



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

COGENERACIÓN SOLAR: INTEGRACIÓN ENTRE MINERÍA Y ENERGÍA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
MECÁNICO

JOAQUÍN ANDRÉS VÁSQUEZ ELÍAS

PROFESOR GUÍA:

ROBERTO ROMÁN LATORRE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

LEONEL NÚÑEZ LAZO

SANTIAGO DE CHILE
2013

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil
Mecánico.

POR: Joaquín Vásquez Elías

FECHA: 09/10/2013

PROFESOR GUÍA: Roberto Román Latorre

COGENERACIÓN SOLAR: INTEGRACIÓN ENTRE LA MINERÍA Y LA ENERGÍA.

En el norte grande de Chile existe el potencial de energía solar más grande del mundo y también en esta área la demanda de energía eléctrica viene en su mayoría la minería del cobre que representa un 80% del consumo. La matriz energética de este sector viene dominada por termoeléctricas en base a combustibles fósiles, principalmente carbón por lo que tiene altas emisiones de CO₂.

Existen 2 tipos de tecnologías para generar energía eléctrica a partir de la energía solar, los paneles fotovoltaicos y la tecnología termosolar. Esta última se divide en tres tipos; cilindro parabólico, Fresnel y torre central, las cuales generan electricidad mediante una turbina a vapor (ciclo Rankine). Este vapor se genera por medio de colectores y receptores que concentran la radiación solar para alcanzar grandes temperaturas de entre 250°C y 600°C dependiendo de la tecnología. La ventaja de estas tecnologías es que poseen altos factores de planta. Después de un análisis se optó por la tecnología de torre central con almacenamiento de sales fundidas.

El gran inconveniente en la utilización de estas tecnologías termosolares es el tema de refrigeración debido a que los lugares donde generalmente se instalan son áridos y carecen de agua para refrigeración. La refrigeración por aire merma la generación en un 7,14% como se calculó y hace el proyecto mucho menos rentable.

Dentro de los procesos mineros para la obtención de cobre está la lixiviación y la biolixiviación, procesos que se desarrollan a temperatura ambiente pero que reaccionan favorablemente a aumentos de temperatura como se analizó en dos estudios. Los flujos de soluciones ácidas varían desde los 0,1-10 m³/hora por metro cuadrado de pila de lixiviación lo que genera caudales de varios miles metros cúbicos por hora. Es por esto que se propone la cogeneración, usando las soluciones ácidas de las pilas de lixiviación para el bloque de condensación de la central termosolar. Esto es muy viable debido a los grandes caudales que presentan las pilas de lixiviación. Además se obtiene una mayor obtención de cobre como demuestran los estudios y un mayor rendimiento de los procesos de lixiviación y biolixiviación lo que significa mayores ingresos económicos para la empresa minera.

La evaluación económica demostró que la cogeneración daba tasas de retorno de un 31,7% contra un 12,8% de la misma planta con refrigeración por aire. Las centrales con cogeneración demostraron ser rentables para precios de energía eléctrica de 100 USD/MWh mientras que la central con refrigeración por aire ya no es rentable bajo un precio de 125 USD/MWh. También se comprobó que la rentabilidad de los proyectos es mayor con un almacenamiento térmico de 13 horas versus uno de 10 horas.

Agradecimientos

Este trabajo se hizo con la colaboración del Centro de Energía de la FCFM de la U. de Chile y es un aporte a las líneas de investigación del proyecto FONDAP SERC Chile.

Me gustaría agradecer a los profesores del departamento de Ingeniería Civil Mecánica que me ayudaron a resolver todas las dudas que tuve durante el tiempo que estuve desarrollando el trabajo, en especial a mi profesor guía Roberto Román por su muy buena disposición y estar siempre disponible para resolver las dudas que surgían en el camino.

A mi familia por apoyarme durante toda la carrera y por brindarme las facilidades para poder estudiar en Santiago la carrera que siempre quise estudiar. A mis amigos que siempre estuvieron en las buenas y en las malas durante los casi 7 años que estuve en la facultad.

Tabla de contenido

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1	MOTIVACIÓN.....	2
1.2	OBJETIVOS	3
1.2.1	OBJETIVO GENERAL.....	3
1.2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.3	ALCANCES	3
2	ANTECEDENTES.....	4
2.1	DEMANDA ENERGÉTICA EN CHILE.	4
2.2	POTENCIAL SOLAR DEL NORTE DE CHILE	5
2.3	TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES	5
2.4	COGENERACIÓN (COMBINED HEAT AND POWER, CHP)	11
2.5	TIPOS DE SISTEMAS DE CONDENSACION	15
2.6	PROCESOS DE LIXIVIACIÓN Y BIOLIXIVIACIÓN	18
3	DESARROLLO	22
3.1	ANÁLISIS DE ANTECEDENTES	22
3.1.1	Selección de la tecnología termosolar	22
3.1.2	Interpretación de datos sobre efecto de temperatura en lixiviación y biolixiviación 23	
3.2	COGENERACIÓN	24
3.3	CONSIDERACIONES PARA EL CONDENSADOR	29
3.4	ESTIMACIÓN DE TAMAÑO DE LA PLANTA TERMOSOLAR.....	30
3.5	APLICACIÓN DE CALOR SOBRE LAS PILAS DE LIXIVIACIÓN O BIOLIXIVIACIÓN	32
3.6	REFRIGERACIÓN POR AIRE	33
4	ANÁLISIS DE CASOS	34
4.1	CASOS A ANALIZAR	34
4.2	PROCEDIMIENTO PARA LA SIMULACIÓN EN SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)	37
4.3	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	39
4.3.1	Análisis de resultados de las simulaciones.	43
5	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	44
5.1	COSTOS DE LA ENERGÍA TÉRMICA	44
5.2	MODELO DE NEGOCIOS.....	44
5.3	COSTOS	45

5.4	FINANCIAMIENTO	48
5.5	PARÁMETROS FALTANTES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	49
5.6	RESULTADOS Y ANÁLISIS	49
5.7	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	54
6	CONCLUSIONES	56
7	BIBLIOGRAFÍA.....	59

Índice de tablas

Tabla 2.1 Participación de la Minería del Cobre en Chile en el consumo eléctrico.....	4
Tabla 2.2 Principales características de las distintas tecnologías termosolares.[6].....	9
Tabla 2.3 Costos de distintos tipos de plantas termosolares.[6].....	10
Tabla 2.4. Parámetros de operación de pilas de lixiviación.	19
Tabla 3.1 Incidencia de la temperatura en la solubilidad de la calcopirita en biolixiviación.....	23
Tabla 4.1 Condiciones de Operación Caso 1	34
Tabla 4.2 Temperaturas medias, mínimas y máximas para la ciudad de Calama.	34
Tabla 4.3 Condiciones de Operación Caso 2.	35
Tabla 4.4 Condiciones de operación Caso 3.1.....	35
Tabla 4.5 Condiciones de operación caso 3.2.	36
Tabla 4.6 Condiciones de operación caso 3.3.	36
Tabla 4.7 Radiación para Calama [9].	37
Tabla 4.8 Datos de irradiación Dagget y Calama.	37
Tabla 4.9 Características principales del bloque de Potencia.	38
Tabla 4.10 Condiciones bloque de refrigeración Caso 1	39
Tabla 4.11 Resultados simulaciones caso 1.	39
Tabla 4.12 Condiciones bloque de refrigeración Caso 2	40
Tabla 4.13 Resultados simulaciones caso 2.	40
Tabla 4.14 Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.1	41
Tabla 4.15 Resultados simulaciones Caso 3.1.....	41
Tabla 4.16 Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.2.	42
Tabla 4.17 Resultados simulaciones caso 3.2.	42
Tabla 4.18 Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.3	42
Tabla 4.19 Resultados simulaciones caso 3.3.	43
Tabla 5.1. Precios de venta de energía.	45
Tabla 5.2. Costos de capital directos.	45
Tabla 5.3 Costos de capital indirectos.	46
Tabla 5.4. Costos de Operación y Mantenimiento.....	46
Tabla 5.5 Cuotas del crédito para financiamiento.	49
Tabla 5.6 Parámetros para la evaluación de Proyecto.	49
Tabla 5.7 PPA 150, AT13.	49
Tabla 5.8 PPA 150, AT13.	50
Tabla 5.9 PPA 125, AT13.	50
Tabla 5.10 PPA 125, AT13.	51
Tabla 5.11 PPA 100, AT13.	51
Tabla 5.12 PPA 100, AT13.	51
Tabla 5.13 PPA 150, AT10.	52
Tabla 5.14 PPA 150, AT10	52
Tabla 5.15 PPA 125, AT10	53
Tabla 5.16 PPA 125, AT10	53
Tabla 5.17 PPA 100, AT10	53
Tabla 5.18. Análisis de sensibilidad PPA 150.	54
Tabla 5.19. Análisis de sensibilidad PPA 125.	55

Tabla 5.20. Análisis de sensibilidad PPA 100. 55

Índice de ilustraciones

Figura 1.1. Esquema de Cogeneración Solar.	1
Figura 2.1 Generación SING por fuente primaria de 2000 a 2012. Fuente: Central Energía	5
Figura 2.2 Diagrama de bloques simplificado de central termosolar con almacenamiento térmico.....	6
Figura 2.3. Tecnología de cilindro parabólico.....	7
Figura 2.4 Tecnología Fresnel.	8
Figura 2.5 Esquema de generación eléctrica convencional.....	11
Figura 2.6 Esquema de generación eléctrica con sistema de cogeneración.	12
Figura 2.7 Esquema simplificado de propuesta de cogeneración. Sección de condensación. ..	13
Figura 2.8. Comparación entre generación convencional y cogeneración.....	14
Figura 2.9. Diagrama de temperatura versus entropía para ciclo Rankine.	15
Figura 2.10 Condensador de carcaza y tubos.....	16
Figura 2.11. Torres de enfriamiento evaporativas.	17
Figura 2.12. Condensador enfriado por aire.....	17
Figura 2.13 Eficiencia de la lixiviación versus la temperatura.....	19
Figura 2.14 Biolixiviación de calcopirita a distintas temperaturas. La temperatura se muestra en la curva y el valor está en °C.	20
Figura 2.15 Relación de temperatura y ph en la biolixiviación de la calcopirita.	21
Figura 3.1 Central termosolar de torre central.....	22
Figura 3.2. Temperatura de condensación de vapor de agua versus presión.	24
Figura 3.3. Temperaturas en un condensador.	25
Figura 3.4. Efecto del aumento de la presión de salida de la turbina sobre el salto entálpico. ..	26
Figura 3.5. HPR versus presión de salida de la turbina.....	29
Figura 3.6 Esquema de solución para el intercambio térmico entre solución lixivante y el vapor de agua.....	30
Figura 3.7 Aspersores en pila de lixiviación.	32
Figura 3.8 Esquema de solución para evitar pérdidas por evaporación en la superficie de las pilas de lixiviación y biolixiviación.....	33
Figura 5.1. Gráfico de torta que muestra el porcentaje de participación de cada ítem en el costo total. Este gráfico corresponde para la planta con AT 10.	47
Figura 5.2 Gráfico de torta que muestra el porcentaje de participación de cada ítem en el costo total. Este gráfico corresponde para la planta con AT 13.	48

1 INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica en el Norte Grande de Chile proviene casi en su totalidad de combustibles fósiles lo que genera una gran cantidad de emisiones de CO₂. Existen otros tipos de energía como las ERNC que pueden ser implementadas en esta zona, donde la energía solar tiene un gran potencial. Dentro de la energía solar existe la energía solar fotovoltaica y la energía termosolar, esta última utiliza un ciclo Rankine para generar energía eléctrica mediante una turbina a vapor.

En las aplicaciones termosolares convencionales, por la naturaleza de la conversión termodinámica, se desecha una fracción del calor captado. En cambio en un sistema de cogeneración, el cual obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica, el calor que se deshecha en los sistemas convencionales, se aprovecha en procesos que lo requieren. Esto acarrea la ventaja de que el calor que normalmente es una “pérdida”, ahora da origen a un valor económico positivo, lo cual implica que la evaluación económica de todo el proyecto mejora.

El concepto de cogeneración solar se expone en la figura 1.1. En esta figura se ve que del total de la energía recibida por el campo solar, 1/3 de ésta se transforma en energía eléctrica y 2/3 se disipan en los equipos de condensación. Esto resulta en una baja eficiencia del uso de la energía y un desperdicio de una parte, que mediante un sistema de cogeneración se podría utilizar estos 2/3 de calor desperdiciados en procesos. En particular en las pilas de lixiviación.

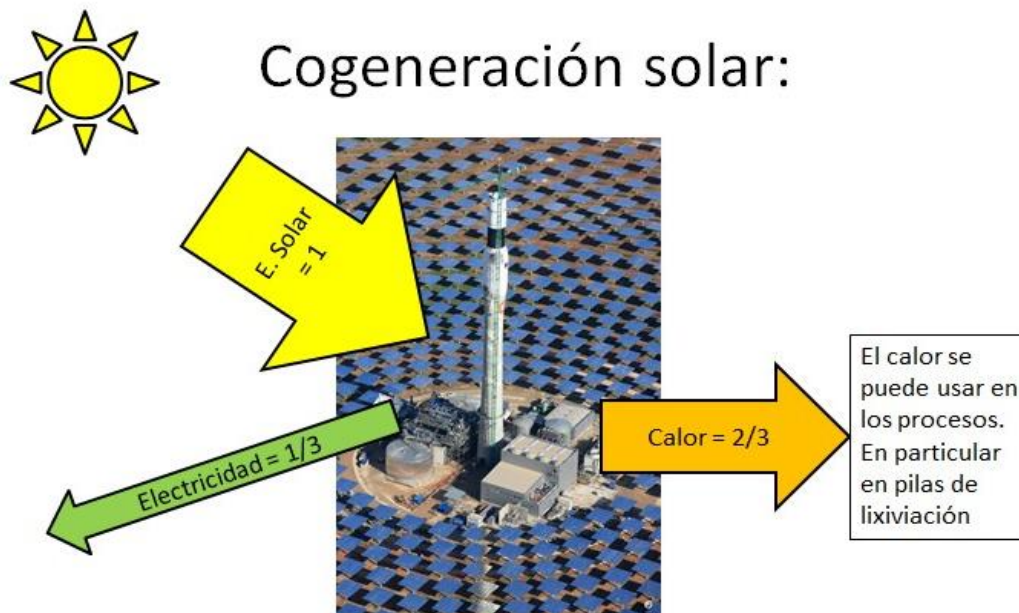


Figura 1.1. Esquema de Cogeneración Solar.

Un sistema solar (con colectores planos) en Creta ha aumentado la producción en las pilas de lixiviación de cobre en un 4 a 5% (mayor extracción de cobre, procesamiento más rápido) mediante el aumento de la temperatura de estas.

Por lo tanto el concepto que se propone este trabajo es: Tener una planta Termosolar con acumulación de energía (para asegurar alto factor de planta). Se debe escoger una tecnología adecuada dentro de las disponibles. En vez de tener una torre de enfriamiento en el bloque de enfriamiento convencional, se utilizan las soluciones de las pilas de lixiviación para condensar el vapor y así aumentar la temperatura de las soluciones a través de condensadores de carcasa y tubos. La energía eléctrica generada se utiliza en los mismos procesos en la mina.

En el trabajo primero se realiza una recopilación de los antecedentes relacionados al tema, luego se procede a analizar los antecedentes y posteriormente desarrollar los temas relacionados a la cogeneración en una planta termosolar. Con esto ya realizado se proponen 5 casos para la planta termosolar, los cuales son simulados en System Advisor Model (SAM) y posteriormente evaluados económicamente.

1.1 MOTIVACIÓN

Cuando se analiza la situación energética en Chile, es evidente que gran parte del aumento de la demanda eléctrica proviene del sector minero debido a la gran cantidad de proyectos existentes. Además, en el Norte de Chile es la minería la que maneja la mayor parte de los derechos de agua.

Por lo tanto existe la posibilidad de desarrollar sinergias entre minería y la generación termosolar. Esto debido a que éstas poseen los derechos de agua que permitirían tener agua de refrigeración para las plantas termosolares.

En el caso del Norte de Chile existen ventajas para el desarrollo de la energía solar frente a otros lugares del mundo. En particular:

Transparencia atmosférica: condiciones de insolación 30 a 40% mejores que los mejores lugares de Europa. Lleva a muy altos factores de planta.

Demanda de energía: en los próximos años el sector minero va a ser el impulsor principal del aumento de la demanda eléctrica.

Reducción huella de carbono: el sector minero tiene incentivos para buscar reducir su huella de carbono. Esto es especialmente crítico en la generación eléctrica.

Los antecedentes recién expuestos ya se conocen a nivel internacional. En estos momentos hay en el norte varias decenas de proyectos de generación eléctrica con paneles fotovoltaicos y dos proyectos termosolares de gran tamaño (planta Termosolar Pedro de Valdivia de 360 MW, y planta María Elena de 400 MW. Ambos con acumulación de energía térmica).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

En este trabajo se busca evaluar la factibilidad de desarrollar cogeneración solar para aplicaciones de lixiviación a gran escala en la minería del cobre.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- I. Determinar los órdenes de magnitud de una planta termosolar en base a los flujos de solución lixivante de la planta de lixiviación.
- II. Realizar una investigación bibliográfica sobre el impacto del aumento de la temperatura en el proceso de obtención de cobre en las pilas de lixiviación.
- III. Desarrollar una propuesta sobre cómo aplicar el calor sobre las pilas de lixiviación para minimizar las pérdidas por evaporación que existirían con el método actual de aspersion.
- IV. Realizar un análisis técnico económico a nivel preliminar sobre el sistema de cogeneración solar.

1.3 ALCANCES

Este trabajo es teórico por lo que no se llevará a cabo ningún experimento de laboratorio ni pruebas en terreno. A continuación se enumeran los alcances:

1. No se abarca el diseño de una planta termosolar. Esta tecnología se considera madura y por ende no se considera desarrollar la ingeniería conceptual en este trabajo.
2. El análisis técnico abarca solo el tema de cogeneración. No considera las tecnicidades de la distribución de energía eléctrica.
3. En la evaluación económica no se consideran las ganancias de la empresa minera por mejoras en sus procesos de lixiviación.

2 ANTECEDENTES

2.1 DEMANDA ENERGÉTICA EN CHILE.

La demanda energética en Chile está dominada principalmente por la industria y la minería del cobre, donde esta última participa con un 33,8% del consumo de energía a nivel nacional en el año 2008. Ahora bien, si se centra la atención en el Sistema Interconectado del Norte Grande, la minería del cobre presenta una participación en el consumo energético de un 82,2% en el año 2008. La participación de la minería del cobre en el consumo eléctrico se puede observar en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Participación de la Minería del Cobre en Chile en el consumo eléctrico.

Sistema	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
SING									
Participación Min Cu (%)	75,2	84,4	83,7	84,2	83,9	83,1	82,2	84,5	82,2
SIC									
Participación Min Cu (%)	14,6	16,1	17,7	17,7	18,0	17,6	17,1	17,7	17,5
CHILE									
Participación Min Cu (%)	28,7	32,2	33,4	34,1	34,2	33,5	32,7	33,8	33,7

Fuente: Corporación Chilena del Cobre (COCHILCO)

Es en el Norte Grande es donde se encuentra el mayor potencial solar de Chile como se muestra a continuación y también es en esta zona donde la producción de energía se produce casi en su totalidad por termoeléctricas en base a combustibles fósiles como carbón, petcoke, derivados del petróleo y GNL como se puede observar en la figura 2.1.

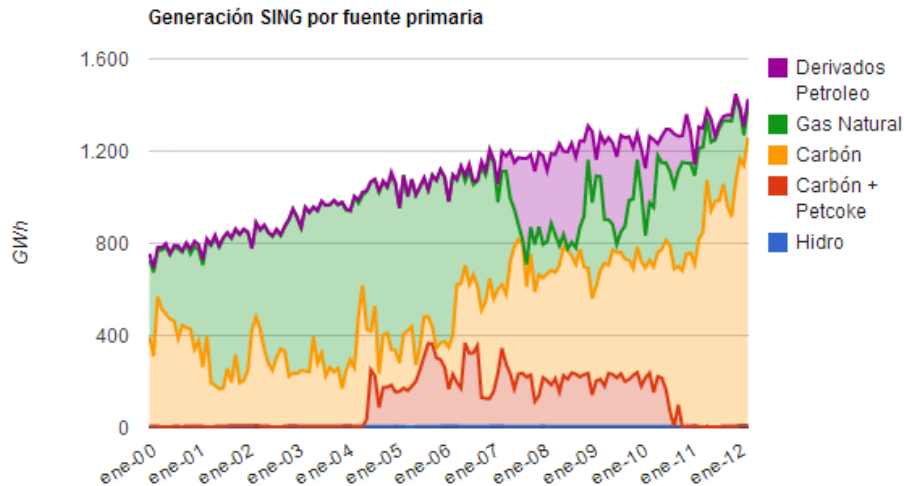


Figura 2.1 Generación SING por fuente primaria de 2000 a 2012. Fuente: Central Energía

Es el sector minero el que planea crecimiento sostenido de su producción durante los años venideros lo que aumentara la demanda energética por parte de estas [1].

2.2 POTENCIAL SOLAR DEL NORTE DE CHILE

El desierto de Atacama (Norte Grande de Chile) presenta las mejores condiciones de irradiación solar del mundo debido a su latitud y su muy buena transparencia atmosférica. La radiaciones promedio anuales por día alcanzan unos 8 kWh/m² en algunas regiones del norte de Chile, comparado con California donde alcanzan 5,86 kWh/m² y en Almeria donde alcanza unos 4,8 kWh/m², lugares donde las tecnologías termosolares ya están ampliamente probadas y son utilizadas actualmente. Esta zona de Chile además presenta la ventaja de tener una muy baja densidad poblacional lo que no opone dificultades a las grandes áreas que utilizan las plantas solares fotovoltaicas como también las plantas termosolares. Y además cuenta con extensas superficies planas ideales para las tecnologías termosolares [2].

2.3 TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES

Existen tres tecnologías termosolares que dominan este rubro energético. Son las de sistemas cilindro parabólico, de torre central y Fresnel lineal. Todas estas tecnologías operan de la misma forma, generando electricidad con una turbina de vapor a través de un ciclo Rankine. La diferencia entre estas tecnologías son los tipos de reflectores y receptores que utilizan, como también el fluido térmico de trabajo. A continuación, en la figura 2.2 se observa el diagrama de bloques de una central termosolar con acumulación de energía.

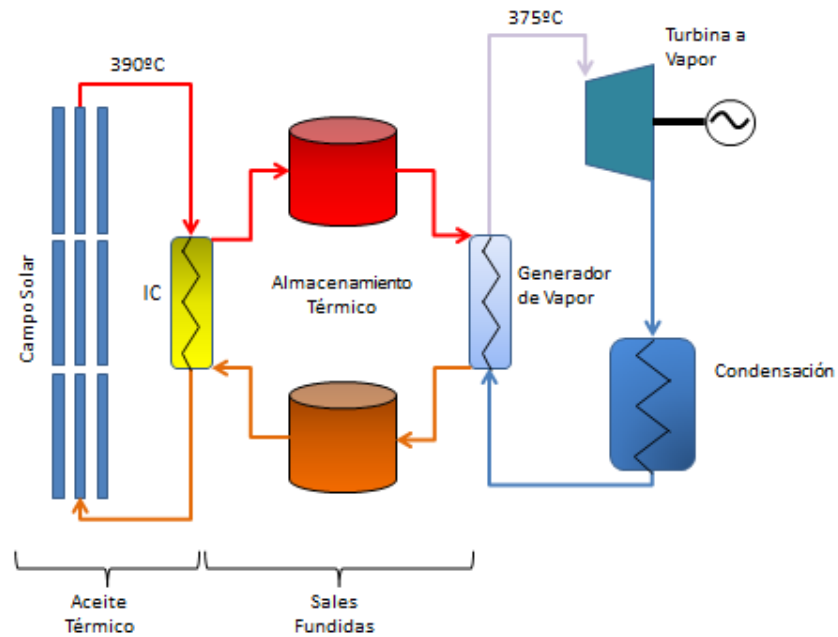


Figura 2.2 Diagrama de bloques simplificado de central termosolar con almacenamiento térmico.

Como se observa en la figura 2.2 el campo solar proporciona la energía necesaria para el ciclo, es ahí donde se diferencian las tecnologías.

A continuación se detalla los aspectos esenciales de cada tecnología con sus principales ventajas y desventajas.

Cilindro parabólico

Esta tecnología es la más desarrollada en el mundo y con mayores instalaciones. Esta consiste de espejos de geometría cilindro parabólica que reflejan la radiación sobre un tubo central por el cual circula un fluido térmico que luego calienta agua para producir vapor sobrecalentado para el ciclo térmico.

Su ventaja es ser una tecnología probada exitosamente y ser la pionera en el mundo de la generación eléctrica mediante concentración solar.

Su desventaja son factor de concentración máximo inferior a 100, lo que limita las máximas temperaturas de trabajo obtenibles; las uniones flexibles por las que transita el fluido térmico que han ocasionado fallas en las plantas existentes, como también el reemplazo de espejos que se han roto, lo que ha resultado en mayores costos de mantenimiento. La limpieza de los espejos tampoco es sencilla [6]. En la figura 2.3 se puede observar un reflector y receptor de la tecnología de cilindro parabólico.



Figura 2.3. Tecnología de cilindro parabólico.

Fresnel Lineal

Esta tecnología es similar a la de cilindro parabólico excepto que usa espejos planos que giran sobre su eje, y el tubo receptor es fijo. Debido a que son espejos planos la línea focal es distorsionada por astigmatismo lo que obliga a tener un segundo espejo reflector sobre el tubo receptor.

Si se compara la tecnología Fresnel lineal con cilindro parabólico, se aprecian las siguientes diferencias. La tecnología Fresnel lineal tiene varias ventajas: al ser espejos planos tienen menores costos y mayor disponibilidad, como también se hace más fácil la limpieza. Al estar estos espejos a nivel de piso y ser de menor área estos reciben menores cargas debido al viento lo que disminuye las roturas de espejos. Las estructuras son más simples y livianas lo que disminuye los costos en concreto y acero.

Debido a que el receptor es fijo hay pérdidas importantes en la mañana debido a la geometría de la óptica, lo que disminuye su eficiencia óptica versus la tecnología de cilindro parabólico. También tienen un factor de concentración límite inferior a 100. Dado esto hay que comparar los costos de producción de Fresnel que aparentan ser más baratos versus la mayor eficiencia óptica de la tecnología de cilindro parabólico [6].

De las tecnologías termosolares disponibles, es la que tiene menos desarrollo. En la figura 2.4 se puede observar la tecnología Fresnel lineal con sus espejos planos y colector fijo.



Figura 2.4 Tecnología Fresnel.

Torre Central

La tecnología de torre central consiste en una serie de espejos ubicados en una geometría circular (elipsoide) alrededor de una torre central que actúa como receptor. Estos espejos son controlados individualmente por un motor computarizado que les otorga movimiento en dos ejes. Esta tecnología permite una mayor concentración sobre el receptor que las dos tecnologías descritas anteriormente lo que le permite alcanzar temperaturas superiores a 650°C. La concentración teórica límite es 10.000, por lo cual la limitante está por el lado de materiales para la construcción. Esta alta temperatura permite un mayor rendimiento del ciclo termodinámico.

Debido a las altas temperaturas se usan sales fundidas como fluido de transferencia o podría usarse directamente vapor sobrecalentado. En las tecnologías anteriores se usa vapor sobrecalentado o aceites sintéticos que limitan la temperatura de trabajo a unos 390°C aproximadamente, lo que influye en el rendimiento termodinámico del ciclo [6].

Almacenamiento térmico

Las plantas termosolares cuentan con la desventaja de no poder operar a toda potencia al amanecer y al atardecer, además terminan de generar energía eléctrica cuando el sol se oculta. Para poder operar fuera de este rango y satisfacer demandas en la hora peak (5-10pm) o incluso funcionar por 24 horas al día, se usa almacenamiento térmico, cuyo tamaño determina el factor de planta que se logra alcanzar. Un aumento en el factor de planta también aumenta el tamaño del campo de colectores solares debido a que se requerirá mayor energía. El múltiplo solar indica cuantas veces crece el campo solar para poder tener almacenamiento térmico por

un determinado tiempo, en comparación con un campo solar para una plata termosolar sin almacenamiento térmico.

Hoy en día existen varias alternativas para el almacenamiento térmico; desde el almacenamiento con aceites sintéticos al almacenamiento con sales fundidas. Este último permite lograr altas temperaturas de almacenamiento y ya se ha utilizado en varias plantas termosolares de España, Francia y Estados Unidos. Estos métodos con almacenamientos por sales fundidas usan sales de nitrato de sodio (salitre) y nitrato de potasio, las cuales son extraídas y existen en abundancia en Chile. [6]

A continuación en la tabla 2.2 se resume casi la mayoría de las características de las tecnologías de concentración solar de potencia. Para una correcta comprensión de la tabla a continuación se lista el significado de cada abreviación.

Tabla 2.2 Principales características de las distintas tecnologías termosolares.[6]

Variables de Interés.	Cilindro Parabólico	Torre Central	Fresnel Lineal
Capacidad Típica (MW)	10-300	10-200	10-200
Madurez de la Tecnología	Probada comercialmente	Proyectos pilotos comerciales	Proyectos pilotos
Temperatura de Operación (°C)	350-550	250-665	390
Eficiencia peak de la planta (%)	14-20	23-35*	18
Factor de Planta Anual (%)	25-28(sin AT) 29-43(7h AT)	55(10h AT)	22-24
Capacidad de concentración	70-80 soles	>1000 soles	>60 soles
Reflector / Receptor	Receptor acoplado al reflector, se mueven juntos. Diseño complejo	Receptor fijo. Los reflectores distribuidos alrededor, giran en 2 ejes.	Receptor fijo. Tiene reflector secundario.
Sistema de almacenamiento	Indirecto con SF a 390°C. Directo con SF a 550°C	Directo con SF a 550°C	Almacenamiento corto de vapor (10min)
Estabilidad de la red	Media a Alta	Alta	Media
Ciclo	Rankine con Vapor sobrecalentado	Rankine con Vapor sobrecalentado	Rankine con Vapor saturado.
Condiciones del vapor (°C/bar)	380–550/100	540/100-160	260/50
Tipo de Aplicación	Conectada a la red	Conectada a la red	Conectada a la red
Almacenamiento con sales fundidas	Disponible comercialmente	Disponible comercialmente	Posible pero aún no ha sido probado.

*: el límite superior corresponde al caso cuando la torre solar opera una turbina de ciclo combinado.

Abreviaturas:

AT: Almacenamiento térmico.

SF: Sales fundidas.

En la tabla 2.3 se presentan un resumen de estudios de los últimos años sobre los costos de las plantas termosolares relativo a sus principales características como son el tipo de tecnología, el tipo de fluido térmico y las horas de almacenamiento térmico.

Tabla 2.3 Costos de distintos tipos de plantas termosolares.[6]

	Fuente	Fluido térmico	Múltiplo solar	Almacenamiento (horas)	Factor de Planta (%)	Costo (2010USD/kWe)
Cilindro Parabólico	Turchi, 2010 a	Aceite Sintético	1,3	0	26	4.600
Cilindro Parabólico	Hinkley, 2011	Aceite Sintético	1,3	0	23	7.144
Cilindro Parabólico	Turchi, 2010 a	Aceite Sintético	2	6	41	8.000
Cilindro Parabólico	Turchi, 2010 b	Aceite Sintético	2	6,3	47	8.950-9.810
Cilindro Parabólico	Hinkley, 2011	Aceite Sintético	2	6	43	7.732
Cilindro Parabólico	Fichtner, 2010	Sales Fundidas	2,8	4,5	50	7.380
Cilindro Parabólico	Fichtner, 2010	Sales Fundidas	2,5	9	56	7.550
Cilindro Parabólico	Fichtner, 2010	Sales Fundidas	3	13,4	67	9.140
Torre Central	Ernst and Young /Fraunhofer, 2011	Sales Fundidas		7,5		7.280
Torre Central	Turchi, 2010 a	Sales Fundidas	1,8	6	43	6.300
Torre Central	Kolb, 2011	Sales Fundidas	2,1	9	48	7.427
Torre Central	Hinkley, 2010	Sales Fundidas	1,8	6	41	7.463
Torre Central	Fichtner, 2010	Sales Fundidas	2	9	54	7.720
Torre Central	Fichtner, 2010	Sales Fundidas	3	12	68	9.060
Torre Central	Fichtner, 2010	Sales Fundidas	3	15	79	10.520

2.4 COGENERACIÓN (COMBINED HEAT AND POWER, CHP)

El concepto de cogeneración actualmente se utiliza para describir dos situaciones. La primera es el concepto de generar energía utilizando dos o más fuentes generadoras de energía en conjunto. El concepto de cogeneración que se desea aplicar, corresponde a la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica a partir de un combustible primario.

Explicando el concepto, este es cuando se utilizan los calores que se desperdician en la generación de energía eléctrica mediante el uso de turbinas o motores a combustión. Este calor se disipa al ambiente ya sea como gases de escape, como vapor de agua en el caso que se usen torres de refrigeración por evaporación o también simplemente se puede transferir al aire o agua de ríos, lagos o mar mediante equipos de intercambio térmico. El concepto de cogeneración se emplea cuando estos calores que se desperdician, se utilizan, extrayendo la energía térmica para utilizarla en diversas aplicaciones, ya sea en procesos industriales, para sistemas de calefacción de edificios o ciudades, para agua caliente sanitaria entre otros. El concepto de generación simple y cogeneración se puede ver en las figuras 2.5 y 2.6.

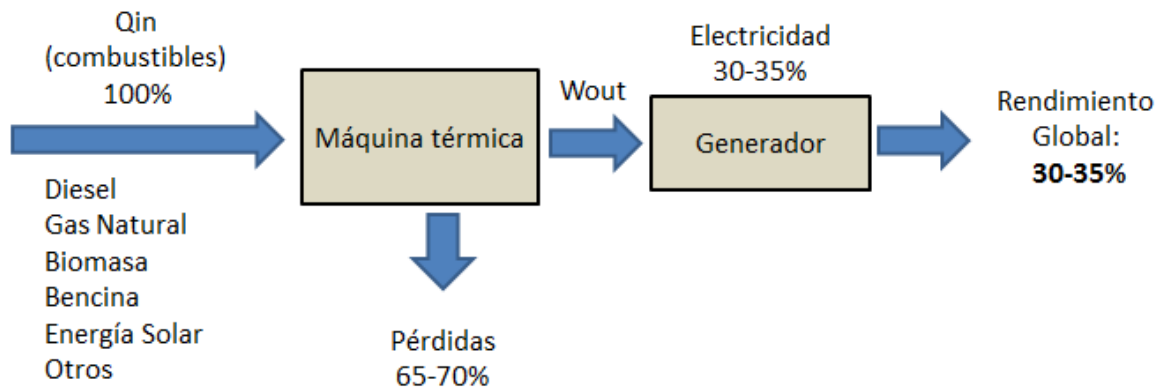


Figura 2.5 Esquema de generación eléctrica convencional.

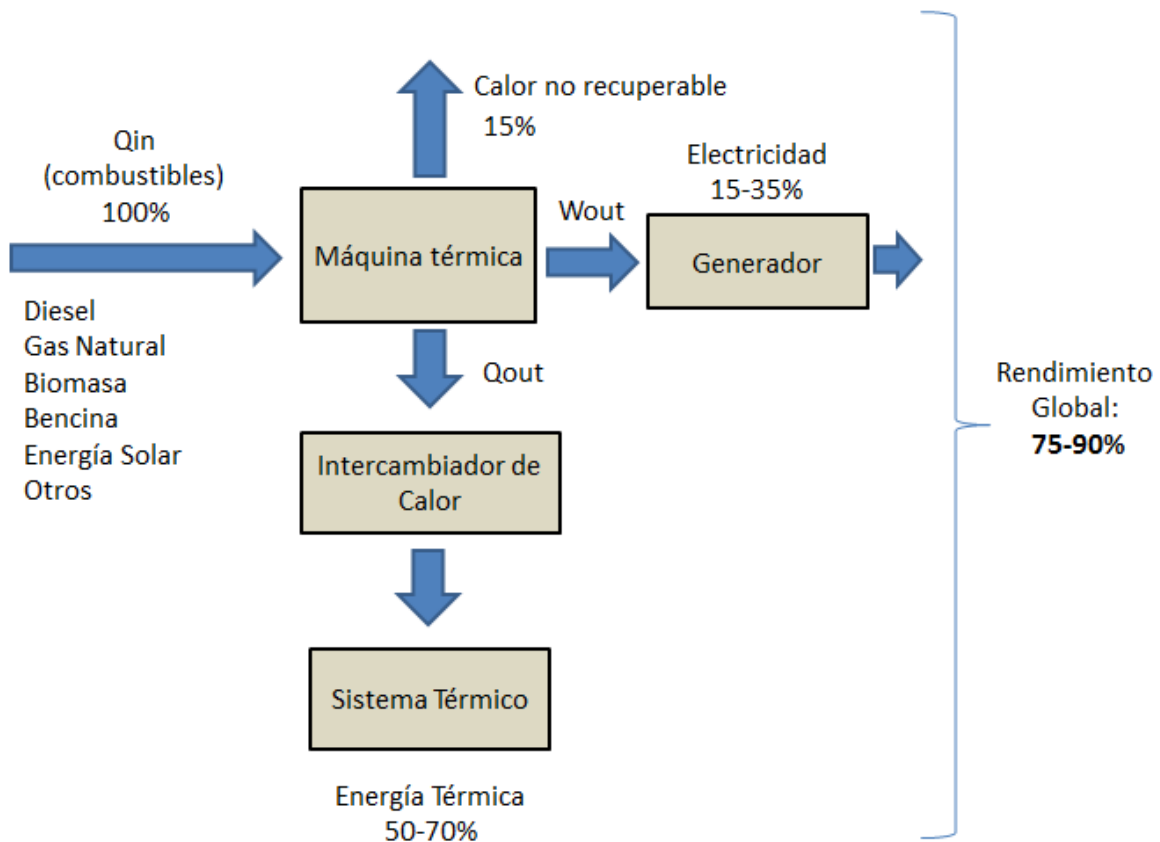


Figura 2.6 Esquema de generación eléctrica con sistema de cogeneración.

Existen dos tipos de cogeneración, el topping cycle que consiste en primero generar energía eléctrica y luego utilizar el calor de condensación del vapor que sale de la turbina para aplicaciones como calefacción residencial, procesos industriales y plantas de desalinización entre otros.

El otro tipo de cogeneración es el bottoming cycle que consiste en generar vapor a altísimas temperaturas para procesos industriales y luego usar el vapor a menor temperatura para generar electricidad en una turbina a vapor.

En una central termosolar este calor residual se disipa en el bloque de condensación cómo en cualquier central térmica, el cual puede funcionar con agua o simplemente con aire, este último método baja mucho la eficiencia de la central debido a la gran potencia que utilizan los ventiladores.

Lo que se propone en este trabajo es utilizar los grandes caudales de soluciones ácidas que se utilizan en las pilas de lixiviación y biolixiviación en el bloque de condensación para enfriar y condensar el vapor mediante el uso de equipos de intercambio térmico adecuados. De esta forma se soluciona el problema de agua requerido en el bloque de condensación y se evita utilizar torres de enfriamiento en seco que disminuyen la eficiencia de la planta termosolar. A su vez la solución ácida eleva su temperatura y mejora los procesos de lixiviación y biolixiviación

como se explicó anteriormente. Esto es muy viable debido a los altos caudales de solución ácida que se utilizan en los procesos de lixiviación. En la figura 2.7 se esquematiza con un diagrama de bloques muy simplificado cómo funcionaría la cogeneración que se propone. En este diagrama se excluye la planta termosolar, el equipo IC corresponde al condensador que enfría el vapor con el uso de la solución ácida de las pilas de lixiviación.

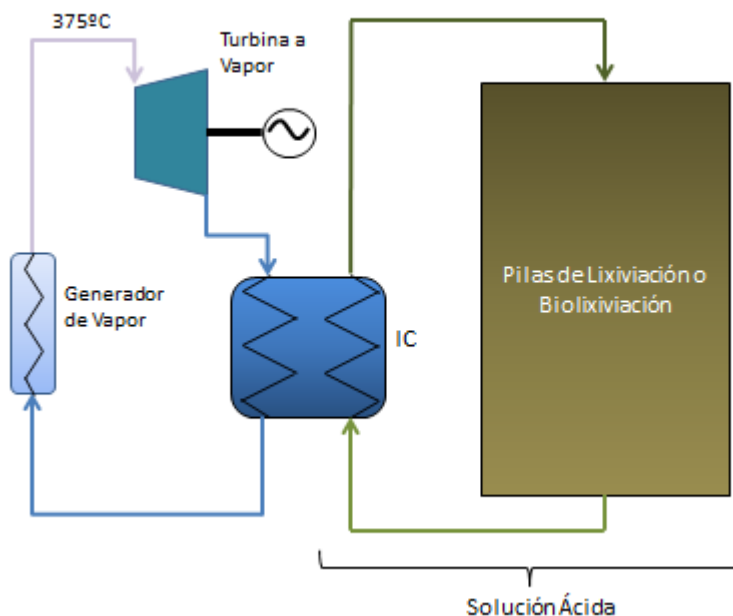


Figura 2.7 Esquema simplificado de propuesta de cogeneración. Sección de condensación.

En resumen, la principal diferencia con la operación actual de una planta minera se puede ver explicada en la figura 2.8, donde se muestra las distintas formas de generación, donde por un lado se genera electricidad y calor de forma separada versus electricidad y calor de forma conjunta (cogeneración).

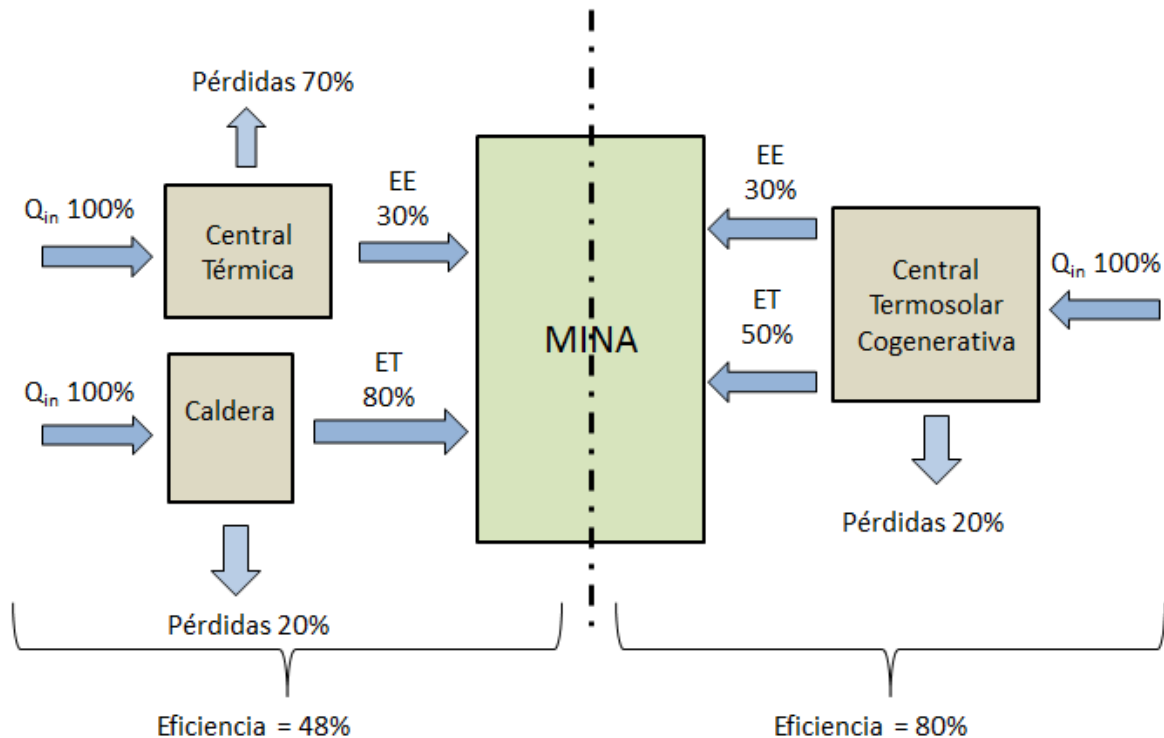


Figura 2.8. Comparación entre generación convencional y cogeneración.

Ciclo de Rankine

El ciclo de Rankine define la generación de energía eléctrica mediante una turbina a vapor. En el diagrama de la figura 2.9 de temperatura versus entropía se distinguen los distintos puntos del ciclo. A continuación se explican los procesos que ocurren en las trayectorias diferentes.

3→ 4s: Compresión isentrópica del agua en la bomba.

3→ 4: Compresión real del agua en la bomba. Considera eficiencia de la bomba.

4→ 1: Calentamiento isobárico del agua para llevarla a vapor saturado o sobrecalentado.

1→ 2s: Expansión isentrópica en la turbina a vapor. Este salto entálpico se transforma en energía mecánica en la turbina y posteriormente en energía eléctrica en el generador.

1→2: Expansión real en la turbina a vapor. Ídem al anterior excepto que considera la eficiencia de la turbina.

2→3: Condensación del vapor y enfriamiento. Es aquí donde se extrae la energía del vapor para condensarlo y bombearlo nuevamente.

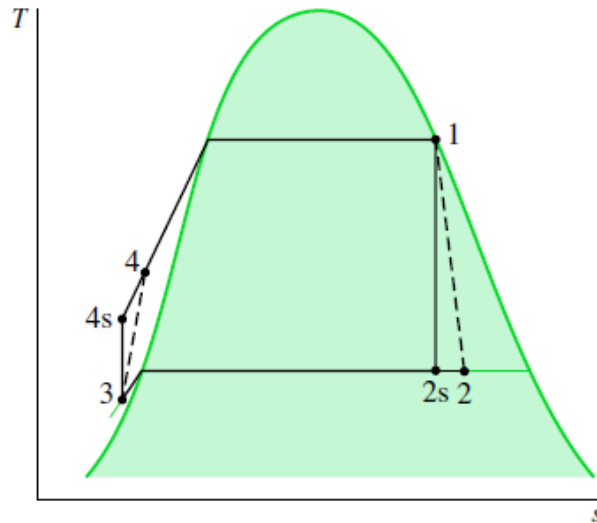


Figura 2.9. Diagrama de temperatura versus entropía para ciclo Rankine.

2.5 TIPOS DE SISTEMAS DE CONDENSACION

El sistema de condensación que se utilice en una instalación depende de las condiciones del entorno. Los sistemas de condensación se pueden dividir en las siguientes categorías:

- Condensadores de superficie enfriados por agua y condensadores húmedos.
- Condensadores enfriados por aire.
- Sistemas de condensación alternativos.

Condensadores de Vapor de Carcaza y Tubos Enfriados por Agua

Los más eficientes y por ende más populares sistemas de condensación son los de carcaza y tubos enfriados por agua, populares en áreas donde existe una gran cantidad de agua para refrigeración y las agencias gubernamentales permiten su uso.

Estos condensadores consisten de una carcaza, que puede ser cilíndrica o cuadrada dependiendo de los requerimientos, dentro de la carcaza se encuentran los tubos. El vapor entra a la carcaza y se condensa sobre la superficie de los tubos que está fría debido al líquido (agua) que circula por su interior a una temperatura menor a la de condensación del agua. A su vez, el agua que circula por dentro del tubo recibe el calor latente de condensación del agua a través de la pared del tubo. Esto genera un aumento en la temperatura del agua que circula a través del tubo y al finalizar el paso existen dos opciones:

- a) El agua es devuelta directamente a la fuente de agua fría: río, lagos o mar.
- b) El agua sigue a un circuito cerrado y es enfriada mediante torres de enfriamiento evaporativas.

En la figura 2.10 se puede observar un condensador de carcaza y tubos. Donde se observa la carcaza principal y en el costado dos entradas o salidas para el agua de refrigeración.



Figura 2.10 Condensador de carcaza y tubos.

Torres de Enfriamiento Evaporativas

Para eliminar la descarga del agua caliente que sale de los condensadores a la fuente original de agua de enfriamiento (lago, río, mar) se utilizan torres de enfriamiento evaporativas para enfriar el agua que viene de los condensadores y generar un circuito cerrado para esta.

Estas torres enfrían el agua mediante la evaporación de una fracción de esta, es por ello que se requiere agua adicional para reponer el agua que se pierde por evaporación y también evitar la formación de incrustaciones.

Existen torres de enfriamiento con convección natural y por convección forzada mediante el uso de ventiladores. Éstas últimas consumen más energía debido al accionamiento de los ventiladores, pero reducen notoriamente el tamaño con respecto a torres de enfriamiento mediante convección natural. En la figura 2.11 se observan torres de enfriamiento evaporativas.



Figura 2.11. Torres de enfriamiento evaporativas.

Condensadores enfriados por Aire

En áreas donde el agua es extremadamente escasa y las plantas de potencia no pueden tener ni siquiera una pequeña cantidad de agua para evaporación, el enfriamiento del agua de refrigeración debe ser provisto por condensadores enfriados por aire o también llamados condensadores en seco.

El vapor que sale de la turbina entra a un plenum que contiene una serie de tubos con aletas y un recolector de condensado. Mediante turbo sopladores se hace circular aire por estos tubos aleteados en contra sentido al flujo del vapor, al igual que en los condensadores de carcaza y tubos el vapor se condensa sobre las aletas y superficie del tubo.

Este tipo de condensadores requiere de una gran potencia para los turbo sopladores que mueven grandes caudales de aire a través de los tubos aleteados. Esto afecta mucho el rendimiento global de la planta. En la figura 2.12 se puede observar un condensador enfriado por aire.



Figura 2.12. Condensador enfriado por aire.

2.6 PROCESOS DE LIXIVIACIÓN Y BIOLIXIVIACIÓN

Dentro de los procesos existentes en la minería del cobre existe un uso intensivo de energía eléctrica y térmica para distintos procesos. Entre estos los procesos que requieren energía térmica se encuentran los procesos de fundición de la piro metalurgia y tanto la electro refinación como la electro obtención donde es necesario mantener la temperatura de una solución ácida alrededor de los 60°C. Estos procesos mencionados anteriormente requieren de energía térmica obligatoriamente para que las operaciones y reacciones químicas cumplan los objetivos deseados. En cambio, hay procesos que no requieren de energía térmica debido a que operan bien a temperatura ambiente, como es el caso de la lixiviación y la biolixiviación.

La Lixiviación es un hidrometalúrgico, el cual consiste en la obtención de cobre que se encuentra en minerales oxidados, los cuales son separados a través de la aplicación de una solución de ácido sulfúrico diluido en agua.

En la primera etapa el metal pasa por los procesos de conminución para llegar a un tamaño de fracciones de pulgada, en esta etapa hay un gran gasto energético (energía eléctrica). Luego el material es llevado mediante correas transportadoras hacia el lugar donde se efectuará la formación de la pila. En su destino, el mineral es descargado mediante equipos adecuados, que lo van depositando ordenadamente formando un terraplén continuo de 6 a 8 m de altura: la pila de lixiviación. Sobre esta pila se instala un sistema de riego por goteo y aspersores que van cubriendo toda el área expuesta. Bajo las pilas de material a lixiviar se instala previamente una membrana impermeable sobre la cual se dispone un sistema de drenes (tuberías ranuradas) que permiten recoger las soluciones que se infiltran a través del material. Estas soluciones con una concentración de cobre de aproximadamente 9 g/l se van a la etapa posterior de extracción por solventes.

La biolixiviación en cambio, es un proceso en el cual se emplean microorganismos para disolver los minerales, liberando un metal de valor presente en un mineral o en un concentrado, que con métodos convencionales sería muy difícil de extraer. La biolixiviación es el proceso convencional de lixiviación, catalizado biológicamente pero aplicado a los minerales sulfurados, ante la necesidad de aumentar la cinética de su disolución. De esta manera la biolixiviación es un proceso químico, mediado por el agua y oxígeno atmosférico y un proceso biológico, mediado por microorganismos. A escala comercial la biolixiviación es aplicada para la recuperación de cobre, uranio y de oro [3].

Estos procesos se realizan hoy en día a temperatura ambiente debido a que calentar las pilas de material requeriría cantidades de energía muy grandes debido a su gran tamaño. Pero existen estudios científicos que demuestran que al aumentar la temperatura en ambos procesos se obtienen mayores índices de solubilidad para minerales sulfurados de cobre como la calcopirita, como también se muestra que se puede aumentar el porcentaje de cobre obtenido del material [4,5].

La Tabla 2.4 muestra los parámetros de operación de dos pilas de lixiviación en EE.UU.

Tabla 2.4. Parámetros de operación de pilas de lixiviación.

	Magma Copper Co.	Chino Mines Co.
Composición Mineral	Crisocola	Calcosina
Área de pilas[m²]	200.000	400.000
Caudal solución[m³/min]	60	50

Efecto de la temperatura sobre la lixiviación

Existen diversos estudios donde se comprueba un aumento en la eficiencia de los procesos de lixiviación con un aumento de la temperatura.

Estudio 1

Felix W. Ntengwe, The Leaching of Dolomitic-Copper Ore Using Sulphuric Acid Under Controlled Conditions, The Open mineral processing Journal, 2010 [7].

En la figura 2.13 se nota la fuerte interacción entre la temperatura y la eficiencia de los procesos de lixiviación para la calcopirita (mineral de cobre). Lamentablemente estas pruebas fueron hechas para una cantidad pequeña de calcopirita (500 g) y el tamaño de partícula fue de alrededor a unos 100 micrones, lo cual no se asemeja a las condiciones de las pilas de lixiviación reales.[7]

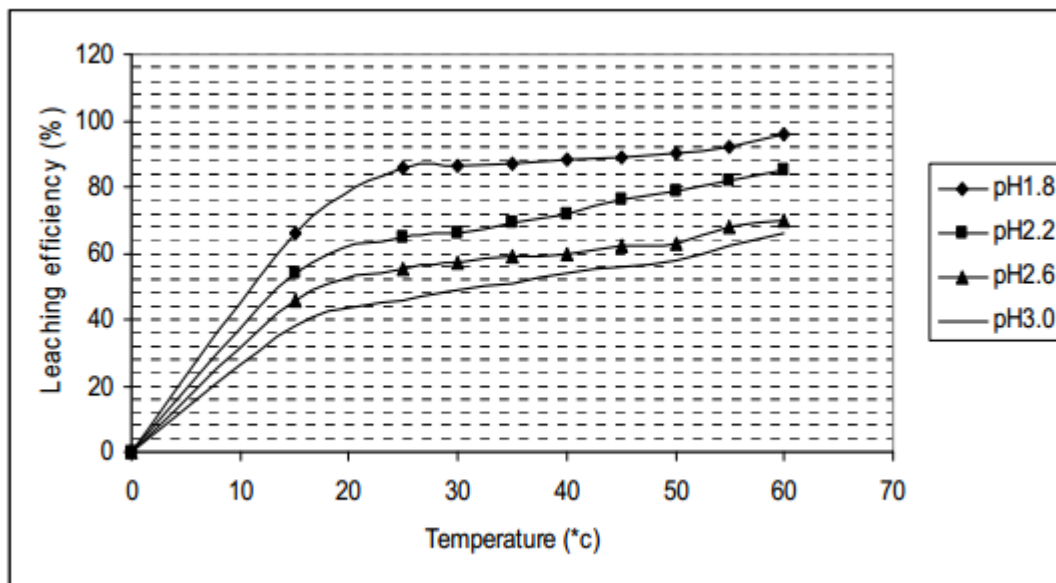


Figura 2.13 Eficiencia de la lixiviación versus la temperatura.

Estudio 2

Temperature Effects on Bacterial Leaching of Sulfide Minerals in Shake Flask Experiments, Lasse Ahonen and Olli H. Tuovinen, Applied and environmental Microbiology, Jan 1991, p138-145 [4].

Realizaron 8 pruebas a distintas temperaturas para la biolixiviación de varios minerales de cobre, entre ellos la calcopirita. Donde se pudo observar que la calcopirita disminuye su tiempo de biolixiviación obteniendo mayor solubilidad mientras mayor es la temperatura. El tamaño de las partículas de mineral ensayado fue de 590 micrómetros. En las figuras 2.14 y 2.15 se ve cómo la temperatura afecta la solubilidad de la calcopirita.

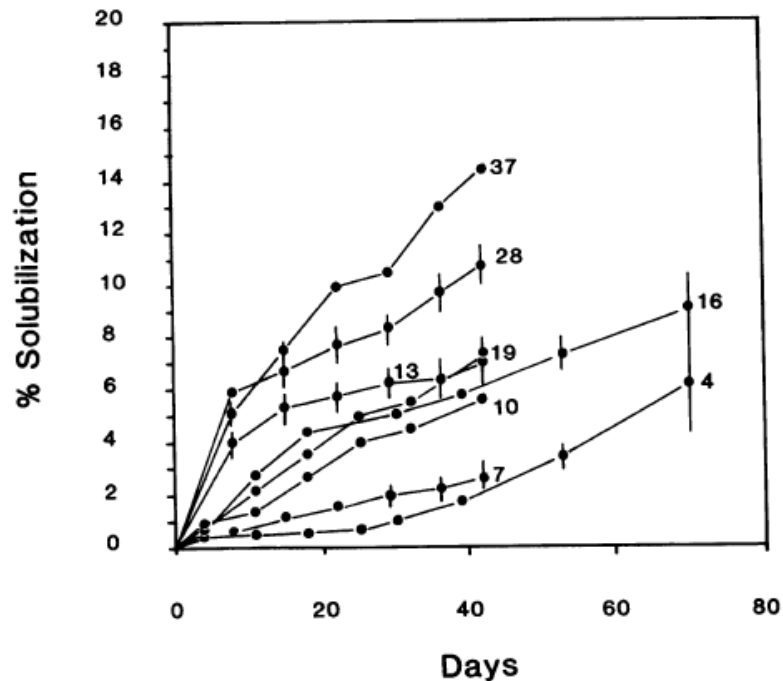


Figura 2.14 Biolixiviación de calcopirita a distintas temperaturas. La temperatura se muestra en la curva y el valor está en °C.

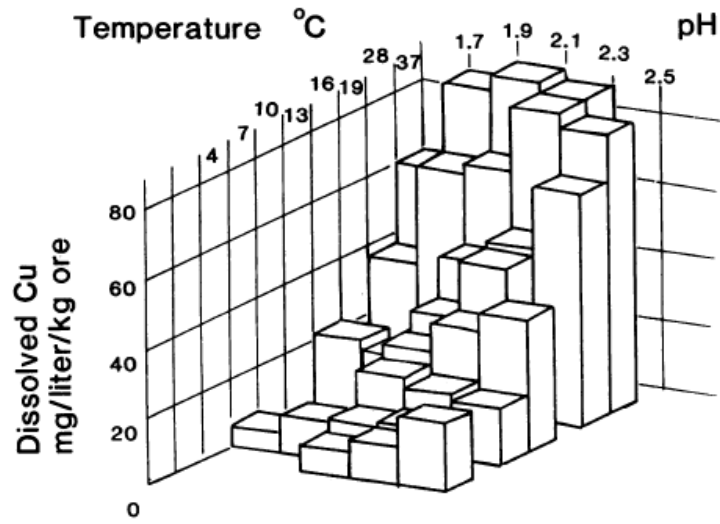


Figura 2.15 Relación de temperatura y ph en la biolixiviación de la calcopirita.

3 DESARROLLO

3.1 ANÁLISIS DE ANTECEDENTES

3.1.1 Selección de la tecnología termosolar

Luego de realizar un análisis de los antecedentes respecto a las distintas tecnologías termosolares se escoge la tecnología más adecuada para este proyecto de cogeneración. Dentro de los parámetros a considerar para la elección de la tecnología se encuentran los siguientes:

- Eficiencia del ciclo termodinámico: esto viene dado principalmente por la temperatura máxima que alcanza la tecnología.
- Madurez de la tecnología.
- Mayor futuro: cual tecnología se ve con mayores proyecciones dentro de las tecnologías Termosolares.

La tecnología Fresnel aún se encuentra en desarrollo y por ende no es elegida para este estudio. Entre las tecnologías cilindro parabólico y torre central se opta por la tecnología de torre central. Esta tiene un factor de concentración superior a 1000 soles, bastante sobre la máxima concentración de 80 soles para la tecnología de cilindro parabólico, esto permitirá alcanzar altas temperaturas para el ciclo termodinámico una vez que se encuentren los materiales adecuados para soportar tan altas temperaturas. También en los antecedentes se puede ver que para una misma potencia y capacidad de almacenamiento ambas tecnologías tienen costos casi idénticos. La tecnología de torre central también proporciona una gran estabilidad a la red eléctrica. Es por esto que se elige la tecnología de torre central. En la figura 3.1 se observa una central termosolar de torre central.



Figura 3.1 Central termosolar de torre central.

3.1.2 Interpretación de datos sobre efecto de temperatura en lixiviación y biolixiviación

Dados los antecedentes de los estudios sobre los efectos de la temperatura en los procesos de lixiviación y biolixiviación es importante cuantificar los aumentos en la obtención o mejoras en los procesos. Esto para poder posteriormente incluir los beneficios que genera el aumento de temperatura en la evaluación económica del proyecto.

Estudio 1

Este estudio fue realizado sobre una muestra pequeña de mineral (500 g) de calcopirita. Esto no se aproxima a las condiciones actuales de operación de las pilas de lixiviación y biolixiviación pero sí da una muestra de la influencia de la temperatura en este proceso.

En los gráficos figuras 2.11 y 2.12 se puede ver que aumentando la temperatura de 15°C a 30°C la eficiencia de la lixiviación de la calcopirita aumento de un 63% a un 80%. Lo que representa un incremento de un 17% en la eficiencia del proceso.

Estudio 2

Se realizaron pruebas de biolixiviación para calcopirita en frascos (shake flask). Se obtuvieron notorios incrementos en la solubilidad del cobre al aumentar la temperatura. A continuación en la tabla 3.1 se muestran los resultados de solubilidad de Cu respecto a la temperatura.

Tabla 3.1 Incidencia de la temperatura en la solubilidad de la calcopirita en biolixiviación.

Solubilidad de la calcopirita en la biolixiviación.	
Temperatura [°C]	Cobre Disuelto [mg/litro/kg mineral]
7	6
10	22
19	43
28	60
37	81

Se puede observar que la diferencia entre 7 y 10 °C ya es muy notoria, pero la temperatura de 10°C se puede dar fácilmente a temperatura ambiente. Lo interesante es como al aumentar 9 °C entre 10°C y 19°C el cobre disuelto se duplica y al aumentar 10°C más, aumenta en un 50% y luego al aumentar otros 10°C aumenta en un 30%. De este estudio sobre biolixiviación se puede ver que las ventajas de aumentar la temperatura son impresionantes llegando a aumentar casi en un 400% el cobre disuelto si se aumenta la temperatura de 10 a 37 °C.

En ambos estudios se tratan muestras a nivel de laboratorio y en condiciones bien distantes a las pilas de lixiviación que se tienen en Chile, pero sí se muestra en ambos un gran beneficio al aumentar las temperaturas de los procesos. Esto lleva a la conclusión que el aumento de temperatura propone una mejora para los procesos de lixiviación y biolixiviación.

3.2 COGENERACIÓN

Hoy en día las centrales térmicas de potencia que funcionan con ciclo Rankine utilizan presiones sub-atmosféricas en los condensadores para así aumentar el salto entálpico y la eficiencia de la turbina. Esto presenta complicaciones para la cogeneración debido a que la temperatura de condensación es muy baja. Si se ven las tablas de vapor, la temperatura de condensación para el vapor a una presión de 0,05 bar (presión habitual de condensación en estos ciclos) es de 32,88°C. Esto significa que en el condensador, la temperatura máxima que puede alcanzar el líquido de enfriamiento corresponde a 32,88°C, esta temperatura es muy baja para cualquier proceso térmico; por lo que para un sistema de cogeneración debemos aumentar la presión de escape de la turbina para así aumentar la temperatura de condensación del vapor y poder obtener mayores temperaturas para el fluido de enfriamiento a la salida del condensador. El aumento de la temperatura de condensación en relación al aumento de presión se observa en la figura 3.2.

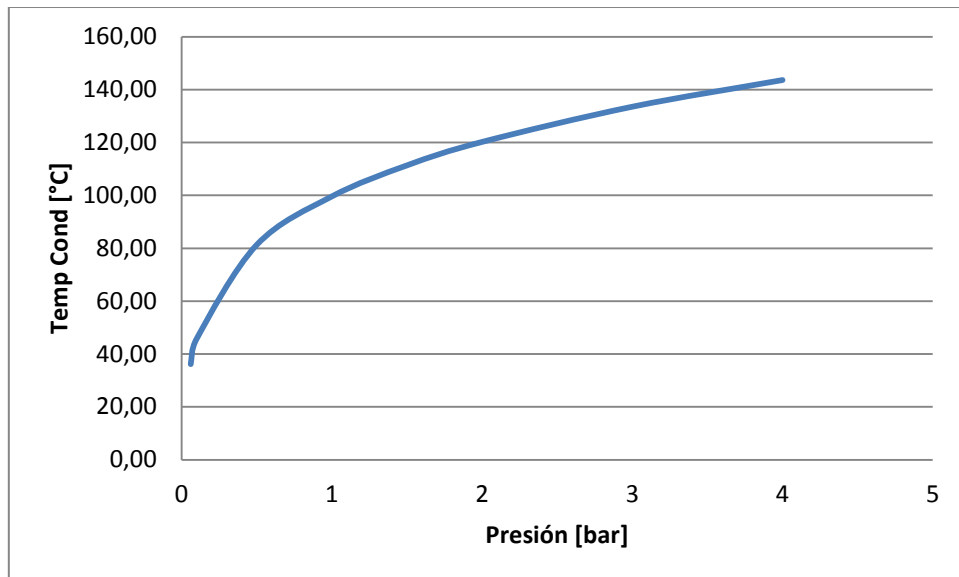


Figura 3.2. Temperatura de condensación de vapor de agua versus presión.

En la figura 3.3 se puede observar como la temperatura del fluido de enfriamiento en un condensador no puede superar la temperatura de condensación del vapor.

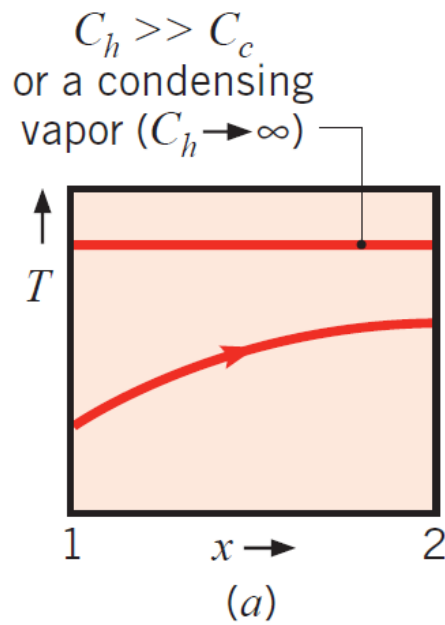


Figura 3.3. Temperaturas en un condensador.

Se puede ver que para utilizar mejor el calor de condensación hay que elevar la presión de salida del vapor de la turbina, para aumentar la temperatura de condensación del vapor, y mejorar el intercambio térmico y aumentar la temperatura obtenible a la salida del condensador.

En las turbinas siempre se desea obtener el mayor salto entálpico posible, lo cual lleva a tener vapor sobrecalentado a alrededor de unos 550 °C y a una presión de 100 bar, y luego tener una presión de salida sub-atmosférica. En la figura 3.4 se puede ver cómo afecta el salto entálpico el tener una mayor presión de salida para mejorar las condiciones de cogeneración.

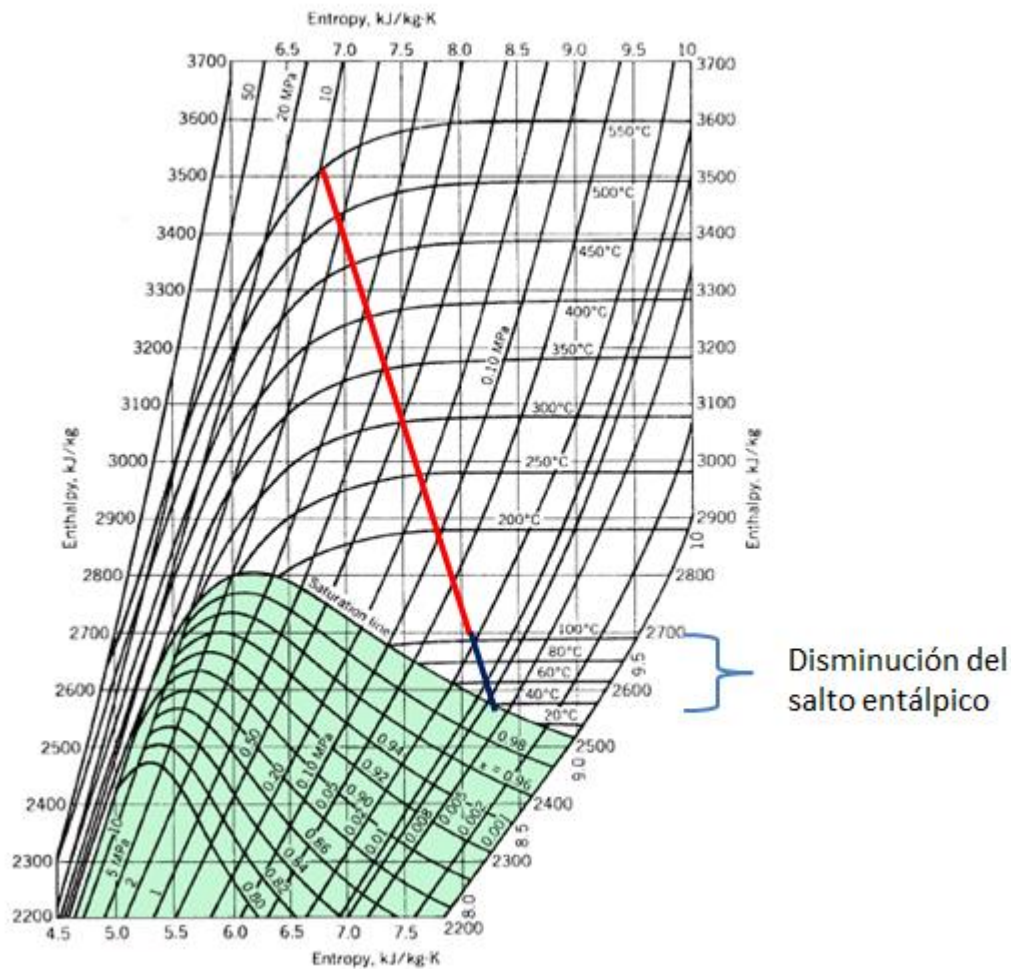


Figura 3.4. Efecto del aumento de la presión de salida de la turbina sobre el salto entálpico.

Para ver cómo influye la presión de salida en el heat to power ratio se procede a realizar unos cálculos que permitan dimensionar esta relación.

Primero se fija la presión y temperatura a la entrada de la turbina (punto 1), estos datos vienen dados por la tecnología de concentración solar que se use.

Luego se fija la presión de salida de la turbina (punto 2). Se considera una expansión irreversible para hacer más reales los cálculos, se considera que la turbina tiene una eficiencia del 90%. Para calcular la entalpía del punto 2, primero se deben calcular las condiciones en el punto 2s.

Si $h(P_{2s}, s_{2s}) < h_g(P_{2s}, T_{sat}(P_{2s}))$:

$$s_{2s} = s_1$$

$$x_{2s} = (s_{2s} - s_g)(s_g - s_l)^{-1}$$

$$h_{2s} = x_{2s}h_g + (1 - x_{2s})h_l$$

De lo contrario:

$$s_{2s} = s_1$$

$$h_{2s} = h(P_i, s_i)$$

Ahora que ya se tiene la entalpía del vapor para el punto 2s se procede a calcular la entalpía para el punto 2.

$$\eta_t = \frac{h_2 - h_1}{h_{2s} - h_1}$$

$$h_2 = h_1 - \eta_t(h_1 - h_{2s})$$

Para determinar las condiciones en el punto 3 se utiliza la misma presión que en el punto 2 y la entalpía corresponde a la del agua en estado líquido saturado a esa presión.

$$P_3 = P_2$$

$$h_3 = h_l(P_3)$$

Las condiciones en el punto 4 se calculan de manera parecida a las condiciones del punto 2 sólo que ahora no hay que preocuparse de un estado bifásico. Para el rendimiento de la bomba se considera un 90 %.

$$s_3 = s_{lsat}(P_3)$$

$$s_{4s} = s_3$$

$$h_{4s} = h_{liq}(P_4)$$

$$\eta_b = \frac{h_{4s} - h_3}{h_4 - h_3}$$

$$h_4 = h_3 - \eta_b(h_4 - h_3)$$

La potencia eléctrica que genera la turbina es:

$$P_e = \dot{m}(h_1 - h_2)\eta_{mec}\eta_{gen}$$

La potencia térmica o calor que se le debe extraer al vapor en la condensación es:

$$P_t = \dot{m}(h_2 - h_3)$$

Luego el Heat To Power Ratio es:

$$HPR = \frac{P_t}{P_e} = \frac{h_2 - h_3}{(h_1 - h_2) * \eta_{mec} \eta_{gen}}$$

Siendo

P_t = Potencia Térmica.

P_e = Potencia Eléctrica.

η_{gen} = Rendimiento del generador eléctrico.

η_{mec} = Rendimiento del acople mecánico entre la turbina y el generador eléctrico.

η_b = Rendimiento de la bomba recirculadora de agua.

η_t = Rendimiento de la turbina.

h = Entalpía.

s = Entropía.

x = Título o calidad del vapor.

P = Presión.

T_{sat} = Temperatura de saturación de vapor o temperatura de condensación.

Subíndices:

1,2,3,4 = Corresponden a las distintas ubicaciones del vapor en el ciclo Rankine.

2s, 4s = Corresponden a los estados iséntropicos.

l = líquido saturado, es decir con título de vapor igual a 0.

liq = Estado líquido.

g = Estado gaseoso, para este caso es de vapor saturado.

En la figura 3.5 se presentan gráficos de la variación del HPR acorde a las variaciones en la presión de salida de la turbina. Se considerarán 2 escenarios para el vapor de entrada a la turbina, el primero considera la entrada de vapor para una tecnología CSP que funcione con sales fundidas y el segundo es una tecnología CSP que funcione con aceites térmicos. Sólo se variarán las temperaturas del vapor a la entrada de la turbina.

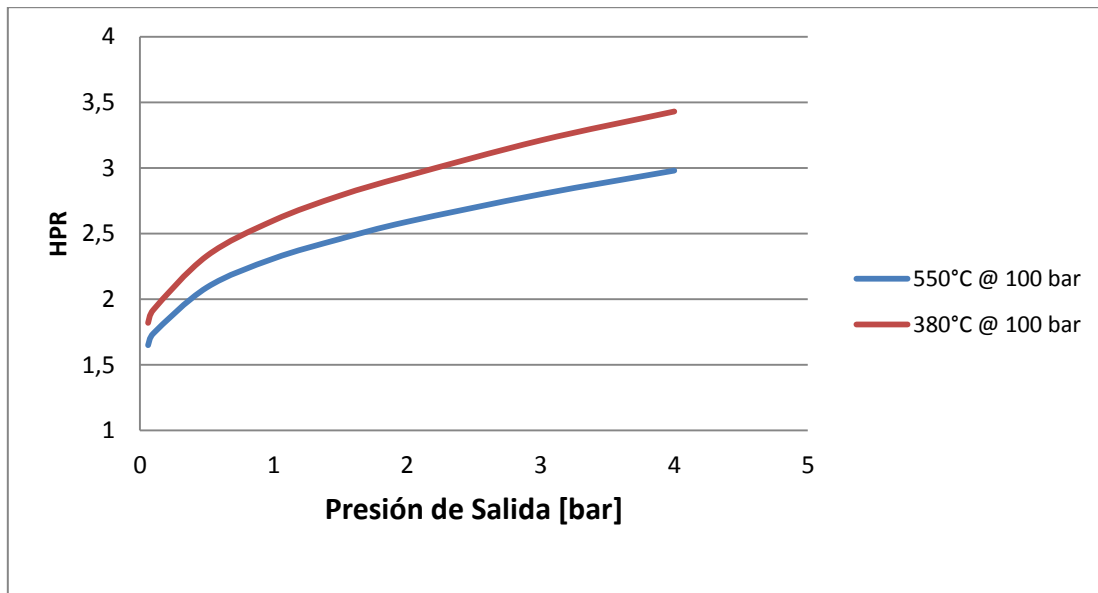


Figura 3.5. HPR versus presión de salida de la turbina.

De esta figura se concluye que al aumentar la presión de salida de la turbina, aumenta el HPR como era de esperarse. Entre 0,05 y 0,7 presenta un crecimiento rápido para después estabilizarse y presentar un aumento prácticamente lineal. El ciclo de una temperatura de entrada a la turbina de 380°C tiene un mayor HPR que el ciclo de 550°C, esto se debe a que el ciclo de 380°C tiene un menor salto entálpico y por ende menor rendimiento termodinámico.

3.3 CONSIDERACIONES PARA EL CONDENSADOR

Este capítulo considerará las principales características de diseño que se deben modificar en el condensador de carcaza y tubos acorde a sus condiciones de operación.

Presión de salida de la turbina:

La presión de salida de la turbina es la presión que tiene que soportar la carcaza versus la presión exterior. Al variar esta presión hay que tenerla en cuenta para el diseño de la carcaza.

Líquidos de Enfriamiento:

Dependiendo de si el líquido de enfriamiento es agua o algún otro tipo de líquido se debe utilizar un material para los tubos que van por dentro de la carcaza que asegure una buena resistencia a la corrosión y por ende asegurar un buen funcionamiento y larga vida útil.

La elección de un material inadecuado puede resultar en una rotura de los tubos por, corrosión o grietas y por ende contaminar el vapor lo que podría causar daños mayores a toda la planta térmica debido a que ésta diseñada para operar con agua y vapor de agua.

Para asegurar una alta confiabilidad del sistema y evitar una filtración de elementos no deseados en la carcaza, que puedan contaminar el vapor, se puede considerar un intercambiador de calor extra. El cual intercambia calor entre el líquido de enfriamiento y agua destilada, la cual circularía en un ciclo cerrado entre el intercambiador de calor y el condensador de carcaza y tubos, como se muestra en la figura 3.6.

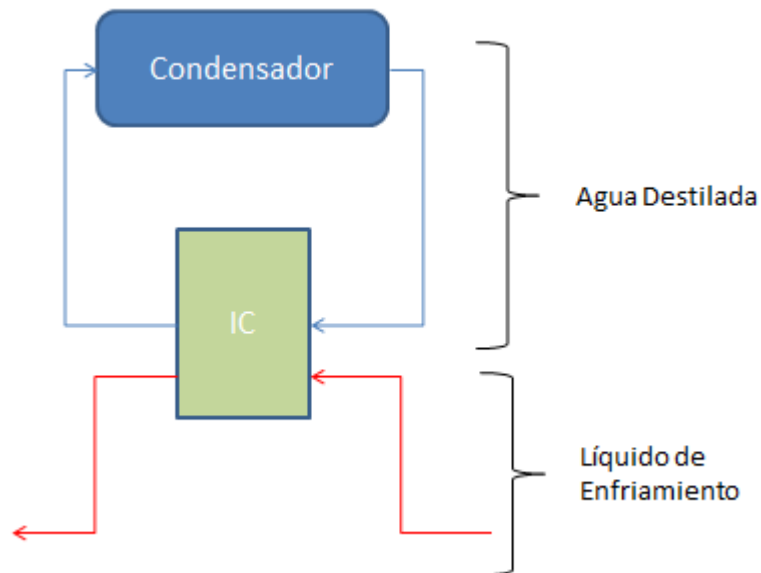


Figura 3.6 Esquema de solución para el intercambio térmico entre solución lixivante y el vapor de agua.

Para tratar soluciones con ácido sulfúrico se pueden emplear los siguientes materiales :

- Durimet
- Hasteloy C

3.4 ESTIMACIÓN DE TAMAÑO DE LA PLANTA TERMOSOLAR

Todas las pilas de lixiviación tienen una altura y un área que nos da un volumen total de mineral. Utilizaremos como unidad básica de medida para dimensionar la planta termosolar el volumen total de mineral de la planta. Se considerará que el tamaño de las pilas (TP) de lixiviación es constante a través del año.

$$TP = h(\text{altura de pila}) * s(\text{superficie total de pilas})$$

Por cada metro cúbico de mineral se requiere un caudal de solución ácida adecuado que depende del tipo de mineral y sus características físicas (tamaño de partícula). Este caudal de solución lo llamaremos tasa de solución (TS).

$$TS = \frac{m^3 \text{ de solución}}{m^3 \text{ de mineral} * \text{ tiempo}}$$

Luego el caudal de solución de cada mina (Q_s) acorde al tamaño de sus pilas viene dado por la siguiente ecuación.

$$Q_s = TP * TS$$

El calor extraíble o el calor que se podrá disipar mediante el uso de la solución lixivante como fluido de enfriamiento en el condensador viene dado por la siguiente ecuación.

$$Q_{ex} = Q_s * c_p (t_{out} - t_{in})$$

Dónde:

Q_{ex} = Calor extraíble.

c_p = Calor específico de la solución.

t_{out} = Temperatura de salida de la solución del condensador.

t_{in} = Temperatura de entrada de la solución al condensador.

En base a la temperatura salida deseada se determinara la temperatura de saturación lo que se realizará en la sección siguiente.

Una vez obtenida la temperatura de saturación óptima del vapor, se determina el HPR y iguala la potencia térmica al calor extraíble, luego se despeja la potencia eléctrica.

$$Q_{ex} = P_t$$

$$HPR = \frac{P_t}{P_e} = \frac{Q_{ex}}{P_e}$$

$$P_e = \frac{Q_{ex}}{HPR}$$

Con esto se obtiene la potencia eléctrica que sería capaz de generar una planta termosolar acorde a las condiciones de operación y tamaño de las pilas de lixiviación. La potencia eléctrica ya calculada y el almacenamiento térmico deseado determinaran el tamaño de la planta termosolar.

Se considera una planta de 20 MW eléctricos con un heat to power ratio de 1,86 que corresponde a una temperatura de condensación de 40°C. Y además se considera un aumento

de la temperatura de 20 °C para la solución lixiviante. Con estos datos obtenemos un caudal de solución lixiviante de:

$$Q = \frac{20 * 1000 \left[\frac{kJ}{s} \right] * 60 \left[\frac{seg}{min} \right] * 1,86}{4,12 \left[\frac{kJ}{lt^{\circ}C} \right] * 20^{\circ}C * 1000 \left[\frac{lt}{m^3} \right]} = 27,08 \left[\frac{m^3}{min} \right]$$

Este flujo es cercano a la mitad del flujo de las plantas de lixiviación expuestas en los exponentes.

3.5 APLICACIÓN DE CALOR SOBRE LAS PILAS DE LIXIVIACIÓN O BIOLIXIVIACIÓN

Debido a al aumento de la temperatura de las soluciones lixiviantes surgen nuevos inconvenientes que hay que evaluar para no tener mayores problemas en los procesos de lixiviación y biolixiviación. Uno de los principales problemas podría ser las pérdidas de agua por evaporación ya que al aumentar la temperatura también aumentan las tasas de evaporación. Actualmente existen métodos de aplicación de la solución lixiviante sobre la pila de lixiviación o biolixiviación donde se utilizan aspersores al igual que para regar las plantaciones.



Figura 3.7 Aspersores en pila de lixiviación.

Bajo este tipo de esparcimiento de la solución las gotas entran en contacto prolongado con el aire lo que aumentaría las pérdidas por evaporación. Una solución que se propone es tapar las pilas de lixiviación con láminas retráctiles de polietileno de alta densidad y realizar la distribución de la solución lixiviante mediante un sistema similar al riego por goteo.

El HDPE es un material que no muestra alteraciones en el rango de 20°-50°C para soluciones con ácido sulfúrico entre un 20% - 60%, y además es de bajo costo. [8]

El sistema para minimizar las pérdidas por evaporación en la superficie de las pilas de lixiviación y biolixiviación es el siguiente.

Bajo la lámina de HDPE debe ir el sistema de riego por goteo.

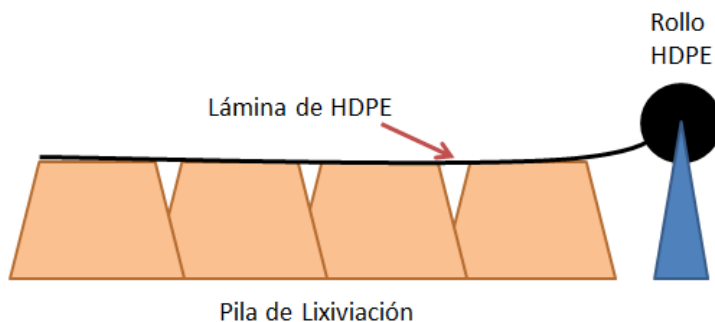


Figura 3.8 Esquema de solución para evitar pérdidas por evaporación en la superficie de las pilas de lixiviación y biolixiviación.

3.6 REFRIGERACIÓN POR AIRE

Como ya se explicó en los antecedentes, la refrigeración por aire de centrales termosolares tiene grandes desventajas. El principal problema es la baja que causa en el rendimiento del ciclo termodinámico. Esto ocurre debido a que se debe aumentar la presión de salida para así aumentar la temperatura de condensación del vapor. Esto es necesario ya que se requiere una diferencia de temperatura de al menos 15 grados entre la temperatura ambiente (T_{amb}) y la temperatura de condensación del vapor (T_{cond}), es decir:

$$T_{cond} \leq (T_{amb} - 15^{\circ}C)$$

Esta diferencia de temperatura da el óptimo rendimiento para la central termoeléctrica, ya que si se disminuye esta diferencia se debe aumentar la potencia de los ventiladores que consumen mucha energía. Y si se aumenta la diferencia se disminuye la eficiencia del ciclo termodinámico como se vio anteriormente.

4 ANÁLISIS DE CASOS

4.1 CASOS A ANALIZAR

Se tomarán 5 casos para ver la producción anual de energía y así compararlos entre sí. Estos mismos 5 casos serán evaluados económicamente posteriormente.

Caso 1: CENTRAL TERMOSOLAR SIN COGENERACIÓN ENFRIADA POR AIRE

Una central CSP de torre central con refrigeración evaporativa, que es posible en algún lugar donde el agua no sea un recurso escaso.

Tabla 4.1 Condiciones de Operación Caso 1

Condiciones de operación Caso 1	
Presión y Temperatura	550°C / 100 bar
Presión Condensación	0,05 bar
Temperatura de Condensación	32,88°C
Almacenamiento térmico (TES)	10 horas

Caso 2: CENTRAL TERMOSOLAR SIN COGENERACIÓN ENFRIADA POR AIRE

Una central CSP de torre central con refrigeración por aire. Para determinar la temperatura (y por ende presión) de condensación se debe saber las condiciones de temperatura en el lugar donde estaría ubicada la planta. Para la ciudad de Calama, las temperaturas son las siguientes.

Tabla 4.2 Temperaturas medias, mínimas y máximas para la ciudad de Calama.

.	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	TOTAL
T. Media (°C)	15,1	14,9	13,9	12,1	10,3	8,7	8,6	9,4	11,2	12,7	14,1	14,8	12,2
T. Mínima (°C)	5,1	5,5	4,4	2,2	0,7	-0,5	-0,9	-0,9	0,4	1,7	2,8	3,6	2,0
T. Máxima (°C)	24,1	24,1	23,6	23,0	22,1	20,6	20,9	21,5	22,6	23,7	24,2	24,4	22,9

Fuente: Dirección Meteorológica de Chile.

Con estos datos se debe definir la temperatura de diseño para el sistema de refrigeración por aire, la cual será elegida como la temperatura media máxima. Luego la temperatura de condensación viene dada por:

$$T_{cond} = 22,9 + 15^{\circ}C = 38^{\circ}C$$

Luego si vamos a la las tablas de vapor y buscamos la presión de condensación para una temperatura de 38°C se obtiene:

$$P_{sat\ 38^{\circ}C} = 0,066\ bar$$

Tabla 4.3 Condiciones de Operación Caso 2.

Condiciones de operación Caso 2	
Presión y Temperatura	550°C / 100 bar
Presión Condensación	0,066 bar
Temp Condensación	38°C
Almacenamiento térmico (TES)	10 horas

Caso 3.1: CENTRAL TERMOSOLAR CON COGENERACIÓN PARA OBTENER SOLUCIÓN LIXIVIANTE A 30°C.

Este caso considera lo que se propone en este trabajo. El enfriamiento se realiza mediante un condensador de carcasa y tubos utilizando la solución lixivante. La temperatura de condensación se define similarmente a la temperatura de condensación en la refrigeración por aire. Se debe definir la temperatura de condensación en base a la temperatura que se desea para solución lixivante. Para este caso se utilizará una temperatura de salida para la solución lixivante (T_{lix}) de 30°C.

$$T_{lix} = 30^{\circ}C$$

Para que el intercambio térmico en el condensador la temperatura de condensación debe ser 10°C superior a la temperatura de salida de la solución lixivante (T_{lix}).

$$T_{cond} = 40^{\circ}C$$

Luego buscando en las tablas de vapor, la presión de condensación para una temperatura de 40°C es igual a:

$$P_{cond\ 40^{\circ}C} = 0,074\ bar$$

Tabla 4.4 Condiciones de operación Caso 3.1.

Condiciones de operación Caso 3.1	
Presión y Temperatura	550°C / 100 bar
Presión Condensación	0,074 bar
Temp Condensación	40°C
Almacenamiento térmico (TES)	10 y 13 horas

Caso 3.2: CENTRAL TERMOSOLAR CON COGENERACIÓN PARA OBTENER SOLUCIÓN LIXIVIANTE A 40°C.

Es lo mismo que el caso anterior solo que se cambia la temperatura que se desea obtener para la solución lixivante. Para este caso se utilizará una temperatura de salida para la solución lixivante (T_{lix}) de 40°C.

$$T_{lix} = 40^{\circ}C$$

Para que el intercambio térmico en el condensador la temperatura de condensación debe ser 10°C superior a la temperatura de salida de la solución lixivante (T_{lix}).

$$T_{cond} = 50^{\circ}C$$

Luego buscando en las tablas de vapor, la presión de condensación para una temperatura de 50°C es igual a:

$$P_{cond\ 50^{\circ}C} = 0,124\ bar$$

Tabla 4.5 Condiciones de operación caso 3.2.

Condiciones de operación Caso 3.2	
Presión y Temperatura	550°C / 100 bar
Presión Condensación	0,124 bar
Temp Condensación	50°C
Almacenamiento térmico (TES)	10 y 13 horas

Caso 3.3: CENTRAL TERMOSOLAR CON COGENERACIÓN PARA OBTENER SOLUCIÓN LIXIVIANTE A 50°C.

Es lo mismo que ambos casos anteriores solo que se cambiará la temperatura que se desea obtener para la solución lixivante. Para este caso se utilizará una temperatura de salida para la solución lixivante (T_{lix}) de 50°C.

$$T_{lix} = 50^{\circ}C$$

Para que el intercambio térmico en el condensador la temperatura de condensación debe ser 10°C superior a la temperatura de salida de la solución lixivante (T_{lix}).

$$T_{cond} = 60^{\circ}C$$

Luego buscando en las tablas de vapor, la presión de condensación para una temperatura de 60°C es igual a:

$$P_{cond\ 60^{\circ}C} = 0,199\ bar$$

Tabla 4.6 Condiciones de operación caso 3.3.

Condiciones de operación Caso 3.3	
Presión y Temperatura	550°C / 100 bar
Presión Condensación	0,199 bar
Temp Condensación	60°C
Almacenamiento térmico (TES)	10 y 13 horas

4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA SIMULACIÓN EN SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)

Para la simulación en SAM se debe crear un nuevo proyecto luego se selecciona la tecnología, que para este caso se elegirá “Concentrating Solar Power” dentro de la cual se selecciona “Molten Salt Power Tower” que corresponde a la tecnología de torre central con sales fundidas que fue la tecnología escogida previamente.

Una vez dentro de la ventana del proyecto se definen todas las condiciones necesarias para el proyecto.

1.-Ubicación y recurso solar: La ubicación de la que se ha hablado para el proyecto es los alrededores de la ciudad de Calama. Lamentablemente no se cuenta con los suficientes datos del recurso solar para esta ubicación. Esto debido a que para calcular la generación de una planta termosolar se requieren los datos de DNI (radiación directa seguimiento ideal) por hora, y estos no están disponibles para Calama. Mediante el *método de Bird para día claro* se pueden obtener los valores para la GHI (radiación directa plano horizontal) anual y la DNI anual [9].

Tabla 4.7 Radiación para Calama [9].

Radiación directa en plano horizontal	Radiación directa seguimiento ideal
2265[kWh/m ² /año]	3570[kWh/m ² /año]

Los datos para la radiación directa en plano horizontal concuerdan con los datos disponibles para la ciudad de Calama lo que indica que el método utilizado tiene una precisión más que aceptable. [10].

El software SAM trae datos incluidos para distintas ubicaciones en los Estados Unidos que cuentan con los datos de DNI por hora necesarios para estimar la generación de una planta termosolar. Lo que se hará es utilizar una ubicación determinada, establecer una relación directa entre la radiación DNI anual de esa ubicación y la radiación anual DNI de Calama.

$$Rel = \frac{DNI_2}{DNI_1}$$

Se utilizaran los siguientes datos

Tabla 4.8 Datos de irradiación Dagget y Calama.

Ubicación	DNI anual [kWh/m ²]
Calama, Chile	3570
Dagget, California, USA	2791,4

Luego:

$$Rel = \frac{3570}{2791,4} = 1,278$$

Luego se utiliza este factor para multiplicar los resultados de generación eléctrica que se obtienen de la simulación en SAM.

2.- Campo de Heliostatos y Torre Central: En estos ítems se dejarán los datos que vienen por default para un ciclo de generación de 20 MW de potencia eléctrica. Los datos más globales se presentan a continuación.

3.- Ciclo de Potencia: Acá se define la potencia eléctrica a generar, las condiciones de operación y lo que más interesa y donde se ingresarán las diferencias entre los distintos casos, que es el bloque de condensación.

Tabla 4.9 Características principales del bloque de Potencia.

Características del Bloque de Potencia	
Potencia Eléctrica	20 [MW]
Potencia térmica de diseño	55,83 [MW]
Temperatura entrada turbina	550[°C]
Presión del evaporador	100 [bar]
Potencia de la turbina	115 [MW]
Rendimiento mecánico + eléctrico	87%

Para el bloque de condensación se deben ingresar los siguientes factores:

- Temperatura Ambiente de diseño: como se vió anteriormente, se considerará el promedio de máximas para la ciudad de Calama, lo que vendría a ser 23°C.
- Aumento de temperatura del agua en el condensador (refrigeración evaporativa): Es el aumento total del agua refrigeración entre la entrada y la salida del condensador.
- Temperatura de acercamiento (refrigeración evaporativa): es la temperatura con la ingresa el agua de refrigeración, esta variará para cada caso.
- ITD al punto de diseño (refrigeración por aire): corresponde al aumento de temperatura del aire entre la entrada y salida del condensador, mas la diferencia de temperatura entre la temperatura del condensador y la temperatura de salida del aire en el condensador.
- Presión mínima del condensador: esta correspondera a las presiones que definimos anteriormente para casa caso acorde a las temperaturas de condensación.

4.- Almacenamiento Térmico: Para las simulaciones se considerará dos almacenamientos térmicos. Un almacenamiento térmico de 10 horas (TES10) y un almacenamiento térmico de 13 horas (TES13).

4.3 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Simulación Caso 1

Se elige refrigeración evaporativa. Luego se escoge la temperatura ambiente como la temperatura máxima media para Calama.

La temperatura de aproximación del agua de refrigeración se considera como la temperatura media ambiental para Calama, la cual corresponde a 12,2°C.

El aumento de temperatura que se considerará es de 10°C entre la temperatura de entrada y de salida en el condensador.

La presión mínima del condensador es de 0,05 bar. El software SAM solo acepta presiones en medida de pulgadas de mercurio (inHg).

$$1 \text{ bar} = 29,53 [\text{inHg}]$$
$$0,05 \text{ bar} = 1,476 [\text{inHg}]$$

Resumen de las condiciones para el bloque de refrigeración en el caso 1.

Tabla 4.10 Condiciones bloque de refrigeración Caso 1

Condiciones bloque de refrigeración Caso 1	
Tipo de Refrigeración	Evaporativa
Temperatura Ambiente	23°C
Temperatura aproximación agua	12,2°C
Aumento de Temp en el condensador	10°C
Presión mínima del condensador	1,476 inHg

Luego de ejecutar la simulación se obtienen los siguientes resultados para la generación eléctrica anual. Estas se encuentran en la tabla 3.13.

Tabla 4.11 Resultados simulaciones caso 1.

Caso 1		
	AT10	AT13
Generación Anual [kWh]	140.544.841	176.495.799

Simulación Caso 2

Se elige refrigeración por aire. Luego se escoge la temperatura ambiente como la temperatura máxima media para Calama.

El ITD será de 15°C que es lo recomendado por SAM para los sistemas de refrigeración por Aire. Y fue el valor que se usó anteriormente para determinar la Temperatura de condensación.

La presión mínima del condensador es de 0,066 bar.

$$1 \text{ bar} = 29,53 \text{ [inHg]}$$

$$0,066 \text{ bar} = 1,948 \text{ [inHg]}$$

Resumen de las condiciones para el bloque de refrigeración en el caso 2.

Tabla 4.12 Condiciones bloque de refrigeración Caso 2

Condiciones bloque de refrigeración Caso 2	
Tipo de Refrigeración	Por aire
Temperatura Ambiente	23°C
ITD	16°C
Presión mínima del condensador	1,948 inHg

Luego de ejecutar la simulacion se obtienen los siguientes resultados para la generación eléctrica anual. Estas se encuentran en la tabla 3.15.

Tabla 4.13 Resultados simulaciones caso 2.

Caso 2		
	AT10	AT13
Generación [kWh]	130.095.931	168.428.469

Simulación Caso 3.1

Se elige refrigeración evaporativa. Luego se escoge la temperatura ambiente como la temperatura máxima media para Calama.

La temperatura de aproximación del agua de refrigeración correspondera a la temperatura de la solución lixiviante cuando entra al condensador. Para esto se considerará que la solución entra a una temperatura correspondiente a la temperatura media para Calama. Con esto se quiere decir que la temperatura de la solución lixiviante baja su temperatura al pasar a través de las pilas de lixiviación y tuberías hasta llegar a la temperatura media del aire para Calama. Esta temperatura corresponde a 12,2°C.

El aumento de temperatura que se considerará corresponde al aumento de temperatura entre la temperatura de ingreso al condensador que corresponde a 12,2°C y la de salida que corresponde a 30°C. Por ende el aumento de temperatura vendría a ser:

$$\text{Aumento de Temperatura en Condensador} = 30 - 12,2 = 17,8^\circ\text{C}$$

La presión mínima del condensador es de 0,124 bar.

$$1 \text{ bar} = 29,53 \text{ [inHg]}$$

$$0,124 \text{ bar} = 3,661 \text{ [inHg]}$$

Resumen de las condiciones para el bloque de refrigeración en el caso 3.1.

Tabla 4.14 Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.1

Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.1	
Tipo de Refrigeración	Evaporativa
Temperatura Ambiente	23°C
Temperatura aproximación agua	12,2°C
Aumento de Temp en el condensador	17,8°C
Presión mínima del condensador	3,661 inHg

Luego de ejecutar las simulaciones se obtienen los siguientes resultados para la generación eléctrica anual y el Heat to Power Ratio (HPR) que se obtiene mediante el metodo explicado anteriormente. Los resultados se observan en la tabla 3.17.

Tabla 4.15 Resultados simulaciones Caso 3.1.

Caso 3.1			
	AT10	AT13	HPR
Generación [kWh]	140.233.489	175.987.111	1,86

Simulación Caso 3.2

Todo es igual que en el caso 3.1 para este caso, excepto las temperaturas y aumento de temperatura en el bloque de condensación.

El aumento de temperatura que se considerará corresponde al aumento de temperatura entre la temperatura de ingreso al condensador que corresponde a 12,2°C y la de salida que corresponde a 40°C. Por ende el aumento de temperatura vendría a ser:

$$\text{Aumento de Temperatura en Condensador} = 40 - 12,2 = 27,8^{\circ}\text{C}$$

La presión mínima del condensador es de 0,124 bar.

$$1 \text{ bar} = 29,53 \text{ [inHg]}$$

$$0,124 \text{ bar} = 3,661 \text{ [inHg]}$$

Resumen de las condiciones para el bloque de refrigeración en el caso 3.2.

Tabla 4.16 Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.2.

Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.2	
Tipo de Refrigeración	Evaporativa
Temperatura Ambiente	23°C
Temperatura aproximación agua	12,2°C
Aumento de Temp en el condensador	27,8°C
Presión mínima del condensador	3,661 inHg

Luego de ejecutar las simulaciones se obtienen los siguientes resultados para la generación eléctrica anual y el Heat to Power Ratio (HPR) que se obtiene mediante el metodo explicado anteriormente. Los resultados se observan en la tabla 3.19.

Tabla 4.17 Resultados simulaciones caso 3.2.

Caso 3.2			
	AT10	AT13	HPR
Generación [kWh]	139.538.562	175.092.243	1,96

Simulación Caso 3.3

Todo es igual que en el caso 3.2 y 3.1 para este caso, excepto las temperaturas y aumento de temperatura en el bloque de condensación.

El aumento de temperatura que se considerará corresponde al aumento de temperatura entre la temperatura de ingreso al condensador que corresponde a 12,2°C y la de salida que corresponde a 40°C. Por ende el aumento de temperatura vendría a ser:

$$\text{Aumento de Temperatura en Condensador} = 50 - 12,2 = 37,8^{\circ}\text{C}$$

La presión mínima del condensador es de 0,124 bar.

$$1 \text{ bar} = 29,53 [\text{inHg}]$$

$$0,199 \text{ bar} = 5,876 [\text{inHg}]$$

Resumen de las condiciones para el bloque de refrigeración en el caso 3.3.

Tabla 4.18 Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.3

Condiciones bloque de refrigeración Caso 3.3	
Tipo de Refrigeración	Evaporativa
Temperatura Ambiente	23°C
Temperatura aproximación agua	12,2°C
Aumento de Temp en el condensador	37,8°C
Presión mínima del condensador	3,661 inHg

Luego de ejecutar las simulaciones se obtienen los siguientes resultados para la generación eléctrica anual y el Heat to Power Ratio (HPR) que se obtiene mediante el metodo explicado anteriormente. Los resultados se observan en la tabla 3.3.

Tabla 4.19 Resultados simulaciones caso 3.3.

Caso 3.3			
	AT10	AT13	HPR
Generación [kwh]	135.848.767	170.251.659	2,07

4.3.1 Análisis de resultados de las simulaciones.

La refrigeración por aire en el caso 2 significo una disminución en un 7,14 % en la generación eléctrica versus el caso 1 donde se utiliza refrigeración evaporativa, esto fue para almacenamiento térmico de 10 horas. Para un almacenamiento térmico de 13 horas la disminución en generación de energía eléctrica debido a la refrigeración por aire fue de un 4,54 %.

En los casos con cogeneración, la generación eléctrica fue disminuyendo a medida que aumentaba la temperatura de salida. Esto responde a lo esperado acorde a lo visto en la sección de Cogeneración.

5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

5.1 COSTOS DE LA ENERGÍA TÉRMICA

Se debe calcular el precio de la energía térmica en una planta minera. En estas ubicaciones generalmente remotas el combustible utilizado para generar calor en los procesos que así lo requieren es el petróleo diésel.

El petróleo diésel hoy en día tiene un precio de [11]:

Precio del Petróleo Diesel	1,3 USD/litro
-----------------------------------	----------------------

El poder calorífico y la densidad del petróleo diésel es de:

Poder Calorífico Inferior (PCI)	9,98 [kWh/litro]
Densidad	0,85 [kg/litro]

Luego si se considera una caldera con una eficiencia de un 90% sobre el poder calorífico inferior podemos obtener el precio del MWh térmico mediante las siguientes ecuaciones.

La energía generada por la caldera viene dada por:

$$E \text{ térmica} = \text{litros de combustible} * PCI * 0,9$$

Para obtener un MWh entonces se despeja la cantidad de litros necesarios para esto.

$$\frac{1[MWh] * 1000}{PCI * 0,9} = \text{litros de Combustible}$$

Reemplazando se obtiene.

$$\text{litros de combustible por MWh} = 111,33 \text{ litros}$$

Lo que nos da un valor de:

Precio por MWh térmico mediante Diesel	144,79 USD
---	-------------------

5.2 MODELO DE NEGOCIOS

El modelo de negocios propuesto consiste en la venta de energía eléctrica y térmica a una empresa minera. La empresa generadora no tiene ninguna relación con la empresa minera, excepto un contrato por la venta de energía eléctrica y térmica a precios acordados entre las dos partes. Este contrato debe ser por un periodo que asegure la rentabilidad de la planta termosolar para la empresa generadora, y por otro lado, debe asegurar la rentabilidad de la

inversión por parte de la empresa minera en la adecuación de sus procesos de lixiviación y/o biolixiviación.

Los precios de la energía eléctrica y energía térmica deben ser acordados por las dos partes. Los precios utilizados para la evaluación económica se exhiben en la tabla XX . También se incorpora un incremento anual para el precio de ambas energías. El precio de la energía eléctrica también es conocido en inglés como PPA (Power Purchase Agreement).

Tabla 5.1. Precios de venta de energía.

Precios Energía		
Precio energía eléctrica	0,1-0,15	cents/kWh
Precio energía térmica	0,05	cents/kWh
Incremento E. Eléctrica anual	1	%
Incremento E. Térmica anual	1	%
Precio energía eléctrica	100-150	USD/MWh
Precio energía térmica	50	USD/MWh

Se utiliza un costo de 50 dólares por MWh térmico, este precio es un 34% del valor del precio del MWh térmico generado mediante calderas a petróleo diésel. Este valor puede ser modificado una vez que se puedan estimar precisamente los beneficios del aumento de temperatura en las pilas de lixiviación a escala real. Una vez que se pueda realizar eso, se puede llegar a un acuerdo de precio para la energía térmica entre la generadora y la minera (consumidor). Se toma como un supuesto que este precio sería muy atractivo para las mineras.

5.3 COSTOS

A continuación se presentan los costos de capital directo en la tabla 5.2 [6].

Tabla 5.2. Costos de capital directos.

Costos de Capital Directos	VALOR AT 10 [USD]	VALOR AT 13 [USD]
Preparación Terreno	3.867.367,80	5.027.578,14
Campo de Heliostatos	46.408.413,60	60.330.937,68
Sistema de Control	8.050.000,00	8.050.000,00
Bloque de Potencia	27.600.000,00	27.600.000,00
Almacenamiento	15.074.640,00	19.597.032,00
Costo Torre Central	5.699.719,00	7.409.634,70
Costo del Receptor	17.500.882,20	22.751.146,86
Contingencia	11.178.092,03	13.568.969,64
Total Costo Capital Directo	135.379.114,63	164.335.299,02

En la tabla 5.3 se presentan los costos de capital indirectos [6].

Tabla 5.3 Costos de capital indirectos.

Costos de Capital indirectos	AT 10	AT 13
Hectáreas de Terreno (ha)	158,07	205,49
Costo por hectárea [USD]	10.000,00	10.000,00
Costos Por Terreno [USD]	3.906.000,00	5.077.800,00
EPC (11% del valor total de capital directo) [USD]	14.891.702,61	18.076.882,89
Total Costo Capital Indirecto [USD]	18.797.702,61	23.154.682,89

En a tabla 5.4 se presentan los costos de operación y mantenimiento [6].

Tabla 5.4. Costos de Operación y Mantenimiento.

Costos de Operación y Mantenimiento	AT 10	AT 13
Costo Fijo Anual por Capacidad [USD/kW-año]	65	84
Costo Variable por generación [USD/MWh]	4	4

En la tabla 5.5 se presentan los costos totales de la planta y el costo por potencia instalada (20 MW).

Costo Totales	AT 10	AT 13
TOTAL Directo + Indirecto [USD]	154.176.817,24	187.489.981,92
Costo por potencia Instalada [USD/MWe]	7.708.840,86	9.374.499,10

A continuación en las figuras 5.1 y 5.2 se muestran dos gráficos de torta que muestran el porcentaje de participación de cada ítem en el costo total del proyecto. Una figura muestra para el caso AT 10 y otra para el caso AT13.

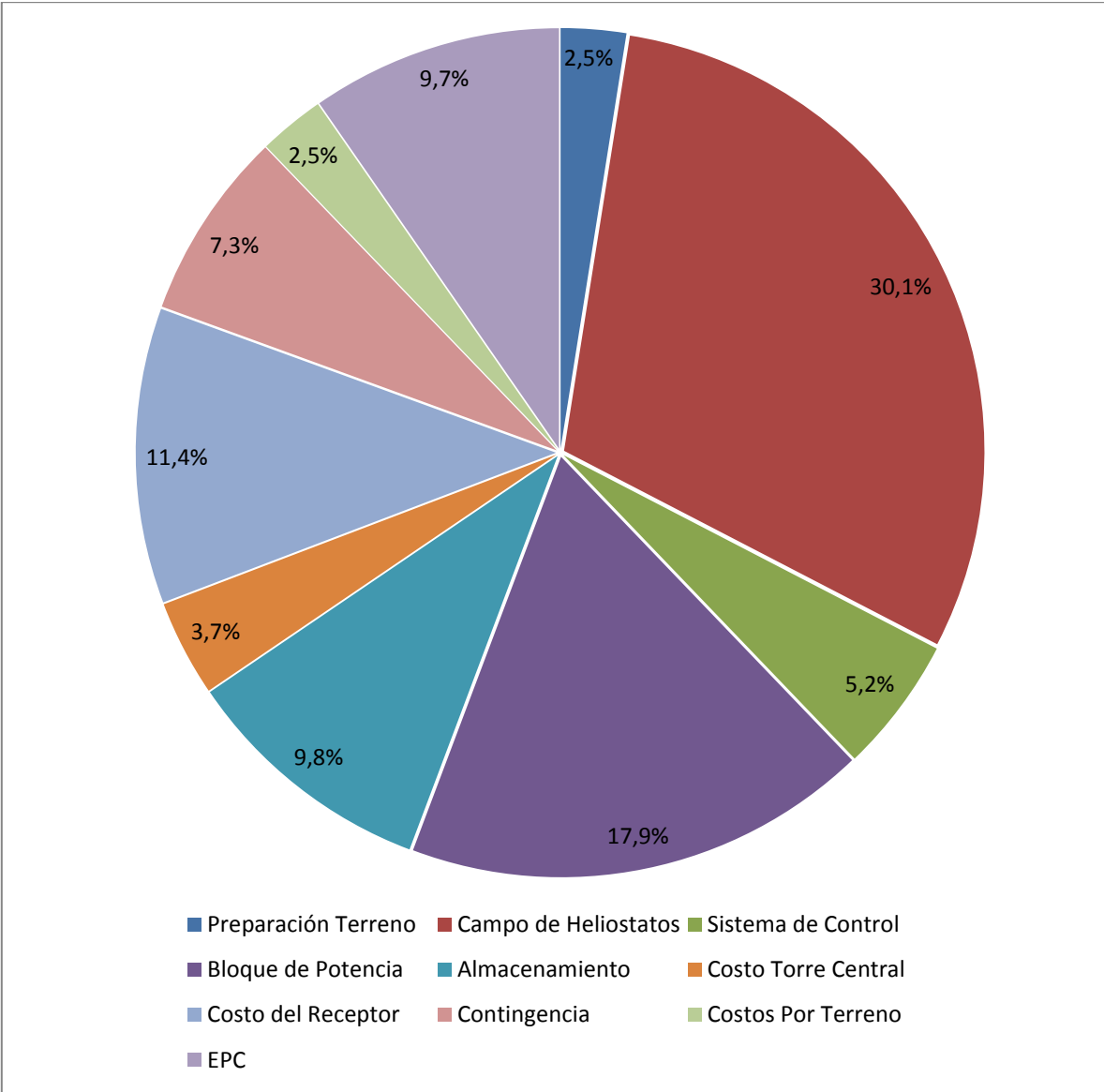


Figura 5.1. Gráfico de torta que muestra el porcentaje de participación de cada ítem en el costo total. Este gráfico corresponde para la planta con AT 10.

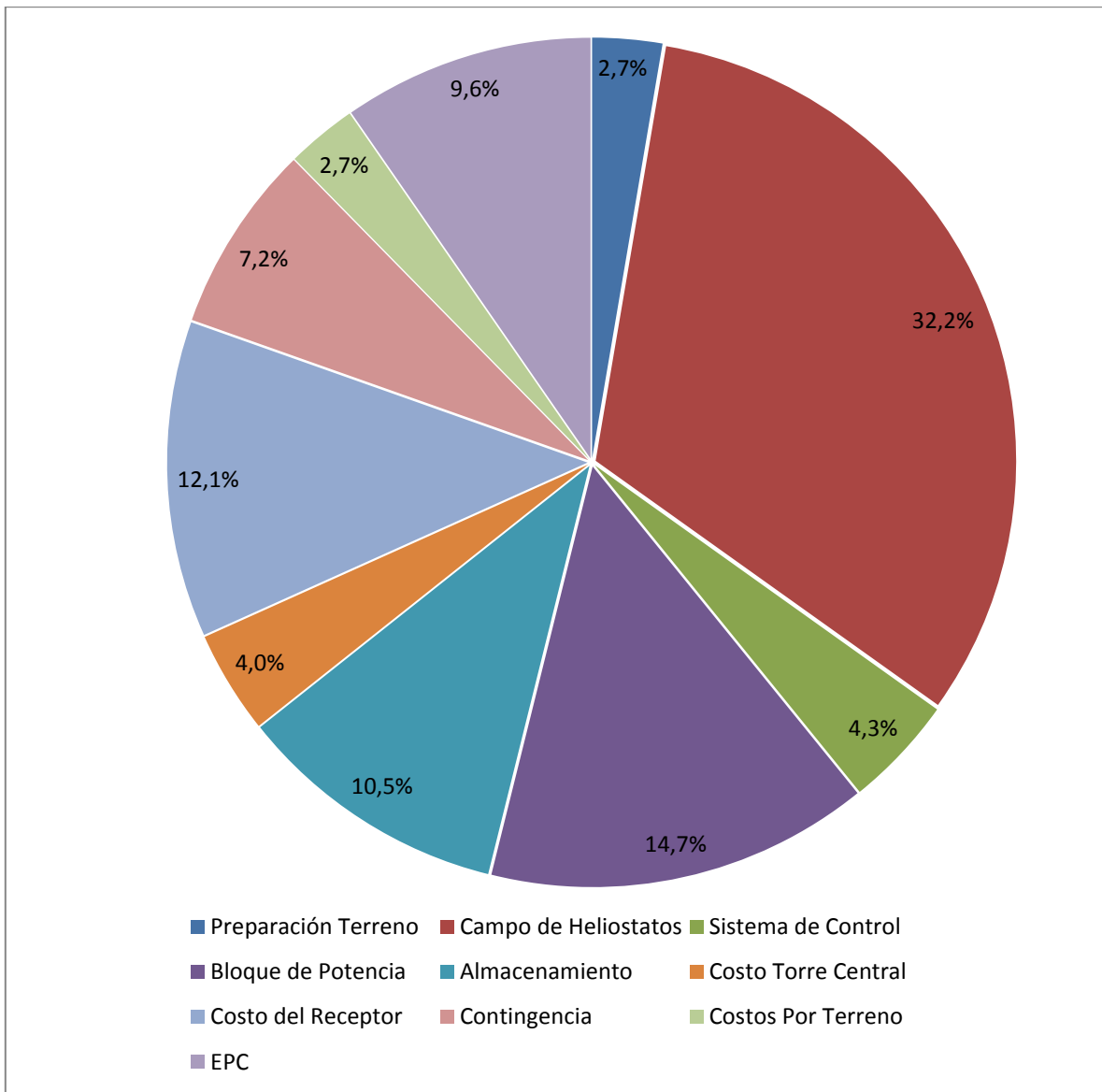


Figura 5.2 Gráfico de torta que muestra el porcentaje de participación de cada ítem en el costo total. Este gráfico corresponde para la planta con AT 13.

5.4 FINANCIAMIENTO

El financiamiento que se utiliza es: 50% del capital es con capitales propios de la empresa generadora, el otro 50% es con un crédito a 20 años con una tasa de interés de un 8%. A continuación en la tabla 5.5 se presentan las cuotas del crédito para cada caso.

Tabla 5.5 Cuotas del crédito para financiamiento.

	AT 10	AT 13
Cuota Anual [USD]	7.851.624,69	9.548.134,40

5.5 PARÁMETROS FALTANTES PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación en la tabla 5.6 se exhiben otros parámetros necesarios para la elaboración de un flujo de caja correcto.

Tabla 5.6 Parámetros para la evaluación de Proyecto.

Parámetros para la evaluación del Proyecto		
Impuesto a la renta	17	%
Tasa de descuento real	8,2	%
Horizonte de evaluación	25	Años
Depreciación lineal	5	Años
Inflación	2,5	%
Tasa Anual del Seguro	0,5	% costo instalado

5.6 RESULTADOS Y ANÁLISIS

Una vez que se generó el flujo de caja estándar para los proyectos se procede a evaluar los casos, se hicieron 6 evaluaciones diferentes, 3 para cada capacidad de almacenamiento. La única variable que se utilizó fue el precio de venta de la energía eléctrica.

Tabla 5.7 PPA 150, AT13.

AT13	Caso 1	Caso 2
Energía Eléctrica Anual [MWh]	176.495,80	168.428,47
Energía Térmica Anual [MWh]	-	-
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	150,00	150,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	-	-
VAN [USD MM]	49,35	38,33
TIR	14,123%	12,83%
Periodo de recuperación inv [años]	11	13

Ya viendo la tabla 5.7, podemos observar que la generación del caso 2 que es refrigerado por aire es un 4,54% menor a la generación de una planta enfriada con torres de enfriamiento evaporativo que correspondería al caso 1. Lamentablemente en el desierto del país el agua es escasa y no se podría utilizar el caso 1, pero esta tabla si sirve para ver cómo la refrigeración por aire afecta notoriamente la generación de la central, disminuyendo el VAN en un 22,3 %.

Ambos casos presentan periodos de recuperación de la inversión (PR) superiores a los 10 años, lo cual los convierte en proyectos poco atractivos desde un punto de vista de inversionistas.

Tabla 5.8 PPA 150, AT13.

AT13	Caso 3.1	Caso 3.2	Caso 3.3
Energía Eléctrica Anual [MWh]	175.987,11	175.092,24	170.251,66
Energía Térmica Anual [MWh]	327.336,03	343.180,80	352.420,93
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	150,00	150,00	150,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	50,00	50,00	50,00
VAN [USD MM]	202,02	207,96	205,80
TIR	31,77%	32,437%	32,20%
Periodo de recuperación inv [años]	4	4	4

Luego si se observa la Tabla 5.8 podemos ver que los tres casos con cogeneración presentan casi las mismas TIR y a la vez VAN muy similares, los que se pueden asumir iguales por fallos en los cálculos por falta de decimales. Estos proyectos tienen un VAN diez veces mayor a el caso 2 que sería la otra alternativa para implementar una planta termosolar en el norte de Chile debido a las condiciones áridas y falta de agua que existe en esa ubicación. Los PR de cada caso son de 4 años, esto significa que son proyectos muy atractivos para inversionistas, al tratarse de proyectos de energía.

Tabla 5.9 PPA 125, AT13.

AT13	Caso 1	Caso 2
Energía Eléctrica Anual [MWh]	176.496	168.428,47
Energía Térmica Anual [MWh]	-	-
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	125,0	125,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	-	-
VAN [USD MM]	7,9	- 1,19
TIR	9%	-
Periodo de recuperación inv [años]	22	-

En la tabla 5.9 se puede observar que para un precio de venta acordado de 125 USD/kwh la refrigeración por aire ya no es rentable. A menos que se usen incentivos para la inversión en este tipo de tecnología. La refrigeración evaporativa presenta un VAN positivo pero una TIR de sólo 9%, lo que conlleva a un PR de 22 años lo que hace inviable el proyectos desde cualquier ámbito.

Tabla 5.10 PPA 125, AT13.

TES13	Caso 3.1	Caso 3.2	Caso 3.3
Energía Eléctrica Anual [MWh]	175.987,11	175.092,2	170.251,66
Energía Térmica Anual [MWh]	327.336,03	343.180,8	352.420,93
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	125,00	125,0	125,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	50,00	50,0	50,00
VAN [USD MM]	160,96	167,4	166,25
TIR	27,04%	27,781%	27,65%
Periodo de recuperación inv [años]	5	5	5

En cambio, observando la tabla 5.10, se puede observar con los proyectos con cogeneración son muy rentables con tasas de retorno superiores al 27% para precios de energía eléctrica de 125 USD/MWhe. Los PR de los tres casos son de 5 años, lo que los convierte en proyectos atractivos para inversionistas.

Tabla 5.11 PPA 100, AT13.

AT13	Caso 1	Caso 2
Energía Eléctrica Anual [MWh]	176.496	168.428,47
Energía Térmica Anual [MWh]	-	-
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	100,0	100,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	-	-
VAN [USD MM]	- 33,5	- 40,70
TIR	-	-
Periodo de recuperación inv [años]	-	-

En la tabla 5.11 se ve que ya con un precio de 100 USD/MWh para la energía eléctrica ni siquiera el caso con refrigeración evaporativa es viable. En cambio, en la tabla 5.13 se observa que los 3 casos con cogeneración mantienen tasas de retorno mayores al 22% y un VAN superior a los 119 millones de dólares, lo que sigue haciendo atractivos a los proyectos ya que además tienen periodos de recuperación de la inversión de 6 años.

Tabla 5.12 PPA 100, AT13.

AT13	Caso 3.1	Caso 3.2	Caso 3.3
Energía Eléctrica Anual [MWh]	175.987,11	175.092,2	170.251,66
Energía Térmica Anual [MWh]	327.336,03	343.180,8	352.420,93
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	100,00	100,0	100,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	50,00	50,0	50,00
VAN [USD MM]	119,67	126,3	126,30
TIR	22,28%	23,042%	23,04%
Periodo de recuperación inv [años]	6	6	6

A continuación se exponen los resultados de la evaluación económica para los distintos casos, ahora con un almacenamiento térmico de 10 horas (AT10).

Tabla 5.13 PPA 150, AT10.

AT10	Caso 1	Caso 2
Energía Eléctrica Anual [MWh]	140.545	130.095,93
Energía Térmica Anual [MWh]	-	-
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	150,0	150,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	-	-
VAN [USD MM]	31,9	17,59
TIR	12,88%	10,81%
Periodo de recuperación inv [años]	13	18

En la tabla 5.13 ya con un almacenamiento térmico de 10 horas se puede observar que la tasa de retorno de los proyectos es menor respecto a los casos con almacenamiento térmico de 13 horas. La merma en la generación en el caso refrigerado por aire se mantiene como era de esperar, esta vez siendo la disminución en generación eléctrica un 7,14 % respecto a la refrigeración evaporativa. Las TIR bajan y hacen que los PR sean de 13 para la refrigeración evaporativa y de 18 para la refrigeración por aire, lo cual hace ambos proyectos prácticamente inviables.

Tabla 5.14 PPA 150, AT10

AT10	Caso 3.1	Caso 3.2	Caso 3.3
Energía Eléctrica Anual [MWh]	140.233,49	139.538,6	135.848,77
Energía Térmica Anual [MWh]	260.834,29	273.495,6	281.206,95
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	150,00	150,0	150,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	50,00	50,0	50,00
VAN [USD MM]	153,82	158,8	157,39
TIR	30,08%	30,773%	30,58%
Periodo de recuperación inv [años]	4	4	4

En la tabla 5.14 podemos observar que las TIR bajan desde un 31% a un 30%. Esta disminución es muy baja, por lo tanto los PR se mantienen en 4 años.

Tabla 5.15 PPA 125, AT10

AT10	Caso 1	Caso 2
Energía Eléctrica Anual [MWh]	140.545	130.095,93
Energía Térmica Anual [MWh]	-	-
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	125,0	125,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	-	-
VAN [USD MM]	- 1,1	- 12,93
TIR	8,03%	6,21%
Periodo de recuperación inv [años]	-	-

En la tabla 5.15 se observa que los casos 1 y 2 ya no son rentables para un precio de la energía eléctrica de 125 USD/MWh. Los VAN son negativos y las TIR son inferiores a la tasa de descuento real. Debido a esto, no se realiza la evaluación económica para un precio de 100 USD/MWh , ya que los resultados serán aun peores.

Tabla 5.16 PPA 125, AT10

AT10	Caso 3.1	Caso 3.2	Caso 3.3
Energía Eléctrica Anual [MWh]	140.233,49	139.538,6	135.848,77
Energía Térmica Anual [MWh]	260.834,29	273.495,6	281.206,95
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	125,00	125,0	125,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	50,00	50,0	50,00
VAN [USD MM]	120,92	126,1	125,52
TIR	25,46%	26,179%	26,10%
Periodo de recuperación inv [años]	5	5	5

Al ver la tabla 5.16 se ve que se mantienen las TIR menores que con un AT13. Aún al ser más bajas éstas se encuentran sobre el 25%. Las diferencias entre los 3 casos son inferiores a un 1,7 % y los VAN son prácticamente iguales. Los PR son de 5 años.

Tabla 5.17 PPA 100, AT10

AT10	Caso 3.1	Caso 3.2	Caso 3.3
Energía Eléctrica Anual [MWh]	140.233,49	139.538,6	135.848,77
Energía Térmica Anual [MWh]	260.834,29	273.495,6	281.206,95
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	100,00	100,0	100,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	50,00	50,0	50,00
VAN [USD MM]	88.019.586,24	93.338.196,3	93.650.812,24
TIR	20,84%	21,584%	21,63%
Periodo de recuperación inv [años]	7	6	6

En la tabla 5.17 se puede observar que con un precio de energía eléctrica de 100 USD/MWh la cogeneración con un precio para la energía térmica de 50 USD/MWh es muy viable. Obteniendo TIR superiores al 20% y periodos de recuperación inferiores a los 7 años.

5.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para profundizar la evaluación económica se realiza un análisis de sensibilidad para el caso 3.2. Se utiliza este caso ya que es el más rentable acorde a lo visto en la sección 5.7. Las diferencias entre los casos de cogeneración son muy chicas, por lo que estos resultados se podrían aplicar prácticamente a cualquier caso.

El análisis de sensibilidad consiste en variar los precios de la energía térmica para cada precio de energía eléctrica ya antes evaluado. Con esto se busca ver como varían el VAN, la TIR y el periodo de recuperación de la inversión. Esta variación en el precio de la energía térmica se realiza ya que es difícil de determinar los aumentos en costos que traerá la implementación de las nuevas medidas para poder aumentar la temperatura de las pilas de lixiviación (cubierta, piping, recolector, bombas, etc). Es por esto que un precio de 50 USD/MWh no haga el proyecto viable para la empresa minera y por eso se desean evaluar otros precios que sí podrían ajustarse al proyecto de la minera.

Tabla 5.18. Análisis de sensibilidad PPA 150.

Caso 3.2 con AT 13						
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Precio E. térmica [USD/MWh]	60,0	50,0	40,0	30,0	20,0	10,0
VAN [USD]	238,0	208,0	176,3	144,1	111,8	79,6
TIR	35,7%	32,4%	28,8%	25,1%	21,4%	17,7%
Periodo de recuperación inv [años]	4	4	5	5	6	8

Como se observa en la tabla 5.18 para un precio de la energía de 5.18 USD/MWh se podría bajar el precio de la energía térmica hasta 10 USD/MWh y así obtener un periodo de recuperación de la inversión de 8 años, lo cual es un periodo de recuperación bueno para un proyecto de energía. Con un precio de la energía térmica de 20 USD/MWh el periodo de recuperación es de 6 años y este sigue disminuyendo para precios mayores de la energía térmica.

Tabla 5.19. Análisis de sensibilidad PPA 125.

Caso 3.2 con AT 13					
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	60,00	50,00	40,00	30,00	20,00
VAN [USD MM]	199,44	167,38	135,18	102,97	70,76
TIR	31,5%	27,8%	24,1%	20,3%	16,6%
Periodo de recuperación inv [años]	4	5	5	7	9

De la tabla 5.19 se puede observar que para un precio de la energía eléctrica de 125 USD/MWh y de la energía térmica de 30 USD/MWh el proyecto tiene un PR de 7 años, con una TIR de 20,3% y un VAN de 102,97 USD MM.

Tabla 5.20. Análisis de sensibilidad PPA 100.

Caso 3.2 con AT 13					
Precio E. eléctrica [USD/MWh]	100,0	100,00	100,00	100,0	100,00
Precio E. térmica [USD/MWh]	60,00	50,00	40,00	30,00	20,00
VAN [USD MM]	158,51	126,30	94,10	61,89	29,68
TIR	26,8%	23,0%	19,3%	15,6%	11,8%
Periodo de recuperación inv [años]	5	6	7	10	15

Y ya con un precio de la energía eléctrica de 100 USD/MWh, el proyecto es atractivo por su PR para un precio de la energía térmica de 40 USD/MWh de 7 años.

6 CONCLUSIONES

La tecnología termosolar tiene la ventaja de poder proveer un gran factor de planta lo que otorga una muy buena estabilidad a la red, pudiendo alcanzar un factor de planta de hasta un 80%, esto la diferencia y le da una ventaja sobre las otras tecnologías de energías renovables no convencionales que tiene generalmente factores de planta inferiores al 30%. Esto convierte a la energía termosolar como una muy buena opción para satisfacer las necesidades energéticas en el norte de Chile. Dentro de las tres tecnologías se decidió que la tecnología de torre central es la más indicada debido a su mejor eficiencia en el ciclo termodinámico debido a su mayor capacidad de concentración y por ende mayores temperaturas alcanzables que las otras tecnologías disponibles. Además cuenta con la madurez suficiente y es la tecnología con mayor futuro acuerdo al análisis realizado por NREL [6].

La lixiviación y biolixiviación son procesos que reaccionan de forma positiva a los aumentos de temperatura, esto pudo ser comprobado con el análisis de los dos estudios presentados. La calcopirita aumento en un 400% su solubilidad en la biolixiviación con un aumento de temperatura de 30 grados, y en el otro estudio se mostró un aumento de la eficiencia del proceso un 17% al aumentar la temperatura de 15 a 30 °C. Lamentablemente los estudios corresponden a pruebas de laboratorio donde los tamaños y granulometrías de las muestras no se asimilan mucho a las condiciones reales de operación. Es por esto que es de suma importancia determinar los efectos de la temperatura en condiciones reales para poder hacer una evaluación más precisa de este proyecto de cogeneración.

Se logró determinar la relación entre energía térmica aprovechable y la generación de energía eléctrica (Heat to Power Ratio) mediante un método simple. Gracias a esto se pudo cuantificar la energía térmica disponible acorde a la presión de salida de la turbina a vapor y así pudiendo elegir la temperatura deseada de condensación en base a los requerimientos de temperatura que exija la empresa minera para sus procesos de lixiviación y/o biolixiviación. Se obtiene que al aumentar la presión de salida de la turbina, la generación de energía eléctrica disminuye y el heat to power ratio (HPR) aumenta.

Para posteriores análisis se dejó una metodología para determinar el tamaño de la planta termosolar en base a los parámetros de las pilas de lixiviación, donde influye la cantidad de material, los caudales de soluciones lixiviantes y la temperatura que se desea alcanzar para esta. Con este método se estimó que una planta termosolar de 20 MWe era un tamaño adecuado para realizar la posterior evaluación económica de todos los casos.

Se propone una solución simple para evitar las pérdidas de calor por evaporación en las pilas de lixiviación debido al aumento de temperatura de las soluciones lixiviantes. Esta consiste en una cubierta de polietileno de alta densidad que cubra las pilas de lixiviación, y así aumenta la humedad ambiental bajo la cubierta. Esto disminuye las pérdidas por evaporación.

Se propuso 5 casos los cuales fueron simulados primeramente en SAM y posteriormente evaluados económicamente. Dentro de los 5 casos, 3 fueron con cogeneración, las diferencias entre los casos fueron el sistema de refrigeración y la presión de salida de la turbina. Dentro de los 3 casos de cogeneración se varió la presión de salida de la turbina entre 0,074 y 0,199 Bar para poder obtener temperaturas para la solución lixivante de 30, 40 y 50 °C.

Con las simulaciones en SAM se obtuvo las generaciones eléctricas para los 5 casos donde se pudo ver que la refrigeración por aire tiene una merma en la producción de 7,14 % respecto a un sistema de refrigeración con torres evaporativas para un almacenamiento térmico de 10 horas y disminuye un 4,54 % para un almacenamiento térmico de 13 horas. En los casos de cogeneración, la generación eléctrica disminuyó a medida que se aumentó la presión de salida, como era de esperarse por lo visto en la sección de cogeneración.

Bajo el planteamiento de que es una empresa externa la propietaria de la central termosolar y es ésta la que vende energía eléctrica y energía térmica a la empresa minera se realizó una evaluación económica. Se utilizó distintos precios para la venta de energía eléctrica (100, 125, 150 USD/MWh) y un precio fijo de 50 USD/MWh para la energía térmica, el cual es un 34% del valor del MWh térmico producido con Diesel.

Con un precio de 150 USD/MWh para la energía eléctrica, los casos con almacenamiento térmico sin cogeneración presentan períodos de recuperación superiores a los 11 años, donde el caso con refrigeración por aire presenta un periodo de recuperación de 13 años. Con un precio de 125 USD/MWh para la energía eléctrica, la central con torres de enfriamiento evaporativas presenta una TIR de apenas 9% y un periodo de recuperación de 22 años y el caso con refrigeración por aire no recupera la inversión en el periodo de evaluación del proyecto (25 años). Con esto se concluye que a menos que se pueda vender la energía a un precio superior a 150 USD/MWh, las centrales termosolares sin cogeneración no son una inversión atractiva debido a los grandes periodos de recuperación de la inversión. Estos dos casos con almacenamiento térmico de 10 horas presentaron peores resultados, para el precio de 150 USD/MWh, los periodos de recuperación fueron de 13 y 18 años. Con este precio de 125 USD/MWh ambos no fueron rentables al no recuperar la inversión en el periodo de evaluación. El desempeño de las plantas termosolares con almacenamiento térmico de 10 horas fue peor a las de 13 horas. Con esto se concluye que en caso de querer desarrollar un proyecto termosolar hay que optar por un almacenamiento térmico de 13 horas sobre uno de 10.

En los casos de cogeneración con almacenamiento térmico de 13 horas, los resultados mejoraron considerablemente respecto a los sin cogeneración. Para un precio de la energía eléctrica de 150 USD/MWh las TIR de los 3 casos fueron superiores a un 31%, lo que significó un periodo de recuperación de la inversión de 4 años. Para un precio de 125 USD/MWh se obtuvieron periodos de recuperación de 5 años y para un precio de 100 USD/MWh, el periodo de recuperación de la inversión es de 6 años. Con esto se concluye que realizar un proyecto con cogeneración es 4 veces más rentable que los casos sin cogeneración, ya que se obtiene un VAN de USD 200 MM sobre los USD 49,35 MM que tiene el caso sin cogeneración y enfriamiento mediante torres evaporativas. Para un almacenamiento térmico de 10 horas, los resultados permanecieron muy buenos. Para un precio de la energía eléctrica de 150 USD/MWh los casos con cogeneración presentaron un VAN 5 veces mayor al de los casos sin cogeneración y el plazo de recuperación de la inversión resultó ser de 4 años. Para un precio de 125 USD/MWh de la energía eléctrica los plazos de recuperación de la inversión son de 5 años al igual que para un almacenamiento térmico de 13 horas, pero la TIR disminuye de 27 a 25%. Ya con un precio de la energía eléctrica de 100 USD/MWh el periodo de recuperación de la inversión es de 6 años. Con estos resultados se observa que la cogeneración hace un proyecto termosolar viable y muy atractivo desde un punto de inversión debido a sus cortos plazos de recuperación de la inversión. Comparado con una planta termosolar sin cogeneración que

necesita de un alto precio para la venta de energía eléctrica y aun así, con precios para la energía eléctrica de 150 USD/MWh esta presenta un periodo de recuperación de la inversión de 13 años, versus los 6 años de una central con cogeneración con precio de venta de la energía eléctrica en 100 USD/MWh.

En el análisis de sensibilidad se pudo demostrar que si se considera un precio de la energía eléctrica de 150 USD/MWh, el precio de la energía térmica podría bajarse a 20 USD/MWh y aun así tener un periodo de recuperación de la inversión de 6 años. Para un precio de la energía eléctrica de 125 USD/MWh se puede bajar el precio de la energía térmica a 30 USD/MWh y obtener un periodo de recuperación de la inversión de 7 años. Para un precio de la energía eléctrica de 100 USD/MWh se puede bajar el precio de venta de la energía térmica a 40 USD/MWh y tener un periodo de recuperación de inversión de 7 años. Estos resultados nos hacen concluir que es factible bajar los precios de la energía térmica acorde al precio de la energía eléctrica y así poder hacer más atractivo a la empresa minera su proyecto para adecuar las pilas de lixiviación y/o biolixiviación para poder aumentar la temperatura de estas.

En resumen, la cogeneración es un método de generación de energía eléctrica y térmica en conjunto donde el uso de la energía es mucho mayor y se desperdicia sólo una fracción de la energía disponible. Esto hace que los proyectos sean mucho más rentables, como se pudo ver en los análisis económicos. Donde los tres casos con cogeneración que se plantearon tuvieron buenas tasas de retorno para los tres precios de energía eléctrica que se propusieron. Se llegaron a TIR superiores a un 30% para precios de la energía eléctrica de 150 USD/MWh y TIR superiores al 20% con precios de energía de 100 USD/MWh. También se pudo ver que para todos los casos el aumento del almacenamiento térmico aumento la rentabilidad de los proyectos. Es por esto que se recomienda considerar siempre un almacenamiento térmico de 13 horas versus uno de 10 horas. Además esto aumenta el factor de planta y entrega una mayor estabilidad a la red.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Nacional de Energía (CNE). Anuario Energético, www.cne.cl
- [2] Price H, Lupfert E, Kearney D, Zarza E, Cohen G, Gee R, Mahoney R. Advances in parabolic trough solar power technology. Journal of Solar Energy Engineering 2002, p.124:134-9.
- [3] Corporación Chilena del Cobre. Biolixiviación: Desarrollo actual y sus expectativas. Dirección de estudios y Políticas Públicas. 2009
- [4] Lasse Ahonen, Olli H. Tuovinen. Temperature Effects on Bacterial Leaching on Sulfide Minerals. Applied and Environmental Microbiology, 1991 p.138:145
- [5] A.F. Tshilombo *, J. Petersen, D.G. Dixon. The influence of applied potentials and temperature on the electrochemical response of chalcopyrite during bacterial leaching. Minerals Engineering 15 (2002) p.809:813.
- [6] International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Concentrating Solar Power. Irena Working Paper. 2012
- [7] Felix W. Ntengwe, The Leaching of Dolomitic-Copper Ore Using Sulphuric Acid Under Controlled Conditions, The Open mineral processing Journal, 2010.
- [8] California Pacific Labs, LDPE/HDPE Resistance Chart by Chemical, 2013.
- [9] Cristián Reyes, INFLUENCIA DEL ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN EL DESEMPEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, JUNIO 2012.
- [10] CNE/PNUD/UTFSM, Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile, 2008.
- [11] Página del Ministerio de Energía de Chile, www.bencinaenlinea.cl