984).** *GEOTHERMAL POTENTIAL IN BOLIVIA.* Proceedings 6th New Zealand Geothermal Workshop 1984.
- **Cordero, Jorge - ENDE (2020).** *INFORME DE LA SITUACIÓN ENERO 2020.* Empresa Nacional de Electricidad. https://www.ende.bo/public/publicaciones/pdf/informe_de_situacion_enero_2020.pdf
- **Córdova, Luis (2007).** *DISEÑO DE UNA PLANTA GEOTÉRMICA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE 50 MW.* UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA. https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UUNI_03f783bb986308aae07745c869268782/Details
- **Cordes M. y Hallinan S. (2010).** *APROVECHAMIENTO DEL CALOR DE LA TIERRA.* Schlumberger - Review OilField, Winter 2009/2010: Vol 21, Nro.4, p. 4-13. <https://es.scribd.com/document/333303924/Oilfield-Review-Vol-21>
- **Corporación Financiera Internacional – Grupo del Banco Mundial (2007).** *GUÍAS SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.* IFC. <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/1562a259-a91c-4aea-8126-927b966224d9/0000199659ESes%2BGeothermal%2BPower%2BGeneration.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nPtgPH1>

- **Di Pippo, Ronald (2015).** *GEOHERMAL POWER PLANTS: PRINCIPLES, APPLICATIONS, CASE STUDIES, AND ENVIRONMENTAL IMPACT, FOUTH.* 2015. 4ta Ed. Publicado: Butterworth-Heinemann. <https://b-ok.lat/book/2716040/f64f41>
- **Direct Industry (2022).** *SEPARADOR DE AIRE TS SERIES. EATON FILTRACIÓN.* <https://www.directindustry.es/prod/eaton-filtration/product-54978-501475.html>
- **EADIC (2017).** *INGENIERÍA GEOFÍSICA: Técnicas geofísicas aplicadas a la investigación geotérmica.* <https://www.eadic.com/ingenieria-geofisica-tecnicas-geofisicas-aplicadas-la-investigacion-geotermica/>
- **El Comercio (4/12/2018).** *ECUADOR ESTUDIA SU POTENCIAL GEOTÉRMICA - USO Y PROCESAMIENTO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA.* <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/ecuador-potencial-geotermia-economia-negocios.html>
- **El Potosí (2019).** *RATIFICAN DESARROLLO DE PROYECTO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA DE POTOSÍ.* https://elpotosi.net/local/20190123_ratifican-desarrollo-de-proyecto-de-energia-geotermica-de-potosi.html
- **ELEC-EP (2022).** *TÉCNICOS ESPECIALIZADOS REALIZARON TRABAJOS DE MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ENERGIZADAS.* <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/18-institucional/contenido-documentos/153-2018-10-05-13-19-54>
- **Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) (2017).** *DOCUMENTO DE LICITACIÓN, PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES DE PERFORACIÓN DE POZOS GEOTÉRMICOS.* <https://www.ende.bo/public/licitaciones/pglc-lpi-01.2017.pdf>
- **Fundación Solón (2020).** *GEOTÉRMICA: LA MÁS CARA.* <https://fundacionsolon.org/2020/01/24/geotermica-la-mas-cara/>
- **García, Celestino (2015).** *GEOTERMIA EN CANARIAS: LA ENERGÍA DESCONOCIDA.* Instituto Geológico y minero de España. <https://www.involcan.org/wp-content/uploads/2015/07/Celestino-Garcia-de-la-Noceda.pdf>
- **HOYBOLIVIA.COM (2014).** *LOS VAPORES DE LAGUNA COLORADA PRODUCIRÁN 50 MW PARA 2020.* <https://www.hoybolivia.com/Noticia.php?IdNoticia=129709>
- **I+D Control (2016).** *TORRES DE REFRIGERACIÓN: MANTENIMIENTO Y PREVENCIÓN LEGIONELA* <https://www.idcontrol.es/torres-de-refrigeracion-mantenimiento-legionela/>
- **INE (2021).** *HIDROCARBUROS de enero 2020 a febrero 2021. BOLETIN SECTORIAL Nro. 3/2021.* <https://siip.produccion.gob.bo/noticias/files/2021-9a17e-bolhidro.pdf>

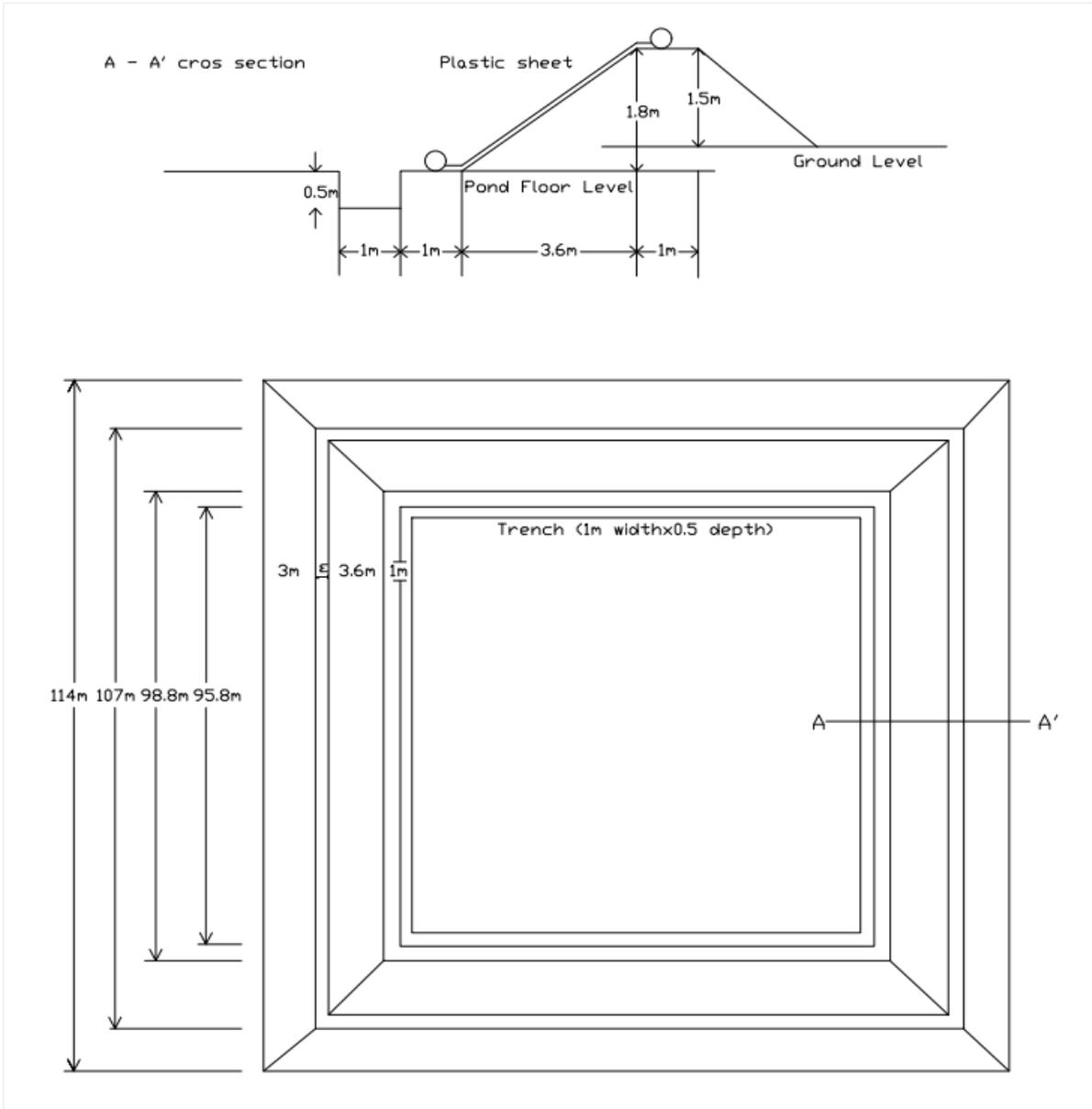
- **INE (2021).** *HIDROCARBUROS: CUADROS ESTADÍSTICOS MENSUALES 1990 - 2021.* <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/hidrocarburos-mineria/hidrocarburo-cuadros-estadisticos/>
- **INGENIERO MARINO (2018).** *INTERCAMBIADORES DE CALOR.* <https://ingenieromarino.com/intercambiadores-de-calor/>
- **JICA (2013).** *PROYECTO PREPARATORIO PARA EL PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA LAGUNA COLORADA.* <https://docplayer.es/82605653-Proyecto-preparatorio-para-el-proyecto-construccion-de-la-central-geotermica-de-laguna-colorada-informe-final.html>
- **L. Y. Bronicki (2012).** *GEOTHERMAL POWER CONVERSION TECHNOLOGY GEOTHERMAL POWER CONVERSION TECHNOLOGY.* in Encyclopedia of Sustainability Science and Technology, New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 4234–4339.
- **Martínez Godínez, Verónica (2013).** *PARADIGMAS DE INVESTIGACIÓN. MANUAL MULTIMEDIA PARA EL DESARROLLO DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN. Una visión desde la epistemología dialecto critica.* http://148.202.167.116:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/3790/Paradigmas_investigaci%c3%b3n_Manual.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- **Méndez, Jhon (2014).** *INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO DE LA TIERRA.* <https://docplayer.es/14671905-l-introduccion-al-estudio-de-la-tierra-ing-rnr-jhon-mendez-guanare-octubre-2014.html>
- **MHE (2014).** *PLAN ELÉCTRICO DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA 2025.* Ministerio de Hidrocarburos y Energías. Viceministerio de electricidad y energías alternativas. <https://observatoriocdbolivia.files.wordpress.com/2015/08/peebol2025.pdf>
- **Nemzer M., Carter A. y Nemzer K. (2000).** *HECHOS DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA.* GEOTHERMAL EDUCATION OFFICE. <https://geothermaleducation.org/>
- **Peredo, Roberto (2008).** *PROYECTO GEOTÉRMICO LAGUNA COLORADA.* EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD. <https://qdoc.tips/presentacion-laguna-colorada-10-03-2008-ende-pdf-free.html>
- **Pulido, José (2018).** *ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍA GEOTÉRMICA EN LA ISLA DE TENERIFE.* Escuela de Ingeniería y Tecnología: Universidad de La Laguna. <https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/9511/Estudio%20y%20diseno%20preliminr%20de%20una%20planta%20de%20generacion%20electronica%20a%20partir%20de%20energía%20geotermica%20en%20la%20isla%20de%20Tenerife%20.pdf;jsessionid=ADD1C60A53CFA1CB367C395355036E31?sequence=1>
- **Revista Eléctrica (2011).** *SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.* www.revistaelectrica.com.mx

- **RTE (2021).** *SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.*
<https://rte.mx/venta-de-subestaciones-electricas-precios>
- **Sánchez, José; Sanz, Laura y Ocaña, Luis (2020).** “EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA GEOTÉRMICA. Estudio Técnico PER 2011-2020,” Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDAE.
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e9_geotermia_A_db72b0ac.pdf
- **Santoyo, E. y Barragan, R. (2010).** *ENERGÍA GEOTÉRMICA.* Miembros del Sistema Nacional de Investigadores, la Academia Mexicana de Ciencias.
- **Santoyo, Edgar y Barragán, Rosa (2010).** *ENERGÍA GEOTÉRMICA.* Revista Ciencia 2010, Vol. 61 p. 40 – 51.
https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaGeotermica.pdf
- **Telma, Miriam (2017).** *HUMEDALES EN BOLIVIA: ECOSISTEMAS AMENAZADOS POR LA MINERÍA, LA CONTAMINACIÓN Y LA SEQUÍA - MONGABAY.*
<https://es.mongabay.com/2017/02/humedales-en-bolivia/>
- **UNAM-DGDC (2020).** *AUMENTO RÉCORD DE CO2 EN MAYO, PESE A CORONAVIRUS.* Ciencia Universidad Nacional Autónoma de México - DGDC, Guerrero V.
<http://ciencia.unam.mx/leer/1012/aumento-record-de-co2-en-mayo-pese-a-coronavirus->
- **UNASUR (2010).** *PROYECTO GEOTÉRMICO LAGUNA COLORADA.* Ficha de Proyecto. COSIPLAN. http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=929
- **Verduguez, Pamela y Mamani, Rudy (2017).** *REHABILITACIÓN DE POZOS PRODUCTORES GEOTÉRMICOS:* Universidad de El Salvador Facultad de Ingeniería y Arquitectura.
<http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/16001/1/Rehabilitaci%C3%B3n%20de%20los%20pozos%20productores%20del%20campo%20geot%C3%A9rmico%20sol%20de%20ma%C3%B1ana%20en%20Potos%C3%AD-%20Bolivia.pdf>.
- **West Japan Engineering Consultants Inc. (2001).** *PROYECTO DE DESARROLLO GEOTÉRMICO AMATITLAN. REPORTE FINAL. JICA - INE*
https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/11668027_01.pdf

ANEXOS

ANEXO 1

Vista Lateral y de planta Fosa de
Emergencia.



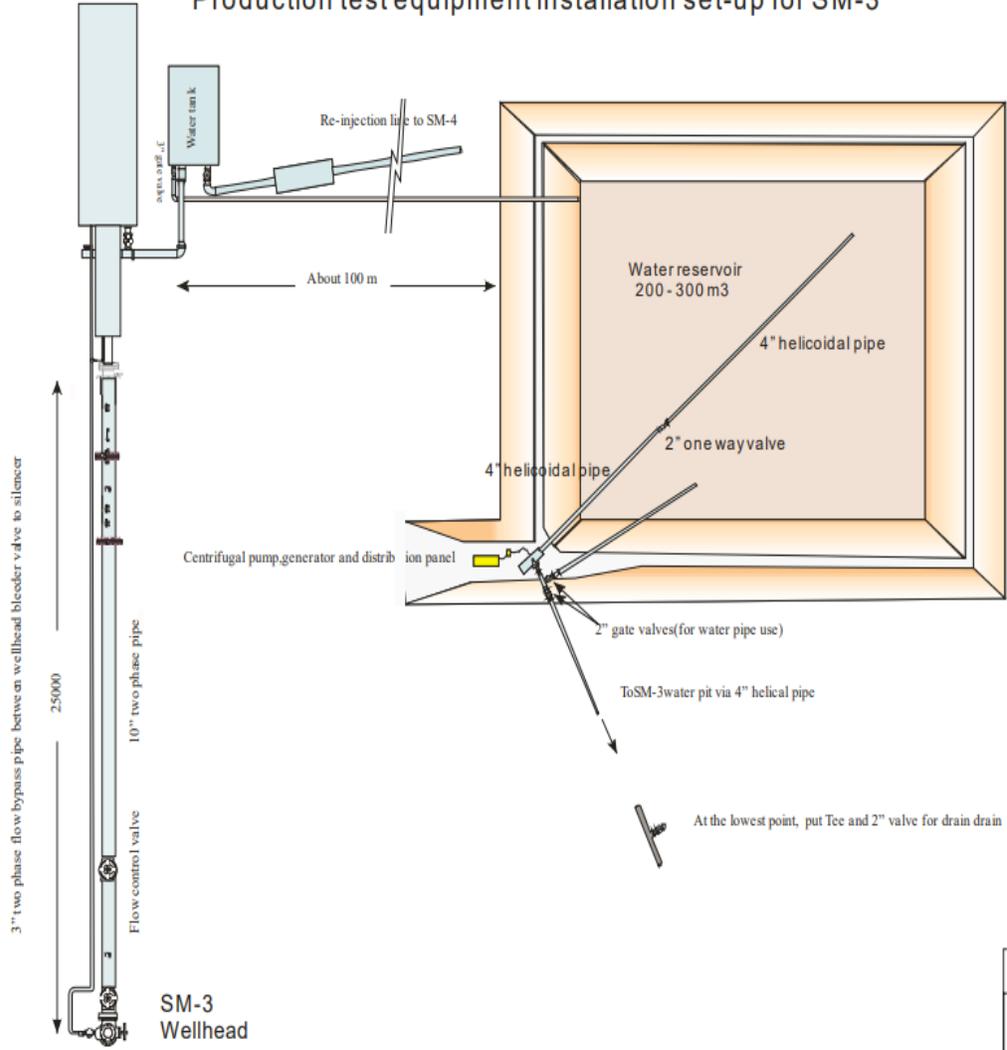
Fuente: JICA (2013).

ANEXO 2

Diagrama de instalación de equipos
para la Prueba de Producción

SM - 3

Production test equipment installation set-up for SM-3

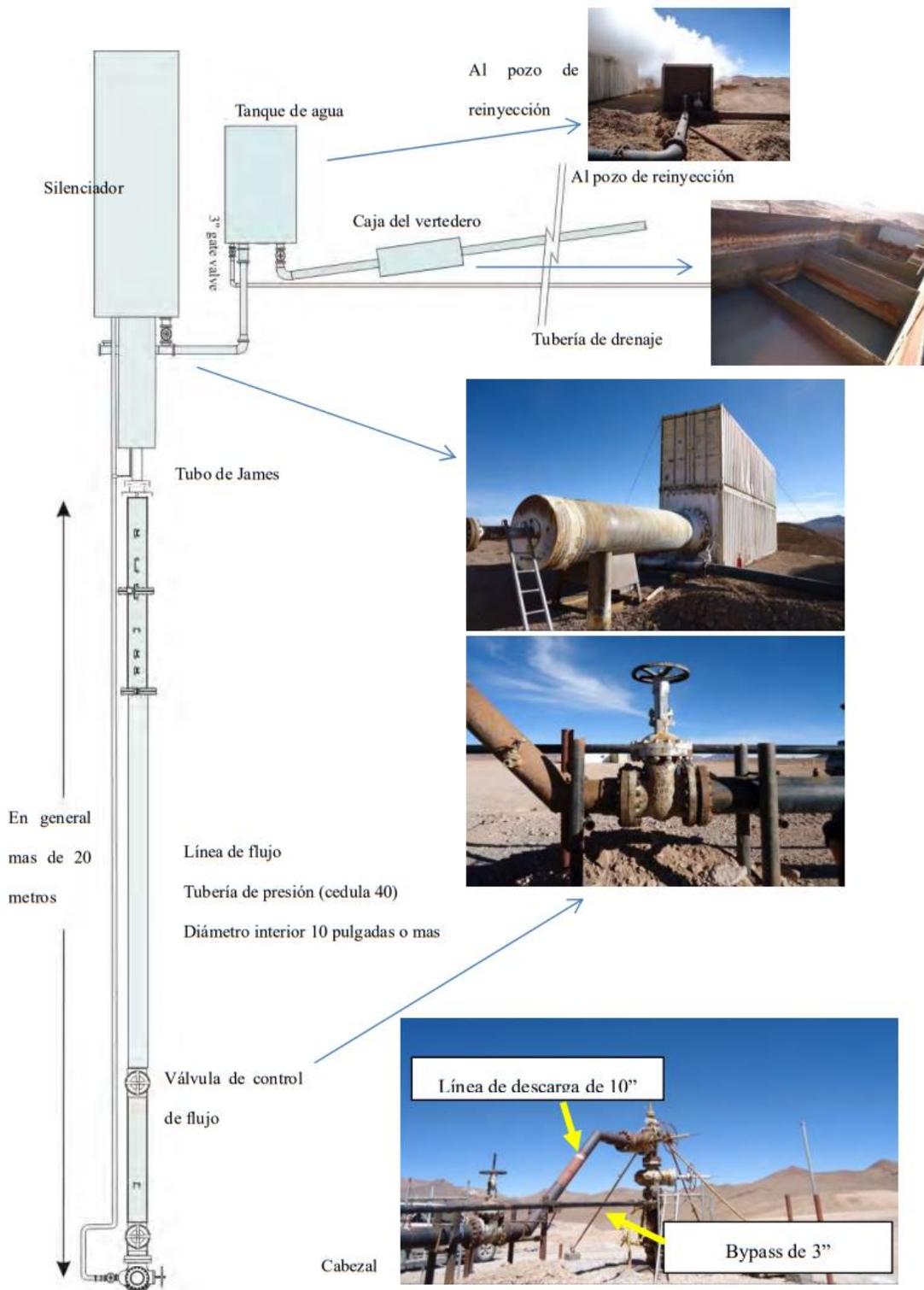


West JEC	
JICA Sol de Mañana Geothermal Project	Flow testing

Fuente: JICA (2013).

ANEXO 3

Instalaciones superficiales para
Pruebas de Pozo



Fuente: JICA (2013).

ANEXO 4

Sistema Interconectado Nacional

SISTEMA INTERCONECTADO DE BOLIVIA



Fuente: ENDE.

ANEXO 5

Tablas de valoración de riesgos para la cadena de la Energía geotérmica.

VALORACIÓN DEL RIESGO PARA “TRASLADO DE EQUIPOS”

	Probabilidad			Consecuencia						Valor del riesgo				
	B	M	A	LD		D		ED		T	TO	MO	I	IN
PELIGROS IDENTIFICADOS	Baja	Media	Alta	Ligeramente Dañino		Dañino		Extremadamente Dañino		T (Trivial)	TO (Tolerable)	MO (Moderado)	I (Importante)	IN (Intolerable)
PELIGROS DE ACCIDENTES DE TRABAJO				Lesión	Daño	Lesión	Daño	Lesión	Daño					
Caídas de personas desde el mismo nivel		X		X							X			
Caídas de personas de diferente nivel	X					X					X			
Caídas de objetos en manipulación		X						X					X	
Choque contra objetos inmóviles		X				X					X			
Golpes/cortes por objetos		X		X							X			
Proyección de fragmentos y/o partículas			X			X							X	
Inhalación de polvo	X					X					X			
Exposición a temperaturas Ambientales	X			X					X					
Contactos térmicos		X				X					X			
Contactos eléctricos indirectos		X		X							X			
Incendios		X						X					X	
Picadura o mordedura causada por animal o insecto		X						X					X	
Quemaduras			X			X							X	
Atropellos o golpes causados por máquina, camión o vehículo		X				X					X			
Exposición a ruidos	X					X					X			
Fatiga por sobreesfuerzo	X						X				X			

Fuente: Argueta y Hernández (2018).

VALORACIÓN DEL RIESGO PARA “INSTALACIÓN DE TANQUES ANDAMIOS Y BODEGAS EN PLATAFORMA (SIN EQUIPO DE BOMBEO)”

	Probabilidad			Consecuencia						Valor del riesgo				
	B	M	A	LD		D		ED		T	TO	MO	I	IN
PELIGROS IDENTIFICADOS	Baja	Media	Alta	Ligeramente Dañino		Dañino		Extremadamente Dañino		(Trivial)	(Tolerable)	(Moderado)	(Importante)	(Intolerable)
PELIGROS DE ACCIDENTES DE TRABAJO				Lesión	Daño	Lesión	Daño	Lesión	Daño					
Caídas de personas desde el mismo nivel		X		X							X			
Caídas de personas de diferente nivel		X				X						X		
Caídas de objetos en manipulación	X					X					X			
Choque contra objetos inmóviles		X		X							X			
Golpes/cortes por objetos		X		X							X			
Proyección de fragmentos y/o partículas		X				X						X		
Inhalación de polvo		X		X							X			
Exposición a temperaturas Ambientales		X		X							X			
Contactos térmicos		X		X							X			
Contactos eléctricos indirectos	X					X					X			
Incendios			X			X							X	
Picadura o mordedura causada por animal o insecto		X				X						X		
Quemaduras	X					X					X			
Atropellos o golpes causados por máquina, camión o vehículo	X					X					X			
Exposición a ruidos		X					X					X		
Fatiga por sobreesfuerzo		X		X							X			

Fuente: Argueta y Hernández (2018).

VALORACIÓN DEL RIESGO PARA “INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE TUBERÍAS DE ALTA Y BAJA PRESIÓN (INCLUYE SUMINISTRO DE AGUA)”

	Probabilidad			Consecuencia						Valor del riesgo				
	B	M	A	LD		D		ED		T	TO	MO	I	IN
	Baja	Media	Alta	Ligera mente Dañino		Dañino		Extrema damente Dañino		(Trivial)	(Tolerable)	(Moderado)	(Importante)	(Intolerable)
Lesión				Daño	Lesión	Daño	Lesión	Daño						
Caídas de personas desde el mismo nivel		X		X							X			
Caídas de personas de diferente nivel		X				X						X		
Caídas de objetos en manipulación	X					X					X			
Choque contra objetos inmóviles	X					X					X			
Golpes/cortes por objetos		X		X							X			
Proyección de fragmentos y/o partículas		X				X						X		
Inhalación de polvo	X					X					X			
Exposición a temperaturas Ambientales		X				X						X		
Contactos térmicos			X	X								X		
Contactos eléctricos indirectos		X		X							X			
Incendios	X					X					X			
Picadura o mordedura causada por animal o insecto		X					X					X		
Quemaduras		X		X							X			
Atropellos o golpes causados por máquina, camión o vehículo	X					X					X			
Exposición a ruidos		X		X							X			
Fatiga por sobreesfuerzo			X			X							X	

Fuente: Argueta y Hernández (2018).

VALORACIÓN DEL RIESGO PARA “PRUEBAS DE EQUIPOS”

	Probabilidad			Consecuencia						Valor del riesgo				
	B	M	A	LD		D		ED		T	TO	MO	I	IN
PELIGROS IDENTIFICADOS	Baja	Media	Alta	Ligeramente Dañino		Dañino		Extremadamente Dañino		(Trivial)	(Tolerable)	(Moderado)	(Importante)	(Intolerable)
PELIGROS DE ACCIDENTES DE TRABAJO				Lesión	Daño	Lesión	Daño	Lesión	Daño					
Caídas de personas desde el mismo nivel		X		X							X			
Caídas de personas de diferente nivel		X				X						X		
Caídas de objetos en manipulación		X				X						X		
Choque contra objetos inmóviles		X		X							X			
Golpes/cortes por objetos		X				X						X		
Proyección de fragmentos y/o partículas			X			X							X	
Inhalación de polvo			X	X								X		
Exposición a temperaturas Ambientales		X		X							X			
Contactos térmicos	X					X					X			
Contactos eléctricos indirectos		X					X					X		
Incendios		X		X							X			
Picadura o mordedura causada por animal o insecto		X		X							X			
Quemaduras		X			X						X			
Atropellos o golpes causados por máquina, camión o vehículo			X			X							X	
Exposición a ruidos			X	X								X		
Fatiga por sobreesfuerzo		X		X							X			

Fuente: Argueta y Hernández (2018).

VALORACIÓN DEL RIESGO PARA “LAVADO DE TANQUES Y LÍNEAS DE TUBERÍAS”

	Probabilidad			Consecuencia						Valor del riesgo				
	B	M	A	LD		D		ED		T	TO	MO	I	IN
PELIGROS IDENTIFICADOS	Baja	Media	Alta	Ligeramente Dañino		Dañino		Extremadamente Dañino		T (Trivial)	TO (Tolerable)	MO (Moderado)	I (Importante)	IN (Intolerable)
PELIGROS DE ACCIDENTES DE TRABAJO				Lesión	Daño	Lesión	Daño	Lesión	Daño					
Caídas de personas desde el mismo nivel		X		X							X			
Caídas de personas de diferente nivel		X				X						X		
Choque contra objetos inmóviles		X		X							X			
Proyección de fragmentos y/o partículas		X				X						X		
Exposición a temperaturas Ambientales			X	X								X		
Contactos eléctricos indirectos	X					X					X			
Exposición a sustancias nocivas o tóxicas		X				X						X		
Incendios		X					X					X		
Picadura o mordedura causada por animal o insecto		X		X							X			
Quemaduras		X				X						X		
Fugas de aceites lubricantes o combustible	X				X					X				
Empalmes de mangueras o tuberías defectuosas		X				X						X		
Exposición a contaminantes químicos		X				X						X		
Exposición a ruidos			X			X							X	
Fatiga por sobreesfuerzo			X			X							X	

Fuente: Argueta y Hernández (2018).

VALORACIÓN DEL RIESGO PARA “DESMONTAJE, TRASLADO DE EQUIPOS Y LIMPIEZA GENERAL DE ÁREAS DE TRABAJO”

	Probabilidad			Consecuencia				Valor del riesgo						
	B	M	A	Ligeramente Dañino		Dañino		Extremadamente Dañino		T	TO	MO	I	IN
PELIGROS IDENTIFICADOS	Baja	Media	Alta	Lesión	Daño	Lesión	Daño	Lesión	Daño	(Trivial)	(Tolerable)	(Moderado)	(Importante)	(Intolerable)
PELIGROS DE ACCIDENTES DE TRABAJO														
Caídas de personas desde el mismo nivel		X		X							X			
Caídas de personas de diferente nivel		X				X						X		
Caídas de objetos		X				X						X		
Caídas de objetos en manipulación		X					X					X		
Choque contra objetos inmóviles		X		X							X			
Choque contra objetos móviles		X				X						X		
Golpes/cortes por objetos		X		X							X			
Proyección de fragmentos y/o partículas		X		X							X			
Accidentes de tránsito		X					X					X		
Inhalación de polvo		X		X							X			
Atrapamiento por y entre objetos		X				X						X		
Atrapamiento por vuelco de máquinas o equipos		X				X						X		
Exposición a temperaturas Ambientales			X	X								X		
Incendios		X					X					X		
Picadura o mordedura causada por animal o insecto		X		X							X			
Quemaduras	X					X					X			
Atropellos o golpes causados por máquina, camión o vehículo		X				X						X		
Fugas de aceites lubricantes o combustible	X				X					X				
Fatiga por sobreesfuerzo			X			X							X	
Contactos con sustancias cáusticas o corrosivas		X				X						X		

Fuente: Argueta y Hernández (2018).

DATOS DEL AUTOR

Nombre: Arnold Robert Quisbert Copa

E-mail: arquisbert37@gmail.com

Celular: (+591) 77571983