



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

**FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL USO COMBINADO DE  
BOMBEO DE AGUA SALADA PARA UNA INSTALACIÓN MINERA Y EL  
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE UNA CENTRAL SOLAR DE  
CONCENTRACIÓN EN EL NORTE DE CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**JORGE ANDRÉS GACITÚA VERGARA**

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
PROFESOR CO-GUÍA:  
JOSÉ CARDEMIL IGLESIAS

COMISIÓN:  
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE  
2020

**FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DEL USO COMBINADO DE BOMBEO DE AGUA SALADA  
PARA UNA INSTALACIÓN MINERA Y EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE UNA CENTRAL  
SOLAR DE CONCENTRACIÓN EN EL NORTE DE CHILE**

El desierto de Atacama en el norte de Chile tiene la irradiación solar más alta en el planeta y al mismo tiempo es uno de sus lugares más secos. El lugar es actualmente un punto de encuentro para la industria minera del cobre y para las tecnologías solares, con múltiples proyectos solares fotovoltaicos en operación y próximamente la primera planta termosolar de concentración en Chile, Cerro Dominador. La actividad minera local usa grandes cantidades de agua en sus procesos gracias a un bombeo activo de este recurso que es tomado desde las costas y llevada a los yacimientos mineros en el interior del desierto. Este traslado de agua es altamente demandante en energía eléctrica y se prevé será mayor en el futuro con el aumento de la cantidad de agua utilizada. Se ha requerido invertir en energías renovables para poder suplir el aumento de demanda de forma sustentable. En este contexto se hace relevante investigar cómo la tecnología termosolar, una alternativa de generación prometedoras, y el bombeo de agua salada para procesos mineros podrían desarrollarse en sinergia.

El presente trabajo de memoria propone una evaluación técnica y económica del análisis de una planta de generación termosolar tipo torre que toma ventaja de un flujo de agua salada, que es bombeado hacia una empresa minera, para su sistema de enfriamiento. Este flujo de agua podría ser aprovechado para realizar un enfriamiento húmedo del ciclo de generación de la planta de potencia, lo que permite incrementar la eficiencia del ciclo y aumentar la producción total de energía. La planta termosolar produciría por su parte energía limpia para la minera.

Para el análisis se elige una locación en la comuna de María Elena, región de Antofagasta, donde se simula el funcionamiento de un año típico de una planta termosolar basada en el modelo de GEMA-SOLAR como escenario base. El caso base realiza enfriamiento evaporativo sin tener relación con la empresa minera y es comparado con las siguientes opciones de enfriamiento para la misma planta: enfriamiento evaporativo con conexión con la minera, enfriamiento *once through*, enfriamiento seco y enfriamiento con un equipo de desalación MED (del inglés *Multi-Effect Distillation*). Los casos de enfriamiento evaporativo, *once through* y MED usan activamente agua proveniente del mar y requieren una conexión con la cañería de bombeo de la minera. Se evalúa para cada escenario la producción de energía anual, el autoconsumo que requiere el sistema de enfriamiento y el potencial para la inversión de la planta mediante indicadores como el costo nivelado de la electricidad (LCOE), el valor actualizado neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación del capital.

Desde el punto de vista energético, el caso base de la planta termosolar en Chile produce 25 % más de energía eléctrica que la planta GEMASOLAR en España. De las alternativas estudiadas como casos de interés se encuentra que, respecto del caso base, el enfriamiento *once through* produce un 2 % más de energía neta, el enfriamiento evaporativo produce un 3 % menos de energía neta, el enfriamiento seco produce un 7 % menos de energía neta y el enfriamiento con MED produce casi un 40 % menos de energía neta. Estos valores han descontado la energía asociada al transporte de agua y enfriamiento.

Del análisis económico, para una planta termosolar de 20 MW instalada en la locación elegida, el costo de inversión base es de 105 millones de dólares. Los casos más atractivos para la inversión resultan ser el enfriamiento *once through* y el enfriamiento con MED, que presentan un VAN de 29 y 24 millones de dólares respectivamente, considerando una tasa de descuento del 7 % y 30 años como periodo de evaluación. El caso base evaluado en las mismas condiciones tiene un VAN de 19 millones de dólares.

El estudio muestra el potencial beneficio de instalar una planta termosolar en el norte de Chile, usando agua de mar para el enfriamiento del sistema, en alianza con una empresa minera. Las alternativas permiten evitar el uso de recursos hídricos de la zona, y en el caso del enfriamiento con MED generar también una oferta de agua desalada a nivel local para beneficio de la comunidad. Finalmente, el estudio incluye un análisis de sensibilidad de ingreso y costos de operación del mejor caso, el enfriamiento *once through*, mostrando que el proyecto es indiferente para la inversión (VAN = 0) cuando la disminución del ingreso es de un 18 % o el aumento en los costos es de un 150 %.

*Dedicado a mis padres que nunca han dejado de apoyarme, a mis hermanos que me molestaron durante todo el trabajo de memoria de título y a mi perro Stich que siempre me acompaña al escribir.*

# Agradecimientos

Se agradece el financiamiento parcial de este trabajo a los proyectos **FONDECYT REGULAR 1181532** y al Centro **FONDAP SERC** Chile.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Antecedentes . . . . .	1
1.2.1. Recurso Solar en Chile . . . . .	3
1.2.2. Consumo de Agua Salada en Minería . . . . .	4
1.2.3. Tecnología Termosolar en Chile . . . . .	6
1.3. Descripción del Problema . . . . .	7
1.3.1. Hipótesis de Trabajo . . . . .	8
1.4. Objetivos . . . . .	8
1.4.1. Objetivo General . . . . .	8
1.4.2. Objetivos Específicos . . . . .	8
1.5. Alcances . . . . .	8
1.6. Estructura de la Memoria . . . . .	9
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>10</b>
2.1. Centrales Termosolares . . . . .	10
2.1.1. Tipos de Centrales CSP . . . . .	11
2.2. Centrales de Concentración Solar Tipo Torre (SPT) . . . . .	13
2.2.1. Ubicación de SPT . . . . .	15
2.2.2. Diseño SPT . . . . .	17
2.3. Ciclo de Carnot & Ciclo de Rankine . . . . .	18
2.3.1. Sistema de enfriamiento . . . . .	20
2.4. Diseño Sistema Bombeo de Agua . . . . .	22
2.5. Desalación Solar . . . . .	24
2.5.1. Destilación Multi-Efecto . . . . .	25
2.6. Indicadores Económicos . . . . .	27
<b>3. Estado del Arte</b>	<b>29</b>
3.1. Proyectos SPT en el mundo . . . . .	29
3.2. Trabajos Previos . . . . .	30
<b>4. Metodología</b>	<b>32</b>
4.1. Formalización del Problema . . . . .	32
4.2. Herramienta Computacional: SAM . . . . .	34
4.3. Caso de Planta SPT: GEMASOLAR . . . . .	35
4.4. Locación y Recurso Solar . . . . .	36
4.5. Escenarios de Simulación . . . . .	38
4.6. Características de la Evaluación Económica . . . . .	39

4.6.1.	CAPEX de la Planta SPT . . . . .	41
4.6.2.	OPEX de la Planta SPT . . . . .	42
4.6.3.	Parámetros Económicos de la Planta SPT . . . . .	43
<b>5.</b>	<b>Desarrollo</b>	<b>44</b>
5.1.	Caso Base . . . . .	44
5.2.	Enfriamiento Evaporativo . . . . .	48
5.3.	Enfriamiento Seco . . . . .	49
5.4.	Enfriamiento <i>Once Through</i> . . . . .	51
5.5.	Enfriamiento <i>MED</i> . . . . .	53
5.6.	Características de la Línea de Agua de la Minera . . . . .	56
5.7.	CAPEX de los Escenarios . . . . .	56
5.8.	OPEX de los Escenarios . . . . .	57
<b>6.</b>	<b>Resultados</b>	<b>59</b>
6.1.	Validación del Modelo . . . . .	59
6.2.	Análisis de Generación de Energía . . . . .	60
6.3.	Análisis del Consumo de Agua . . . . .	63
6.4.	Análisis Económico . . . . .	64
6.4.1.	Sensibilidad del Mejor Escenario . . . . .	67
6.5.	Análisis Paramétrico de SM y TES . . . . .	67
<b>7.</b>	<b>Conclusión</b>	<b>70</b>
7.1.	Conclusiones . . . . .	70
7.2.	Trabajo Futuro . . . . .	73
<b>8.</b>	<b>Glosario de Acrónimos</b>	<b>75</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>76</b>
	<b>Anexo A. Simulación Caso Base de Planta SPT en SAM</b>	<b>80</b>
	<b>Anexo B. Beneficios Cualitativos del Proyecto</b>	<b>84</b>
	<b>Anexo C. Diseño de <i>Piping</i> &amp; Cálculo de la Pérdida de Carga</b>	<b>85</b>
	<b>Anexo D. CAPEX Sistema Hidráulico</b>	<b>88</b>
	<b>Anexo E. Flujos de Caja</b>	<b>90</b>
	<b>Anexo F. Sensibilidad del Caso de Enfriamiento <i>Once Through</i></b>	<b>96</b>

# Índice de Tablas

3.1.	Principales proyectos CSP tipo torre solar en operación y en construcción al año 2020 . . . . .	30
3.2.	Futuros proyectos de CSP tipo torre solar planificados en Chile . . . . .	30
4.1.	Comparación entre parámetros del <i>software</i> SAM 2020.2.27 y parámetros usados para simulación de GEMASOLAR . . . . .	36
4.2.	Características de la ubicación seleccionada . . . . .	37
4.3.	Promedio de DNI diario mensual recibido en el punto escogido en la región de Antofagasta. <i>Fuente: Explorador Solar</i> . . . . .	38
4.4.	Costos de una empresa minera para distintas calidades de agua. <i>Fuente: Antofagasta Minerals</i> . . . . .	42
4.5.	Costos considerados para la planta SPT simulada en SAM . . . . .	43
5.1.	Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el caso base considerado para Chile. . . . .	47
5.2.	Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el caso de enfriamiento seco considerado para Chile . . . . .	50
5.3.	Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el Caso de enfriamiento <i>once through</i> . . . . .	52
5.4.	Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el caso de enfriamiento con MED considerado para Chile . . . . .	55
5.5.	CAPEX y OPEX del equipo MED . . . . .	55
5.6.	Datos línea de transporte de agua basada en información de una empresa minera. <i>Fuente: Antofagasta Minerals</i> . . . . .	56
5.7.	Costos de inversión para la planta SPT de 19,9M MW y 15 hrs de TES . . . . .	57
5.8.	Costos asociados a la Concesión de Uso Oneroso (CUO) de terreno y conversión de UF a USD. <i>Fuente: CORFO</i> . . . . .	58
6.1.	Comparación de resultados entre las plantas simulada en SAM 2020.2.27 y la planta simulada por NREL para SAM 2012.11.30 (sin <i>fossil fill fraction</i> ) . . . . .	59
6.2.	Generación de energía y consumos adicionales de cada escenario . . . . .	63
6.3.	Requerimientos de agua en cada escenario . . . . .	64
6.4.	Inversión, costos e ingresos de cada escenario estudiado . . . . .	65
6.5.	Resumen de los indicadores económicos de cada uno de los escenarios estudiados . . . . .	66
6.6.	Sensibilidad de los indicadores económicos del caso de enfriamiento con MED al precio de venta del agua desalada . . . . .	67
6.7.	Sensibilidad del VAN del mejor caso a una disminución de los ingresos o un aumento de los costos de O&M . . . . .	67
B.1.	Resumen de Beneficios y requerimientos de cada escenario . . . . .	84
C.1.	Valores de diámetro usado para el cañerías de caso de enfriamiento evaporativo y perdidas de carga en el sistema hidráulico . . . . .	85

C.2.	Energía requerida para bombeo de agua a la SPT en el caso de enfriamiento evaporativo . . . . .	86
C.3.	Valores de diámetro usado para el cañerías de caso de enfriamiento <i>once through</i> y perdidas de carga en el sistema hidráulico . . . . .	86
C.4.	Energía requerida para bombeo de agua a la SPT en el caso de enfriamiento <i>once through</i> . . . . .	86
C.5.	Valores de diámetro usado para el cañerías de caso de enfriamiento con MED y perdidas de carga en el sistema hidráulico . . . . .	87
C.6.	Energía requerida para bombeo de agua a la SPT en el caso de enfriamiento MED	87
D.1.	Evaluación de costos del sistema hidráulico del enfriamiento evaporativo . . . .	88
D.2.	Evaluación de costos del sistema hidráulico del enfriamiento <i>once through</i> . . .	89
D.3.	Evaluación de costos del sistema hidráulico del enfriamiento MED . . . . .	89
E.1.	Flujo de caja Caso Base . . . . .	91
E.2.	Flujo de caja caso de Enfriamiento Evaporativo . . . . .	92
E.3.	Flujo de caja caso de Enfriamiento Seco . . . . .	93
E.4.	Flujo de caja caso enfriamiento <i>once through</i> . . . . .	94
E.5.	Flujo de caja caso de enfriamiento con MED . . . . .	95
F.1.	Flujo de caja caso enfriamiento <i>once through</i> con disminución de los ingresos en 18 % . . . . .	97
F.2.	Flujo de caja caso enfriamiento <i>once through</i> con aumento de los costos en 154 %	98
F.3.	Flujo de caja caso enfriamiento <i>once through</i> con disminución de los ingresos en 10 % y aumento de los costos en un 70 % . . . . .	99



# Índice de Figuras

1.1.	Origen del abastecimiento de agua de la minería en Chile. <i>Fuente: Consejo Minero</i> . . . . .	2
1.2.	Principios más importantes de la gran minería en Chile sobre el cambio climático. <i>Fuente: Consejo Minero</i> . . . . .	2
1.3.	Niveles DNI globales. <i>Fuente: SOLARGIS</i> . . . . .	3
1.4.	Niveles DNI presentes en Chile. <i>Fuente: SOLARGIS</i> . . . . .	4
1.5.	Ejemplo del trazado de cañería de bombeo de agua desde la costa hasta una empresa minera. <i>Gentileza Mercedes Ibarra</i> . . . . .	5
1.6.	Instalaciones con cañerías de transporte de agua salada presentes en el norte del país. <i>Fuente: Consejo Minero</i> . . . . .	5
1.7.	Total consumo de agua de mar esperado en la región de Antofagasta. <i>Fuente: COCHILCO</i> . . . . .	6
1.8.	Complejo termosolar Cerro Dominador. <i>Fuente: Grupo ACCIONA</i> . . . . .	6
2.1.	Helióstato de Cerro Dominador. <i>Fuente: Grupo ACCIONA</i> . . . . .	10
2.2.	Modelo CSP tipo Cilindro Parabólico. <i>Fuente: Libro “Concentrating Solar Thermal Technologies”[8]</i> . . . . .	11
2.3.	Modelo CSP tipo Torre de Concentración. <i>Fuente: Libro “Concentrating Solar Thermal Technologies”[8]</i> . . . . .	12
2.4.	Modelo CSP tipo Fresnel Lineal. <i>Fuente: Libro “Concentrating Solar Thermal Technologies”[8]</i> . . . . .	12
2.5.	Modelo CSP tipo Disco Parabólico. <i>Fuente: Libro “Concentrating Solar Thermal Technologies”[8]</i> . . . . .	13
2.6.	Comparación de eficiencia entre los modelos más frecuentes de plantas CSP . . . . .	13
2.7.	Diagrama de una generadora termosolar tipo Torre de Concentración. <i>Gentileza Frank Dinter</i> . . . . .	15
2.8.	Mapa del SEN, vista zona norte en el año 2017. <i>Fuente: CEN</i> . . . . .	17
2.9.	Máquina térmica . . . . .	19
2.10.	Etapas del Ciclo termodinámico de Carnot . . . . .	19
2.11.	Etapas del ciclo de Rankine. <i>Fuente: Libro “Thermodynamics: An Engineering Approach”[34]</i> . . . . .	20
2.12.	Efecto de reducir la presión/temperatura del condensador en el ciclo de Rankine ideal. <i>Fuente: Libro “Thermodynamics: An Engineering Approach”[34]</i> . . . . .	21
2.13.	Diagrama de Moody . . . . .	23
2.14.	Pérdidas de carga en base al diámetro de la singularidad. <i>Fuente: PIROBLOC</i> . . . . .	24
2.15.	Diagrama de proceso de desalación en un MED. <i>Fuente: Casimiro et al.[42]</i> . . . . .	26
3.1.	Capacidad de generación a través de plantas CSP en el mundo. <i>Fuente: NREL</i> . . . . .	29
4.1.	Diagrama de bloques con los pasos generales de la metodología a seguir . . . . .	32

4.2.	Diagrama de bloques con los pasos de la metodología a seguir para la simulación del modelo . . . . .	33
4.3.	Diagrama del modelo <i>CSP - Power Tower Molten Salt</i> en SAM. <i>Fuente: SAM NREL</i> . . . . .	34
4.4.	Vista de la Planta GEMASOLAR, propiedad de <i>Torresol Energy</i> . Sevilla, España	35
4.5.	Locación seleccionada. <i>Fuente: Comisión Nacional de Energía</i> . . . . .	37
4.6.	Promedio de DNI recibido en el día para un año típico. <i>Fuente: Explorador Solar</i>	38
4.7.	Resumen de los escenarios simulados. <i>Gentileza Rodrigo Palma</i> . . . . .	39
4.8.	Costo Marginal <i>Online</i> de mayo 2020 para algunas barras representativas del SEN. <i>Fuente: CEN</i> . . . . .	40
5.1.	Diagrama del caso base, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua . . . . .	44
5.2.	Frecuencia mediciones DNI en un año típico en María Elena, Antofagasta, Chile (S: 22.9 O: 69.3) . . . . .	45
5.3.	Frecuencia mediciones DNI en un año típico en Sevilla, España . . . . .	46
5.4.	Campo solar de GEMASOLAR . . . . .	47
5.5.	Campo solar optimizado para el caso base en Chile . . . . .	47
5.6.	Diagrama del caso de enfriamiento evaporativo, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua . . . . .	48
5.7.	Diagrama del caso de enfriamiento seco, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua . . . . .	50
5.8.	Diagrama del caso de enfriamiento <i>once through</i> , mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua . . . . .	51
5.9.	Análisis paramétrico del aumento de temperatura del agua de refrigeración que pasa por el condensador $\Delta T_{cool}$ . . . . .	52
5.10.	Diagrama del caso de enfriamiento con MED, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua . . . . .	54
6.1.	Comparación de la energía anual producida por los escenarios de plantas SPT	60
6.2.	Comparación de la energía anual producida por cada escenario simulado en el territorio nacional . . . . .	61
6.3.	Comparación de la energía neta anual producida por cada escenario . . . . .	62
6.4.	Análisis paramétrico del par SM y horas de TES . . . . .	68
6.5.	Campo solar optimizado para la planta en Chile con SM = 3 . . . . .	69
A.1.	Parámetros en SAM: System Design . . . . .	80
A.2.	Parámetros en SAM: Heliostat Field . . . . .	81
A.3.	Parámetros en SAM: Tower and Receiver . . . . .	82
A.4.	Parámetros en SAM: Power Cycle . . . . .	83
A.5.	Parámetros en SAM: Thermal Storage . . . . .	83

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

El principal interés detrás de la elección del tema de memoria es el estudio de los recursos energéticos presentes en Chile para un desarrollo sustentable en el futuro próximo. En este caso, aprovechar el enorme suministro solar presente en el norte del país para la industria minera, responsable del 45 % de las exportaciones de Chile[1]. Se persigue encontrar una sinergia entre estas dos industrias, de forma que el aumento de la matriz solar renovable en el norte del país esté apoyado por la actividad mas lucrativas de la misma zona.

### 1.2. Antecedentes

Actualmente Chile atraviesa la peor sequía de la cual se tiene registro y el agua se ha convertido en un bien especialmente escaso en gran parte de la zona centro - norte[2], generando un amplio debate sobre cómo cuidarla a futuro. En el norte de Chile, la minería consume gran cantidad de agua[3] y se ve en la necesidad de bombear el recurso desde las costas por cañerías al no haber agua disponible en el interior[4], proceso costoso energéticamente[5]. La Figura 1.1 muestra las fuentes de agua usadas por las empresas mineras en Chile.

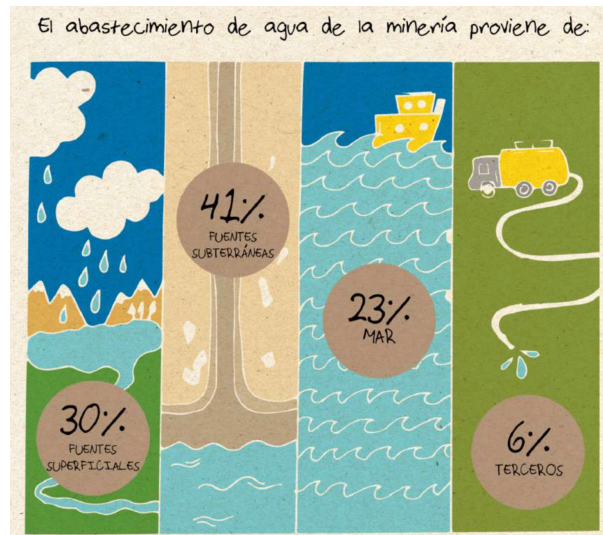


Figura 1.1: Origen del abastecimiento de agua de la minería en Chile. Fuente: Consejo Minero

Se ha fijado la meta al año 2050 de tener un 70 % de la matriz energética nacional proveniente de fuentes renovables[6], plan ambicioso que se realiza en paralelo a la descarbonización de la matriz actual. La gran minería en Chile también tiene en sus objetivos bajar su huella de carbono para evitar el cambio climático y promover tecnologías de generación renovables[7]. La Figura 1.2 muestra algunos de los principios a los que se ha comprometido la minería en Chile.



Figura 1.2: Principios más importantes de la gran minería en Chile sobre el cambio climático. Fuente: Consejo Minero

Las plantas termosolares, CSP de sus siglas en ingles, son una alternativa de generación solar. La tecnología CSP, aunque más cara que la más difundida tecnología Solar Fotovoltaica (PV), cuenta con ventajas como el hecho de poder incluir almacenamiento térmico que le permite generar aun en horas donde no hay sol[8].

### 1.2.1. Recurso Solar en Chile

Se da la dualidad que zonas con escasez de agua presentan los mayores índices de radiación solar[8], tal es el caso de Australia, la zona de MENA (mediterráneo y norte de África), el Golfo Pérsico y el sur de África[9].

El norte de Chile también presenta este fenómeno; siendo por un lado una de las regiones más áridas del planeta y por otro, cuenta con los mejores índices de radiación solar (DNI) del globo[9]. De hecho, presenta mayores índices DNI (*Direct Normal Irradiance*) que zonas donde actualmente operan centrales CSP como el suroeste de Estados Unidos o España, tal como puede apreciarse en la Figura 1.3.

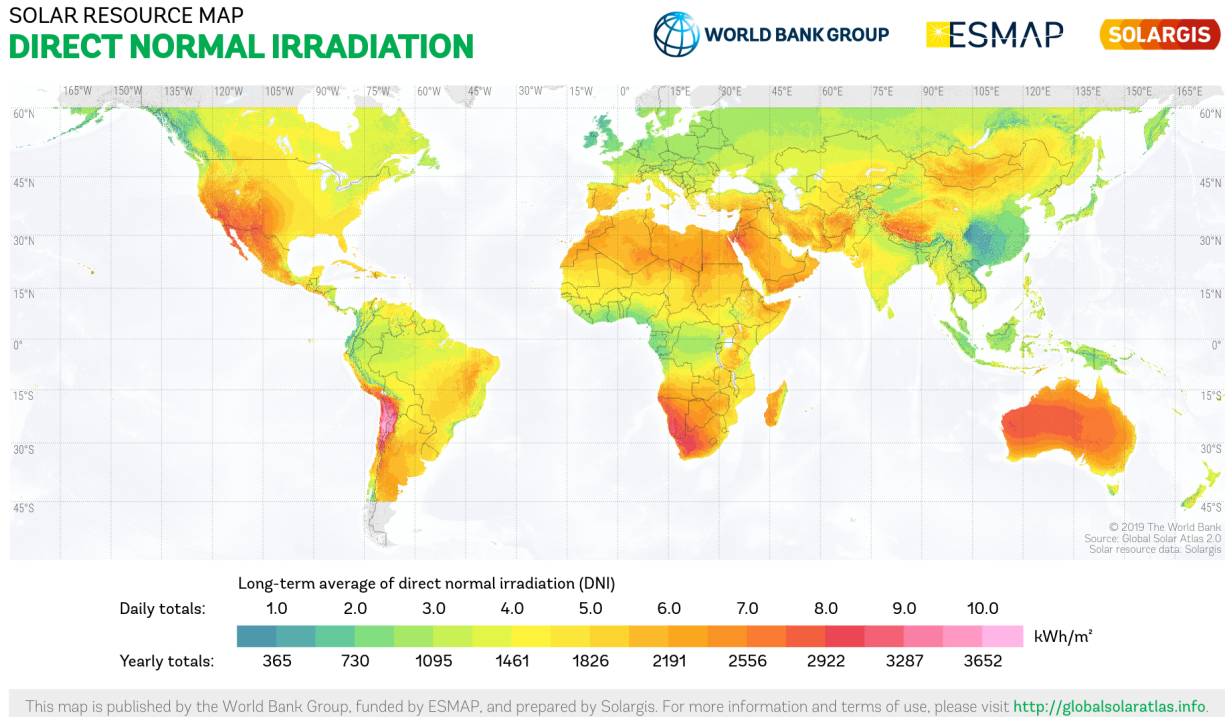


Figura 1.3: Niveles DNI globales. Fuente: SOLARGIS

La Figura 1.4 muestra el DNI presente en territorio chileno, es apreciable que los mejores niveles de radiación se encuentran al norte de La Serena con una irradiación directa mayor a 8 kWh/m<sup>2</sup> diarios[9]. En la región de Antofagasta, los niveles de radiación presentes permiten que tecnologías que aprovechen el potencial solar para generación de energía sean las más sustentables. Por ejemplo, puede usarse el sol para calentar agua a niveles industriales en esta zona como realiza minera Centinela[10] para procesos como la lixiviación de Cobre. En este proceso por ejemplo se obtienen muy buenos resultados con agua a 50°C, pudiendo usarse incluso agua salobre para este proceso, sin necesidad de desalar[11].

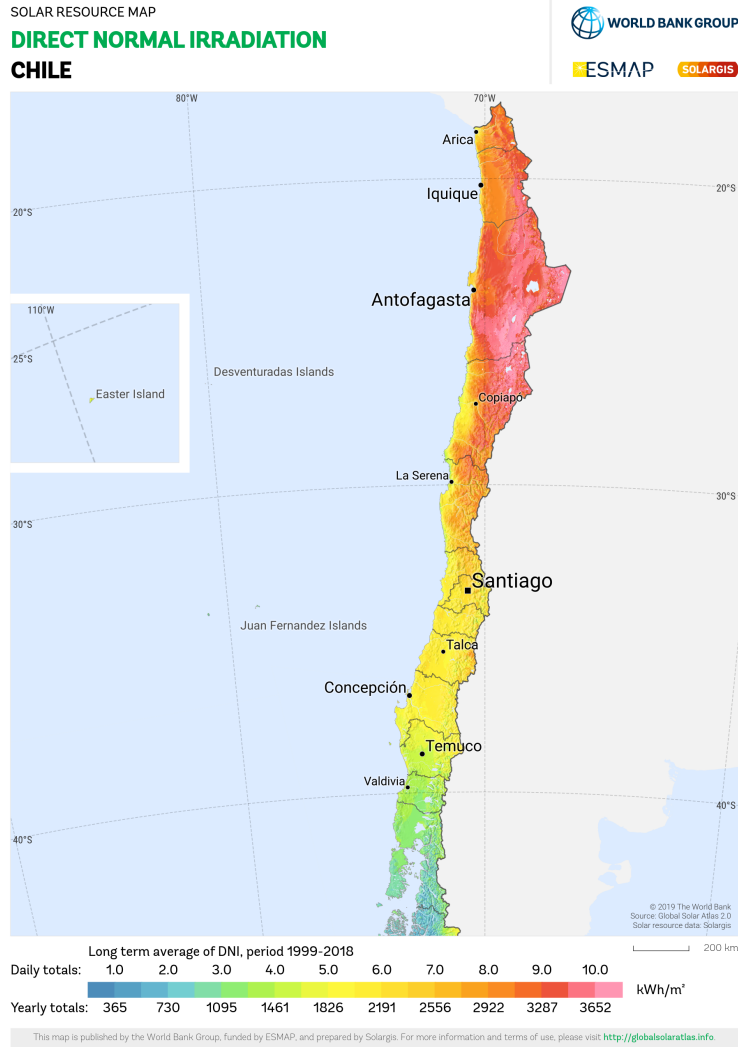


Figura 1.4: Niveles DNI presentes en Chile. *Fuente: SOLARGIS*

### 1.2.2. Consumo de Agua Salada en Minería

En la zona norte de Chile, existe una gran cantidad de lucrativas operaciones mineras, las cuales para su operación son dependientes del recurso hídrico[3]. El suministro es esencial para la industria y las empresas mineras se ven obligadas a construir redes de cañerías que lleven el agua desde las costas hasta el interior del desierto por la falta la escasez de fuentes hídricas en el interior. En consecuencia, existen en la región varios de acueductos de gran extensión por donde se bombea el agua desde el océano Pacífico hasta el interior y la cordillera donde se encuentran los yacimientos de mineral[4]. La Figura 1.5 muestra las dimensiones de distancia y el trazado de la cañería que bombea agua salada hasta un yacimiento minero ubicado en la región de Antofagasta. La Figura 1.6 muestra una cañería de las presentes en el norte que bombean agua de mar.

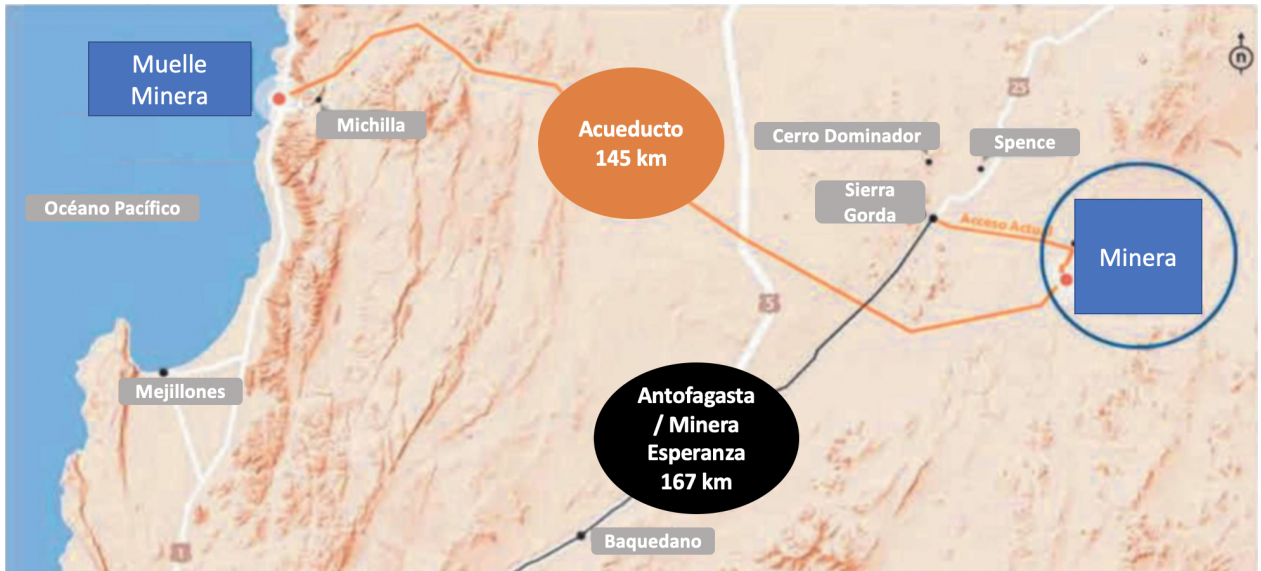


Figura 1.5: Ejemplo del trazado de cañería de bombeo de agua desde la costa hasta una empresa minera. *Gentileza Mercedes Ibarra*



Figura 1.6: Instalaciones con cañerías de transporte de agua salada presentes en el norte del país. *Fuente: Consejo Minero*

Se proyecta que en los próximos años el transporte masivo de agua de mar aumente [5], en la actualidad minera Centinela extrae 1.250 litros por segundo para su faena ubicada a 2.200 metros sobre el nivel del mar[12]. La Figura 1.7 muestra las proyecciones de consumo de agua de mar en la región de Antofagasta que se esperan al año 2029[13].

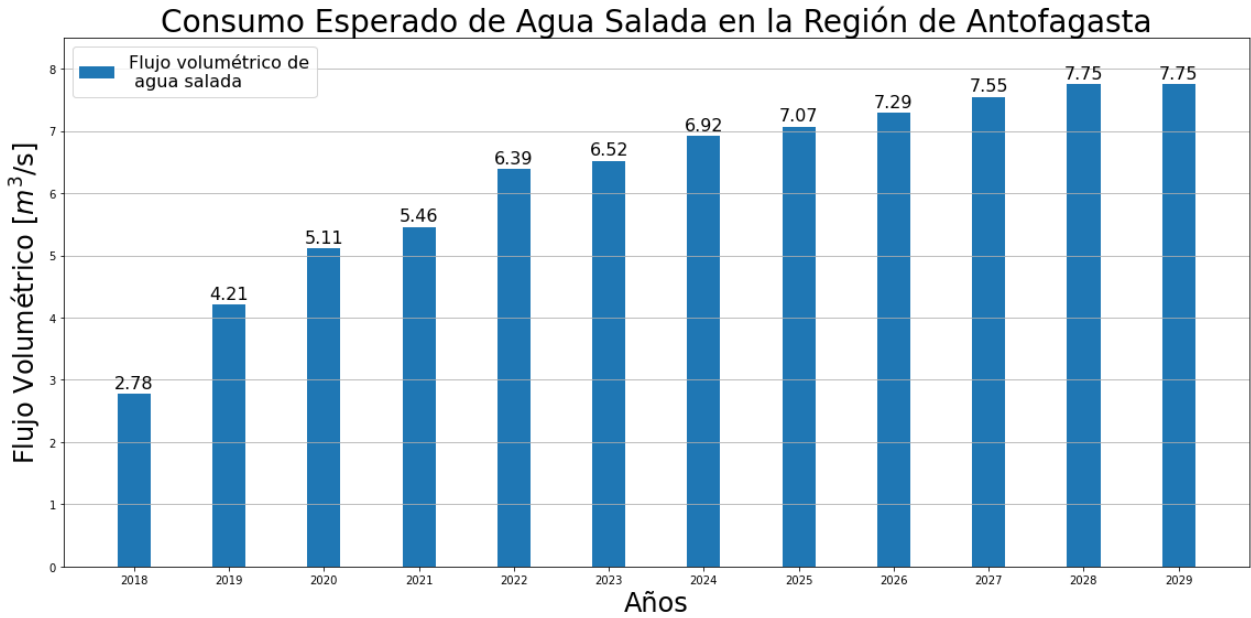


Figura 1.7: Total consumo de agua de mar esperado en la región de Antofagasta. *Fuente: COCHILCO*

### 1.2.3. Tecnología Termosolar en Chile

En Chile, el único proyecto a la fecha del tipo concentración solar de potencia corresponde a Cerro Dominador, un complejo de 210 MW que combina 100 MW de tecnología tradicional fotovoltaica con 110 MW de generación termosolar a través de una CSP tipo torre (SPT). El proyecto de generación CSP se encuentra actualmente en construcción en la Comuna de María Elena, Región de Antofagasta. Una vez en funcionamiento el complejo tendrá una producción de energía anual de 950 GWh[14]. La Figura 1.8 muestra el sitio donde actualmente se construye la torre solar Cerro Dominador.



Figura 1.8: Complejo termosolar Cerro Dominador. *Fuente: Grupo ACCIONA*



Esta planta CSP contara además con 17 horas de almacenamiento térmico, lo que promete entregar energía de forma estable las 24 hrs del día. La construcción de la planta tuvo una inversión de USD 1000 millones y evitará la emisión de 640 mil toneladas de CO<sub>2</sub> [14].

### 1.3. Descripción del Problema

Como se ha expuesto en la sección 1.2, el norte de Chile es un epicentro para la operación minera del país y para los proyectos ERNC solares como Cerro Dominador y fotovoltaicos. Se da en esta zona la posibilidad de innovar para el desarrollo de futuros proyectos CSP en el área proponiendo una sinergia entre el ciclo de generación de una planta termosolar y el bombeo masivo de agua para la minería.

A pesar de que la región cuenta con pocas fuentes hídricas dentro del desierto, las empresas mineras usan extensivamente el agua en sus procesos de extracción gracias al bombeo de agua marina desde las costas hacia el interior. Este proceso de transporte activo de agua requiere gran cantidad de energía y será el segundo proceso que mas electricidad requiera para las empresas mineras[5]. Con la necesidad de transportar agua de mar por el agotamiento de los recursos hídricos en las zonas centro-norte del país e incurrir además en costos para tratar el agua marina. Los costos de operación de las faenas mineras en el norte de Chile serán más altos, quitándole competitividad al rubro[3]. Se proyecta un aumento del caudal bombeado para los próximos años tal como se muestra en la Figura 1.7, lo cual traerá como consecuencia un aumento de la demanda de electricidad, siendo éste un problema de potencia eléctrica.

En el marco del aumento de la demanda eléctrica, así como en el plan de aumentar la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional, Chile ha dado un gran salto invirtiendo en tecnologías de generación solar[6]. Actualmente existe una capacidad fotovoltaica instalada de 2,64 GW[15] y se construye la planta SPT Cerro Dominador que aportará anualmente 950 GWh[14]. La tecnología CSP es prometedora por poder producir energía en horas sin sol, pero el costo de las plantas es todavía elevado en comparación a la generación por paneles fotovoltaicos. Su enfriamiento es otra dificultad, por ejemplo, Cerro Dominador utiliza enfriamiento en seco por encontrarse en un lugar con escasa agua, lo mismo es cierto para futuros proyectos. El método de enfriamiento en seco, aunque probado, resta eficiencia al ciclo de generación y demanda un mayor autoconsumo de la misma planta para enfriarse[16].

Se podría realizar enfriamiento con agua si las centrales CSP fueran instaladas cerca de la costa. En la línea costera junto a Antofagasta, la temperatura oscila entre los 19° y 14° C[17]. El uso de agua mejora la eficiencia del sistema de enfriamiento[16], pues permite al ciclo de potencia de la generadora trabajar con una diferencia de temperatura mayor. Sin embargo, instalar las centrales en zonas costeras trae la desventaja de un menor índice de radiación solar en comparación con los que se encuentran tierra adentro y la transparencia del aire es menor, haciendo que la luz que llega al receptor sea difusa[4]. Por ello, se propone acoplar una línea de bombeo al condensador una central térmica para realizar enfriamiento con agua, de dicha forma mejorar la producción de energía de la central.

### **1.3.1. Hipótesis de Trabajo**

La hipótesis propuesta a desarrollar en base al problema presentado es:  
La coexistencia de una planta termosolar tipo torre de concentración y la línea de transporte de agua de una empresa minera tiene beneficios por el uso de agua para los requerimientos de enfriamiento de la planta CSP.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo General**

El objetivo del trabajo de memoria es realizar un análisis técnico-económico de una planta solar tipo torre de concentración, ubicada en el interior del desierto de Atacama, que aprovecha el flujo de agua salada para realizar enfriamiento del condensador, que es obtenido de una línea de transporte de agua de una empresa minera.

### **1.4.2. Objetivos Específicos**

A continuación, se presentan los objetivos necesarios de este estudio para lograr el objetivo general y los resultados esperados de este:

- Estudiar el estado del arte del desarrollo de las centrales CSP, así como los sistemas de enfriamiento relacionados a su funcionamiento y su posible acoplamiento con tecnologías de desalinización. Además, estudiar los factores del dimensionamiento de una central termosolar tipo torre.
- Plantear el escenario base sobre el cual se construye la planta a evaluar. Elegir una locación en la zona de interés que sea propicia para la instalación de una central CSP tipo torre y hacer un modelo de la planta que sea posible de simular.
- Probar distintas configuraciones de CSP tipo torre donde se tenga una relación con la empresa minera y se utilice agua de mar para sus procesos de enfriamiento, estudiando sus costos y producción de energía.
- Concluir en base a los resultados sobre la factibilidad técnica y económica del proyecto, además de revisar posibles beneficios sociales que este pudiera tener.

## **1.5. Alcances**

El objetivo de este trabajo no es dimensionar la planta termosolar tipo torre ideal para la locación escogida, si no, evaluar la generación de un modelo ya probado de torre solar para localizarla en el norte del país en distintos escenarios. Tampoco es el fin modelar los procesos físicos del ciclo de generación, como las transferencias de calor en el condensador, pues este proceso se escapa de una memoria de ingeniería eléctrica. Se buscará evaluar el costo de instalación y operación de central termosolar tipo torre junto a un sistema hidráulico que le proporciona agua, estudiando su generación anual. Se presenta además el caso de estudio donde un equipo de desalación multi efecto (MED) opera en conjunto a la CSP y se estimará

el agua desalada y energía producida, sin simular directamente el equipo MED pero teniendo en cuenta sus efectos sobre el ciclo de potencia de la planta solar.

## 1.6. Estructura de la Memoria

El presente trabajo de memoria de título se compone de esta primera sección introductoria donde se presentan las motivaciones y antecedentes para entender el contexto del trabajo realizado. También se encuentran en esta sección el problema a resolver y la hipótesis de trabajo que relaciona la actividad minera de Chile con el desarrollo de tecnología termosolar. Se encuentran, además, los objetivos específicos de este trabajo y los alcances sobre los cuales se desarrolla éste.

En el segundo capítulo se presenta el Marco Teórico, donde se especifican los conceptos usados para abordar el problema a resolver y entender el desarrollo posterior. Se comenta además en el apartado siguiente el Estado del Arte de las plantas termosolares tipo torre, detallando las principales plantas en esta categoría existentes en el mundo, algunos proyectos de plantas futuras y otros trabajos realizados relacionados al tema de este trabajo.

En el capítulo dedicado a la metodología, se detalla cómo se aborda el problema presentado en el capítulo de introducción, para probar o rechazar la hipótesis propuesta en el mismo capítulo. Se presenta también la herramienta computacional a utilizar para la simulación del funcionamiento de una planta termosolar tipo torre junto con el modelo de la planta CSP GEMASOLAR que es la base para desarrollo de los casos de simulación. Se encuentra también en este capítulo los datos de la locación elegida para establecer la generadora y del recurso solar presente en dicho lugar. Finalmente se hace una introducción de los casos a simulados y las condiciones de la evaluación económica que se aplican sobre estos.

En el capítulo de desarrollo se revisa el proceso de adaptación de la planta GEMASOLAR, presentada en el capítulo anterior, para la simulación de cada uno de los escenarios presentados en Metodología. Se detalla también las características de la línea de transporte de agua salada de una empresa minera que se utiliza como base para la evaluación, además se encuentra en este capítulo el CAPEX & OPEX particulares de los casos.

El capítulo de resultados presenta en gráficas y tablas la energía anual generada, la energía neta, el agua utilizada y los indicadores económicos para la evaluación de cada caso de estudio. Se analiza además en esta sección los valores obtenidos para cada caso.

El último capítulo corresponde a las conclusiones del trabajo. Se concluye en base a los resultados del trabajo de memoria donde se evalúa lo presentado en el capítulo de resultados. Finalmente se presentan ideas para continuar el tema de investigación en trabajos posteriores.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

### 2.1. Centrales Termosolares

Abreviadas como CSP, por sus siglas del nombre en inglés *Concentrated Solar Power*, tienen como principio de funcionamiento el calentar agua para generar vapor y producir electricidad mediante una turbina[18]. Estas generadoras necesitan un alto DNI para su funcionamiento[8], siendo 2.000 kWh/m<sup>2</sup> el umbral para la instalación de CSP comerciales[19]. El alto requerimiento de radiación directa se debe a que necesitan calentar un líquido de trabajo (HTF, *Heat Transfer Fluid*), usualmente sales fundidas, para su funcionamiento.

La captación de los rayos de sol y su reflexión se realiza usando **helióstatos**, espejos que reflejan y concentran la radiación sobre una superficie receptora. Los helióstatos pueden ser fijos o seguir el sol para mejorar la eficiencia. Este calor concentrado en el receptor permite aumentar la temperatura del HTF que fluye por a través de esta superficie[20]. La Figura 2.1 muestra un helióstato de la construcción de Cerro Dominador[21] y es del tipo usado en plantas SPT.



Figura 2.1: Helióstato de Cerro Dominador. *Fuente: Grupo ACCIONA*

El calor del HTF puede ser usado directamente para evaporar agua y generar electricidad como una planta termoeléctrica convencional, o puede ser guardado en un sistema de almacenamiento térmico (TES)[22]. Esta característica de almacenamiento térmico le da una ventaja a la tecnología termosolar sobre las generadoras fotovoltaicas [18], las cuales son más baratas y con mayor penetración en el mercado actual, pero que no pueden generar

electricidad durante la noche sin el uso de baterías que aumentan su costo. Los costos de la tecnología CSP han bajado los últimos años con la creciente masificación de las plantas, haciéndola una alternativa renovable de generación eléctrica con planificación para despachar en todo horario[23].

### 2.1.1. Tipos de Centrales CSP

Existen distintos tipos de centrales CSP y sus configuraciones se diferencian por la forma de enfocar los rayos solares y en su receptor, sin perder de vista que todas siguen el mismo principio para generar electricidad. Pueden enfocar los rayos del sol sobre un punto como las CSP tipo torre o sobre una línea como las CSP tipo cilindro parabólicas. También pueden tener helióstatos móviles como las CSP tipo disco parabólicas o pueden tener un receptor fijo como las CSP tipo fresnel lineal. A continuación, se dará una breve descripción de las plantas CSP mas comunes y estudiadas en la literatura[8]:

- **Cilindro Parabólicas:** CSP con enfoque de línea y receptor móvil. Concentran la radiación mediante espejos parabólicos, en cuyo centro se tiene una tubería con el fluido de trabajo. Se unen numerosos espejos para formar largas canaletas y estas a su vez se distribuyen de forma paralela para aumentar la eficiencia[18]. Es la tecnología CSP más madura en la actualidad y las plantas instaladas tienen capacidades de entre 14 y 80 MW[8]. Un ejemplo de este modelo se observa en la Figura 2.2.

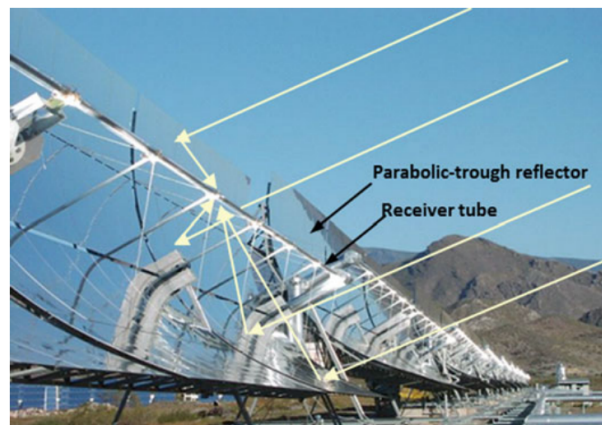


Figura 2.2: Modelo CSP tipo Cilindro Parabólico. Fuente: Libro “*Concentrating Solar Thermal Technologies*”[8]

- **Torre de Concentración:** CSP con enfoque de punto y receptor fijo. Usando varios espejos se concentra la radiación solar en un punto único ubicado en lo alto de una torre central que posee un intercambiador de calor[18]. Es una tecnología que ofrece ventajas en términos de eficiencia, almacenamiento y costos[22]. Un ejemplo de este modelo se observa en la Figura 2.3.

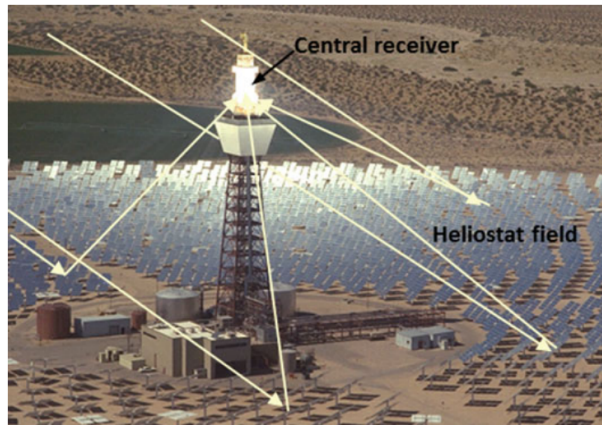


Figura 2.3: Modelo CSP tipo Torre de Concentración. Fuente: Libro “*Concentrating Solar Thermal Technologies*”[8]

- Fresnel Lineal:** CSP con enfoque de línea y receptor fijo. Su funcionamiento es similar al de una generadora cilindro parabólica, con la diferencia que esta utiliza espejos planos. En términos de eficiencia es peor que la tecnología cilindro parabólica, pero la disminución de costos en los espejos y la mejor eficiencia en el uso del terreno pueden compensar esto[8]. Un ejemplo de este modelo se observa en la Figura 2.4.

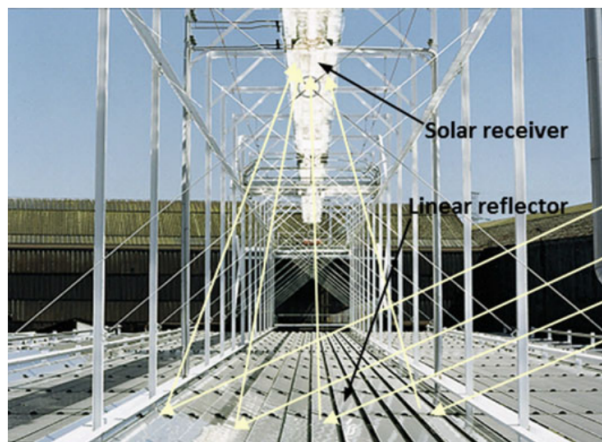


Figura 2.4: Modelo CSP tipo Fresnel Lineal. Fuente: Libro “*Concentrating Solar Thermal Technologies*”[8]

- Disco Parabólico:** CSP con enfoque de punto y receptor móvil. Consiste en un espejo cóncavo que concentra la radiación en un receptor ubicado en su punto focal, el cual usualmente tiene un motor *Stirling*. A diferencia de otras plantas CSP, esta no requiere un sistema de refrigeración, es modular y de alta eficiencia; sin embargo sus costos son aun altos y requiere mayor desarrollo[22]. Un ejemplo de este modelo se observa en la Figura 2.5.

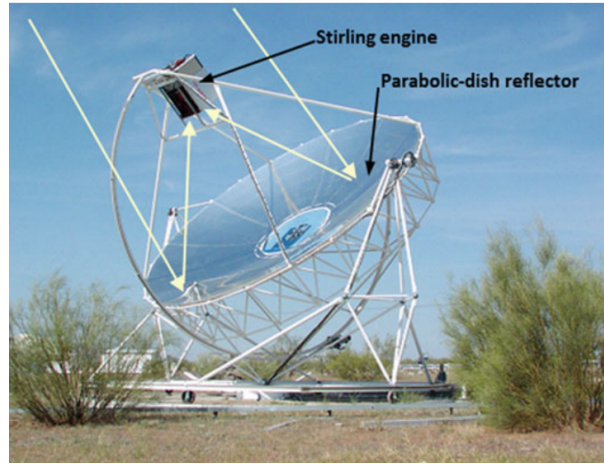


Figura 2.5: Modelo CSP tipo Disco Parabólico. Fuente: Libro “Concentrating Solar Thermal Technologies”[8]

La Figura 2.6 muestra una comparación de las cuatro tecnologías presentadas de acuerdo a su eficiencia del uso de los rayos del sol y según su clasificación de acuerdo al enfoque & el tipo de receptor.

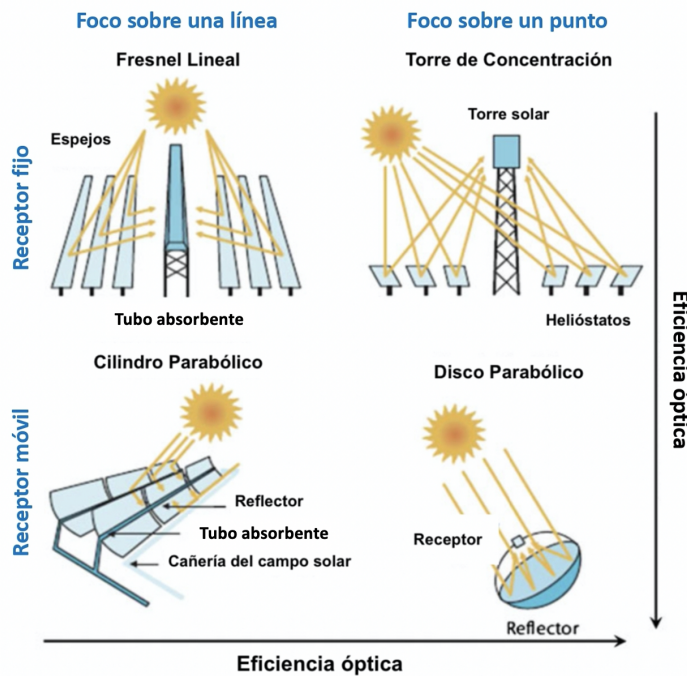


Figura 2.6: Comparación de eficiencia entre los modelos más frecuentes de plantas CSP

## 2.2. Centrales de Concentración Solar Tipo Torre (SPT)

Las centrales termosolares Cerro Dominador (110 MW) en Chile, y Gemasolar (19.9 MW) en España, son del tipo **Torre Solar** [14][24] o SPT, por sus siglas en ingles *Solar Power*

*Tower.* Generadoras de este tipo en los últimos años han aumentado su presencia y cuentan con varios proyectos alrededor del mundo. Esta variante de las CSP presenta mayores costos de instalación que CSP tipo cilindro parabólicas y fresnel lineal; pero en cambio ofrecen ventajas como un radio de concentración mayor que dichas tecnologías, permitiendo que el HTF alcance mayores temperaturas y se consigan mejores eficiencias de producción de energía[25].

La Figura 2.7 presenta el esquemático del proceso de producción de energía y componentes de la CSP tipo torre. Al ser esta la tecnología CSP elegida para evaluar el objetivo presentado en la Sección 1.3 se hará el desglose del funcionamiento de la central, que aunque similar al resto de las tecnologías CSP cuenta con algunas variantes. Los pasos de funcionamiento de una planta SPT se explican a continuación:

1. **Concentración:** Realizado por un campo de helióstatos alrededor de la torre de concentración. Los helióstatos siguen el sol para reflejar la radiación incidente en ellos en un punto de recepción ubicado en lo alto de la torre.
2. **Absorción:** Se realiza por el HTF que es bombeado a lo alto de la torre y adquiere altas temperaturas, sobre 500 grados en el receptor[8]. Puede agregarse un sistema de respaldo usando combustible fósil para calentar el HTF si no hay suficiente radiación[16]. Existen torres que usan directamente vapor como fluido de trabajo (*DVG, Direct Vapour Generation*), llevando agua hasta el receptor y evaporándola en él directamente. Esta variante promete ser eficiente y mas limpia, pero aun se encuentra en fase demostrativa sin plantas comerciales[26].
3. **Almacenamiento:** Se almacena el HTF a diferentes temperaturas en dos estanques separados, un estanque guarda el fluido caliente mientras que el segundo almacena el fluido frío. Estos estanques permiten mantener una reserva de energía térmica en el HTF para continuar el ciclo de generación aun fuera de las horas de sol. Plantas DVG no cuentan aun con un método de almacenamiento térmico a diferencia de las centrales que utilizan aceite o sales fundidas como HTF[26].
4. **Generación:** Se conduce el HTF a altas temperaturas a un intercambiador de calor donde se evapora agua para hacer funcionar una turbina en un ciclo de vapor, convirtiendo la energía térmica en mecánica y finalmente en eléctrica para ser inyectada a la red.



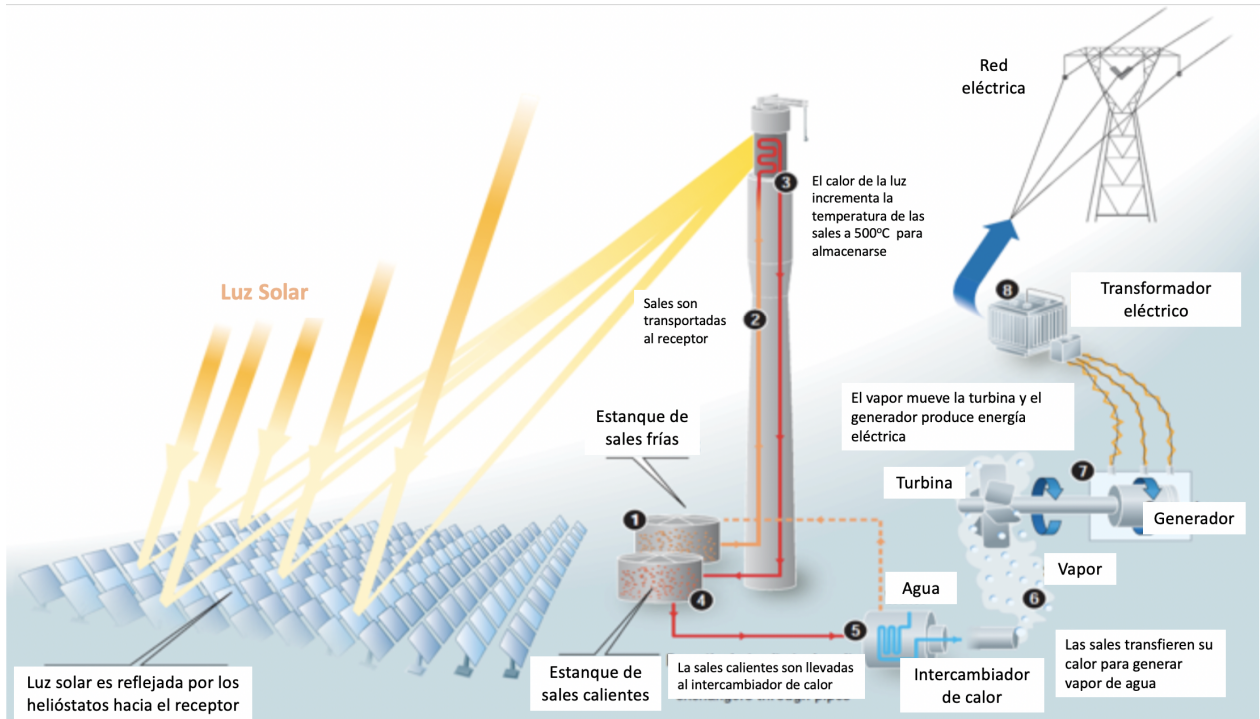


Figura 2.7: Diagrama de una generadora termosolar tipo Torre de Concentración.  
Gentileza Frank Dinter

### 2.2.1. Ubicación de SPT

Como fue expuesto en la Sección 1.2.1, el norte de Chile es una zona que posee un gran potencial solar por la alta radiación que recibe. Frecuentemente zonas áridas como Australia, medio oriente, el suroeste de EE.UU. y el norte de Chile tienen altos niveles de radiación que pueden ser usados para la generación de electricidad como se observa en la figura 1.3. Sin embargo, la idoneidad de una región para albergar plantas solares de gran tamaño no está determinada solo por su nivel de DNI, se deben tener en cuenta también otros parámetros que permiten la factibilidad técnico-económica de una planta SPT. Estudios como el de *Alami et al*[27] proponen criterios adicionales que fueron aplicados en Marruecos para revelar la idoneidad de una región de albergar grandes centrales solares.

1. **Clima:** Aunque las plantas no son en gran medida afectadas por la temperatura de una zona[27], su eficiencia sí depende del recurso solar que tengan disponible. El índice DNI es el parámetro más importante al evaluar la idoneidad de una zona para albergar una central solar, independiente del enfriamiento que realice la planta para su ciclo de potencia[19]. De acuerdo con la literatura, se considera que un DNI anual de 2000 kWh/m<sup>2</sup> es el umbral para el desarrollo económico de una CSP[28].
2. **Orografía:** Corresponde al estudio del relieve de un terreno. Las plantas SPT requieren de grandes extensiones de terreno plano con una inclinación menor al 3 %[27]. Esto puede ser difícil de conseguir en zonas del norte de Chile que se encuentran en la cordillera de los Andes o su par de la Costa, por lo que locaciones en la depresión central del país serían una buena alternativa. A diferencia de la tecnología fotovoltaica, la orientación

de la pendiente del terreno es poco importante para las CSP por la posibilidad de dirigir sus helióstatos[27].

3. **Recurso Hídrico:** Se marca una diferencia según el sistema de enfriamiento que tenga la generadora. Generadoras con enfriamiento húmedo consumen gran cantidad de agua para la generación de energía. En cambio, las generadoras con enfriamiento en seco virtualmente requieren cero agua y por ende son menos dependientes del recurso y pueden ubicarse sin problemas en lugares áridos.  
Sin embargo, se debe tener en cuenta que todas las plantas CSP consumen agua para la limpieza de sus helióstatos y reposición de vapor o *makeup* dentro del ciclo de trabajo[16].
4. **Acceso y Líneas de Transmisión:** Barras y líneas donde inyectar la energía generada son necesarias para la instalación de una central[28]. Un punto donde conectar la generadora a una red interconectada provee de beneficios de seguridad y económicos a una planta de energía[18], como los descritos a continuación:
  - Es posible construir centrales de mayor capacidad que las requeridas por los subsistemas pequeños. Centrales más grandes presentan un menor costo por kW instalado (economía de escala).
  - Se consigue una mayor seguridad de servicio, pues los subsistemas pueden apoyarse mutuamente en caso de falla.
  - Permite evitar problemas de frecuencia.

La Figura 2.8 muestra las principales barras del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) presentes en la región norte del país, en particular alrededor de Antofagasta.

Otras estructuras como urbanización y caminos también son necesarios para facilitar el transportar materiales y trabajadores hasta la planta SPT. Esto deja fuera locaciones que se encuentren muy aisladas por los altos costos que implica proveer acceso a la generadora[27].

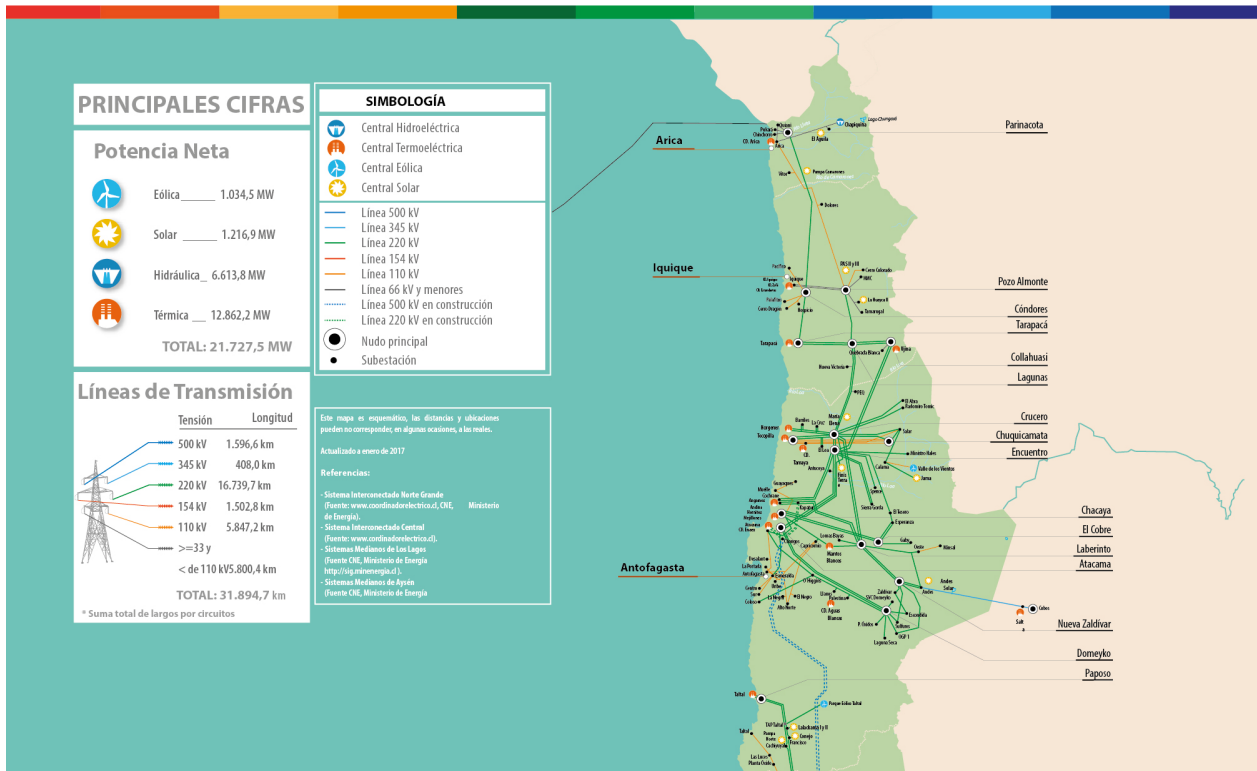


Figura 2.8: Mapa del SEN, vista zona norte en el año 2017. Fuente: CEN

## 2.2.2. Diseño SPT

A continuación, se describen los principales parámetros a tener en cuenta para determinar el costo de la energía producida por la SPT[29]. Estos parámetros afectan directamente el costo de inversión de una planta CSP y por consecuencia el costo al que se obtiene la energía. El incorrecto dimensionamiento de estos valores resultaría en un exceso de energía térmica no aprovechado por el sobredimensionado del campo de helióstatos respecto a la capacidad de la generadora o un campo solar con un tamaño insuficiente para la capacidad de generación de energía y almacenamiento térmico de la planta SPT.

- **DNI de diseño:** Es el valor tal que multiplicado por el área del campo solar y su respectiva eficiencia, entrega la capacidad nominal de la planta[30]. La definición de este valor dependerá del recurso solar presente en la locación de la planta y define el área del campo de helióstatos junto al múltiplo solar (SM). Se escoge un DNI de diseño de forma que el campo solar tenga capacidad de recibir la energía térmica del sol la mayor parte del año.
- **Múltiplo Solar:** El parámetro de diseño llamado Múltiplo Solar (SM, *Solar Multiple*) normaliza el tamaño del campo de helióstatos en relación a la capacidad del bloque de potencia[31]. Se define como el cociente entre la capacidad térmica del campo solar y la potencia térmica requerida por el ciclo de generación eléctrica[32]. Si las potencias

térmicas se representan como superficie del campo solar [m<sup>2</sup>] el SM queda definido por áreas[33], tal como muestra la ecuación (2.1).

$$SM = \frac{C_t}{P_t} \tag{2.1}$$

$$= \frac{X}{Y}$$

$$Y \leq X$$

$C_t$  : Capacidad térmica del campo solar [MW<sub>t</sub>]

$P_t$  : Potencia térmica de la turbina [MW<sub>t</sub>]

$X$  : Superficie del campo solar [m<sup>2</sup>]

$Y$  : Superficie necesaria del campo solar para producir energía a capacidad nominal [m<sup>2</sup>]

De acuerdo a la ecuación (2.1), el SM corresponde entonces al sobredimensionado del campo solar frente al punto de funcionamiento nominal de la central. El sobre dimensionamiento permite recibir energía térmica que no se transforma directamente en electricidad y puede ser almacenada. Como ejemplo, un sistema con SM de 1 significa que el campo solar proporcionara solo la energía nominal necesaria para el ciclo de potencia.

- **Almacenamiento Térmico:** Es la principal característica de las CSP que las diferencia de la tecnología fotovoltaica, les permite generar electricidad fuera de las horas de sol. Su dimensionamiento dependerá del plan de generación de la planta CSP: si se quiere funcionar como generadora de base a un precio por contrato será conveniente tener altas horas de almacenamiento para generar la mayor parte del tiempo; si en cambio se quiere marginar en las horas donde la demanda de energía es mayor, entonces será preferible menos horas de almacenamiento. Se debe tener en cuenta igualmente para que si la planta no tiene capacidad de almacenar mas energía, esta deberá desenfocar su helióstatos[31].

### 2.3. Ciclo de Carnot & Ciclo de Rankine

El ciclo de Carnot es un modelo ideal de un ciclo termodinámico en el cual el fluido de trabajo regresa siempre a su estado inicial al termino de cada ciclo. El modelo, propuesto en 1824 por el ingeniero francés Sadi Carnot, pone un límite superior a la eficiencia de un motor termodinámico [34]. Un motor termodinámico produce trabajo al usar fuentes distinta temperatura para comprimir y expandir el fluido de trabajo con lo que se puede mover un pistón. El proceso inverso se consiste en aplicar trabajo para mover el calor de una fuente de calor a otra, este es el principio por ejemplo de los frigoríficos.

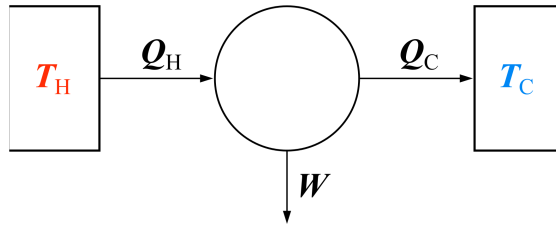


Figura 2.9: Máquina térmica

El ciclo consiste en 4 procesos reversibles, 2 procesos isotérmicos y 2 procesos adiabáticos que suceden de forma intercalada como se observa en la figura 2.10.

- **Expansión Isotérmica** (proceso 1-2,  $T^\circ = \text{constante}$ ): A una temperatura inicial  $T_H$  se permite la expansión del gas para que este realice trabajo en el motor.
- **Expansión Adiabática** (proceso 2-3,  $T_H \rightarrow T_L$ ): El gas continúa realizando en el trabajo y su temperatura cae desde  $T_H$  a  $T_L$  al ser aislado de la reserva de calor  $T_H$ .
- **Compresión Isotérmica** (proceso 3-4,  $T^\circ = \text{constante}$ ): Se pone en contacto el sistema con la reserva de calor  $T_L$  y comienza a comprimirse el gas con fuerza externa por lo que se realiza trabajo en el fluido.
- **Compresión Adiabática** (proceso 4-1,  $T_L \rightarrow T_H$ ): Se separa el gas de la fuente de calor  $T_L$  y comprime el gas a su estado inicial, este aumenta su temperatura hasta  $T_H$ .

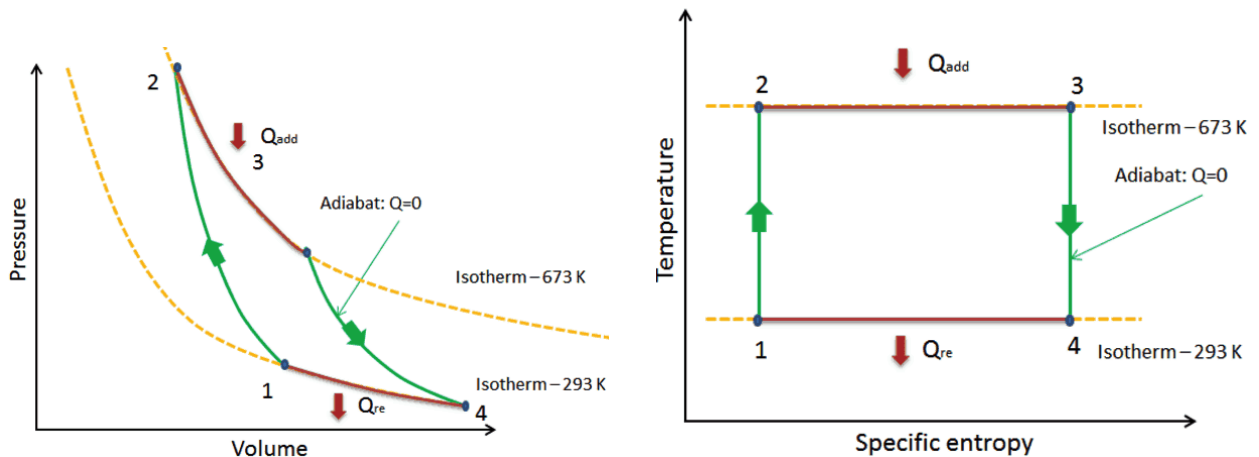


Figura 2.10: Etapas del Ciclo termodinámico de Carnot

La eficiencia del ciclo depende de la diferencia de temperatura entre los estados de este, por lo que a mayor  $T_H$  y menor  $T_L$  mas eficiencia logra el ciclo. La ecuación se muestra a continuación.

$$\mu_{\text{carnot}} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (2.2)$$

En la practica no es posible alcanzar la operación del el ciclo de Carnot y se ocupa el ciclo de Rankine para aproximar el funcionamiento de un ciclo en un motor de vapor con turbina

como el de la figura 2.11. Las etapas del ciclo mostradas en la figura 2.11 son similares a las del ciclo de Carnot y se detallan a continuación:

- **Expansión Isotérmica en la bomba** (proceso 1-2): El agua entra a la bomba como un líquido saturado y aumenta levemente su temperatura.
- **Expansión Adiabática en el generador de vapor** (proceso 2-3,  $T_H \rightarrow T_L$ ): El agua se calienta en este intercambiador de calor y sale como vapor.
- **Compresión Isotérmica en la turbina** (proceso 3-4): El flujo de gas produce trabajo al hacer girar la turbina mientras se expande convirtiéndose en una mezcla de vapor-agua al salir de la turbina.
- **Compresión Adiabática en el condensador** (proceso 4-1,  $T_L \rightarrow T_H$ ): El vapor que sale de la turbina vuelve a estado líquido perdiendo temperatura en un intercambiador de calor.

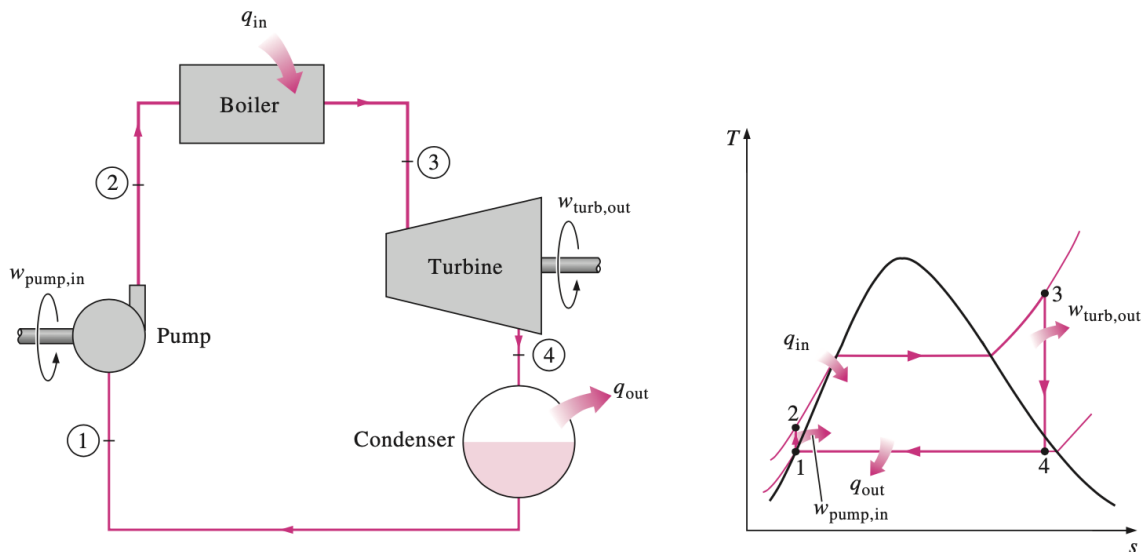


Figura 2.11: Etapas del ciclo de Rankine. Fuente: Libro “*Thermodynamics: An Engineering Approach*”[34]

En plantas de CSP el ciclo de Rankine es utilizado para transformar el calor recolectado del sol en electricidad, como se presenta en la Figura 2.7.

### 2.3.1. Sistema de enfriamiento

Las plantas SPT producen energía eléctrica a partir de la energía térmica mediante el ciclo del vapor de Rankine. El HTF hace hervir el agua del ciclo para que el vapor genere trabajo en la turbina y luego sea condensado por un sistema de enfriamiento para repetir el ciclo. La Figura 2.11 presenta las etapas del ciclo de Rankine usado para generar energía.

Para incrementar la eficiencia del ciclo de Rankine y el trabajo  $W$  obtenido de éste, se puede aumentar la temperatura del HTF y el calor intercambiado al vapor, o se puede disminuir la temperatura y presión a la cual se realiza la condensación[34]. El efecto de disminuir la

presión y temperatura del condensador es ilustrado en el diagrama de temperatura y entropía de la Figura 2.12

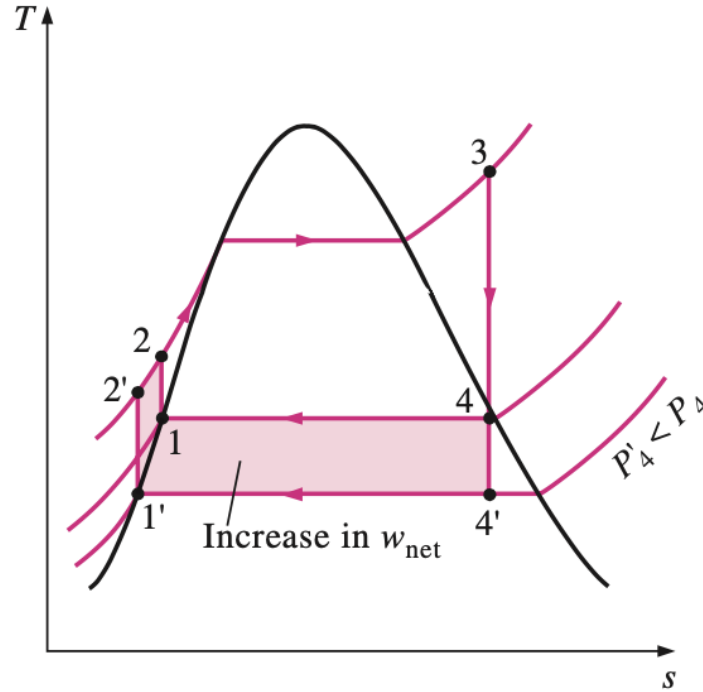


Figura 2.12: Efecto de reducir la presión/temperatura del condensador en el ciclo de Rankine ideal. Fuente: Libro “*Thermodynamics: An Engineering Approach*”[34]

El sistema de condensador del ciclo dependerá de la locación de la planta SPT se utilizan diferentes sistemas de enfriamiento, siendo los siguientes tres los mas comunes para una CSP [35]:

- **Dry Cooling o Enfriamiento Seco:** Corresponde a enfriamiento usando el aire como intercambiador de calor y la circulación de éste para bajar la temperatura del vapor. Tiene la desventaja de ser menos eficiente en regiones cálidas, estando la mayoría de los lugares con buenos niveles de DNI en zonas áridas del globo. Su principal ventaja es que no requiere el uso extensivo de agua, lo que hace a este sistema de enfriamiento especialmente apto para lugares secos o si el acceso al recurso es limitado.
- **Evaporative Water Cooling o Enfriamiento Evaporativo:** Toma agua como intercambiador de calor, reduciendo la temperatura mediante la evaporación del agua de enfriamiento en una torre de enfriamiento. Debido a que el agua es evaporada y liberada, se requiere un suplemento constante de esta, lo cual es costoso de proporcionar en zonas áridas donde usualmente se instalan las plantas CSP.
- **Once-Through Cooling:** Toma un gran flujo de agua del que utiliza como intercambiador de calor. El caudal utilizado no es evaporado pero si aumenta su temperatura luego de pasar por el condensador, por lo tanto, el flujo es retorna al ambiente a una temperatura mayor, siendo un problema ecológico si esta es devuelta a mares o ríos. Generalmente se usa agua de mar para esto, lo que obliga a que las CSP se ubiquen próximas a la costa donde hay un menor índice de DNI.

## 2.4. Diseño Sistema Bombeo de Agua

Para zonas áridas como el desierto de Atacama, el suministro de agua es esencial para el funcionamiento de las comunidades y las industrias. La minera en el Norte de Chile opera en una de las regiones es más secas en el mundo se han debido construir redes de cañerías que lleven el agua desde pozos, ríos o costas por varios kilómetros de distancia y miles de metros de altura. Esto requiere el uso de extensos sistemas de bombeo algunos de los cuales consumen varios mega-watios para mover grandes cantidades de agua y muchos de estos sistemas se alimentan en base a motores Diesel [36]. Para calcular la potencia necesaria para impulsar un cuerpo de agua se utiliza la Formula (2.3)[37] dependiente de la cantidad de volumen de agua por segundo que se quiera mover:  $\dot{v}$ , y a la altura a la que se quiere transportar:  $H$ .

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot (H + \Delta h) \cdot \dot{v}}{\eta_p \cdot \eta_e} \quad (2.3)$$

$P$  : Potencia requerida para bombear [W]

$\rho$  : Densidad del agua [kg/m<sup>3</sup>]

$g$  : Gravedad [m/s<sup>2</sup>]

$H$  : Altura [m]

$\Delta h$  : Perdida de carga [m]

$\dot{v}$  : Caudal volumétrico bombeado [m<sup>3</sup>/s]

$\eta_p$  : Eficiencia bombeo  $\Rightarrow 0.8$

$\eta_e$  : Eficiencia motor eléctrico  $\Rightarrow 0.95$

De la Formula (2.3),  $\rho$  dependerá de la salinidad del agua y su temperatura, aunque este último factor no será tomado en cuenta para el estudio. Si es agua dulce entonces:  $\rho = 1.000$ [kg/m<sup>3</sup>], en el caso de agua de mar está es más densa por contener sal diluida:  $\rho = 1.030$ [kg/m<sup>3</sup>]. La perdida de carga  $h$  corresponde a la perdida de energía cinética de las partículas del fluido al producirse fricción entre ella y contra el conducto que las contiene. La ecuación de Darcy-Weisbach, presentada en la Formula (2.4)[37], permite encontrar la perdida de carga conociendo el caudal  $\dot{v}$  que pasa por un ducto y las dimensiones de este mismo como su largo  $L$  y diámetro  $D$ .

$$\Delta h = 0,0826 \cdot \lambda \cdot \left( \frac{\dot{v}^2}{D^5} \right) \cdot L \quad (2.4)$$

$\lambda$  : Coeficiente de fricción

$D$  : Diámetro interno de la cañería [m]

$L$  : Largo de la cañería [m]

El parámetro  $\lambda$ , corresponde a un coeficiente de fricción obtenido en base al número de Reynolds[37]. Existen diversas maneras de determinar este coeficiente, siendo una de las mas practicas el uso del diagrama de Moody como el mostrado en la Figura 2.13, este diagrama funciona como una calculadora gráfica. Perdidas de carga localizadas por singularidades en



una línea de bombeo como válvulas y codos, son difíciles de calcular y requieren ser determinadas de forma experimental para un cálculo preciso. Las singularidades agregan pérdida de carga para el sistema de bombeo. La Figura 2.14 muestra la pérdida de carga o longitud equivalente en base al diámetro de la cañería para algunas singularidades comunes en los sistema hidráulicos.

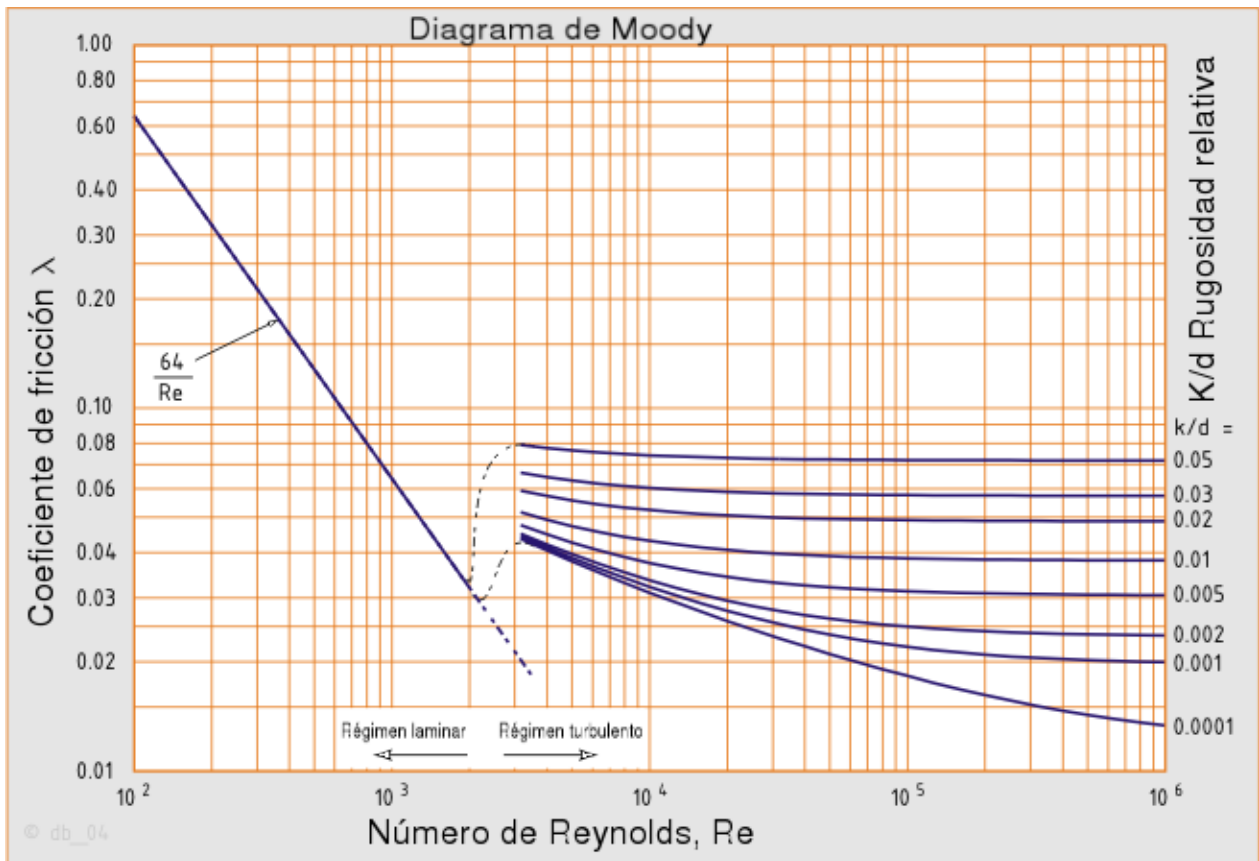



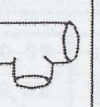







Figura 2.13: Diagrama de Moody

									
DIAMETRO INTERNO (m.m.)	CURVA 90° R=3D	CURVA 90° R=2D	CODO	TE	MANGUERA R=100	DIAFRAGMA ABIERTA	MANQUITO	MACHO PASO RECTO	TECH TAYLOR
LONGITUD EQUIVALENTE EN m DE TUBO RECTO DE IGUAL RESISTENCIA AL FLUJO.									
25	0.52	0.70	0.82	1.77	0.30	2.56	—	0.37	—
32	0.73	0.91	1.13	2.38	0.40	3.29	—	0.49	—
40	0.85	1.10	1.31	2.74	0.49	3.44	1.19	0.58	—
50	1.07	1.40	1.68	3.35	0.55	3.66	1.43	0.73	—
65	1.28	1.65	1.98	4.27	0.70	4.60	1.52	0.85	—
80	1.55	2.07	2.47	5.18	0.85	4.88	1.92	1.04	0.20
90	1.83	2.44	2.90	5.79	1.01	—	—	1.22	—
100	2.13	2.77	3.35	6.71	1.16	7.62	2.19	1.40	0.23
115	2.41	3.05	3.66	7.32	1.28	—	—	1.58	—
125	2.71	3.66	4.27	8.23	1.43	13.11	3.05	1.77	0.30
150	3.35	4.27	4.88	10.06	1.55	18.29	3.11	2.13	0.37
200	4.27	5.49	6.40	13.11	2.41	19.81	7.92	2.74	0.82
250	5.18	6.71	7.92	17.07	2.99	21.34	10.67	3.47	0.61
300	6.10	7.92	9.75	20.12	3.35	28.96	15.85	4.08	0.76
350	7.01	9.45	10.97	23.16	4.27	28.96	—	4.88	0.91
400	8.23	10.67	12.80	26.52	4.88	—	—	5.49	1.04
450	9.14	12.19	14.02	30.48	5.49	—	—	6.22	1.16
500	10.36	13.11	15.85	33.53	6.10	—	—	7.32	1.25

NOTA: PARA CURVA 135° USAR VALOR CURVA 90° x 1.5

FIG. 17. LONGITUDES EQUIVALENTES DE SINGULARIDADES EN TUBOS

Figura 2.14: Pérdidas de carga en base al diámetro de la singularidad. Fuente: PIRO-BLOC

Para el cálculo del diámetro de las cañerías por las que pasa un  $\dot{v}$  se requiere definir la velocidad de transporte del fluido  $\dot{x}$  y se ocupa la Formula 2.5.

$$D = \sqrt{\frac{4\dot{v}}{\pi\dot{x}}} \quad (2.5)$$

$D$  : Diámetro de la cañería [m]

$\dot{x}$  : Velocidad del fluido  $\Rightarrow 1,5$ [m/s]

## 2.5. Desalación Solar

Desalinizar agua de mar es la forma más costosa de producir agua para consumo humano o industrial, pero a pesar de ello se ha convertido en una necesidad en lugares donde existe escasez de agua dulce[38]. La energía solar podría ser una forma sustentable de reducir los costos energéticos de la desalinización en lugares como el norte de Chile que reciben un DNI alto todo el año y posee una larga costa de donde sacar agua salada. Existen dos categorías de desalación solar, directa e indirecta. En la categoría directa, la radiación solar es usada directamente para evaporar el agua, siendo condensada luego sobre un superficie. En la

categoría indirecta, la energía solar es convertida a calor o electricidad para activamente por una membrana o destilar de forma térmica el agua salada. Las dos tecnologías predominantes de desalación solar y representantes de la segunda categoría son la **Destilación Solar por Multi-efectos** (MED) y la **Ósmosis Inversa** (RO).

1. **MED:** Del inglés *Multi Effect Distillation*. Es un método de desalación térmica que consiste en usar calor para evaporar agua salada en varias etapas o cámaras con presiones cada vez más bajas y menores temperaturas. El vapor de una etapa es usado para precalentar el fluido de una etapa previa y aumentar la eficiencia [39]. En los últimos años se ha estudiado la posibilidad de acoplar sistemas de desalación MED a plantas solares[40] para utilizar el calor del condensador como fuente térmica de la primera etapa de destilación.
2. **RO:** Del inglés *Reverse Osmosis*. Es considerada actualmente la forma mas eficiente de desalación, esta consiste en pasar agua salada a través de una membrana a alta presión, la membrana impide el paso de las sales y solo permite el paso del agua. El agua dulce es recolectada por el lado permeable de la membrana y se rechaza la salmuera del otro lado[39]. Este proceso puede ser alimentado directamente por la red eléctrica y la planta no necesita estar acoplada a la central solar.

Ambas formas de desalación presentadas tienen una desventaja, arrojan desechos al ambiente como salmuera y agua caliente [40]. La salmuera puede causar problemas en los ecosistemas marinos si es devuelta al mar, lo mismo el agua caliente; así también, presentan un problema de donde desecharlos cuando la desalación se hace tierra adentro.

### 2.5.1. Destilación Multi-Efecto

Aunque RO es el proceso de desalación más común, tecnologías como el MED pueden usar el calor desechado de procesos industriales como la generación eléctrica y la combinación CSP+MED ofrece una sinergia interesante[40]. Para este estudio se considerará un equipo MED para la desalación de agua en uno de los casos por su capacidad de ser usado en conjunto con el sistema de enfriamiento de la central. El MED ofrece también ventajas frente a otras tecnologías de desalación térmica como MSF (*Multi Stage Flash*) al usar vapor a bajas temperaturas (70 °C) como fuente de calor y al tener un bajo consumo energético[41]. La Figura 2.15 muestra el esquemático de un sistema CSP+MED propuesto por *Casimiro et al.*[42].

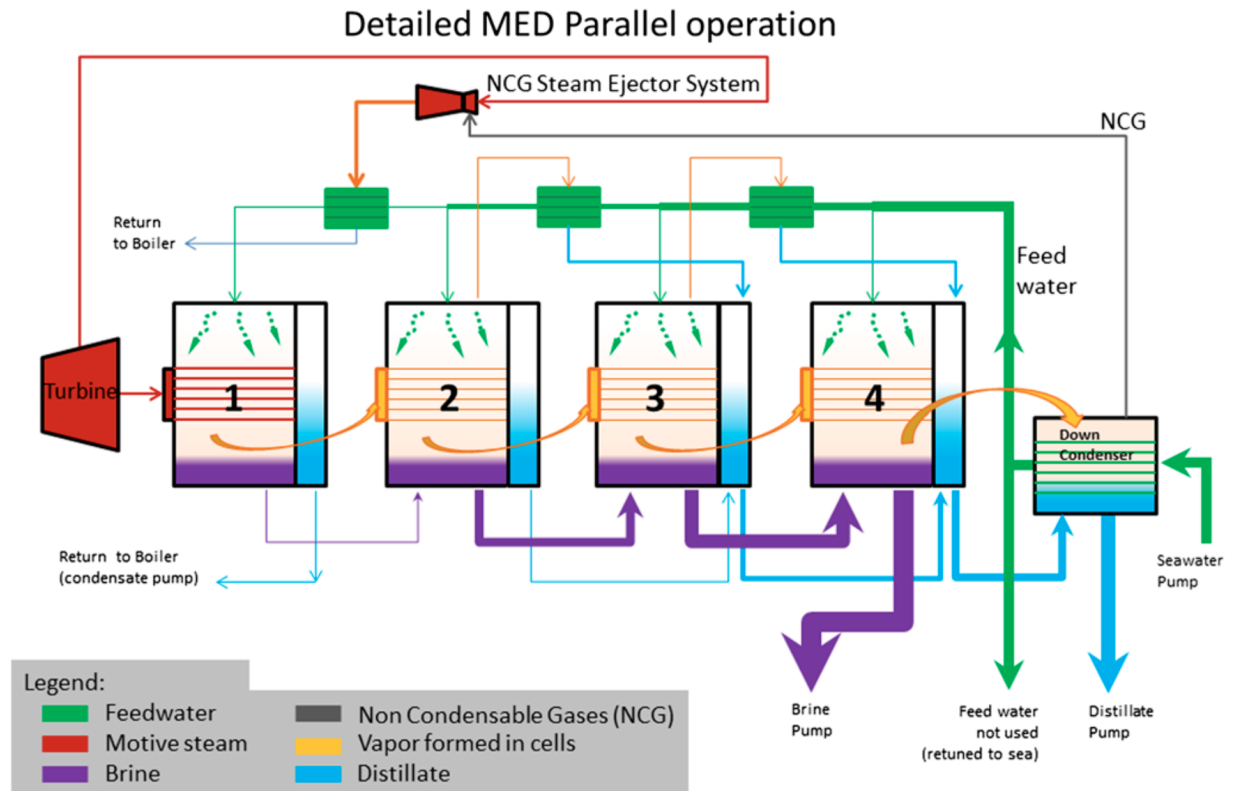


Figura 2.15: Diagrama de proceso de desalación en un MED. Fuente: Casimiro et al.[42]

Un equipo MED que funcione en paralelo a un condensador de una planta SPT utiliza el calor expulsado por el condensador para llevar a cabo el proceso de desalación. El vapor que sale de la turbina entra al primer efecto del MED, condensa y es reinsertado en el ciclo de generación. Para estimar la generación de agua desalada se ocupa la formula usada por Valenzuela et al. presentada en la ecuación (2.6) que relaciona el flujo térmico que sale del condensador con el  $GOR$  del MED.

$$D_w = \frac{Q_{MED} \cdot GOR}{\lambda_s \rho_w} \quad (2.6)$$

$D_w$  : Caudal de agua desalada [ $m^3/s$ ]

$Q_{MED}$  : Calor transferido al primer efecto del MED [ $kJ/s$ ]

$GOR$  : Relación entre salida y ganancia del MED  $\Rightarrow 10.1$ [41]

$\lambda_s$  : Calor latente a temperatura de saturación de  $70^\circ C \Rightarrow 2.333$ [ $kJ/kg$ ][41]

$\rho_w$  : Densidad del agua  $\Rightarrow 1.000$ [ $kg/m^3$ ][41]

## 2.6. Indicadores Económicos

Son los criterios a utilizar en el estudio para determinar la conveniencia de inversión de un proyecto frente a otro. Estos indicadores permiten a inversionistas tomar decisiones sobre distintas opciones de un proyecto o de una cartera de estos en base a su rentabilidad en un horizonte de tiempo[43]. Para la realización de estos indicadores es necesario conocer variables tales como el flujo de caja de un proyecto, tasa de descuento o costo de oportunidad del capital, y el horizonte de evaluación. Con el análisis de estas variables se puede decidir si una tecnología es mas conveniente que otra para invertir, ubicación de un proyecto, los años que tomara en cubrir su costo de inversión y si el proyecto es factible.

- **Costo de la energía:** Representa el costo de generación de la electricidad durante la vida de la planta generadora[44]. Se calcula como la fracción entre el valor presente de los costos requeridos para instalar y operar la central por la energía total producida, la formula para su cálculo se presenta en la ecuación (2.7). El LCOE se ocupa como un indicador económico para comparar el precio de la energía obtenido de distintas plantas de generación[41].

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^N \frac{I_i}{(1+t)^i} + \sum_{i=0}^N \frac{OM_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=0}^N \frac{E_i}{(1+t)^i}} \quad (2.7)$$

$N$  : Horizonte de evaluación

$I_i$  : Inversión en el periodo  $i$

$OM_i$  : Costo de operación & mantenimiento en el periodo  $i$

$E_i$  : Energía producida en el periodo  $i$

$t$  : Tasa de descuento

- **Valor Actualizado Neto:** El VAN (Valor Actualizado Neto) mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas, medido en dinero del periodo inicial. Refleja el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas, por lo tanto, un buen indicador para saber si realizar o no un negocio corresponde a estudiar si este tiene un VAN positivo al final del horizonte de evaluación. Si el VAN es positivo, entonces corresponde a un excedente que queda para los inversionistas al final del proyecto.

La formula del VAN, presentada en la ecuación (2.8), es dependiente de la estimación de los flujos de caja de los periodos futuros. Tiene la ventaja de permitir la comparación de proyectos de distinto nivel de riesgo.

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{FC_i}{(1+t)^i} \quad (2.8)$$

$FC_i$  : Flujo de Caja al periodo  $i$

$t$  : Tasa de descuento

- **Tasa Interna de Retorno:** La TIR (Tasa Interna de Retorno) es aquella tasa de

descuento  $t$  presente en la Formula (2.8) que vuelve el VAN cero, por lo que corresponde a la tasa límite aceptable para el proyecto como muestra la ecuación (2.9). El criterio de selección en este caso es escoger proyectos cuya TIR sea mayor al costo de oportunidad  $t$ . No es conveniente usar solo el TIR para la evaluación económica de un proyecto al no ser un indicador tan consistente como el VAN, ya que, un proyecto puede tener mas de un TIR y este solo sirve para comparar proyectos de igual vida útil.

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} = 0 \quad (2.9)$$

- **Retorno de la Inversión:** El RI (Retorno de la Inversión) determina el periodo en el cual el flujo de caja acumulado se vuelve mayor o igual a la inversión inicial, como muestra la ecuación (2.10). Es un indicador importante para proyectos que requieran resultados rápidos y el criterio de selección en este caso es que el RI sea menor o igual al tiempo máximo de vida del proyecto. El RI es un indicador simple y no toma en cuenta flujos de caja futuros, reinversiones o la tasa de descuento; pero es un buen indicador para saber si al menos la inversión inicial será recuperada.

$$FC_0 = \sum_{i=1}^N FC_i \quad (2.10)$$

# Capítulo 3

## Estado del Arte

### 3.1. Proyectos SPT en el mundo

Como se expuso anteriormente en la sección 2.1, las CSP cuentan con varios atributos que las diferencian de la tradicional energía fotovoltaica. Plantas del tipo cilindro parabólicas se han instalado principalmente en España y Estados Unidos y actualmente el conjunto de tecnologías CSP en el mundo alcanza una potencia instalada sobre 6000 MW[45]. La Figura 3.1 muestra la capacidad de producción a través de CSP instalada al año 2020 y proyectada en el mundo para los próximos años[45]. Se aprecia en la imagen que en Chile actualmente hay 110 MW de generación en construcción, los cuales corresponden a Cerro Dominador. Cabe mencionar que la cifra de potencia instalada mostrada en la Figura 3.1 corresponde a distintos tipos de tecnología CSP, las generadoras del tipo torre de potencia representan una fracción de dicha cifra.

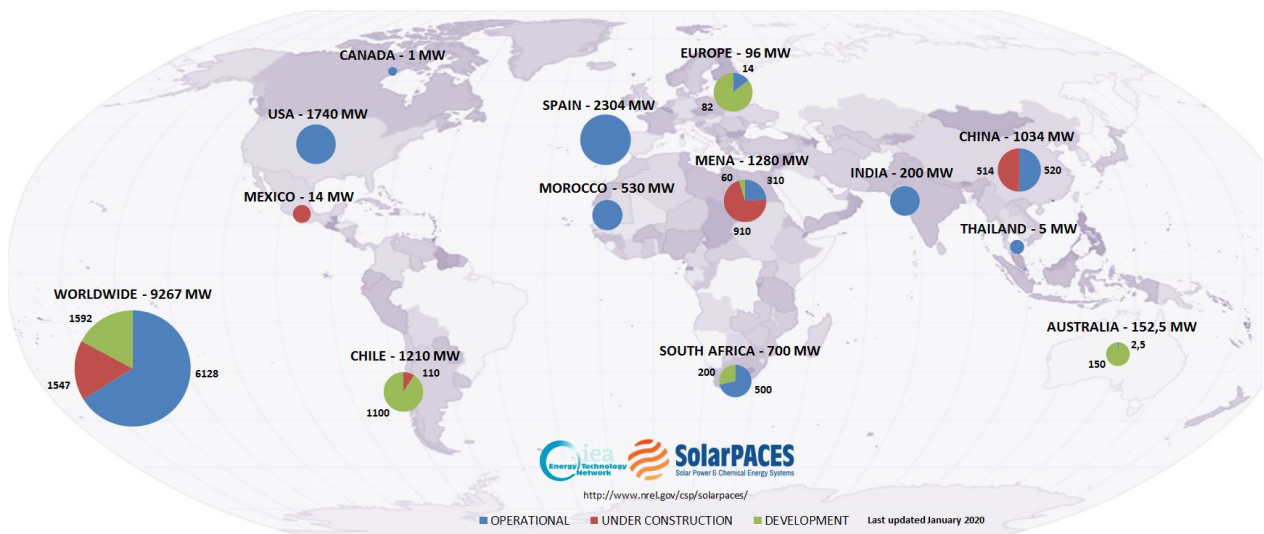


Figura 3.1: Capacidad de generación a través de plantas CSP en el mundo. Fuente: NREL

En las secciones 2.1 y 2.2 se ha expuesto sobre la tecnología de generación termosolar tipo torre y sus ventajas frente a otras configuraciones CSP. Este tipo de generación a diferencia de otras renovables posee flexibilidad en su despacho y tiene mayor eficiencia de producción que plantas CSP del tipo cilindro parabólico. A pesar de sus beneficios, los costos de insta-

lación de las centrales aun son altos, constituyendo un freno para los proyectos de este tipo[44].

La primera planta comercial SPT, GEMASOLAR en España, entro en operación el año 2011. Otras plantas se han sumado con los años y es de esperar que a futuro con un aumento en la masividad de estos, se disminuyan los costos de inversión y estas centrales se vuelvan más competitivas. En los últimos años los proyectos Aurora en Australia y DEWA IV en Dubai han llamado la atención por sus bajos precios de energía proyectados. Ambos proyectos prometen un **PPA** (*Power Purchase Agreement*) de 70 USD/MWh, un precio competitivo incluso con generadoras en base a combustible fósil[46]. La Tabla 3.1 indica los principales proyectos de CSP tipo torre hasta la fecha[45].

Tabla 3.1: Principales proyectos CSP tipo torre solar en operación y en construcción al año 2020

Planta SPT	País	Capacidad de Generación (Bruta) [MW]	Horas de Almacenamiento [h]	Generación Anual [GWh]	Inicio de Operación
Ashalim	Israel	121	4,5	320	2019
Cerro Dominador	Chile	110	17,5	-	Próximamente
Crescent Dunes	EE.UU (Nevada)	110	10	500	2015
DEWA	UAE (Dubai)	100	15	-	Próximamente
Gemasolar	España	19,9	15	80	2011
Ivanpah Solar	EE.UU. (Nevada)	392	0	650	2014
Khi Solar One	Sudáfrica	50	2	180	2016
Yumen	China	50	6	-	Próximamente

En Chile, además de Cerro Dominador, existen planes para la instalación de otros proyectos CSP en la zona norte del territorio. De los proyectos contemplados, tres son del tipo SPT y contarán con capacidades superiores a 110 MW que es lo que actualmente se construye. La Tabla 3.2 presenta un resumen de los proyectos[45]. Respecto al costo que la electricidad de este tipo de generación en el país, *Hernandez et al.*[44] realizó un estudio sobre el potencial de la instalación de SPT en Chile. En dicho trabajo se encontró que en Chile podrían lograrse costos en promedio de 89 USD/MWh para la generación eléctrica usando torres de concentración. El valor mínimo encontrado en la investigación fue de 76 USD/MWh en la zona de Copiapó. Se concluyo además que el costo de energía de una SPT depende principalmente del recurso solar y del costo de instalación.

Tabla 3.2: Futuros proyectos de CSP tipo torre solar planificados en Chile

Planta SPT	País	Capacidad de Generación (Bruta) [MW]	Horas de Almacenamiento [h]	Inicio de Operación
Tamarugal Solar	Chile	450	13	2021
Copiapó	Chile	260	14	2019
Likana Solar	Chile	390	13	2021

## 3.2. Trabajos Previos

Para comenzar esta investigación de memoria se estudio el trabajo de *Branke et al* presentada en la conferencia **SolarPACES 2017**, *COMBINING CONCENTRATING SOLAR*



*POWER WITH MULTIPLE EFFECT DISTILLATION AT INLAND LOCATIONS - An economically viable option for Northern Chile?* [4]; el cual propone la instalación de plantas CSP+MED al interior del desierto para aprovechar altos índices DNI y llevar agua hasta ellas utilizando los acueductos mineros. Como subproducto de la combinación de los sistemas de generación y agua salada se genera agua dulce que puede ser usada por la misma mina o destinada a otro fin. El estudio concluyó que aun con supuestos conservadores, un sistema de CSP+MED en el interior es factible económicamente y que los niveles DNI alcanzados justifican la instalación en el interior[4].

También fue de interés para la revisión del estado del arte sobre el uso de ERNC en sinergia con los sistemas de bombeo en el norte de Chile el trabajo de *Muñoz et al.* Su trabajo de economía energética *ECONOMIC TECHNICAL DESIGN CRITERIA OF A MINING WATER PUMPING SYSTEM ADAPTED TO A PHOTOVOLTAIC ERNC SUPPLY* [5] propone que, si se incorporan criterios de diseño en los futuros sistemas de bombeo que permitan aumentar la cantidad de agua bombeada, es posible gestionar la demanda de las mineras para que esta ocurra en horarios de alta radiación solar. La conclusión de este estudio sobre que un esquema de bombeo donde en lugar de bombear las 24 hrs del día se bombea mayor cantidad agua durante 8 hrs es viable y ayudaría a aumentar la generación solar.

Se estudio respecto de los costos de instalación en los últimos años de la tecnología SPT y como estos han disminuido sus costos, volviéndose una alternativa interesante de generación. La central DEWA IV promete energía a un costo mas económico que el gas en Dubai[47] y *Lilliestam et al*[46] creen que podría ser la muestra perfecta del potencial termosolar y su factibilidad, siendo un ejemplo para otras economías estables que quieran invertir en generación solar. En Chile, como ya fue mencionado, *Hernandez et al.*[44] estudia el potencial de instalación de plantas SPT en el territorio nacional, proponiendo una metodología para encontrar lugares con las mejores condiciones para instalar plantas con un bajo LCOE. Siendo en las cercanías de Copiapó el punto encontrado en su investigación como aquel que ofrece el menor LCOE para una planta SPT.

Para la simulación de una planta SPT, se tomo como ejemplo GEMASOLAR y estudios realizados donde se trabaja en base a esta generadora pero cambiando su locación y respaldo de combustible fósil como en el caso de *Amadei et al*[48] que realiza una simulación de GEMASOLAR sin hibridación y con las condiciones climáticas de diferentes lugares en China utilizando el *software* SAM de NREL. La investigación mostró que GEMASOLAR, aun sin respaldo de combustibles fósiles alcanza una mayor generación energía optimizando parámetros de la planta y teniendo un mayor DNI en el año.

# Capítulo 4

## Metodología

### 4.1. Formalización del Problema

La Figura 4.1 muestra el diagrama de bloques con la metodología de este trabajo de título. El diagrama indica los pasos a seguir, de acuerdo a los objetivos declarados y a la hipótesis a corroborar.

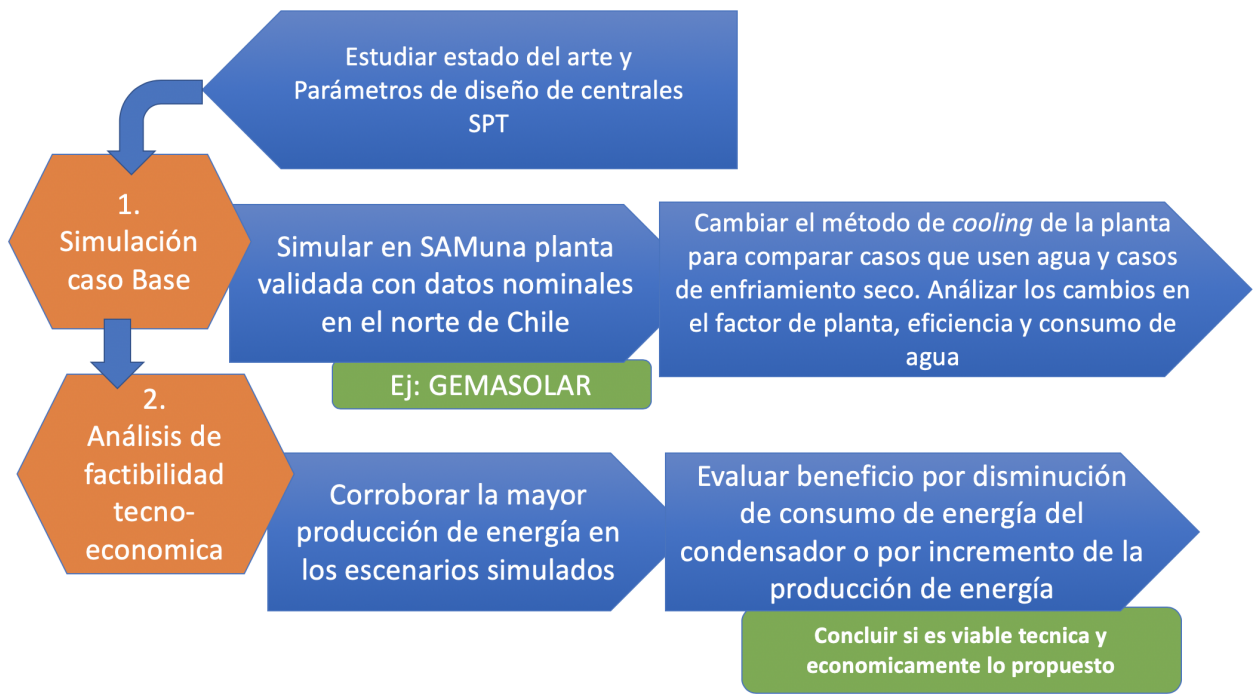


Figura 4.1: Diagrama de bloques con los pasos generales de la metodología a seguir

Para abordar el problema presentado en la Sección 1.3 se modelará una planta solar de Concentración tipo torre en el *software* SAM (*System Advisor Model*) de NREL. En el modelo serán integrados los datos climáticos y de diseño propios de una locación en la región de Antofagasta, y se modificará el ciclo de Rankine de la SPT según su tipo de enfriamiento. A partir de este modelo en SAM se obtendrán los datos de generación de energía eléctrica, energía térmica de entrada, eficiencia y consumos adicionales de energía del condensador de la planta SPT. Del modelo también se puede obtener valores económicos como su costo de inversión, valores de O&M y el LCOE de la planta termosolar.

Para estudiar la sinergia propuesta como hipótesis, se evaluará la planta SPT modelada con distintos tipos de enfriamiento y se medirá sus costos/beneficios como el costo de bombear agua salada hasta la planta usando la línea de bombeo de una empresa minera y el beneficio de generación de energía que supone el uso de agua para enfriar. Se considerará también la inversión a realizar por la planta SPT así como el sistema hidráulico que corresponda para mover el agua a la planta. Se debe considerar que ventajas y desventajas entregan los casos propuestos y concluir si son viables económicamente, así como su atractivo para posible inversión en sistemas de bombeo y tecnologías de concentración solar.

Los siguientes pasos corresponden a las etapas realizadas para cumplir el objetivo:

1. Definición de escenarios a modelar
2. Validación en SAM de un modelo de planta SPT para utilizar como base de los escenarios a simular.
3. Elección de una locación cercana a un complejo minero que tenga las características de recurso solar necesarias para albergar una CSP.
4. Construcción del caso base en el sitio elegido anteriormente.
5. Identificación de los principales costos asociados a una planta SPT.
6. Simulación de los distintos escenarios de planta SPT donde hay interacción entre el sistema de bombeo y la planta generadora.
7. Evaluación de la generación y consumos adicionales de energía de cada caso para la evaluación técnica.
8. Identificación de los costos e ingresos de cada caso para la realización de un flujo de caja.
9. Conclusión en base a los indicadores económicos comparando la rentabilidad de cada escenario para el análisis de la factibilidad económica.

La Figura 4.2 indica los pasos a seguir para la definición del modelo a realizar para el análisis de factibilidad.

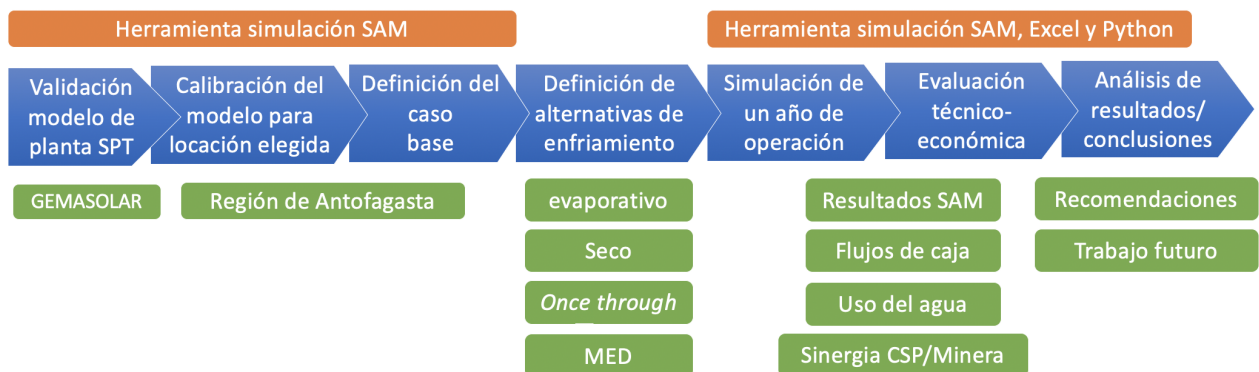


Figura 4.2: Diagrama de bloques con los pasos de la metodología a seguir para la simulación del modelo

## 4.2. Herramienta Computacional: SAM

Se utilizó el *software System Advisor Model (SAM)* para modelar la central CSP tipo torre que será la base de este estudio. SAM fue desarrollado por NREL (*U.S. National Renewable Energy Laboratory*), “es un programa gratuito de modelamiento de tecnologías renovables que permite realizar análisis técnico económicos para facilitar la toma de decisiones”[49]. SAM permite modelar generadoras de energías renovables de distintos tipos y escalas, desde generación residencial a escala industrial, e incluye modelos de generación fotovoltaica, termosolar, geotérmica y biomasa entre otros [49]. Además, tiene distintos modelos financieros para inyectar la energía generada. Todas las simulaciones se obtuvieron a partir de modelos desarrollados en éste *software*.

Para la simulación de la SPT se ocupó el módulo *CSP - Power Tower Molten Salt*, junto al submódulo *PPA - Single Owner* para realizar los cálculos de utilidad[29]. Este modelo permite simular el desempeño de una planta termosolar tipo torre de concentración con almacenamiento térmico de energía mediante sales fundidas. Un diagrama de la planta implementada con los módulos descritos se observa en la Figura 4.3.

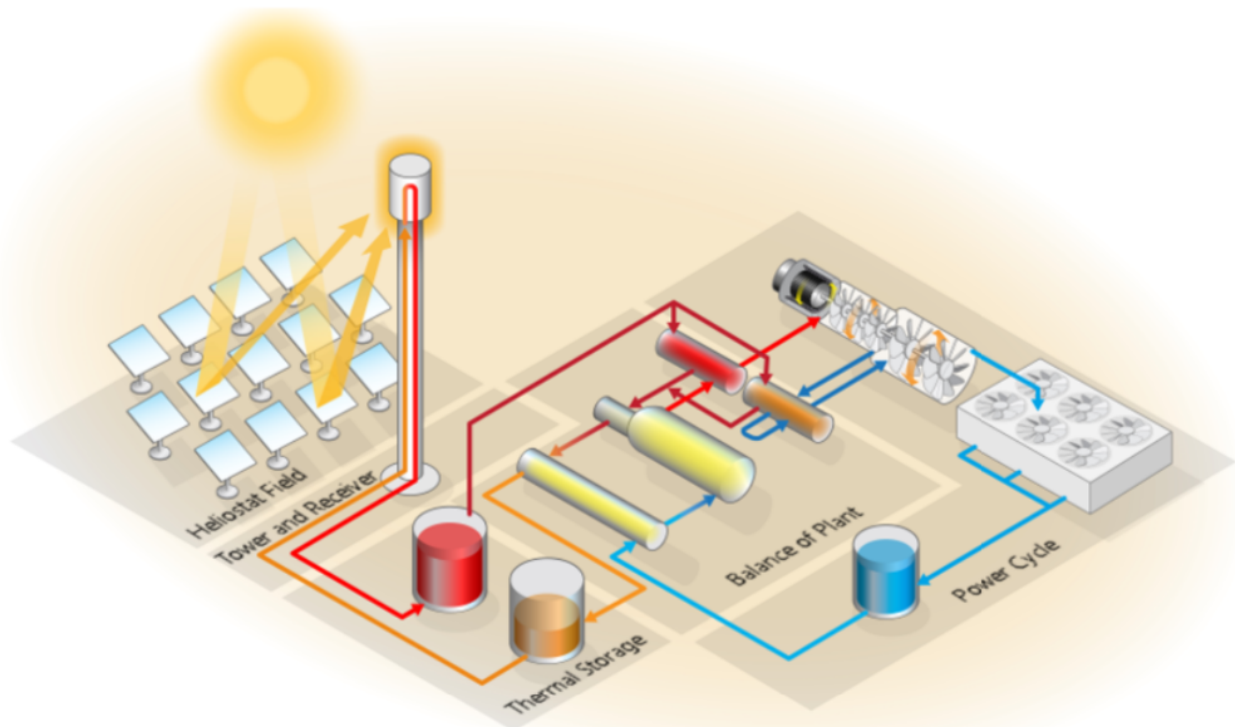


Figura 4.3: Diagrama del modelo *CSP - Power Tower Molten Salt* en SAM. Fuente: SAM NREL

El diseño de la planta en el programa, se realiza mediante varias secciones que definen parámetros de diseño de la central. como sus horas de almacenamiento térmico, generación nominal, presiones dentro de su ciclo de generación y dimensiones del campo de helióstatos. También se definen parámetros de entrada que impactan el desempeño de la planta en el tiempo como datos climatológicos y tiempos de despacho.

Dado que el trabajo tiene como objetivo, el análisis de distintos escenarios modificando el sistema de enfriamiento de la CSP como enuncia la sección 1.4. Se modelaran distintos modelos en SAM con idénticas características de dimensiones de planta, SM y horas de TES, pero con diferencias en su ciclo de potencia para evaluar el uso de agua. Los siguientes *outputs* del *software* serán medidos pues son de interés para el trabajo como: disposición del campo de helióstatos, energía térmica de entrada al ciclo de potencia, energía eléctrica producida, eficiencia de la planta, consumo adicional del condensador y LCOE resultante.

### 4.3. Caso de Planta SPT: GEMASOLAR

La base para desarrollar el modelo de CSP tipo torre es la planta **GEMASOLAR**, operativa desde el 2011 en Fuentes de Andalucía, Sevilla, España. Esta generadora es la primera planta solar de concentración tipo torre con almacenamiento de sales fundida de escala comercial[24]. GEMASOLAR tiene una capacidad de generación de 19.9 MW y un almacenamiento térmico de 15 hrs, permitiéndole suministrar electricidad a 27,500 hogares y reducir en 28,000 toneladas al año las emisiones de CO<sub>2</sub>[50]. La Figura 4.4 muestra una vista aérea del complejo.



Figura 4.4: Vista de la Planta GEMASOLAR, propiedad de *Torresol Energy*. Sevilla, España

Se modela una CSP del mismo tipo que GEMASOLAR en SAM 2020.2.27 con los datos de un modelo de la planta desarrollado por NREL para SAM 2012.11.30 [51] y el archivo climático de Sevilla en España entregado de *Spanish Weather for Energy Calculations* (SWECC)[52]. El archivo SAM 2012.11.30 es incompatible con la versión actual del *software* y cuenta con un modulo para simular un respaldo en base a combustible fósil en el ciclo de potencia, éste respaldo es inexistente en la versión 2020.2.27 de SAM. Por esta razón para realizar la comparación se traspasan los parámetros a mano y no se considera el respaldo en base a combustible fósil de GEMASOLAR como en el trabajo de *Valenzuela et al.*[41]. La Tabla 4.1 muestra el resumen de los parámetros modificados y su comparación respecto a los valores por *default* incluidos en SAM versión 2020.2.27. Uno de los cambios realizados en

la central fue el número de helióstatos, la central real cuenta con un campo solar de 2650 helióstatos. Como no se cuenta con un archivo con la distribución real del campo, se usa un archivo de un campo de helióstatos similar desarrollado por *F.Lopes et al*[53] para una planta de similares dimensiones.

Tabla 4.1: Comparación entre parámetros del *software* SAM 2020.2.27 y parámetros usados para simulación de GEMASOLAR

Parámetros <sup>a</sup>	Original (SAM 2020.2.27)	GEMASOLAR[51]
Estimated gross to net conv.	0,9	0,875
Receiver diameter [m]	18,061	8,89
Number of panels	20	16
Min condenser pressure [inHg]	2	1,25
Design turbine gross output [MWe]	111,25	19,9
Ambient temperature at design [°C]	42	20
HTF hot temperature [°C]	574	565
Condenser type	Air-cooled	Evaporative
Tank height [m]	12	20
Solar field land area multiplier	1	1,4
Piping loss coefficient [W/m]	10.200	8.000
Design point DNI [W/m <sup>2</sup> ]	950	850
Tower height [m]	175,19	140
Heliostat area [m <sup>2</sup> ]	148,84	118,81
Number of heliostats	8.883	2.625 [53]
Receiver height [m]	22,99	14.22
Location	Dagget, CA	Sevilla, España
TOD factors and schedule library	Generic Summer Peak	Uniform Dispatch
Full load hours of storage [hrs]	10	15
Solar Multiple	2,4	2,5
Max heliostat distance to tower [m]	9,5	8

<sup>a</sup> Parámetros mantienen su nombre en inglés tal como aparecen en el *software* SAM

## 4.4. Locación y Recurso Solar

Se busca una locación en el norte de Chile donde simular la central CSP. Esta ubicación debe cumplir con las condiciones principales expuestas en la Sección 2.2.1 y estar cerca de la locación de una mina que actualmente bombee agua de mar a sus operaciones. Debe cumplir además los criterios de Orografía y acceso al recurso hídrico presentados.

En base a esto se elige un área de interés en la región de Antofagasta alrededor de la minera Centinela que bombea agua salada[12]. La zona cumple con las condiciones de DNI y se encuentra cerca de tres líneas para conexión al SING, EL Tesoro 220kV, Sierra GorDA 220 kV y Spence 220 kV. La vista aérea de la locación puede verse en la Figura 2.2.1[54].

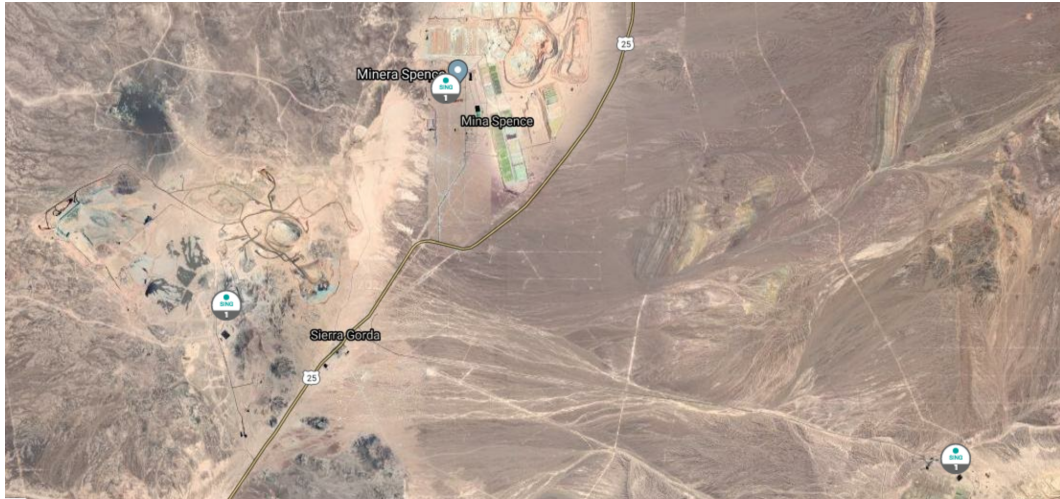


Figura 4.5: Locación seleccionada. Fuente: Comisión Nacional de Energía

Dentro del área seleccionada se escoge el punto en la latitud  $-22.9$  y longitud  $-69.3$ . La Tabla 4.2 contiene las características del sitio y el costo asociado a la construcción de una torre de concentración termosolar en esta locación[44]. Este punto cuenta con un recurso solar superior al umbral de DNI anual de  $2,000 \text{ kWh/m}^2$ , se encuentra en un área plana y despejada, cercana a la ruta 25 para su acceso y a varias faenas mineras, lo cual promete la presencia de cañerías de bombeo.

Tabla 4.2: Características de la ubicación seleccionada

<b>Latitud °S</b>	22.9
<b>Longitud [°O]</b>	69.3
<b>Elevación [m]</b>	1.649
<b>DNI Anual [<math>\text{kWh/m}^2</math>]</b>	$3.724 \text{ kWh/m}^2$
<b>DNI diario [<math>\text{kWh/m}^2</math>]</b>	10,2
<b>Velocidad promedio del viento [m/s]</b>	4,2
<b>Temperatura promedio [°C]</b>	16,9
<b>Costo asociado a CSP [USD/MWh]</b>	87,9 - 88,5 [44]

Para el ingreso de la radiación solar que recibe la planta simulada, SAM requiere de la información de radiación y temperatura ambiente de la locación elegida. Se usa el **Explorador Solar**, base de datos de la radiación solar en territorio nacional [55], para la generación de un archivo TMY (*Typical Meteorological Year*) que caracterice los datos climáticos de un año típico. El Explorador Solar ofrece un modelo los 365 días de temperatura, radiación, punto de rocío, viento y nubosidad típica que recibe el punto seleccionado con datos hora a hora[56].

La radiación solar directa promedio recibida durante el año en cada mes se muestra en la Tabla 4.3. La Figura 4.6 ofrece el promedio diario de DNI recibido con el máximo medido cada día. Se aprecia que la Máximo DNI medido es del orden de  $1.000 \text{ W/m}^2$ . Además en la Figura 4.6 se observa que hay pocos días de baja radiación al año, la mayoría concentrados en Febrero, lo que es consistente con la zona[56].

Tabla 4.3: Promedio de DNI diario mensual recibido en el punto escogido en la región de Antofagasta. *Fuente: Explorador Solar*

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DNI [kWh/m <sup>2</sup> /day]	7,61	7,19	6,89	5,79	4,82	4,34	4,5	5,42	6,58	7,65	8,24	8,25

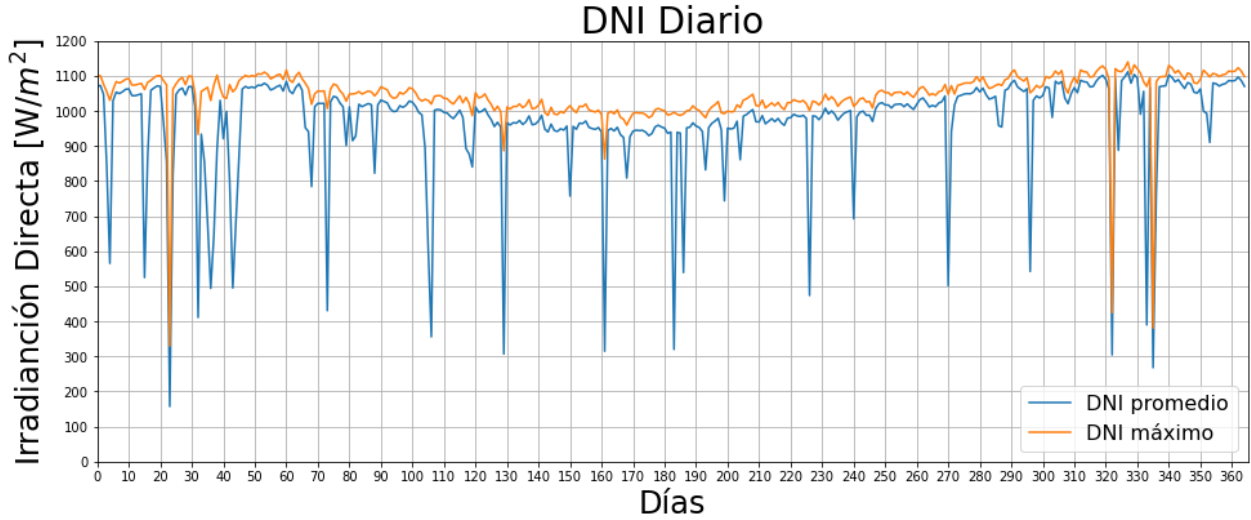


Figura 4.6: Promedio de DNI recibido en el día para un año típico. *Fuente: Explorador Solar*

## 4.5. Escenarios de Simulación

El modelo validado con las métricas reportadas del informe de GEMASOLAR desarrollado por NREL [51], mostrado en la Sección 4.3, será usado como modelo base para simular una planta CSP del mismo tipo en la locación elegida en la sección 4.4 y a partir de este, otros tres casos distintos de generación en la misma ubicación del norte de Chile. La Figura 4.7 resume el problema planteado y los escenarios simulados.



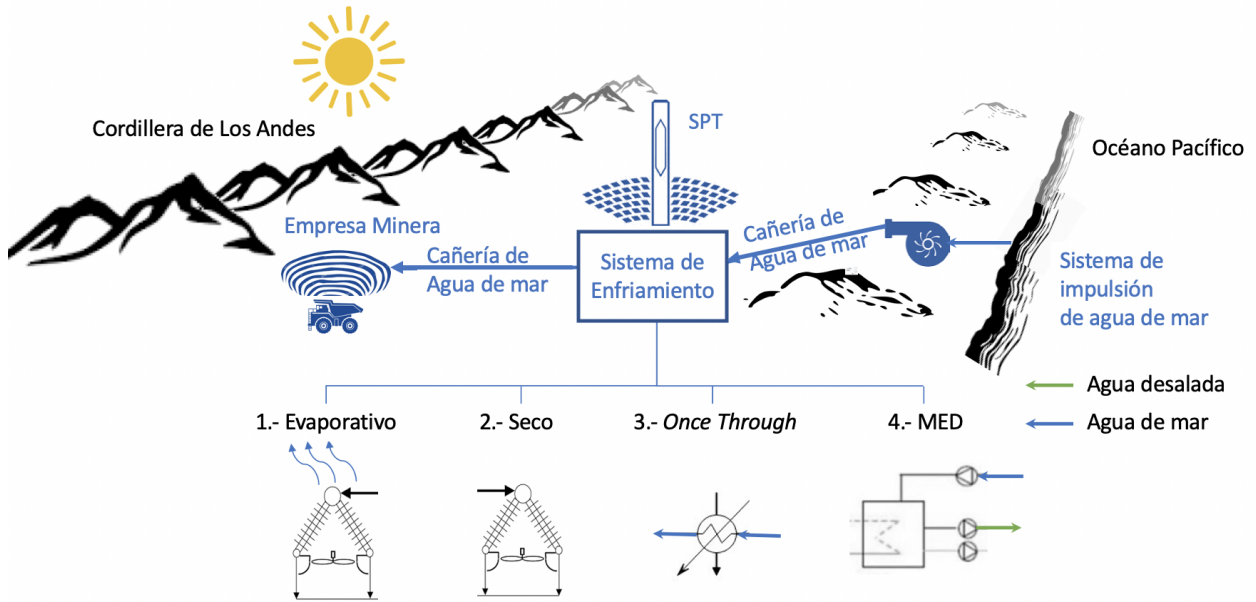


Figura 4.7: Resumen de los escenarios simulados. *Gentileza Rodrigo Palma*

El caso base corresponde a la planta de GEMASOLAR, idénticas dimensiones y propiedades como SM y TES, pero con un campo de heliostatos adaptado a la nueva locación en la comuna de María Elena. Se plantean luego los cuatro escenarios mostrados en la figura, el primer caso corresponde a la misma generadora con enfriamiento evaporativo operando ahora en conjunto con el sistema de bombeo de la minera suponiendo que utiliza el flujo de agua ascendente hacia la mina. En el segundo escenario la planta realiza enfriamiento con enfriamiento seco y no utiliza agua. En el tercer escenario se realizara enfriamiento *once through* operando ahora en conjunto con el sistema de bombeo de la minera suponiendo que utiliza el flujo de agua ascendente hacia la mina.

Finalmente, el último escenario contempla un equipo MED acoplado al sistema de enfriamiento de la planta para realizar adicionalmente desalación usando el calor desechado. Este ultimo escenario requiere de un cambio en la eficiencia de la turbina y en la temperatura de condensación en el condensador para simular los efectos que tendría el uso de un MED.

Todos los escenarios propuestos mantendrán las dimensiones de torre y recibidor de GEMASOLAR, la capacidad de 19,9 MW de generación, el SM de 2,5 y 15 hrs de TES; además se mantiene para los casos estudiados en Chile el mismo campo solar en todos ellos.

## 4.6. Características de la Evaluación Económica

Para la evaluación económica se realiza el flujo de caja con la inversión, ingresos y costos de operación & mantenimiento (O&M) de cada escenario. Se toma además para la evaluación económica una tasa de descuento de 7% y un horizonte de evaluación de 30 años. Se considera que no hay degradación de la planta SPT, por lo que la energía producida no disminuye con los periodos. En el flujo de caja se evalúan los costos e ingresos de la planta SPT sin inflación ni impuestos, suponiendo flujos constantes a lo largo de su vida útil.

Las ganancias de todos los escenarios vienen por la venta de energía al costo de energía por contrato proyectado por minera centinela para el año 2021, el cual corresponde a 102 USD/MWh[57]. Se considera que la planta SPT funciona como generación de base para la empresa minera. Este valor fijo considerado es superior la mayor parte del tiempo a lo que se paga por energía en la zona norte del país, sin embargo, empresas de la gran minería si tienen contratos por con valores en torno a 100 USD/MWh. Como contraste se muestra en la Figura 4.8 el costo marginal de algunas barras de la zona norte del SEN durante los días de mayo de 2020[58], en la imagen se aprecia que los valores en torno a 100 USD/MWh no representan lo normal si no que *peaks* de precio producidos en algunos días.

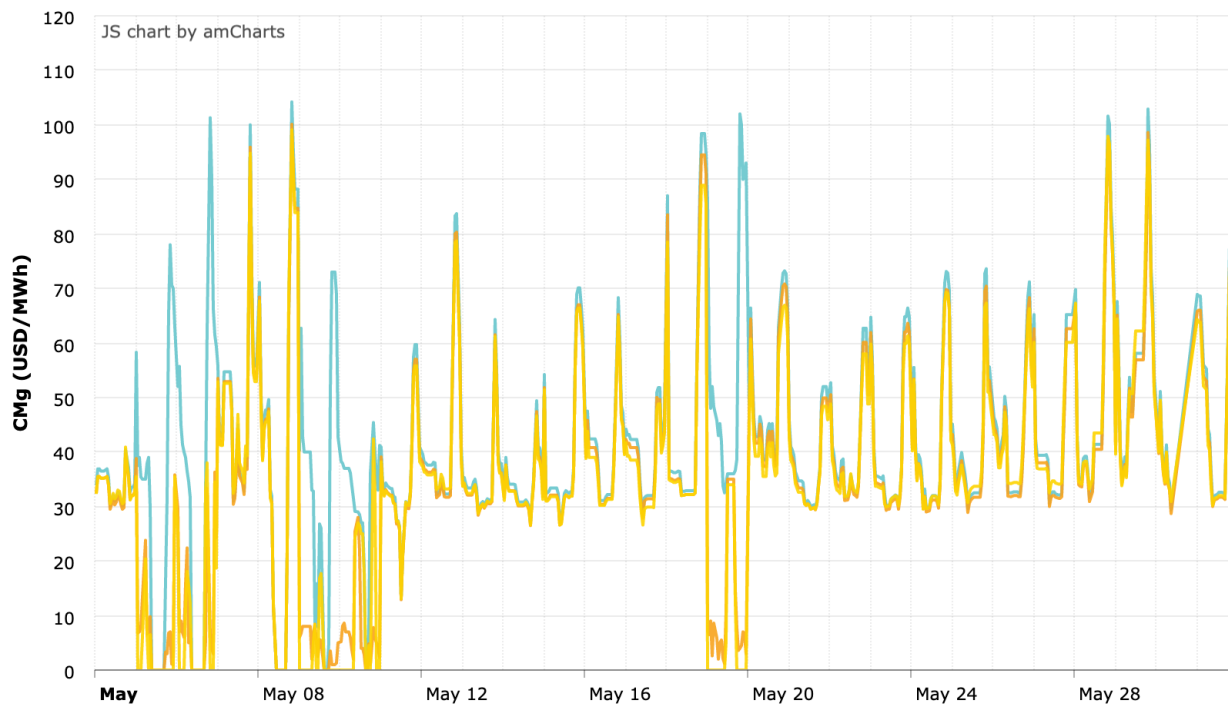


Figura 4.8: Costo Marginal *Online* de mayo 2020 para algunas barras representativas del SEN. *Fuente: CEN*

El caso de enfriamiento con MED es el único caso con una fuente de ingresos adicional, ya que, este caso realiza desalación de agua y puede venderla luego a precio de mercado. Para el precio de venta del agua se toma el costo del agua industrial manejado por minera Centinela, el cual corresponde a 2,1 USD/m<sup>3</sup>[57].

Los costos de operación de los escenarios SPT a simular quedan definidos de acuerdo al costo de inversión (**CAPEX**) y operación (**OPEX**) de la planta CSP, así como al costo de inversión del sistema de bombeo adicional. Todas las plantas simuladas mantienen las mismas dimensiones de torre y configuración de SM y TES de GEMASOLAR que se definen en la Sección 4.5, por lo que sus valores de inversión son virtualmente idénticos. El bombeo de agua para el sistema de enfriamiento en cambio requiere de un costo de inversión distinto para cada caso según la cantidad de agua que se necesita bombear.

### 4.6.1. CAPEX de la Planta SPT

El CAPEX requerido para la construcción de la planta SPT modelado por SAM incluye la preparación del terreno donde se emplazará la torre, construcción del campo de helióstatos, torre y receptor de la planta, almacenamiento térmico, ciclo de potencia para la generación y contingencias que puedan surgir. Los costos de cada uno de los elementos mencionados tiene relación lineal con el tamaño de la planta o con la energía generada, a excepción de la torre solar y el receptor de esta misma[33].El costo de la torre y el receptor, aunque proporcionales a la altura de la torre y al área del receptor respectivamente, no son lineales si no que son escalados respecto a un valor referencial. Para el cálculo de los costos de la torre y el receptor se utilizaron las ecuaciones (4.1) y (4.2) respectivamente, mismas utilizadas en la investigación de *Valenzuela et al.*[41] y por SAM[59].

$$C_{tow} = C_{tow,ref} \left[ \chi_{tow} \left( h_{tow} - \frac{h_{rec}}{2} + \frac{h_{hel}}{2} \right) \right] \quad (4.1)$$

$C_{tow}$  : Costo de la torre solar

$C_{tow,ref}$  : Costo referencial de la torre solar

$\chi_{tow}$  : Factor de escalamiento de la torre

$h_{tow}$  : Altura de la torre solar

$h_{rec}$  : Altura del receptor

$h_{hel}$  : Altura de los helióstatos

$$C_{rec} = C_{rec,ref} \left( \frac{A_{rec}}{A_{rec,ref}} \right)^{\chi_{rec}} \quad (4.2)$$

$C_{rec}$  : Costo de la torre solar

$C_{rec,ref}$  : Costo referencial del receptor

$\chi_{rec}$  : Factor de escalamiento del receptor

$A_{rec}$  : Área del receptor, definida por el diámetro  $D_{rec}$  y la altura  $h_{rec}$  de diseño de esté

$A_{rec,ref}$  : Área referencial del receptor

Por otro lado, para el CAPEX del sistema hidráulico se considera el costo de cañerías y bombas que deban instalarse de forma adicional a la línea de bombeo que ya transporta agua hasta la minera. El costo de las cañerías es tomado desde el catálogo de precios de la empresa Vinilit S.A., principal fabricante de tuberías plásticas en Chile, y corresponde a los precios que manejan para para junio 2020[60]. Para definir el costo de las bombas se utiliza la fórmula (4.3) en base al caudal que transportan, esta fórmula es análoga a la ecuación (4.2) usada para calcular el costo del receptor. Para el costo de las bombas se revisa el reporte de CAPEX de proyectos mineros y se tomo el valor de como costo de 143.941 USD[61] como referencia de la bomba. Se toma en cuenta también el costo de las obras civiles e instalación del sistema hidráulico, calculado como un 50 % del costo de inversión de cañerías y bombas[61]. Para efectos de LCOE, no se considera el costo de inversión del sistema hidráulico en el cálculo

presentado en la ecuación (2.7).

$$C_{pump} = C_{pump,ref} \left( \frac{\dot{v}_{pump}}{\dot{v}_{pump,ref}} \right)^{\chi_{pump}} \quad (4.3)$$

$C_{pump}$  : Costo de la bomba

$C_{pump,ref}$  : Costo referencial de la bomba  $\Rightarrow$  143.941 USD[61]

$\chi_{pump}$  : Factor de escalamiento de la bomba  $\Rightarrow$  0,8 [61]

$\dot{v}_{pump}$  : Caudal bombeado

$\dot{v}_{pump,ref}$  : Caudal de referencial de la bomba  $\Rightarrow$  0,25 m<sup>3</sup>/s[61]

#### 4.6.2. OPEX de la Planta SPT

El OPEX corresponde al costo de la operación & mantenimiento de la planta y usualmente es expresado como valor anual fijo por potencia nominal instalada y un valor variable según la generación anual. En este estudio, los casos a simular tienen igual capacidad instalada al estar basados todos ellos en la planta de GEMASOLAR por lo que el OPEX dependiente de la capacidad de la planta será idéntico en todos los escenarios. Sin embargo, los casos diferirán en el OPEX dependiente de la generación anual, pues, los diferentes sistemas de enfriamiento llevan a distintas eficiencias y por ende energía generada a final de año a pesar de recibir el mismo recurso solar.

Se agrega al OPEX el costo del agua requerida para la operación de la planta, el *makeup* del ciclo de Rankine y la limpieza de helióstatos. El agua para la operación de la planta puede ser de distinta calidad según el escenario, para el caso base se considera que este compra agua industrial para su enfriamiento, en tanto los escenarios que tienen relación con la minera hacen uso de una parte del agua salada que es impulsada desde la costa y solo deben pagar con la energía para el traslado del agua requerida hasta la planta SPT. El *makeup* del ciclo de Rankine y la limpieza de los espejos en el campo solar requieren agua desalada, las cantidades de agua requerida son determinadas por SAM en base a las horas de funcionamiento de la planta y el área reflectiva respectivamente. Los helióstatos consumen en la limpieza 0,7 L/m<sup>2</sup> y se considera que estos se limpian 35 veces al año [44]. El costo del agua desalinizada obtenida por plantas de ósmosis inversa tiene un costo de referencia de 5,65 USD/m<sup>3</sup>[44], en tanto mineras como Centinela manejan un costo de 3.8 para el agua desalada. La Tabla 4.4 presenta los costos de agua por volumen que maneja minera Centinela[57].

Tabla 4.4: Costos de una empresa minera para distintas calidades de agua. *Fuente: Antofagasta Minerals*

Calidad del Agua	Costo [USD/m <sup>3</sup> ]
Agua de Mar	1,8
Agua Industrial	2,1
Agua Desalada	3,8

### 4.6.3. Parámetros Económicos de la Planta SPT

Para la valorización económica se tomaron de referencia valores presentados en otros estudios previos sobre CSP en Chile que se han hecho en el ultimo tiempo. Los costos referenciales vienen de trabajos tales como el de *Hernandez et al.*[44], *Valenzuela et al.*[41], valores reportados por NREL, y el reporte de Corfo sobre costos de inversión y operación & mantenimiento de la tecnología de concentración solar de potencia de torre[33]. La Tabla 4.5 muestra el resumen de los parámetros económicos incluidos en el modelo y utilizados para el cálculo del LCOE, así como para el CAPEX y OPEX.

Tabla 4.5: Costos considerados para la planta SPT simulada en SAM

	Parámetro <sup>a</sup>	Valor	Referencia
<b>Costo Directo</b>	Site improvement [USD/m <sup>2</sup> ]	15	[41]
	Heliostat field [USD/m <sup>2</sup> ]	122	[44]
	Fixed tower cost [USD]	2.360.000	[44]
	Tower scaling factor [-]	0,0113	[44]
	Receiver reference cost [USD]	50.805.000	[44]
	Receiver scaling cost [-]	0,7	[44]
	TES [USD/kWht]	22	[44]
	Balance of plant [USD/kWe]	290	[44]
	Power cycle [USD/kWe]	685	[44]
	Contingency [%]	5	[33]
<b>Costo Indirecto</b>	EPC and owner cost [%]	10	[33]
	Land cost [USD]	0	[33]
	Sale tax [%]	0	[33]
<b>Operación &amp; Mantenimiento</b>	Fixed cost by capacity [USD/kWe-year]	60	[33]
	Variable cost by generation [USD/MWh]	3.5	[33]

<sup>a</sup> Parámetros mantienen su nombre en Inglés tal como aparecen en el *software* SAM

# Capítulo 5

## Desarrollo

### 5.1. Caso Base

El caso base corresponde a una planta termosolar de concentración tipo torre con enfriamiento evaporativo, que considera los antecedentes técnicos de la planta SPT GEMASOLAR de 19.9 MW de capacidad, que son reportados por NREL[51]. Este caso base ubica la planta generadora en la comuna de María Elena, región de Antofagasta, coordenadas de ubicación S: 22.9 O: 69.3 y supone una SPT sin relación con la minera para su abastecimiento de agua necesario para su funcionamiento. Para simular las condiciones de funcionamiento en el norte de Chile, se ingresa el archivo TMY obtenido del *Explorador Solar*[56] de la ubicación considerada para la evaluación del recurso solar disponible en un año típico. El caso base requiere el suministro de agua para el enfriamiento evaporativo, el *makeup* del ciclo de Rankine y la limpieza de helióstatos. El diagrama del caso se presenta en la Figura 5.1.

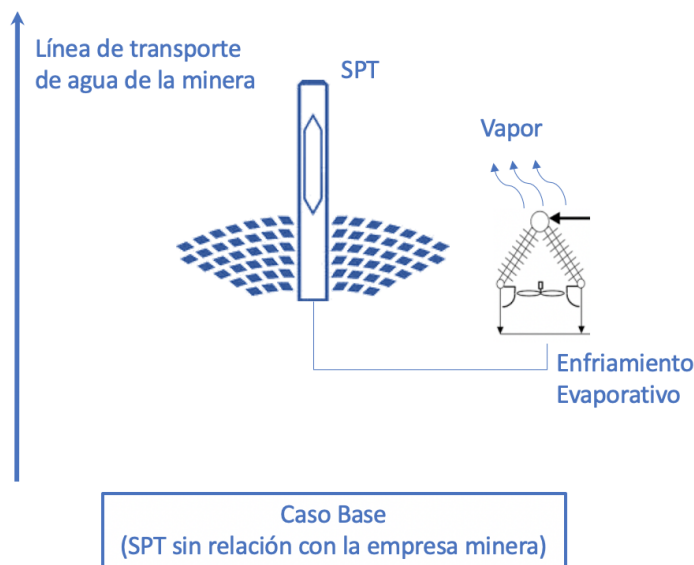


Figura 5.1: Diagrama del caso base, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua

Como consecuencia del cambio de locación, se varía el punto DNI de diseño de la planta por uno acorde a la radiación que se registra en la región de Antofagasta. Para esto se

emplearon las mediciones de DNI obtenidas desde la base de datos del Explorador Solar[56] donde se consideraron todos los valores mayores a cero, no se cuentan las horas sin radiación, y se registra la frecuencia en el año con la que se reportaban distintos valores DNI mediante un histograma, como se muestra en la Figura 5.2. En está, se observa que la mayoría de las mediciones de DNI en el año se encuentran entre los valores de  $960 \text{ W/m}^2$  y  $1.080 \text{ W/m}^2$ , apreciándose el mayor recurso solar disponible en el norte de Chile respecto a la localización original de GEMASOLAR en Sevilla, España. Los valores de mediciones de DNI de GEMASOLAR se encuentran entre los valores de  $750 \text{ W/m}^2$  y  $900 \text{ W/m}^2$  como se observa en el histograma de la Figura 5.3 que permite realizar la comparación, cuyos datos meteorológicos son obtenidos desde la base de datos *Spain Weather Energy*[52].

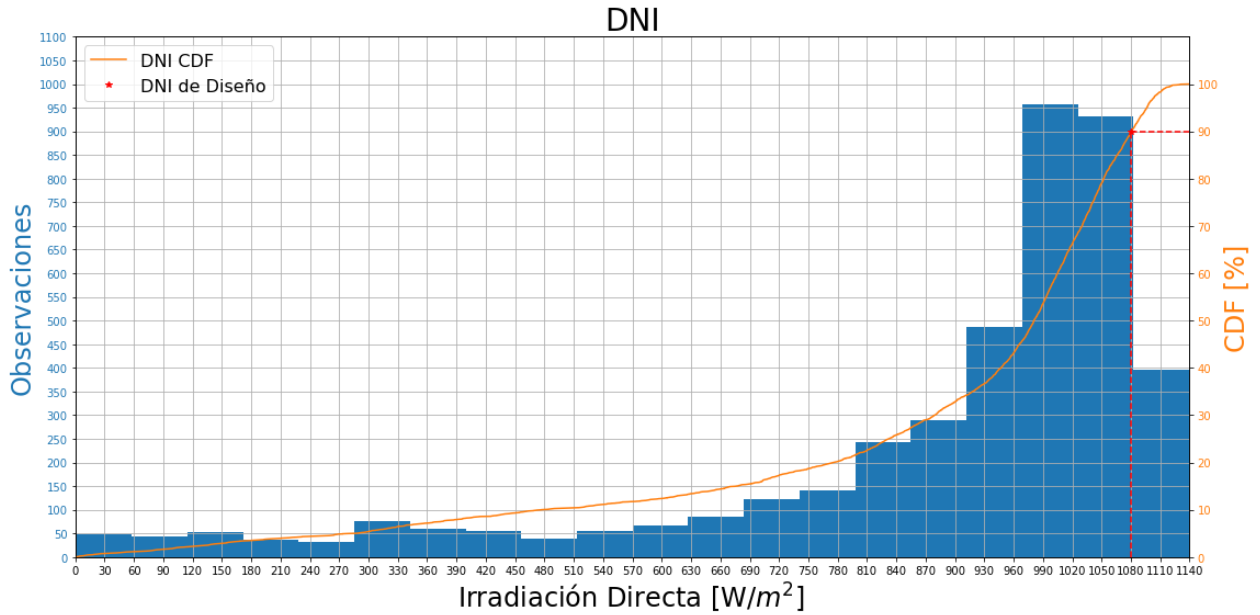


Figura 5.2: Frecuencia mediciones DNI en un año típico en María Elena, Antofagasta, Chile (S: 22.9 O: 69.3)

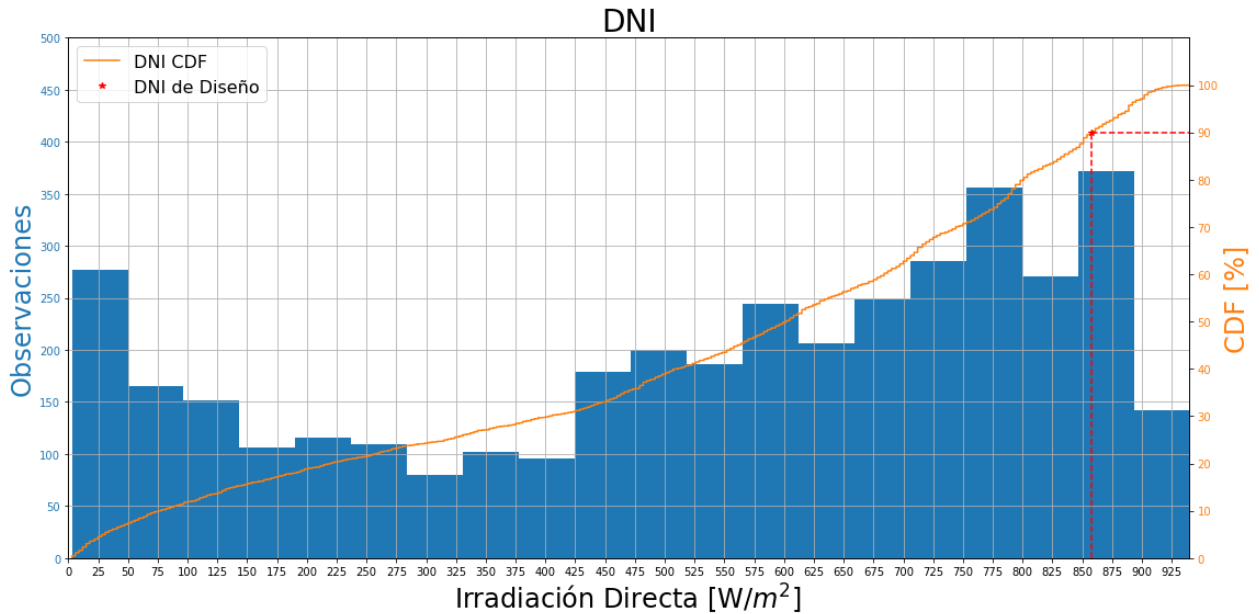


Figura 5.3: Frecuencia mediciones DNI en un año típico en Sevilla, España

Las Figuras 5.2 y 5.3 además presentan la curva de frecuencia acumulada (CDF, *Cumulative Distribution Frequency*). Esta curva indica para un cierto valor de DNI el porcentaje acumulado que éste representa en el total de las muestras de radiación, lo cual permite definir el valor de DNI de diseño. Este valor, de acuerdo a la literatura técnica[29], se define entorno al orden de 90 %, indicando que las mediciones de radiación directa esperadas son igual o menores al DNI de diseño. Con esto, el receptor térmico solo se verá sobrepasado en su capacidad un 10 % de las veces en las horas de luz del año. En este caso, los valores de DNI superiores a  $1080 \text{ W/m}^2$  son poco frecuentes, tal como se observa en el histograma y en la curva de acumulación de la Figura 5.2. La planta SPT en esta situación deberá deflactar sus heliostatos.

Con el DNI de diseño, el SM y la información del recurso solar en la zona, se utiliza el *SolarPILOT* incluido en SAM para generar el campo solar. Esta rutina del *software* optimiza el diseño de la planta SPT dados los parámetros antes descritos y entrega los siguientes elementos de la SPT optimizados de forma técnico-económica:

- Cantidad de heliostatos y las coordenadas de cada uno de ellos en el campo solar
- Altura de la torre solar y dimensiones del receptor (altura y diámetro de receptor)

En este caso base se realiza la generación de un nuevo campo solar adaptado al recurso presente en la locación de la planta SPT y no se modifica el SM, el TES, la altura de la torre ni las dimensiones del receptor de la SPT original, GEMASOLAR. El campo de heliostatos de GEMASOLAR [53] se encuentra en la Figura 5.4, en tanto, el nuevo campo solar generado para el caso base de este estudio se observa en la Figura 5.5. De estos, se puede observar que el caso base requiere menos heliostatos para un mismo SM, disminuyendo el costo en la inversión del campo.



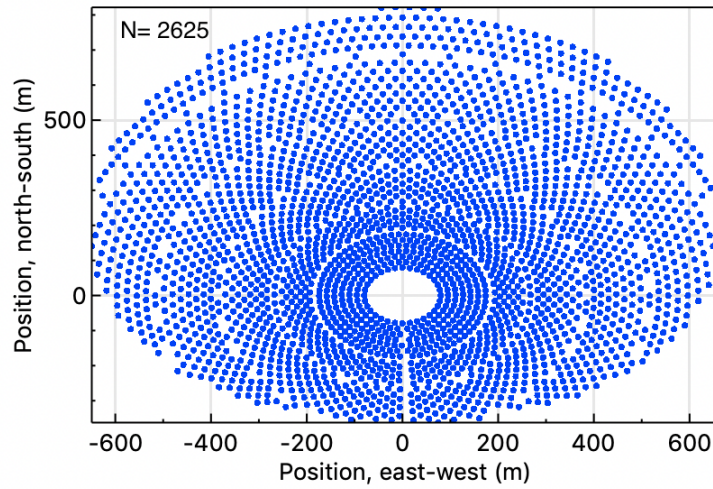


Figura 5.4: Campo solar de GEMASOLAR

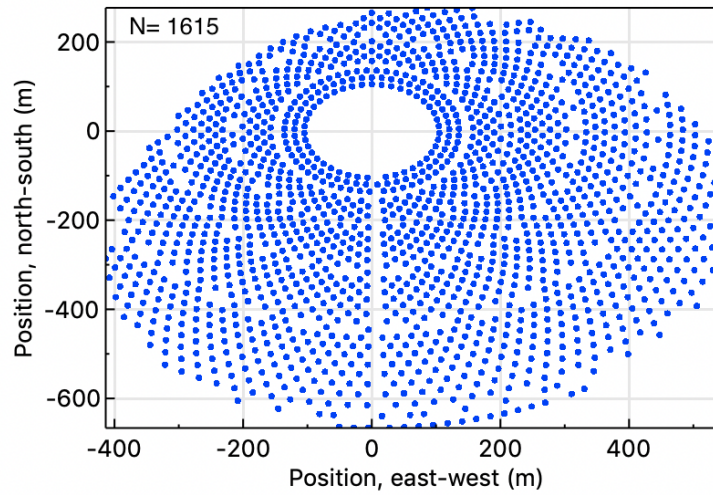


Figura 5.5: Campo solar optimizado para el caso base en Chile

El DNI de diseño y el archivo climático de la planta fueron los parámetros modificados para realizar este caso base. Otros parámetros como SM y TES no se alteran para mantener la capacidad del diseño original de GEMASOLAR. La Tabla 5.1 muestra los parámetros modificados del caso base respecto a la planta de GEMASOLAR.

Tabla 5.1: Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el caso base considerado para Chile.

Parámetros (SAM v2020.2.27) <sup>a</sup>	GEMASOLAR	Caso Base
Number of heliostats	2.625	1.615
Design point DNI [W/m <sup>2</sup> ]	850	1.080
Location	Sevilla, España	María Elena, Chile

<sup>a</sup> Parámetros mantienen su nombre en Inglés tal como aparecen en el *software* SAM

El *software* SAM aplicado al caso base, realiza además el cálculo de la energía y agua requerida para la torre de enfriamiento. Se usan estos valores para la evaluación del caso base, que permiten, por ejemplo, determinar la generación neta de energía de la SPT. Es de interés para el estudio, señalar que no existen otros consumos de electricidad a tomar en cuenta que descuenten de su producción anual de energía, ya que, la CSP no considera suministrar energía a ningún otro proceso de forma directa. La simulación en SAM del caso base se encuentra en el Capítulo A de anexo.

## 5.2. Enfriamiento Evaporativo

El caso denominado enfriamiento evaporativo es similar al caso base de la Sección 5.1. Este escenario considera una planta con iguales dimensiones y capacidad que la planta GEMASOLAR, con el mismo sistema de enfriamiento, y que se ubica en la localidad de María Elena, región de Antofagasta, con un campo solar igual al considerado en el caso base que esta ya adaptado al recurso solar de la zona. La diferencia de este caso, con el caso base, es que considera que la planta SPT tiene relación con la empresa minera, por cuanto hace uso de una parte del agua salada que es impulsada desde la costa. Con esta alianza, la central consigue agua salada para su enfriamiento, considerando en el análisis la energía adicional requerida por el sistema de bombeo de la minera para llevar el agua extra que se requiere hasta la altura de la CSP. La Figura 5.6 muestra el diagrama con la disposición del caso

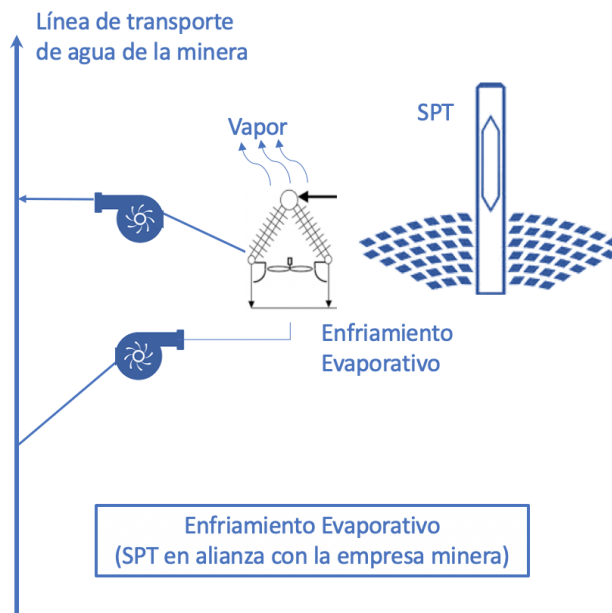


Figura 5.6: Diagrama del caso de enfriamiento evaporativo, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua

El caso evaporativo mantiene dentro de la simulación realizada en el *software* SAM, todos los valores de los parámetros de la simulación del caso base y considera que el uso de agua salada no cambia la producción de electricidad de la CSP. Se mantiene en esta situación la cantidad de energía anual generada, el consumo adicional de la torre de enfriamiento y la cantidad de agua consumida correspondiente al caso base. De acuerdo con *Casimiro et al.*[42]

el uso de agua salada en lugar de agua dulce tendría un bajo efecto sobre el desempeño de la planta SPT, aunque, destaca que es posible esperar un aumento de los costos de mantención en el largo plazo por la degradación adicional de la planta.

Para este escenario de enfriamiento evaporativo, se debe incluir el consumo adicional de energía correspondientes a las bombas de impulsión necesarias para transportar el agua salada a través de la bifurcación que conduce a la planta SPT, como se muestra en la Figura 5.6. Se debe considerar además el consumo de energía adicional que se necesita para bombear el agua de mar adicional, que consume la planta SPT, por la línea de bombeo de la minera hasta la altura requerida. El consumo de potencia de las bombas es calculado de acuerdo a la formula (2.3) y se multiplica con las horas de operación de la planta SPT más un factor de seguridad de 10 % para el cálculo de la energía adicional requerida.

El caudal necesario para el enfriamiento de esta central se obtiene directamente de SAM, que realiza cálculo de agua consumida por el condensador evaporativo de esta central. Se asume además que se bombea un 50 % más del agua requerida por la CSP, esto para que al evaporarse el agua la sal no se produzca la cristalización de sales en el condensador, que de producirse, incidirían negativamente en el desempeño del sistema de enfriamiento. Esta agua adicional que no se evapora y tiene mayor concentración de sales debe ser luego reinyectada a la línea que bombea agua hasta la minera. Los equipos adicionales considerados, en este escenario de enfriamiento evaporativo incluyen dos bombas y las cañerías para el transporte de agua que se muestran en la Figura 5.6 presentada previamente.

El diseño considera un primer estanque que recibe agua desde la cañería principal, esta es impulsada por una bomba hasta la CSP. Luego, el agua que sale de la planta SPT llega aun segundo estanque donde el agua vuelve a ser bombeada por otra bomba que reinyecta el agua a la cañería principal. Se requiere entonces una cañería de entrada a la CSP con dos bombas (una por redundancia) y un estanque que sea capaz de suministrar a la CSP toda el agua que requiere para el enfriamiento. Se necesita además una segunda cañería, de menores dimensiones que la primera, con dos bombas (una por redundancia) y un estanque, que permita reinyectar la salmuera resultante del condensador devuelta a la línea principal de bombeo. El detalle del diseño del sistema hidráulico de este caso se presenta en la Tabla C.1 del Anexo C. El consumo de energía requerido para el traslado de agua en este caso se especifica en la Tabla C.2 del Anexo C.

### 5.3. Enfriamiento Seco

El caso denominado enfriamiento seco es similar al caso base de la Sección 5.1. Este escenario considera una planta con iguales dimensiones, igual capacidad que la planta GEMASOLAR, y se ubica en la localidad de María Elena, región de Antofagasta, con un campo solar igual al considerado en el caso base, que esta ya adaptado al recurso solar de la zona. La diferencia de este caso, con el caso base, es que considera que la planta SPT tiene relación con la empresa minera, y se cambia el condensador con enfriamiento evaporativo con el que contaba GEMASOLAR originalmente con un condensador de enfriamiento en seco, que se caracteriza por utilizar aire para el enfriamiento del sistema, en lugar de agua. Con el cambio de condensador, operacionalmente se incrementa la presión mínima de este, subiendo de 1.25 inHg, lo usado para enfriamiento evaporativo, a 2 inHg para enfriamiento seco[59]. La Figura 5.7 muestra el diagrama con la disposición del caso, en tanto, la Tabla 5.2 muestra

todos los parámetros modificados entre la planta GEMASOLAR y el presente modelo.

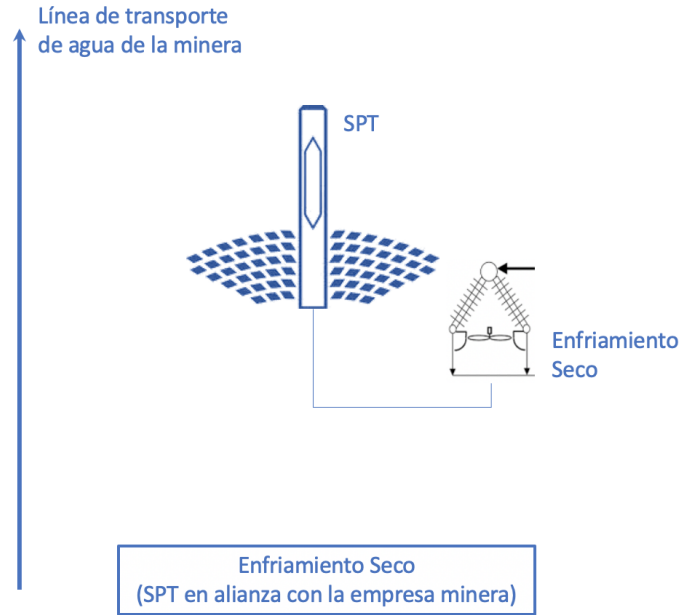


Figura 5.7: Diagrama del caso de enfriamiento seco, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua

Tabla 5.2: Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el caso de enfriamiento seco considerado para Chile

Parámetros SAM v2020.2.27 <sup>a</sup>	GEMASOLAR[51]	Caso Enfriamiento Seco
Number of heliostats	2.625	1.615
Design point DNI [W/m <sup>2</sup> ]	850	1.080
Location	Sevilla, España	María Elena, Chile
Condenser type	Evaporative	Air-cooled
Min condenser pressure [inHg]	1,25	2

<sup>a</sup> Parámetros mantienen su nombre en Inglés tal como aparecen en el *software* SAM

El condensador de enfriamiento seco (*dry cooling*) es el mismo tipo de condensador considerado en otros proyectos termosolares en etapas de ingeniería y construcción en el norte de Chile, como el caso por ejemplo de Cerro Dominador[21]. Debido a la escasez de agua en el norte de Chile, el *dry cooling* parece ser la opción preferida para una planta termosolar. Para este escenario en comparación con el caso base, es esperable una disminución en de la eficiencia del ciclo. De acuerdo con *Boukelia et al.*[16] el enfriamiento seco presenta una menor eficiencia, que varía entre un 4% y un 6% respecto del enfriamiento evaporativo. El caso del enfriamiento seco no hace uso del agua salada transportada por la empresa minera, pues la planta SPT no la requiere para enfriar su ciclo de potencia.

Para este escenario de enfriamiento seco, se debe incluir el consumo de energía adicional correspondiente a los ventiladores que hacen circular el aire por el condensador. No existen

otros consumos energía a tomar en cuenta que descuenten de la producción de la planta SPT, ya que en este caso no se considera suministrar energía a ningún otro proceso de forma directa.

## 5.4. Enfriamiento *Once Through*

El caso denominado *Once Through* es similar al caso base de la Sección 5.1. Este escenario considera una planta con iguales dimensiones y capacidad que la planta GEMASOLAR, con el mismo sistema de enfriamiento, y que se ubica en la localidad de María Elena, región de Antofagasta, con un campo solar igual al usado en el caso base que esta ya adaptado al recurso solar de la zona. La diferencia de este caso, con el caso base, es que considera que la planta SPT tiene relación con la empresa minera, por cuanto hace uso de parte del agua salada que es impulsada desde la costa, además, se varía el aumento de temperatura del agua de refrigeración que pasa por el condensador  $\Delta T_{cool}$ . En este caso, la central consigue agua salada para su enfriamiento, considerando en el análisis la energía adicional requerida por el sistema de bombeo para llevar el agua por la bifurcación hasta la CSP. No requiriéndose por parte de la minera aumentar el flujo de agua que tiene definido a transportar. La Figura 5.8 muestra el diagrama con la disposición del caso.

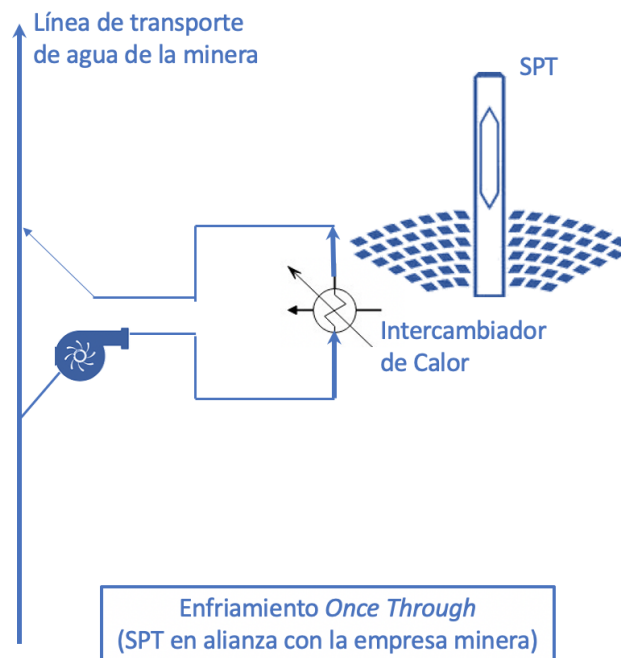


Figura 5.8: Diagrama del caso de enfriamiento *once through*, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua

Para evaluar el resultado del enfriamiento *once through* sobre la producción de energía, se complementa el SAM con la información disponible en la literatura técnica que presenta la fórmula (5.1). Esta ecuación en base al flujo de calor que es retirado del condensador  $\dot{Q}_{rej}$  permite calcular el caudal de agua necesario para enfriar el sistema, estableciendo adicionalmente el incremento de temperatura del agua al pasar por el condensador  $\Delta T_{cool}$ .

$$\dot{v}_{cool} = \frac{\dot{Q}_{rej}}{\Delta T_{cool} \cdot c_p \cdot \rho} \quad (5.1)$$

$\dot{v}_{cool}$  : Caudal volumétrico necesario para enfriar [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

$\dot{Q}_{cool}$  : Calor expulsado por el condensador [ $\text{kJ}/\text{s}$ ]

$\Delta T_{cool}$  : Diferencia de temperatura del agua al pasar el condensador [ $^{\circ}\text{C}$ ]

$c_p$  : Calor específico del agua salada  $\Rightarrow 3,85$  [ $\text{kJ}/\text{kg}$ ]

$\rho$  : Densidad agua salada  $\Rightarrow 1.030$  [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

Para encontrar el mejor valor de  $\Delta T_{cool}$ , se realiza un análisis paramétrico variando el parámetro *Reference Condenser water dT*, que representa el aumento de temperatura del agua en el condensador[59], respecto al LCOE. Se aumenta la temperatura entre 10 y 40  $^{\circ}\text{C}$  y se estudia el LCOE resultante, eligiéndose la temperatura que entregue el valor mas bajo de energía. El resultado del análisis se aprecia en el Figura 5.9, donde se encuentra que el aumento de temperatura ideal es de 31 $^{\circ}\text{C}$ . La Tabla 5.3 muestra todos los parámetros modificados entre el caso de la planta GEMASOLAR y el caso enfriamiento *once through*.

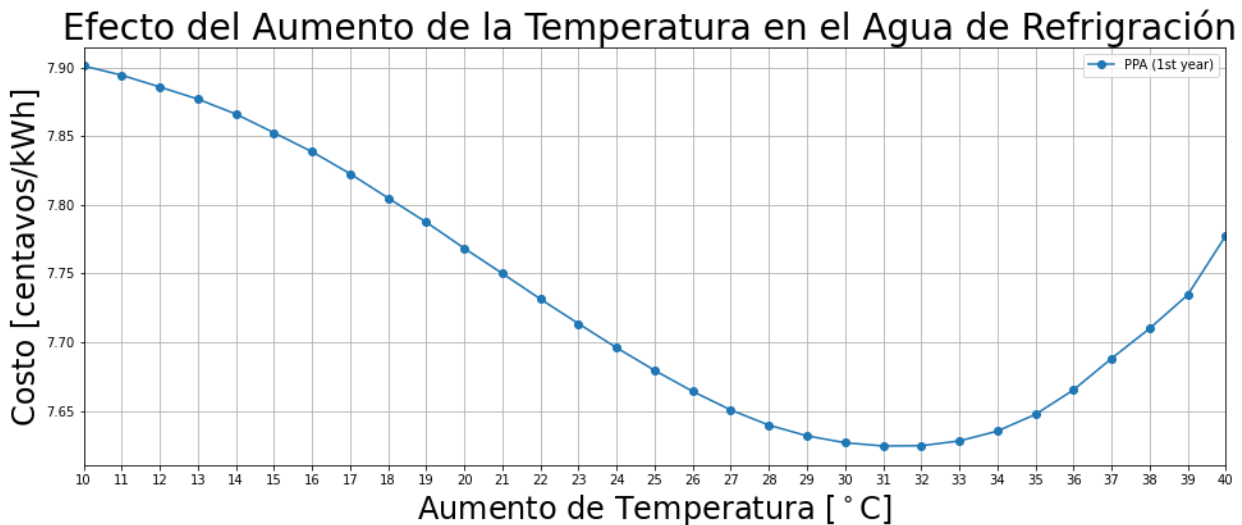


Figura 5.9: Análisis paramétrico del aumento de temperatura del agua de refrigeración que pasa por el condensador  $\Delta T_{cool}$

Tabla 5.3: Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el Caso de enfriamiento *once through*

Parámetros SAM v2020.2.27 <sup>a</sup>	GEMASOLAR[51]	Once through cooling Case
Number of heliostats	2.625	1.615
Design point DNI [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]	850	1.080
Location	Sevilla, España	María Elena, Chile
Reference Condenser water dT [ $^{\circ}\text{C}$ ]	10	31

<sup>a</sup> Parámetros mantienen su nombre en Inglés tal como aparecen en el *software* SAM

Para este escenario de enfriamiento *once through*, se debe incluir el consumo adicional de energía correspondiente a las bombas de impulsión necesarias para transportar el agua salada a través de la bifurcación que conduce a la planta SPT, como se muestra en la Figura 5.8. No existen otros consumos energía a tomar en cuenta que descuenten de la producción de la planta SPT, ya que en este caso no se considera suministrar energía a ningún otro proceso de forma directa y tampoco se debe bombear agua de mar adicional. El consumo de potencia de las bombas es calculado de acuerdo a la fórmula (2.3) y se multiplica con las horas de operación de la planta SPT más un factor de seguridad de 10 % para el cálculo de la energía adicional requerida.

El caudal necesario para el enfriamiento de esta central se calcula de la fórmula (5.1), tomando el calor máximo en el año liberado por el condensador (se asume una eficiencia de 0.8 por parte de este) y el  $\Delta T_{cool}$  óptimo encontrado. Al no existir consumo de agua por parte de la CSP, todo el caudal sacado de la línea principal debe ser reinyectada a la línea que bombea agua hasta la minera. Los equipos adicionales considerados, en este escenario de enfriamiento evaporativo incluyen dos bombas y las cañerías para el transporte de agua que se muestran en la Figura 5.6 presentada previamente.

El diseño considera un estanque que recibe agua desde la cañería principal, esta es impulsada por una bomba para que recorra la bifurcación que pasa por la CSP y luego sea reinyectada a la cañería principal. Se necesita entonces una cañería con dos bombas (una por redundancia) y un estanque que sea capaz de suministrar a la CSP toda el agua que requiere para el enfriamiento. El detalle del diseño del sistema hidráulico de este caso se presenta en la tabla C.3 del Anexo C. El consumo de energía requerido para el traslado de agua en este caso se especifica en la Tabla C.4 del Anexo C.

## 5.5. Enfriamiento *MED*

El caso denominado enfriamiento con MED es similar al caso base de la Sección 5.1. Este escenario considera una planta con iguales dimensiones y capacidad que la planta GEMASOLAR, con el mismo sistema de enfriamiento, y que se ubica en la localidad de María Elena, región de Antofagasta, con un campo solar igual al considerado en el caso base que esta ya adaptado al recurso solar de la zona. La diferencia de este caso, con el caso base, es que considera que la planta SPT tiene relación con la empresa minera, por cuanto hace uso de una parte del agua salada que es impulsada desde la costa, y que existe un equipo MED acoplado al condensador de la planta SPT. Mediante su alianza con la empresa minera, la central consigue agua salada necesaria para la operación del equipo MED, considerando en el análisis la energía adicional requerida por el sistema de bombeo de la minera para llevar el agua extra que se requiere hasta la altura de la CSP. La Figura 5.10 muestra el diagrama con la disposición del caso.

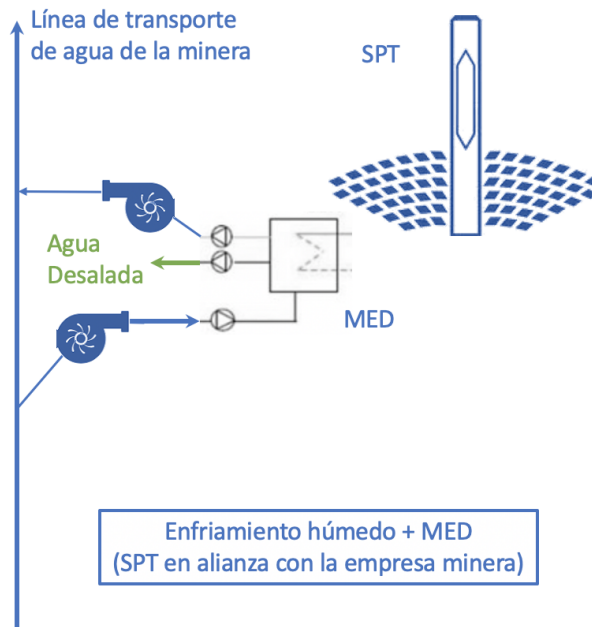


Figura 5.10: Diagrama del caso de enfriamiento con MED, mostrando la central SPT y la línea de transporte de agua

Para evaluar el resultado del MED sobre la producción de energía, se complementa el SAM con la información disponible en la literatura técnica[41][35] sobre los efectos que un equipo de este tipo tiene en una planta SPT. Entre estos, se destaca el cambio de presión mínima de saturación, la temperatura de condensación y la eficiencia de la turbina. La presión en el condensador del ciclo de Rankine en condiciones normales es del orden de 1,25 inHg en enfriamiento evaporativo y de 2 inHg en enfriamiento seco, por lo que la temperatura de condensación es  $\approx 41$  °C en este último caso. Para el uso de un MED se requiere una temperatura de condensación mínima de  $\approx 70$  °C [41], por lo tanto, se limita la presión de saturación a la salida de la turbina a un valor de 9,21 inHg, para cumplir los requerimientos del MED. Para el caso de la temperatura, se aumenta  $\Delta t_{cw}$  a 45 °C para trabajar a la máxima temperatura de condensación utilizada por SAM[59]. La eficiencia de la turbina se desmejora en esta aplicación de acuerdo con *Palenzuela et al.*, la cuál se reduce en un 16 % [35]. Por lo tanto, la eficiencia de la turbina se disminuye al 34,6 % desde su valor de referencia de SAM para reflejar este cambio.

Finalmente, en base al flujo de calor  $\dot{Q}_{eject}$  liberado por el condensador como resultado de la simulación en SAM, se estima el flujo de agua desalada producida por el equipo MED, donde se emplea la Fórmula (2.6), considerada por *Valenzuela et al.*[41]. La Tabla 5.4 muestra los valores de los parámetros modificados entre la planta GEMASOLAR y el presente modelo de enfriamiento con MED.



Tabla 5.4: Comparación entre los parámetros de la planta SPT GEMASOLAR y el caso de enfriamiento con MED considerado para Chile

Parámetros SAM v2020.2.27 <sup>a</sup>	GEMASOLAR[51]	MED Cooling
Number of heliostats	2.625	1.615
Design point DNI [W/m <sup>2</sup> ]	850	1.080
Location	Sevilla, España	María Elena, Chile
Reference Condenser water dT [°C]	10	45
Min condenser pressure [inHg]	1,25	9,213
Condenser efficiency [%]	41.,	34,6

<sup>a</sup> Parámetros mantienen su nombre en Inglés tal como aparecen en el *software* SAM

Es de esperar que la generación de energía del caso de la planta SPT con enfriamiento con MED se vea reducida respecto del caso base, pues, con el funcionamiento del MED que opera a una alta temperatura de vapor, disminuye la cantidad energía que la turbina puede extraer del vapor. No obstante, a pesar de producirse menos energía este escenario produce un flujo de agua desalada que es potencialmente una fuente de ingreso económico adicional. Para este escenario de enfriamiento con MED, se debe incluir el consumo de energía adicional correspondiente al equipo MED, y a las bombas de impulsión necesarias para transportar el agua salada a través de la bifurcación que conduce a la planta SPT, como se muestra en la Figura 5.10. Se considera además el consumo de energía adicional que se necesita para bombear el agua de mar adicional, que consume la planta SPT, por la línea de bombeo de la minera hasta la altura requerida. El consumo de potencia de las bombas es calculado de acuerdo a la Fórmula (2.3) y se multiplica con las horas de operación de la planta SPT más un factor de seguridad de 10 % para el cálculo de la energía adicional requerida. Las características de CAPEX y OPEX del equipo MED considerado para el caso de enfriamiento con MED se encuentran en la Tabla 5.5

Tabla 5.5: CAPEX y OPEX del equipo MED

Parámetro	Costo	Referencia
Costo por capacidad de planta MED [USD/m <sup>3</sup> día]	961	[41]
Contingencias [%]	5	[41]
Capacidad planta MED [m <sup>3</sup> /día]	<b>8.000</b>	
Inversión de la planta MED [USD]	<b>8.072.400</b>	
Costo fijo O&M <sup>a</sup> [USD]	161.448	[41]
Costo fijo O&M [USD/m <sup>3</sup> ]	0,125	[41]

<sup>a</sup> 2% de la inversión de la planta

El caudal necesario para el enfriamiento de esta central se obtiene del agua que es capaz de destilar el equipo MED con el calor del condensador, obtenido de la Fórmula (2.6). Se asume además una eficiencia del MED de un 40 %, por lo que se requiere bombear agua adicional a la desalada. Esta agua adicional que no se desala y tiene mayor concentración de sales debe ser luego reinyectada a la línea que bombea agua hasta la minera. Los equipos adicionales considerados, en este escenario de enfriamiento evaporativo incluyen dos bombas y las cañerías para el transporte de agua que se muestran en la Figura 5.10 presentada previamente.

El diseño considera un primer estanque que recibe agua desde la cañería principal, esta es impulsada por una bomba hasta la CSP. Luego, el agua que sale de la planta SPT llega a un segundo estanque donde el agua vuelve a ser bombeada por otra bomba que reinyecta el agua a la cañería principal. Se requiere entonces una cañería de entrada a la CSP con dos bombas (una por redundancia) y un estanque que sea capaz de suministrar a la CSP toda el agua que requiere para el enfriamiento. Se necesita además una segunda cañería, de menores dimensiones que la primera, con dos bombas (una por redundancia) y un estanque, que permita reinyectar la salmuera resultante del condensador devuelta a la línea principal de bombeo. El detalle del diseño del sistema hidráulico de este caso se presenta en la Tabla C.5 del Anexo C. El consumo de energía requerido para el traslado de agua en este caso se especifica en la Tabla C.6 del Anexo C.

## 5.6. Características de la Línea de Agua de la Minera

Para la sección de análisis de resultados de este estudio, se considerará una línea de bombeo que transporta agua salada desde la costa de Antofagasta hasta una empresa minera en el interior. Los valores de caudal y potencia de bombeo están basados a línea de bombeo de minera Centinela[57], esta cañería sube actualmente agua de mar[12] hasta la altura de 2300 m, con un caudal de  $\approx 2900 \text{ m}^3/\text{h}$  durante su operación normal y consume  $9.9 \text{ kWh}/\text{m}^3$ . La Tabla 5.6 presenta los datos de relevancia de la línea de bombeo para el análisis posterior.

Tabla 5.6: Datos línea de transporte de agua basada en información de una empresa minera. *Fuente: Antofagasta Minerals*

Datos	línea de Bombeo
Capacidad máxima de bombeo [ $\text{m}^3/\text{h}$ ]	3.400
Flujo en operación [ $\text{m}^3/\text{h}$ ]	2.900
Consumo de energía [ $\text{kWh}/\text{m}^3$ ]	9.9
Piscina agua de mar [m.s.n.m]	2.237

## 5.7. CAPEX de los Escenarios

El CAPEX común para todos los casos corresponde al costo de inversión de la planta SPT, siendo esta compuesta por la torre solar, bloque de potencia, TES y campo de helióstatos. Para la valorización económica de estos elementos se utiliza la información presentada previamente en la Sección 4.6 y los costos unitarios presentados en la tabla 4.5. La Tabla 5.7 muestra el capital invertido en los distintos elementos de la planta y su porcentaje respecto al total de la inversión.

Se agrega además, en la Tabla 5.7, los costos de eventuales contingencias adicionando un +5 % sobre la inversión, y los costos indirectos por concepto de ingeniería, adquisición y construcción (EPC) adicionando un +10 % sobre el costo de inversión+contingencias. El porcentaje de costo agregado como contingencia y EPC se tomo de la referencia del estudio elaborado por el Comité Solar e Innovación Energética de Corfo[33].

Tabla 5.7: Costos de inversión para la planta SPT de 19,9M MW y 15 hrs de TES

Costos Directos	USD	Porcentaje [%]
<b>Heliostat field</b>	25.498.689	27,86
<b>Tower</b>	11.267.288	12,31
<b>Receiver</b>	19.402.112	21,2
<b>TES</b>	15.939.320	17,42
<b>Power Block</b>	19.402.500	21,2
<b>Plant Cost</b>	<b>91.509.909</b>	<b>100</b>
<b>Contingencias (+5 %)</b>	4.575.496	
<b>EPC (+10 %)</b>	9.608.541	
<b>Costo total inversión</b>	<b>105.693.946</b>	

Para el flujo de caja la inversión inicial corresponde al **Costo total inversión** definido en la Tabla 5.7 más el costo del sistema para llevar agua a la planta SPT. Adicionalmente se realiza una reinversión del 10 % del costo de inversión inicial al 15avo periodo de la evaluación económica por concepto de mantención del sistema[44]. Este reemplazo tiene como lógica el recambio y reparación de los helióstatos así como de otros elementos de la planta SPT o equipos de bombeo.

Los escenarios de enfriamiento evaporativo, enfriamiento **once through** y enfriamiento con MED requieren inversión adicional por el costo de las cañerías y bombas que requieren para abastecerse de agua. Las tablas con los cálculos de los costos de CAPEX a estos escenarios, por concepto del sistema hidráulico, se encuentran en el Anexo D. El costo de inversión por cañerías y bombas del caso de enfriamiento evaporativo se encuentra en la Tabla D.1. El costo de inversión por cañerías y bombas del caso de enfriamiento *once through* se encuentra en la Tabla D.2. El costo de inversión por cañerías y bombas del caso de enfriamiento *once through* se encuentra en la Tabla D.3, en cambio, el costo de inversión del equipo MED se encuentra en la Tabla 5.5 en la Sección 5.5.

## 5.8. OPEX de los Escenarios

El OPEX de las plantas SPT, contempla los costos de operación de la central, cuyos valores se encuentran en la tabla 4.5, y el costo del agua desalada que se requiere para la limpieza de helióstatos y el *makeup* de vapor en el ciclo de Rankine según el costo de la Tabla 4.4.

En el caso base al no haber relación con la empresa minera, será de exclusiva responsabilidad de la CSP incorporar al OPEX los gastos del uso del terreno y de la compra de agua desalada que necesita para el enfriamiento del condensador. Los costos de terreno del caso base, suponiendo que la planta CSP se emplaza en terrenos fiscales, se encuentran en la Tabla 5.8. El sistema de enfriamiento del caso base, del tipo evaporativo al igual que GEMASOLAR, usará agua de calidad industrial la cual tiene un precio de compra de 2.1 USD/m<sup>3</sup>.

Tabla 5.8: Costos asociados a la Concesión de Uso Oneroso (CUO) de terreno y conversión de UF a USD. *Fuente: CORFO*

<b>Costos de terreno</b>	
<b>Concesión de Uso Oneroso [UF/Ha*año]</b>	8,5
<b>Valor UF (12-Dic-2019) [CLP/USD]</b>	28.292,6
<b>Paridad USD/UF</b>	37,7
<b>Terreno CSP [Ha]</b>	116,24
<b>Costo total anual [USD]</b>	37.247,51

En el caso de enfriamiento MED, no se cuenta en los costos de O&M el costo del agua desalada que se requiere para la limpieza de helióstatos y el *makeup* de vapor en el ciclo de Rankine, ya que, esta agua se obtiene de la misma producción del equipo MED de la planta CSP. Los costos de O&M del equipo MED si son considerados dentro del OPEX del caso de enfriamiento con MED, estos se encuentran en la Tabla 5.5.

# Capítulo 6

## Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la simulación en SAM del caso base y los cuatro escenarios alternativos. En los escenarios alternativos se evalúa las consecuencias de una alianza entre la planta SPT y una empresa minera con un línea de transporte de agua salada con los datos de la Tabla 5.6. Se separa en este capítulo los resultados según correspondan a una validación del modelo, análisis técnico-económico y estudio paramétrico de la planta.

### 6.1. Validación del Modelo

GEMASOLAR corresponde a una de las plantas SPT más estudiadas en la literatura por ser la primera planta comercial de su tipo, y es una buena base para validar la última versión disponible del *software* SAM y la simulación de una planta termosolar tipo torre. Los resultados de generación anual de la simulación de la planta CSP GEMASOLAR desarrollado en la Sección 4.3 para este estudio, se comparan con las capacidades de generación anual reportadas por NREL[51]. La comparación entre los resultados del modelo desarrollado para este trabajo y el modelo de GEMASOLAR desarrollado por NREL se observa en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: Comparación de resultados entre las plantas simulada en SAM 2020.2.27 y la planta simulada por NREL para SAM 2012.11.30 (sin *fossil fill fraction*)

Métrica	GEMASOLAR SAM v2012.11.30[51]	Simulación SAM v2020.2.27	Diferencia [%]
<b>Producción Anual</b>	90,63 GWh	94,82 GWh	4,62
<b>Factor de Planta</b>	59,4 %	62,2 %	4,71

A partir de la baja diferencia en la generación de energía, menor al 5%, presentada en la Tabla 6.1, se considera que el modelo de GEMASOLAR simulado en SAM 2020.2.27 es una buena base para el desarrollo los diferentes casos de estudio descritos en la Sección 5. La diferencia puede estar asociada a cambios en las aproximaciones, algoritmos y cálculos internos de la versión SAM 2020.2.27 respecto a la versión SAM 2012.11.30, donde se realizó el reporte de NREL pero que actualmente corresponde a una versión desactualizada.

## 6.2. Análisis de Generación de Energía

Cada una de las plantas SPT para los diferentes casos de estudio están basadas en la planta GEMASOLAR, cuya simulación en el modelo SAM ha sido validada en la Sección 6.1. Cada una de las simulaciones para los casos se presentan en la Sección 5, siendo en cada caso adaptadas a las condiciones de operación en la región de Antofagasta, a los requerimientos del diseño del sistema de enfriamiento y a la relación con la empresa minera respecto de uso de terreno y suministro de agua según el escenario que corresponda. La Figura 6.1 muestra la producción en un año de los cuatro casos simulados, más el caso de la producción anual de la planta GEMASOLAR en España, para su comparación. Se aprecia a simple vista que las cantidades de energía producida en los distintos casos son diferentes, aunque, las simulaciones consideraron idénticos valores en sus parámetros de SM, TES y dimensiones de torre solar. De todos los escenarios, GEMASOLAR en España presenta la menor producción anual de energía, y el solo hecho de cambiar su locación a Antofagasta, norte de Chile, aumenta su capacidad de generación en  $\approx 30\%$  que corresponde al caso base de este estudio. Esta situación se debe al mayor recurso solar presente en la comuna de María Elena en Chile, respecto a Sevilla en España, como se evidencia en las Figuras 5.2 y 5.3 respectivamente. Dando cuenta de la importancia del recurso solar en la producción de energía para una planta SPT.

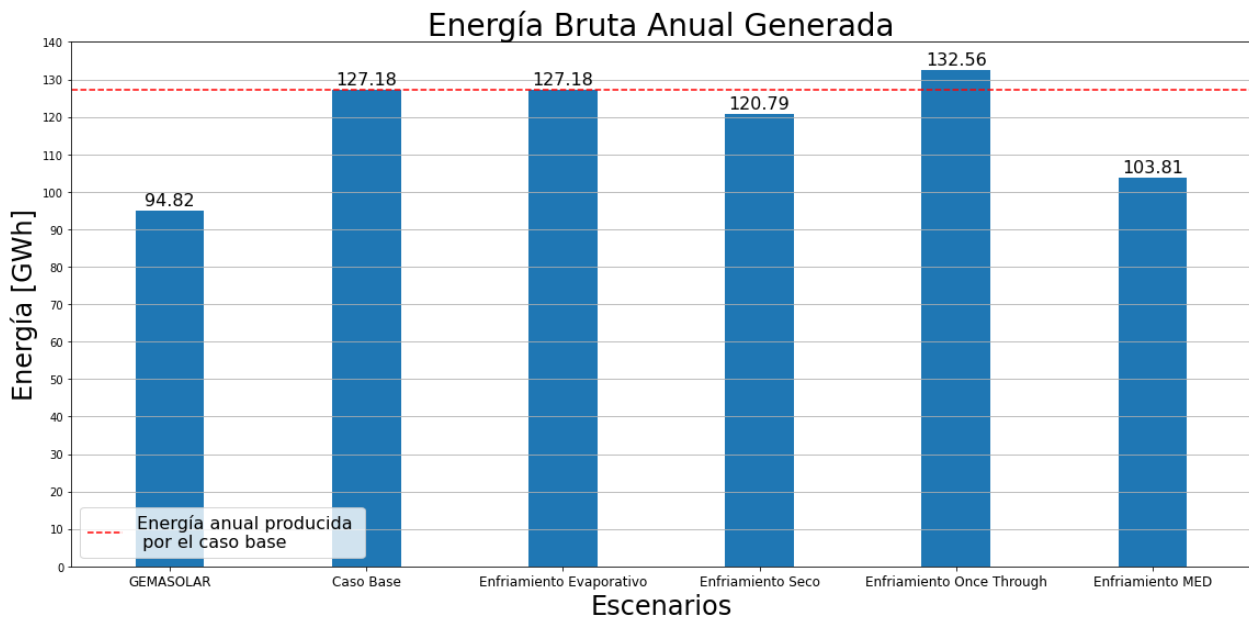


Figura 6.1: Comparación de la energía anual producida por los escenarios de plantas SPT

De acuerdo a lo mostrado en la Figura 6.1 el uso de agua para el enfriamiento del condensador de la planta SPT mejora la producción de energía, como se ve en los casos de enfriamiento evaporativo y *once through*. Esto se debe a un incremento en la eficiencia del ciclo de potencia[16], considerando que los cuatro casos estudiados tienen el mismo campo solar y el sistema de enfriamiento no afecta la energía térmica que ingresa al receptor.

Para los casos evaluados, el enfriamiento *once through*, logra la mayor producción de energía como se ve en la Figura 6.1. Este tipo de enfriamiento y el enfriamiento evaporativo generan

más energía que el caso de enfriamiento seco, que emplea aire y no agua para enfriar, y que el caso de enfriamiento con MED, donde la producción de agua desalada reduce la eficiencia de la turbina.

El enfriamiento *once through* produce  $\approx 4,5\%$  más energía que el caso base, donde solo se modificó la temperatura del agua de salida en el condensador. Por otro lado, el escenario de enfriamiento evaporativo produce lo mismo que el caso base y  $\approx 5,5\%$  más energía que el caso de enfriamiento seco, donde se modificó el tipo de condensador en la simulación. El caso de enfriamiento seco, por su parte, genera  $\approx 5,5\%$  menos energía que el caso base y  $\approx 14\%$  más energía que el caso de enfriamiento con MED, siendo este el caso estudiado de los cuatro que menos energía anual produce.

Una desglose de la producción de energía por mes para un periodo de un año, de los cuatro casos estudiados, puede observarse en la Figura 6.2. Todos los casos simulados presentan un comportamiento similar para la generación de energía que varía a lo largo del año, dependiendo del mes. En los meses de invierno se obtiene una menor producción de energía, en cambio, en los meses de verano se alcanzan las mayores producciones de energía, con excepción de febrero donde incide el menor número de días en el mes y el mayor número de días nublados como se observa en la Figura 4.6. Estas variaciones en la generación eléctrica son consistentes con la disponibilidad del recurso solar registrado en la zona, que se muestran en la Tabla 4.3[56].

La Figura 6.2 muestra que el enfriamiento *once through* es el que presenta la mayor generación de energía todos los meses del año, en cambio, el enfriamiento con MED siempre muestra la generación más baja durante el año. También puede observarse que los meses del año con menor radiación solar y horas de luz, es cuando todos los casos presentan una generación de energía con menores diferencias entre ellos. En cambio, en los meses con mayor radiación solar y horas de luz disponible es cuando se presentan las mayores diferencias en la generación de energía entre los casos.

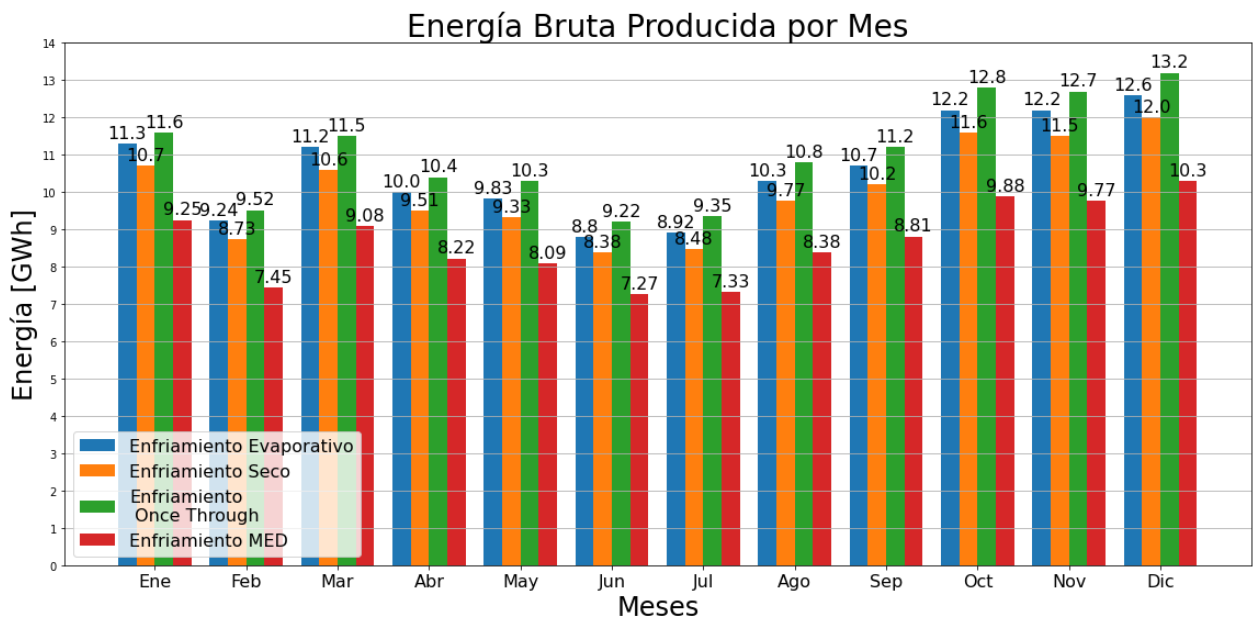


Figura 6.2: Comparación de la energía anual producida por cada escenario simulado en el territorio nacional

La Figura 6.3 muestra la generación de energía anual producida por el caso base y los cuatro escenarios simulados, además, incluye la producción neta de energía de cada escenario que considera el descuento del consumo de energía adicional correspondiente al sistema de enfriamiento. Dentro de los consumos adicionales se incluyen: la energía utilizada por el condensador, que puede corresponder al MED o a los ventiladores del enfriamiento evaporativo o seco; la energía requerida por las bombas de impulsión del sistema de bombeo de agua que se requiere para llevar agua a la CSP; y la energía adicional requerida por las bombas de impulsión del sistema de bombeo de agua de la minera en caso de ser necesario. Para todos los escenarios, exceptuando el caso de enfriamiento con MED, el descuento del consumo adicional de energía es inferior al 5% del total generado en el año. Por lo tanto, su producción neta que puede ser inyectada a la red no se ve mayormente afectada. En el caso del enfriamiento con MED, el consumo adicional corresponde casi a un tercio de lo producido por la CSP, bajando considerablemente la cantidad de energía que este escenario inyecta a la red. Un desglose del balance energético se presenta en la Tabla 6.2.

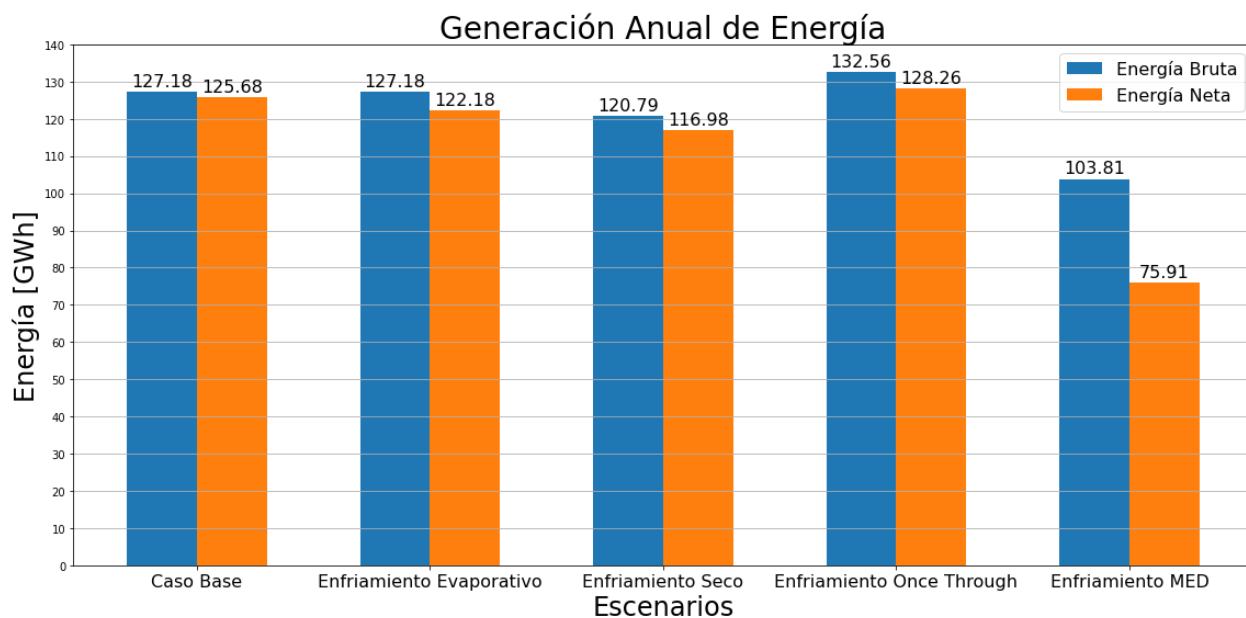


Figura 6.3: Comparación de la energía neta anual producida por cada escenario



Tabla 6.2: Generación de energía y consumos adicionales de cada escenario

Indicadores	Escenarios				
	Caso Base	Enfriamiento Evaporativo	Enfriamiento Seco	Enfriamiento <i>Once Through</i>	Enfriamiento MED
Producción anual [GWh]	127,2	127,2	120,8	132,6	103,8
Factor de planta [%]	83,4	83,4	79,2	86,9	68,1
Diferencia anual de energía [GWh] <sup>a</sup>	0	0	-6,4	5,4	-23,4
Consumo adicional condensador [GWh]	1,5	1,5	3,8	0	4,4
Consumo adicional sistema de bombeo [GWh]	0	3,9	0	4,7	31
Producción anual neta [GWh]	125,7	122,2	117,0	128,3	75,9
Disminución de energía producida [%] <sup>b</sup>	1,2	3,9	3,1	3,2	26,8

<sup>a</sup> Respecto al caso base

<sup>b</sup> por consumo adicional

En la Tabla 6.2, se observan los distintos consumos adicionales de energía eléctrica de la planta SPT, relacionados con el enfriamiento de esta. Se aprecia que el consumo de energía adicional por enfriamiento del condensador en el caso base y en el caso con enfriamiento evaporativo, es menor que el consumo adicional del condensador en el enfriamiento seco y en el enfriamiento con MED. El caso evaporativo, además, tiene consumos adicionales de energía por el bombeo del agua que se debe llevar hasta el condensador y por el mayor caudal que se debe transportar hacia la minera, haciendo que el consumo adicional total sea mayor que en el caso de las plantas SPT actuales que usan enfriamiento seco. Considerar, que el caso base y el caso de enfriamiento seco no tienen consumo adicional de energía por bombeo de agua, el primero debe comprarla y el segundo no utiliza agua para la operación del condensador. En el escenario con enfriamiento *once through* el consumo adicional de energía corresponde a aquella necesaria para bombear agua fuera de la línea principal de la empresa minera hacia la planta SPT, y luego reinyectar está nuevamente a la línea principal de transporte de agua. En este caso mencionado no hay requerimiento de un mayor caudal de agua por parte de la empresa minera y el consumo adicional es comparable con el caso de enfriamiento evaporativo. Para el caso del MED los consumos de energía adicionales corresponden al equipo MED, al requerimiento de agua para la planta CSP y al requerimiento adicional de agua que debe transportarse por la cañería de la minera. De la Tabla 6.2 se observa que todos los escenarios estudiados tienen capacidad de suministro de energía al sistema de bombeo y condensación, además, es de interés destacar que los casos de enfriamiento evaporativo y *once through* tienen un mayor consumo de energía adicional que el caso de enfriamiento seco, no obstante en estos casos resulta que la energía generada disponible sigue siendo mayor a pesar del mayor consumo adicional.

### 6.3. Análisis del Consumo de Agua

La Tabla 6.3 muestra los caudales y consumos de agua que se requieren para cada escenario. La línea de bombeo de una minera como el caso de la empresa Centinela transporta un caudal de agua de  $\approx 2.900 \text{ m}^3/\text{h}$  o  $0,81 \text{ m}^3/\text{s}$  durante su operación normal. Si en un escenario se consume agua, por ejemplo, a través de evaporación, esta no es posible de retornar a la minera luego de pasar por la CSP. En este caso, la minera debe transportar adicionalmente el caudal

de agua que se va a consumir. El escenario base y el enfriamiento seco no requieren agua de la línea de bombeo de la minera, por lo que esta mantiene su caudal original. El escenario de enfriamiento *once through* es el que requiere transportar mayor caudal de agua al condensador, pero que es devuelto completamente a la minera, por lo tanto la empresa no requiere bombear agua adicional. Los escenarios de enfriamiento evaporativo y enfriamiento con MED requieren caudal de la línea principal y reinyectan una cantidad menor por haber consumido parte de dicha agua salada, en consecuencia la empresa minera requiere transportar un caudal mayor de agua hasta la altura de la CSP. El agua requerida para los escenarios de planta SPT simulados es menor al flujo de agua transportada por la minera, correspondiendo en el caso de mayor requerimiento al  $\approx 30\%$  para el escenario de enfriamiento *once through* haciendo factible el enfriamiento de todos los escenarios que requieren agua.

Tabla 6.3: Requerimientos de agua en cada escenario

Indicadores	Escenarios				
	Caso Base	Enfriamiento Evaporativo	Enfriamiento Seco	Enfriamiento <i>Once Through</i>	Enfriamiento MED
Agua requerida por la CSP [m <sup>3</sup> /s]	0	0,03	0	0,24	0,22
Agua retornada a la línea de la minera [m <sup>3</sup> /s]	0	0,01	0	0,24	0,14
Caudal bombeado por SBA [m <sup>3</sup> /s]	0,81	0,83	0,81	0,81	0,90
Consumo de agua anual limpieza de helióstatos y <i>makeup</i> [m <sup>3</sup> ]	14.004	14.004	14.005	14.004	13.811
Requerimiento de agua anual CSP [m <sup>3</sup> ]	365.181	591.300	0	7.782.518	7.064.064
Consumo anual de agua [m <sup>3</sup> ]	379.185	379.185	14.005	14.004	2.842.590
Capacidad anual de desalar [m <sup>3</sup> ]	0	0	0	0	2.828.779

## 6.4. Análisis Económico

La Tabla 6.4 presenta el LCOE entregado por SAM para la planta SPT, la inversión inicial, el costo de O&M y los ingresos de cada escenario estudiado. El caso de enfriamiento *once through* es el escenario con menor LCOE, lo cual es explicado por una mayor producción de energía como se muestra en la Figura 6.1. El caso de enfriamiento evaporativo tiene un LCOE menor que el enfriamiento seco, siendo que ambos casos tienen costos de inversión y O&M similares. La diferencia radica en la generación anual de energía entre los casos, siendo mayor la producción en el caso de enfriamiento evaporativo. Los casos de enfriamiento *once through*, enfriamiento evaporativo y enfriamiento seco tienen un LCOE de 76, 79 y 83 USD/MWh respectivamente, que se comparan con el valor promedio de 80 USD/MWh reportado para plantas SPT por *Hernandez et al.*[44] en el territorio de Chile. El escenario de enfriamiento con MED tiene el mayor LCOE, con un valor de 97 USD/MWh, y además corresponde al caso con la menor generación de energía.

Tabla 6.4: Inversión, costos e ingresos de cada escenario estudiado

Indicadores	Escenarios				
	Caso Base	Enfriamiento Evaporativo	Enfriamiento Seco	Enfriamiento <i>Once Through</i>	Enfriamiento MED
LCOE planta CSP [USD/MWh] <sup>a</sup>	<b>79.2</b>	<b>79.2</b>	<b>82.9</b>	<b>76.4</b>	<b>97.1</b>
Inversión inicial SPT [Miles USD]	105,694	105,694	105,694	105,694	105,694
Inversión sistema hidráulico [Miles USD]	0	511	0	2,250	1,921
Inversión MED [Miles USD]	0	0	0	0	8,072
<b>Inversión total inicial [Miles USD]</b>	<b>105,694</b>	<b>106,241</b>	<b>105,694</b>	<b>107,944</b>	<b>115,687</b>
Costos O&M SPT [Miles USD]	1,490	1,490	1,467	1,509	1,408
Costo terreno [Miles USD]	37	0	0	0	0
Costo de agua desmineralizada [Miles USD]	53	53	53	53	0
Costo de agua industrial [Miles USD]	767	0	0	0	0
Costos O&M MED [miles USD]	0	0	0	0	509
<b>Costo O&amp;M SPT + total de agua [Miles USD]</b>	<b>2,355</b>	<b>1,543</b>	<b>1,520</b>	<b>1,562</b>	<b>1,917</b>
LCOE Real [USD/MWh] <sup>b</sup>	<b>89.7</b>	<b>86.0</b>	<b>89.6</b>	<b>83.2</b>	<b>76.2</b>
Ingresos por energía [Miles USD]	12,824	12,426	11,929	13,039	6,978
Ingresos por agua (2.1 USD/m <sup>3</sup> [Miles USD]) <sup>c</sup>	0.0	0.0	0.0	0.0	5,911
<b>Ingresos totales [Miles USD]</b>	<b>12,824</b>	<b>12,463</b>	<b>11,929</b>	<b>13,079</b>	<b>13,640</b>

<sup>a</sup> Valor entregado por SAM, no incluye agua ni otras inversiones

<sup>b</sup> Valor calculado para hacer el VAN = 0

<sup>c</sup> Por 2,828,779 m<sup>3</sup> de agua desalada

Respecto de la inversión mostrada en la Tabla 6.4, en todos los casos la más importante corresponde a la inversión inicial a realizar en la planta SPT. Está es igual para los cinco casos de estudio dado que están basadas en la misma planta de concentración solar, que considera los mismos valores de capacidad, SM y TES. La inversión en el sistema hidráulico de los casos que requieren suministro de agua para la CSP no excede el 3% de la inversión inicial de la planta SPT. El caso que requiere una inversión adicional es el enfriamiento con MED, escenario que resulta tener la mayor inversión total.

Los costos de O&M mas altos corresponden al caso base, que se explica por la compra de agua para funcionamiento de la planta SPT. Los otros escenarios que consideran una relación con la empresa minera se ven favorecidos por cuanto acceden al recurso hídrico sin costo, debiendo suministrar la energía necesaria para transportar el caudal que requieren. El segundo costo de O&M mayor lo tiene el caso de enfriamiento con MED, que se explica por el costo O&M del equipo MED. Este caso, sin embargo, tiene un beneficio en la disponibilidad de agua desalada de su propia producción para consumo interno y entrega a terceros.

Los ingresos de cada escenario vienen por la venta de energía al costo por contrato proyectado por minera centinela para el año 2021, el cual corresponde a 102 USD/MWh[57]. El caso de enfriamiento con MED tiene el ingreso mas alto a pesar de producir menos energía, esto se explica por su capacidad de también vender agua desalada a un precio que compensa la producción de electricidad. El caso de enfriamiento seco tiene el menor ingreso que se explica por la menor energía que produce y no tener otra fuente de ingreso.

A partir de la información presentada en la Tabla 6.4 se elabora el detalle de los flujos de caja de todos los escenarios estudiados, los cuales se encuentran en el Anexo E y permiten realizar la evaluación económica de la Tabla 6.5.

Tabla 6.5: Resumen de los indicadores económicos de cada uno de los escenarios estudiados

Indicadores	Escenarios				
	Caso Base	Enfriamiento Evaporativo	Enfriamiento Seco	Enfriamiento <i>Once Through</i>	Enfriamiento MED
VAN [Miles USD]	18.973	23.981	18.274	29.546	24.053
TIR [%]	8,8	9,2	8,7	9,6	9,1
Periodo recuperación del capital [años]	20	19	20	17	19

La Tabla 6.5 presenta los indicadores económicos de los distintos escenarios considerados en el estudio, basados en los valores de flujos de caja reportados en detalle en el Anexo E. Todos los escenarios estudiados presentan un VAN positivo, en el periodo y condiciones de evaluación del estudio. El mejor VAN se logra con el escenario de enfriamiento *once through*, indicando que el ingreso por la energía neta producida compensa los costos de inversión en la planta SPT y el sistema hidráulico requerido, así como los costos de O&M. El caso de enfriamiento con MED que presenta la producción neta de energía mas baja de todos los casos evaluados, tiene el segundo mejor VAN. Esto se debe a los ingresos que es posible obtener por la producción y venta de agua desalada, muy apreciada en el norte de Chile por la escasez del recurso. La tabla 6.6 presenta la sensibilidad de caso del enfriamiento con MED a distintos precios de venta del agua desalada. El caso de enfriamiento evaporativo tiene un VAN menor que el enfriamiento con MED, pero un VAN mayor que el caso base. Indicando para el caso de enfriamiento evaporativo la ventaja de lograr una alianza con la empresa minera para el suministro de agua, situación que no está contemplada en el caso base. El caso de enfriamiento seco tiene el menor VAN de todos los casos estudiados, indicando la importancia del beneficio de la energía neta producida para la rentabilidad del escenario, que predomina sobre otros aspectos como inversiones adicionales y costos.

Los valores obtenidos de TIR para todos los escenarios tienen un valor superior a la tasa de descuento de 7% considerada en el estudio para el análisis económico, basada en trabajos relacionados al tema como el de *Hernandez et al.*[44] y *Valenzuela et al.*[41]. Siendo entonces los escenarios estudiados atractivos de considerar para una posible inversión, dado el valor del TIR y el VAN positivo, teniendo en consideración aquel con el mayor VAN para la selección del caso favorecido.

Respecto al periodo de recuperación del capital, se observa que todos los escenarios demoran no más de 20 años en recuperar el capital, un buen indicador al tener en consideración que el periodo de vida de las plantas SPT en los estudios de la literatura es del orden de 30 años[44]. El escenario que muestra el menor periodo de recuperación del capital es el caso de enfriamiento *once through* con 17 años, seguido del los casos de enfriamiento con MED y de enfriamiento evaporativo con 19 años. Los escenarios que mas años se demoran en retornar la inversión inicial son los casos de enfriamiento seco y caso base con 20 años cada uno.

Tabla 6.6: Sensibilidad de los indicadores económicos del caso de enfriamiento con MED al precio de venta del agua desalada

	Caso enfriamiento con MED					
Precio venta agua desalada [USD/m <sup>3</sup> ]	2	2,1 <sup>a</sup>	2,3	2,5	2,7	3
VAN [Miles USD]	20.605	<b>24.053</b>	30.949	37.844	44.740	55.083
TIR [-]	8,8 %	<b>9,1 %</b>	9,6 %	10,2 %	10,8 %	11,6 %
Periodo recuperación del capital [años]	20	<b>19</b>	17	16	14	13

<sup>a</sup> Costo del agua considerado en los resultados del flujo de caja en la tabla 6.5

### 6.4.1. Sensibilidad del Mejor Escenario

La Tabla 6.7 presenta los resultados del análisis de sensibilización realizado para el caso de enfriamiento *once through*, escenario con el VAN más favorable. De la Tabla 6.7 se observa que en el caso de los ingresos, se requiere una disminución del 18 % para que el VAN sea cercano a cero, y con esto es indiferente hacer o no el proyecto. Lo que significa que la producción de energía neta, el precio de venta de la energía o la combinación entre ellos debió haber disminuido en el orden de 18 %. En el caso de los costos de O&M, se requiere un aumento del 154 % para que el VAN sea cercano a cero, y con esto es indiferente hacer o no el proyecto. Además, en el caso combinado de una caída en los ingresos del 10 % se requiere un aumento en los costos de O&M de 70 % para que el VAN sea cercano a cero, y con esto es indiferente hacer o no el proyecto. La resultados con los datos de las evaluaciones económicas con las sensibilizaciones se encuentran en la Sección de anexo F.

Tabla 6.7: Sensibilidad del VAN del mejor caso a una disminución de los ingresos o un aumento de los costos de O&M

	Caso Enfriamiento <i>once through</i>				
<b>Caída de ingreso [%]</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>19</b>
VAN (Miles USD)	21.517	13.488	5.459	641	-964
<b>Aumento Costos de O&amp;M [%]</b>	<b>50</b>	<b>100</b>	<b>150</b>	<b>154</b>	<b>155</b>
VAN (Miles USD)	19.957	10.368	779	12	-180
<b>Aumento Costos de O&amp;M [%] (con disminución de energía 10 %)</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>68</b>	<b>70</b>	<b>72</b>
VAN (Miles USD)	3.899	1.981	447	63	-320

## 6.5. Análisis Paramétrico de SM y TES

En el caso base se cambia el campo solar de la planta SPT, pero no se modifican los parámetros de diseño, tales como: las dimensiones de la torre solar, el SM y el TES. Si

se busca una planta con el menor LCOE para la locación elegida estos parámetros deben ser estudiados y evaluados para buscar la mejor combinación de ellos, sin embargo, diseñar una planta SPT optimizada no ha sido parte de los objetivos de este trabajo de memoria. Un estudio posterior debe evaluar estos parámetros realizando un análisis paramétrico con SAM como el que preliminarmente se ha realizado y que se presenta en la Figura 6.4 con un potencia interesante de desarrollo. Esta Figura muestra los resultados del LCOE alcanzado para el caso base si se usan distintas combinaciones de SM y TES.

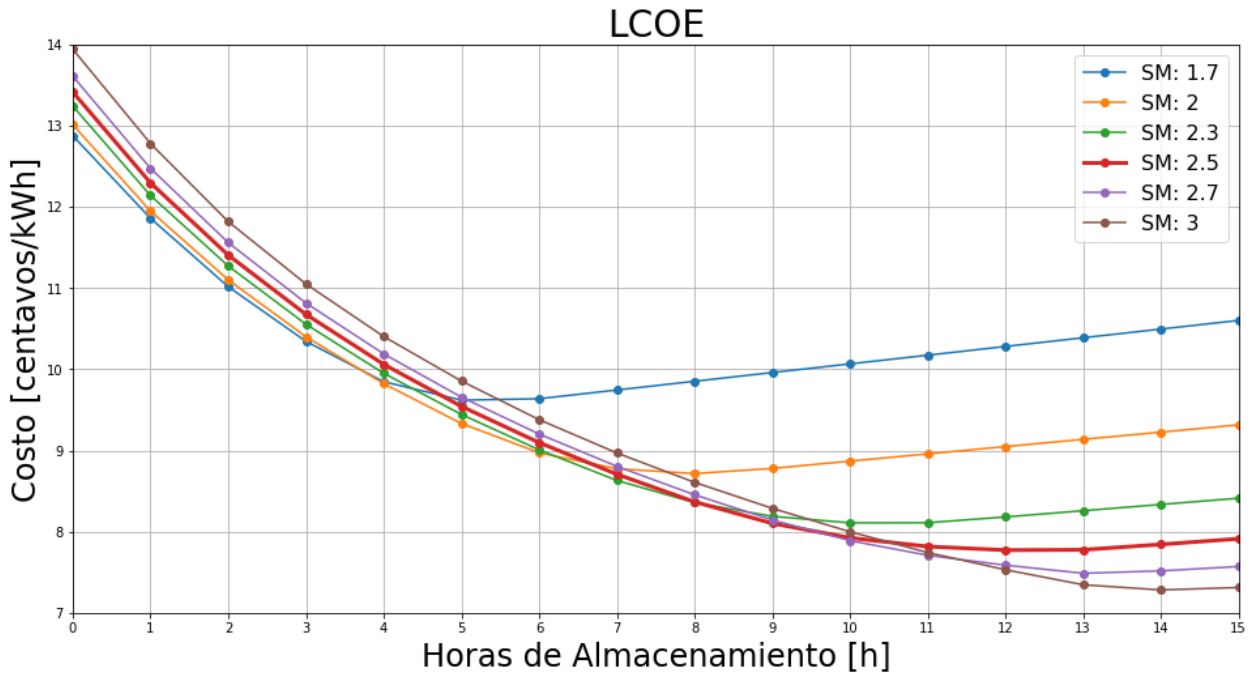


Figura 6.4: Análisis paramétrico del par SM y horas de TES

En la Figura 6.4, se observa que los menores valores de LCOE se alcanzan con un alto SM. Si se opta por mantener los parámetros de diseño de la planta SPT y no se cambia la capacidad de almacenamiento térmico, el valor de LCOE mas bajo para una planta con 15 hrs de TES se logra con un SM igual a 3. Si, por el contrario, se quiere mantener el caso base con el SM de 2,5, pero optimizando las horas de TES, entonces el valor de LCOE menor se encuentra con una capacidad de almacenamiento de 12 hrs. La Figura 6.4 igualmente muestra que la mejor combinación de TES y SM se logra con un SM igual a 3 y una capacidad de almacenamiento de 14 hrs. Queda claro también, en esta Figura que no es conveniente tener una planta termosolar sin capacidad almacenamiento térmico por el alto valor del LCOE que se produce.

Se debe también considerar que aumentar las horas de TES y/o el SM implica un aumento en la inversión inicial y de O&M de la SPT. El número de espejos en el campo solar es dependiente del SM para un DNI de diseño dado. La Figura 6.5 muestra la distribución de los espejos cuando el SM es igual 3, apreciándose que se requieren 1.927 helióstatos. Estos son más espejos que en el caso base, con un SM igual a 2,5, donde se requieren solo 1.615 espejos y cuyo campo se muestra en la Figura 5.5.

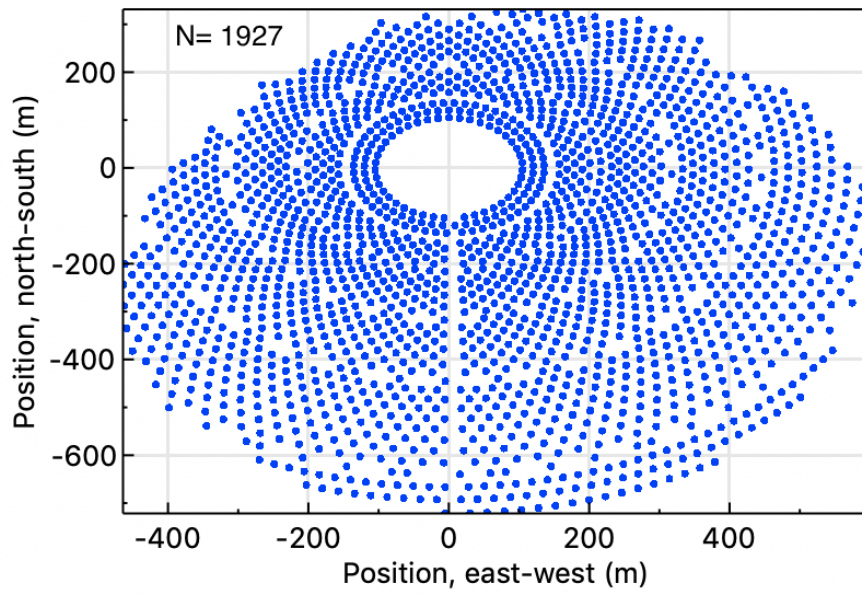


Figura 6.5: Campo solar optimizado para la planta en Chile con  $SM = 3$

# Capítulo 7

## Conclusión

### 7.1. Conclusiones

El presente trabajo de memoria de título, estudia la factibilidad técnica y económica de integrar generación CSP tipo torre y el transporte de agua salada del que hace uso una empresa minera en el norte del país. Se estudió el diseño de una central termosolar del tipo torre como GEMASOLAR en España, se simuló en el *software* SAM distintos escenarios de esta configuración en el norte de Chile, y finalmente se realizó el balance energético y económico suponiendo que operaban en conjunto a un sistema de bombeo de agua salada de una empresa minera. Se considera además el diseño del sistema hidráulico que transporta el agua hasta la planta SPT. Cada escenario contempló el cálculo de generación anual, consumos adicionales, costos de inversión, costos de O&M, beneficios y potencial de desalación para uno de los casos tomando como referencia valores presentados en estudios previos reportados en la bibliografía.

Las CSP presentan cualidades que pueden ser muy apreciadas por la minería como para realizar la inversión en esta tecnología: la baja huella de carbono, su alto factor de planta respecto a la tecnología fotovoltaica y la capacidad de producir energía aun cuando no hay sol por un número determinado de horas. Siendo una tecnología con 10 años en el mercado y menos de una decena de plantas SPT en el mundo, la inversión de este tipo de plantas se espera se reduzca en el futuro lo que favorecería su masificación como proyecta la literatura técnica. En el caso de la planta estudiada la mayor parte de los costos de inversión se concentran en el campo de helióstatos, ciclo de potencia y receptor. Sin embargo, dados los montos de inversiones que se manejan en minería para las nuevas plantas, la industria podría invertir en las centrales SPT, sobre todo si su interés es mantener sus procesos funcionando la mayor parte del tiempo, cosa que no es posible con la tecnología solar fotovoltaica. Además de esto, el norte de Chile tiene grandes cualidades para la instalación de CSP, la alta disponibilidad de días despejados y un DNI sobre los  $1000 \text{ W/m}^2$  que se reciben casi diariamente en locaciones del norte grande como fue la utilizada para este trabajo y fundamentada por el Explorador Solar[56].

Tomando el modelo validado de GEMASOLAR se crea el caso base, una SPT con enfriamiento evaporativo que opera en el norte de Chile. Se aprecia como primer resultado con el caso base, la importancia del nivel de DNI para la generación de la planta SPT. En efecto, el caso base y el modelo de GEMASOLAR solo se diferencian en su locación y DNI de diseño, manteniendo el SM y TES. La locación de la planta solar en el norte cuenta con un recurso



solar superior al de Sevilla en España donde se emplaza GEMASOLAR, como se aprecia en las Figuras 5.2 y 5.3. En el caso base se logra producir 32.4 GWh adicionales de energía en un año respecto a la planta en España, como se observa en la Figura 6.1, además este caso requiere un menor número de espejos que GEMASOLAR. Por lo tanto, con la generadora en una zona con mayor recurso solar, la inversión en el campo de helióstatos es menor y la producción de energía es mayor, indicando el potencial de Chile para el desarrollo de energías termosolares.

El caso base utiliza agua para el enfriamiento del condensador de la planta SPT, a diferencia por ejemplo del proyecto Cerro Dominador ubicado en la misma zona de Chile y que usa enfriamiento seco. El caso base no considera relación con la mina para el suministro de agua y por tanto debe autoabastecerse. Se crean 4 escenarios alternativos, descritos en la Sección 5, donde se propone una sinergia con un sistema de bombeo ya existente de una empresa minera. Los casos de enfriamiento evaporativo, *once through* y MED usan activamente agua y requieren una conexión con la cañería de bombeo de la minera. Un caso de enfriamiento seco también fue modelado para comparar el beneficio económico y la producción de energía cuando no se incurre en el uso de agua para enfriamiento.

Desde una perspectiva energética, se realizó la simulación de la generación anual, el cálculo del consumo adicional que trae el condensador y el bombeo de agua para los cinco escenarios de planta SPT estudiados. De los resultados de generación anual de energía se obtiene que el caso de enfriamiento *once through* es el que produce la mayor cantidad, 133 GWh, seguido en orden decreciente del caso base y enfriamiento evaporativo con 127 GWh, el caso de enfriamiento seco con 121 GWh y finalmente el caso de enfriamiento MED con 104 GWh. Se concluye desde el punto de vista energético, es más eficiente utilizar agua para realizar el enfriamiento del ciclo de potencia. Los escenarios de enfriamiento evaporativo y enfriamiento *once through* que utilizan parte del agua que transporta la línea de bombeo de la empresa minera, producen más energía anual que el caso de enfriamiento seco. El enfriamiento MED a pesar de usar agua, es el caso que menos energía genera debido a la mayor temperatura de vapor a la salida de la turbina, lo que disminuye la eficiencia del ciclo de generación de la planta SPT.

Por otro lado, de los resultados de energía neta, los casos de enfriamiento que tienen relación con la minera por el uso del agua salada que ella transporta, tienen un mayor consumo adicional de energía que el caso de enfriamiento seco. Sin embargo, la energía neta generada en los casos de enfriamiento evaporativo y enfriamiento *once through* sigue siendo mayor que la energía neta generada en el enfriamiento seco. Esto muestra, que el aumento de generación de energía obtenido en los casos de enfriamiento con agua compensa el consumo adicional que significa bombear agua hasta la generadora. El caso MED, sin embargo, se ve impactado en su generación de energía neta por los mayores consumos adicionales del equipo de desalación y de las bombas de agua.

Estos resultados del análisis energético muestran que, si existe sinergia entre una planta SPT y una línea de bombeo de agua, desde la producción de energía. La central SPT obtiene un beneficio por el uso de agua para sus requerimientos de enfriamiento en su ciclo de potencia, las centrales de enfriamiento evaporativo y de enfriamiento *once through* producen al menos un 5% más de energía respecto al caso de enfriamiento seco en la misma ubicación

y el autoconsumo adicional es menor a este porcentaje. Esto también beneficia a la empresa minera que puede obtener mayor energía de forma renovable para sus procesos.

Desde una perspectiva económica, se realizó una evaluación para cada uno de los escenarios donde se encuentra que todos ellos presentan un VAN positivo, bajo las condiciones de un precio de venta de energía de 102 USD/MWh[57] en un plan de generación de base para la minera, una tasa de descuento de 7%, un horizonte de evaluación de 30 años y sin aplicación de impuestos ni degradación de la planta. Se concluye que todos los escenarios estudiados tienen un potencial atractivo para invertir en una operación de generación de energía de estos tipos, siendo el caso de enfriamiento *once through* el con mayor VAN con 29,549 mil USD, seguido en orden decreciente del caso de enfriamiento MED con 24,053 mil USD, enfriamiento evaporativo con 23,981 mil USD, el caso base con 18,973 mil USD y el caso de enfriamiento seco con 18,274 mil USD. El mayor VAN es alcanzado por el enfriamiento *once through*, que se debe a la mayor producción de energía y al hecho de que la minera suministra el agua sin requerimiento adicional de ésta. De forma similar el caso de enfriamiento evaporativo presenta mejor VAN que el caso de enfriamiento seco, mostrando que el aumento en la inversión es compensado por la mayor producción de electricidad. El VAN del caso de enfriamiento seco es similar al caso base, donde se el agua no es suministrada por la minera y debe comprarse, por lo que los costos de operación son mas altos. El caso de enfriamiento MED tiene el segundo mejor VAN gracias a la generación y venta de agua desalada, 2,828,779 m<sup>3</sup>, que compensa la menor producción de energía comparada con los otros cuatro casos, siendo el agua un recurso muy valioso en operaciones de minería y más aún en un lugar tan árido como el desierto de Atacama.

Respecto al retorno de la inversión todos los casos recuperan la inversión en 20 años o menos, considerando que el tiempo de funcionamiento de estas plantas es de 30 años[44], un dato a tomar en cuenta por los inversionistas. El caso mas favorable corresponde al enfriamiento *once through* con un tiempo de recuperación del capital de 17 años.

El análisis económico entrega que es recomendable invertir en un proyecto de este tipo, bajo los supuestos en los que se realizó el estudio. El VAN de los casos es siempre positivo y la inversión total es recuperada en todos los casos. Dentro de este portafolio de casos el más favorable para una inversión es el caso de enfriamiento *once through*, el cuál, aun con un aumento en la inversión inicial tiene el VAN más alto y el menor periodo de recuperación del capital. El segundo caso recomendado para la inversión es el de enfriamiento con MED. este caso es muy atractivo si se tiene un plan para la venta de agua desalada o se quiere usar esta en otro proceso como autoconsumo en la mina.

El estudio de sensibilidad para el mejor caso encontrado según el indicador VAN, que corresponde al enfriamiento *once through*, muestra que una disminución de los ingresos en un 18%, ya sea por el menor precio de venta de energía o por una caída de la energía neta producida, lleva el valor de VAN cero con lo cual es indiferente hacer o no hacer la inversión en el proyecto. De igual forma, un aumento en los costos en un 154% lleva el valor del VAN a cero. Esto muestra que el escenario es atractivo para la inversión aún con una disminución de los ingresos o un aumento sustancial de los costos en los rangos indicados.

El costo de la energía en años futuros es una incertidumbre que se debe tomar en cuenta pues afectaría la rentabilidad de cualquier caso. Sin embargo, como se comentó en la

sección 3.1 el costo de las plantas tipo SPT ha ido disminuyendo y se hacen cada vez mas competitivas, bajo el supuesto de que los costos de instalación disminuirán en los próximos años la incertidumbre del costo de la energía será menor.

Las alternativas evaluadas de generación de energía SPT muestran el beneficio de una relación con la empresa minera, al tener el potencial de reducir la huella de carbono de estas empresas al disminuir la dependencia de energía utilizada a partir combustibles fósiles. La inversión en tecnologías renovables del tipo SPT mejorará la relación de la empresa minera con las comunidades, mostrando el compromiso de la empresa con el ambiente, cualidad esperable de las compañías mineras por parte de la sociedad.

El esquema propuesto de uso de agua de las empresas mineras por parte de la planta SPT, permite la instalación de generadoras que utilicen sistemas de enfriamiento más eficientes con agua, sin intervenir los recursos hídricos de las comunidades de la zona. El caso de enfriamiento con MED permite además el aumento de la disponibilidad de agua al desalar agua de mar de forma sustentable, dando además la posibilidad de seguridad hídrica para la locación elegida. Parte de dicha agua podría ser destinado a la comunidad.

Se concluye que existe la posibilidad de sinergia entre el desarrollo minero en el norte del país y el requerimiento de enfriamiento de una central SPT, siendo recomendable la inversión en un proyecto de este tipo pues trae beneficios supuestos para ambas partes. Una evaluación preliminar de los beneficios cualitativos que trae esta alianza según el escenario a evaluar se observa en la Tabla B.1 en el Anexo B. Esta tabla no corresponde a un estudio de impacto si no que ejemplifica solo algunos aspectos a considerar en cada caso.

## 7.2. Trabajo Futuro

Como trabajo futuro, se propone optimizar la central CSP a las condiciones de la zona del norte de Chile. El estudio consideraría la simulación de los diversos escenarios mas convenientes que hacen uso de agua por su relación con la minera, como son el caso de enfriamiento *once through* y el enfriamiento MED, evaluando las condiciones más favorables que permitan optimizar las dimensiones de la planta SPT, capacidad de generación de energía de la torre, los costos de O&M y la inversión. En este estudio de memoria se sientan las bases del LCOE de la central y que esta puede disminuir si se mantiene el SM y se disminuye el TES, o si se mantiene el TES y aumenta el SM. En consecuencia, se requieren más estudios para encontrar la mejor combinación de estos parámetros para una planta de este tamaño en Chile. Adicionalmente se puede incorporar información y análisis de plantas SPT con mayor capacidad como Cerro Dominador que incluya evaluar los costos e ingresos.

La realización de un *benchmarking* de la situación de otras empresas mineras con el potencial de aplicar la sinergia con la planta SPT es de interés. También se requiere un análisis complementario sobre la reposición de helióstatos, el modelamiento del impacto del viento y la polución que afecta al funcionamiento en los años de una CSP para diferentes locaciones. De igual manera, distintas locaciones de emplazamiento entregan diferentes resultados de generación de energía y consumo adicional de los casos simulados. Se requiere también un estudio donde se determine el lugar mas adecuado respecto de la línea real de transporte de agua de la empresa minera, tomando en cuenta parámetros como orografía, facilidad de

acceso del terreno donde se emplace y sobre todo el recurso solar.

Memorias posteriores pueden enfocarse en realizar simulaciones detalladas del ciclo de Rankine con el *software* **TRNSYS**, que se complementen con un programa que permita de forma nativa simular enfriamiento *once through* y/o la operación de un MED. También es posible de considerar un trabajo respecto del diseño del sistema de bombeo y cañerías para llevar agua hasta la planta SPT en el caso de una empresa minera interesada en tema.

Estudios del beneficio del aumento de temperatura del agua, luego de pasar por la planta SPT, para la operación de lixiviación de la empresa minera que permita determinar, por ejemplo, la mayor recuperación de cobre y con ello haciendo la sinergia entre estas industrias mas atractiva.

Negocios en base a potenciales usos del agua desalada producida en el caso MED pueden ser considerados respecto de procesos internos de la minera. Esta agua generada podría ser potabilizada para el consumo en las comunidades aledañas o uso agrícola. Estas alternativas que agregan valor a la alianza propuesta entre la planta SPT y la empresa minera. Sin mencionar además el enorme beneficio que otorga a la imagen de la empresa el realizar desalación, mostrando responsabilidad hídrica para una zona tan árida como el desierto de Atacama. Sería interesante desarrollar además estudios del impacto medioambiental que una alternativa de este tipo podría tener en la gran minería.

# Capítulo 8

## Glosario de Acrónimos

- **CDF:** (*Cumulative Distribution Function*) Distribución de Frecuencia Acumulada
- **CEN:** Coordinador Eléctrico Nacional
- **CSP:** (*Concentrated Solar Power*) Planta Termosolar
- **DNI:** (*Direct Normal Irradiance*) Irradiación Normal Directa
- **EPC:** (*Engineering, Procurement & Construction*) Ingeniería, Adquisición y Construcción
- **GOR:** (*Gain Output Ratio*) Relación de Ganancia de Salida
- **HTF:** (*Heat Transfer Fluid*) Fluido de Transferencia de Calor
- **LCOE:** (*Levelized Cost Of Electricity*) Costo Nivelado de la Electricidad
- **MED:** (*Multi-Effect Distillation*) Destilación Multi-Efecto
- **NREL:** *National Renewable Energy Laboratory*
- **O&M:** *Operation & Maintenance* Operación y Mantenimiento
- **PV:** (*Photovoltaic*) Fotovoltaica
- **RI:** Retorno de la Inversión
- **RO:** (*Reverse Osmosis*) Ósmosis Inversa
- **SAM:** *System Advisor Model*
- **SEN:** Sistema Eléctrico Nacional
- **SBA:** Sistema de Bombeo de Agua
- **SM:** (*Solar Multiple*) Múltiplo Solar
- **TES:** (*Thermal Storage System*) Sistema de Almacenamiento Térmico
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno
- **VAN:** Valor Presente Neto

# Bibliografía

- [1] The Observatory of Economic Complexity (OEC), “Chile (CHL) Exports, Imports, and Trade Partners,” 2016.
- [2] M. J. Cardemil, “Las consecuencias de 10 años de sequía en Chile (Desafío Tierra),” June 2020.
- [3] D. Aitken, D. Rivera, A. Godoy-Faúndez, and E. Holzapfel, “Water scarcity and the impact of the mining and agricultural sectors in Chile,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 8, no. 2, 2016.
- [4] R. Branke, T. P. Fluri, and P. V. Lefort, “Combining concentrating solar power with multiple effect distillation at inland locations - An economically viable option for Northern Chile?,” *AIP Conference Proceedings*, vol. 2033, 2018.
- [5] J. Muñoz, E. Cuneo, and G. Muñoz, “Economic and Technical Design Criteria of a Mining Water Pumping System Adapted to a Photovoltaic ERNC Supply,” vol. X, 2019.
- [6] Eléctricidad, “El salto de las energías renovables en Chile bate todos los récords proyectados,” nov 2019.
- [7] Consejo Minero, *Minería en Números*. Consejo Minero, 4th ed., 2020.
- [8] M. I. Roldán Serrano, *Concentrated Solar Thermal / Technologies*. Tabernas, Spain: Springer, 2013.
- [9] SOLSRGIS, “Solar resource maps and GIS data for 180+ countries | Solargis,” 2019.
- [10] Antofagasta Minerals, “Con la ayuda del sol, Minera Centinela reduce su huella de carbono,” 2019.
- [11] L. Velásquez-Yévenes and V. Quezada-Reyes, “Influence of seawater and discard brine on the dissolution of copper ore and copper concentrate,” *Hydrometallurgy*, vol. 180, no. July, pp. 88–95, 2018.
- [12] Minería Chilena, “Los aprendizajes de Minera Centinela en uso e impulsión de agua de mar,” 2016.
- [13] Camila Montes and J. Cantallopts, “Proyección de consumo de agua en la minería del cobre 2018-2029,” tech. rep., COCHILCO, 2018.
- [14] Cerro Dominador, “Complejo solar que combina energía termosolar y fotovoltaica,” 2019.
- [15] E. Bellini, “Potencia fotovoltaica instalada de Chile alcanza los 2,64 GW,” sep 2019.
- [16] T. E. Boukelia, A. Bouraoui, A. Laouafi, S. Djimli, and Y. Kabar, “3E (Energy-Exergy-Economic) comparative study of integrating wet and dry cooling systems in solar tower power plants.” 2020.

- [17] D. Galeno D., “Temperatura superficial del mar de sat,” 1999.
- [18] W. Brokering and R. Palma, *Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2018.
- [19] K. Mohammadi and H. Khorasanizadeh, “The potential and deployment viability of concentrated solar power (CSP) in Iran,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, no. February 2018, pp. 358–369, 2019.
- [20] N. I. Encina Flores, *Diseño e implementación de sistema de control de helióstatos para una planta de concentración solar de potencia de torre de pequeña escala*. Tesis, Universidad de Chile, 2019.
- [21] Cerro Dominador, “Proyecto Planta Solar Cerro Dominador,” tech. rep., 2015.
- [22] German Solar Energy Society (DGS), “Planning and Installing Solar Thermal Systems,” 2010.
- [23] G. Gajardo-Miranda, W. Puchi, J. L. Venegas, N. Risso, and F. Salgado, “A sustainability-based comparison between Photovoltaics and Concentrating Solar Power in Chile,” *IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies, CHILECON 2019*, pp. 1–6, 2019.
- [24] Torresol Energy, “Gemasolar,” 2019.
- [25] T. Telsnig and G. Díaz-Ferrán, “Solar Mining technology options – techno-economic-ecological datasheet for concentrated solar power parabolic trough plant with storage,” p. 7, 2015.
- [26] O. Aboelwafa, S. E. K. Fateen, A. Soliman, and I. M. Ismail, “A review on solar Rankine cycles: Working fluids, applications, and cycle modifications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, no. October 2017, pp. 868–885, 2018.
- [27] A. Alami Merrouni, F. Elwali Elalaoui, A. Ghennioui, A. Mezrhab, and A. Mezrhab, “A GIS-AHP combination for the sites assessment of large-scale CSP plants with dry and wet cooling systems. Case study: Eastern Morocco,” *Solar Energy*, vol. 166, no. March, pp. 2–12, 2018.
- [28] K. Mohammadi, M. Saghaifar, K. Ellingwood, and K. Powell, “Hybrid concentrated solar power (CSP)-desalination systems: A review,” *Desalination*, vol. 468, no. August, p. 114083, 2019.
- [29] C. A. Bravo Inostroza, *Optimización de parámetros de diseño de una planta solar de concentración para generación eléctrica considerando distintos escenarios de despacho*. Tesis, Universidad de Chile, 2018.
- [30] C. Sharma, A. K. Sharma, S. C. Mullick, and T. C. Kandpal, “Identifying Optimal Combinations of Design for DNI, Solar Multiple and Storage Hours for Parabolic Trough Power Plants for Niche Locations in India,” in *Energy Procedia*, vol. 79, pp. 61–66, Elsevier B.V., 2015.
- [31] J. Jorgenson, P. Denholm, M. Mehos, and C. Turchi, “Estimating the Performance and Economic Value of Multiple Concentrating Solar Power Technologies in a Production Cost Model. A Report by the National Renewable Energy Laboratory, United States.,” *National Renewable Energy Laboratory*, no. December, p. 37, 2013.

- [32] M. Romero, “Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central,” 2008.
- [33] Comité Solar e Innovación Energética de Corfo, “Reporte de relación y magnitud de costos de Inversión (Capex) y Operación y Mantenimiento (Opex),” vol. 6, 2019.
- [34] Y. a. Çengel and M. A. Boles, “Vapor and Combined Power Cycles,” in *Thermodynamics: An Engineering Approach*, ch. 10, pp. 551–605, McGraw-Hill, 5th ed., 2004.
- [35] P. Palenzuela, D.-C. Alarcón-Padilla, and G. Zaragoza, “Large-scale solar desalination by combination with CSP: Techno-economic analysis of different options for the Mediterranean Sea and the Arabian Gulf,” *Desalination*, vol. 366, pp. 130–138, jun 2015.
- [36] F. J. Chueco-Fernández and Á. A. Bayod-Rújula, “Power supply for pumping systems in northern Chile: Photovoltaics as alternative to grid extension and diesel engines,” *Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 2909–2921, 2010.
- [37] B. R. Munson, D. F. Young, and T. H. Okiishi, *Fundamentals of fluid mechanics*. 1994.
- [38] C. Li, Y. Goswami, and E. Stefanakos, “Solar assisted sea water desalination: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 136–163, 2013.
- [39] Y. Zhang, M. Sivakumar, S. Yang, K. Enever, and M. Ramezani-pour, “Application of solar energy in water treatment processes: A review,” *Desalination*, vol. 428, no. November 2016, pp. 116–145, 2018.
- [40] P. Palenzuela, G. Zaragoza, and D. C. Alarcón-Padilla, “Characterisation of the coupling of multi-effect distillation plants to concentrating solar power plants,” *Energy*, vol. 82, pp. 986–995, 2015.
- [41] C. Valenzuela, C. Mata-Torres, J. M. Cardemil, and R. A. Escobar, “CSP + PV hybrid solar plants for power and water cogeneration in northern Chile,” *Solar Energy*, vol. 157, no. January, pp. 713–726, 2017.
- [42] S. Casimiro, J. Cardoso, D. C. Alarcón-Padilla, C. Turchi, C. Ioakimidis, and J. F. Mendes, “Modeling multi effect distillation powered by CSP in TRNSYS,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2241–2250, 2014.
- [43] W. G. Sullivan, E. M. Wicks, and J. T. Luxhoj, *Ingeniería Económica de DeGarmo*. PEARSON EDUCACIÓN, 12 ed., 2004.
- [44] C. Hernández, R. Barraza, A. Saez, M. Ibarra, and D. Estay, “Potential Map for the Installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile,” *Energies*, vol. 13, no. 9, p. 2131, 2020.
- [45] NREL, “Concentrating Solar Power Projects - Concentrating Solar Power Projects by Technology,” 2010.
- [46] J. Lilliestam and R. Pitz-Paal, “Concentrating solar power for less than USD 0.07 per kWh: finally the breakthrough?,” *Renewable Energy Focus*, vol. 26, no. September, pp. 17–21, 2018.
- [47] ACWA, “Dubai to get solar power day and night without subsidy at lower cost than gas-fired electricity,” 2017.
- [48] C. A. Amadei, G. Allesina, P. Tartarini, and W. Yuting, “Simulation of GEMASOLAR-



- based solar tower plants for the Chinese energy market: Influence of plant downsizing and location change,” *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 366–373, 2013.
- [49] NREL, “System Advisor Model Report,” tech. rep., 2014.
- [50] SENER, “Gemasolar solar thermal power plant,” tech. rep., 2017.
- [51] NREL, “System Advisor Model (SAM) Case Study: Gemasolar,” tech. rep., 2013.
- [52] Energy Plus, “Weather Search Sevilla,” 2019.
- [53] F. M. Lopes, R. Conceição, H. G. Silva, T. Fasquelle, R. Salgado, P. Canhoto, and M. Collares-Pereira, “Short-term forecasts of DNI from an integrated forecasting system (ECMWF) for optimized operational strategies of a central receiver system,” *Energies*, vol. 12, no. 7, 2019.
- [54] Comisión Nacional de Energía, “Geo Portal CNE.”
- [55] Ministerio de Energía, “Explorador Solar de Chile,” 2019.
- [56] Departamento de Geofísica - Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas - Universidad de Chile, “Explorador Solar,” 2016.
- [57] ANTOFAGASTA MINERALS S.A., “Reporte Operaciones Antofagasta Minerals,” tech. rep., ANTOFAGASTA MINERALS S.A., 2020.
- [58] Coordinador Eléctrico Nacional, “Costo Marginal Online.”
- [59] M. J. Wagner and P. Gilman, “Technical manual for the SAM physical trough model, by National Renewable Energy Laboratory (NREL, U.S. Department of Energy),” Tech. Rep. June, 2011.
- [60] VINILIT S.A., “Lista de Precios Junio 2020,” 2020.
- [61] FOSTER ING S.A., “Costo Capital Proyecto Empresa Mienra,” tech. rep., FOSTER ING, 2020.

# Anexo A

## Simulación Caso Base de Planta SPT en SAM

**Design Point Parameters**

The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

<b>-Heliostat Field-</b>		<b>-Power Cycle-</b>	
Design point DNI	<input type="text" value="1080 W/m&lt;sup&gt;2&lt;/sup&gt;"/>	Design turbine gross output	<input type="text" value="19.9 MWe"/>
Solar multiple	<input type="text" value="2.5"/>	Estimated gross to net conversion factor	<input type="text" value="0.875"/>
Receiver thermal power	<input type="text" value="121 MWt"/>	Estimated net output at design (nameplate)	<input type="text" value="17 MWe"/>
<b>-Tower and Receiver-</b>		Cycle thermal efficiency	<input type="text" value="0.412"/>
HTF hot temperature	<input type="text" value="565 °C"/>	Cycle thermal power	<input type="text" value="48 MWt"/>
HTF cold temperature	<input type="text" value="290 °C"/>		
<b>-Thermal Storage-</b>			
Full load hours of storage	<input type="text" value="15 hours"/>		
Solar field hours of storage	<input type="text" value="6 hours"/>		

Figura A.1: Parámetros en SAM: System Design

Heliostat Properties	
Heliostat width	10.9 m
Heliostat height	10.9 m
Ratio of reflective area to profile	0.97
Single heliostat area	115.246 m <sup>2</sup>
Image error (slope, single-axis)	1.53 mrad
Reflected image conical error	4.32749 mrad
Number of heliostat facets - X	2
Number of heliostat facets - Y	8
Heliostat focusing method	Ideal
Heliostat canting method	On-axis

Heliostat Operation	
Heliostat stow/deploy angle	8 deg
Wind stow speed	15 m/s
Heliostat startup energy	0.025 kWe-hr
Heliostat tracking power	0.055 kWe
Design-point DNI	1080 W/m <sup>2</sup>

Atmospheric Attenuation	
Polynomial coefficient 0	0.006789
Polynomial coefficient 1	0.1046 1/km
Polynomial coefficient 2	-0.017 1/km <sup>2</sup>
Polynomial coefficient 3	0.002845 1/km <sup>3</sup>
Average attenuation loss	4.3 %

Land Area	
Non-solar field land area	45 acres
Solar field land area multiplier	1.4
Base land area	172.871 acres
Total land area	287 acres
Total heliostat reflective area	186,122 m <sup>2</sup>

Solar Field Layout Constraints	
Max. heliostat distance to tower height ratio	8
Min. heliostat distance to tower height ratio	0.75
Tower height	140 m
Maximum distance from tower	1120 m
Minimum distance from tower	105 m

Mirror Washing	
Water usage per wash	0.70 L/m <sup>2</sup> ,aper.
Washes per year	35

Heliostat Field Availability		
<a href="#">Edit losses...</a> Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None	Availability losses reduce the solar field output to represent component outages, soiling, or other events.	Mirror reflectance and soiling <input type="text" value="0.9"/> Heliostat availability <input type="text" value="0.99"/>

Figura A.2: Parámetros en SAM: Heliostat Field

System Design Parameters	
Solar multiple	2.50
Receiver thermal power	120.8 MWt
HTF hot temperature	565.0 °C
HTF cold temperature	290.0 °C

Tower and Receiver Dimensions	
Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter.	
Tower height	140 m
Receiver height	14.22 m
Receiver diameter	8.89 m
Number of panels	16

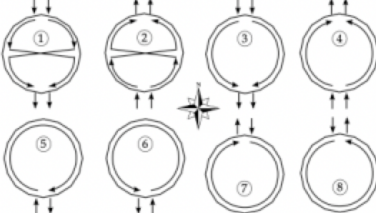
Receiver Heat Transfer Properties	
Tube outer diameter	40 mm
Tube wall thickness	1.25 mm
Coating emittance	0.88
Coating absorptance	0.94
Heat loss factor	1

Design and Operation	
Minimum receiver turndown fraction	0.25
Maximum receiver operation fraction	1.2
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25
Receiver HTF pump efficiency	0.850
Maximum flow rate to receiver	349.883 kg/s

Materials and Flow	
HTF type	Salt (60% NaNO3 40% KNO3)
Property table for user-defined HTF <input type="button" value="Edit..."/>	
Material type	Stainless AISI316
Flow pattern	1

Receiver Flux Modeling Parameters	
Maximum receiver flux	1000 kWt/m <sup>2</sup>
Estimated receiver heat loss	30.0 kWt/m <sup>2</sup>
Receiver flux map resolution	20
Number of days in flux map lookup	8
Hourly frequency in flux map lookup	2 hours

Piping Losses	
Piping heat loss coefficient	8000 Wt/m
Piping length constant	0 m
Piping length multiplier	2.6
Piping length	364 m
Total piping loss	2912 kWt

Figura A.3: Parámetros en SAM: Tower and Receiver

System Design Parameters				
Power cycle gross output	19.9	MWe	Cycle thermal efficiency	0.412
Estimated gross to net conversion factor	0.875		Cycle thermal power	48.301
Estimated net output (nameplate)	17.4125	MWe	HTF hot temperature	565
			HTF cold temperature	290

General Design Parameters				
Pumping power for HTF through power block	0.55	kW/kg/s	Cycle design HTF mass flow rate	116.6
Fraction of thermal power needed for standby	0.2			
Power block startup time	0.5	hours		
Fraction of thermal power needed for startup	0.5			
Minimum turbine operation	0.2			
Maximum turbine over design operation	1.05			

Rankine Cycle ▾

Rankine Cycle Parameters			
Boiler operating pressure	100	Bar	
Steam cycle blowdown fraction	0.02		
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure		
Condenser type	Evaporative		
Ambient temperature at design	20	°C	
ITD at design point	16	°C	
Reference condenser water dT	10	°C	
Approach temperature	5	°C	
Condenser pressure ratio	1.0028		
Min condenser pressure	1.25	inHg	
Cooling system part load levels	8		

Figura A.4: Parámetros en SAM: Power Cycle

System Design Parameters				
Cycle thermal power	48.3	MWt	HTF hot temperature	565.0
Hours of storage at power cycle full load	15.0	hours	HTF cold temperature	290.0

Storage System				
Storage type	Two Tank		Initial hot HTF percent	30
TES thermal capacity	724.5	MWt-hr	Cold tank heater temperature set point	280
Available HTF volume	3,477	m <sup>3</sup>	Cold tank heater capacity	15
Tank height	20	m	Hot tank heater temperature set point	500
Tank fluid minimum height	1	m	Hot tank heater capacity	30
Storage tank volume	3660	m <sup>3</sup>	Tank heater efficiency	0.99
Parallel tank pairs	1		HTF density	1811.42
Tank diameter	15.3	m		
Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m <sup>2</sup> -K		
Estimated heat loss	0.31	MWt		

Figura A.5: Parámetros en SAM: Thermal Storage

# Anexo B

## Beneficios Cualitativos del Proyecto

Tabla B.1: Resumen de Beneficios y requerimientos de cada escenario

Indicadores	Escenarios			
	Enfriamiento Evaporativo	Enfriamiento Seco	Enfriamiento <i>Once Through</i>	Enfriamiento MED
<b>Beneficio CSP por el uso de SBA</b>	CSP obtiene agua salada por su integración con minera	No existe, CSP realiza enfriamiento seco	CSP obtiene agua salada por su integración con minera	MED obtiene agua salada por su integración con minera
<b>Beneficio CSP por el uso de agua</b>	CSP presenta mayor eficiencia	No existe, CSP realiza enfriamiento seco	CSP presenta mayor eficiencia	Limitado, realiza enfriamiento húmedo pero se pierde eficiencia para producir agua desalada
<b>Beneficio minera por integración con CSP</b>	Disminuye su consumo anual de energía proveniente de combustibles fósiles	Disminuye su consumo anual de energía proveniente de combustibles fósiles	Disminuye su consumo anual de energía proveniente de combustibles fósiles	Disminuye su consumo anual de energía proveniente de combustibles fósiles y obtiene agua desalada
<b>Beneficio ecológico por integración CSP+SBA</b>	Fomento a energías renovables y disminución del uso de recursos hídricos de la zona	Fomento a energías renovables	Fomento a energías renovables y disminución del uso de recursos hídricos de la zona	Fomento a energías renovables y disminución del uso de recursos hídricos de la zona
<b>Beneficio social de la minera por invertir en CSP</b>	Mejora la imagen de la minera	Mejora la imagen de la minera	Mejora la imagen de la minera	Mejora la imagen de la minera
<b>Requerimientos de minera por la integración con CSP</b>	Costos de terreno Aumento del caudal de agua transportado y de la potencia de bombeo Manejo de salmuera	Costos de terreno	Costos de terreno Aumento de la potencia de bombeo	Costos de terreno Aumento del caudal de agua transportado y de la potencia de bombeo Manejo de salmuera

# Anexo C

## Diseño de *Piping* & Cálculo de la Pérdida de Carga

Tabla C.1: Valores de diámetro usado para el cañerías de caso de enfriamiento evaporativo y perdidas de carga en el sistema hidráulico

Caso evaporativo	Análisis de piping	
Datos entrada CSP	flujo [m <sup>3</sup> /s]	0.03
	Diámetro nom PN8 [mm]	160
	Velocidad real [m/s]	1.49
Isométrico Entrada CSP	Largo linea [m]	1500
	Válvulas [cant]	2
	Largo equivalente válvula [m]	3.11
	Codos [cant]	4
	Largo equivalente codo [m]	4.27
	Altura geométrica [m]	5
	Perdida de carga linea [m]	15.52
	Perdida de carga total [m]	<b>43.82</b>
Datos Salida CSP	flujo [m <sup>3</sup> /s]	0.0100
	Diámetro nom PN8 [mm]	125
	Velocidad real [m/s]	1.22
Isométrico Salida CSP	Largo linea [m]	1500
	Válvulas [cant]	2
	Largo equivalente válvula [m]	2.19
	Codos [cant]	4
	Largo equivalente codo [m]	3.66
	Altura geométrica [m]	5
	Perdida de carga linea [m]	14.86
	Perdida de carga linea principal [m]	650
	Perdida de carga total [m]	<b>688.88</b>

Tabla C.2: Energía requerida para bombeo de agua a la SPT en el caso de enfriamiento evaporativo

	Bomba entrada CSP	Bomba salida CSP	Bomba línea principal (flujo adicional de la minera)
Flujo agua de mar [m <sup>3</sup> /s]	0.025	0.010	0.015
Perdida de carga [m]	43.82	688.88	1.650
Potencia bombeo [kW]	14.56	91.59	329.05
Energía anual [MWh]	117	734	2,638

Potencia de bombeo adicional [MW]	0.44
Total de energía al año [GWh]	3.49

Tabla C.3: Valores de diámetro usado para el cañerías de caso de enfriamiento *once through* y pérdidas de carga en el sistema hidráulico

<b>Caso <i>once through</i></b>	<b>Análisis de piping</b>	
<b>Datos entrada CSP</b>	flujo [m <sup>3</sup> /s]	0.25
	Diámetro nom PN8 [mm]	450
	Velocidad real [m/s]	1.566
<b>Isométrico</b>	Largo línea [m]	3000
	Válvulas [cant]	3
	Largo equivalente válvula [m]	15.85
	Codos [cant]	6
	Largo equivalente codo [m]	13.11
	Perdida de carga intercambiador [m]	20
	Altura geométrica [m]	10
	Perdida de carga línea [m]	9.28
	Perdida de carga línea principal [m]	0
	Perdida de carga total [m]	<b>165.49</b>

Tabla C.4: Energía requerida para bombeo de agua a la SPT en el caso de enfriamiento *once through*

	Bomba entrada CSP
Flujo agua de mar [m <sup>3</sup> /s]	0.25
Perdida de carga [m]	165.49
Potencia bombeo [kW]	541.25
Energía anual [MWh]	4340

Potencia de bombeo adicional [MW]	0.54
Total de energía al año [GWh]	4.34



Tabla C.5: Valores de diámetro usado para el cañerías de caso de enfriamiento con MED y perdidas de carga en el sistema hidráulico

<b>Caso MED</b>	<b>Análisis de piping</b>	
<b>Datos entrada CSP</b>	flujo [m <sup>3</sup> /s]	0.22
	Diámetro nom PN8 [mm]	450
	Velocidad real [m/s]	1.4
<b>Isométrico</b>	Largo linea [m]	1,500
	Válvulas [cant]	2
	Largo equivalente válvula [m]	15.85
	Codos [cant]	4
	Largo equivalente codo [m]	12.19
	Altura geométrica [m]	5
	Perdida de carga linea [m]	3.86
	Perdida de carga total [m]	89.32
	<b>Datos Salida CSP</b>	flujo [m <sup>3</sup> /s]
Diámetro nom PN8 [mm]		350
Velocidad real [m/s]		1.4
<b>Isométrico</b>	Largo linea [m]	1,500
	Válvulas [cant]	2
	Largo equivalente válvula [m]	15.87
	Codos [cant]	4
	Largo equivalente codo [m]	9.45
	Altura geométrica [m]	5
	Perdida de carga linea [m]	5.2
	Perdida de carga linea principal [m]	650
	Perdida de carga total [m]	<b>729.74</b>

Tabla C.6: Energía requerida para bombeo de agua a la SPT en el caso de enfriamiento MED

	Bomba entrada CSP	Bomba salida CSP	Bomba linea principal (flujo adicional)
Flujo agua de mar [m <sup>3</sup> /s]	0.224	0.135	0.090
Perdida de carga [m]	89.32	729.74	1,650
Potencia bombeo [kW]	266	1,305	1,968
Energía anual [MWh]	1,772	8,687	13,095

Potencia de bombeo adicional [MW]	3.54
Consumo anual MED [MWh]	4,380
Total de energía al año [GWh]	27.94

# Anexo D

## CAPEX Sistema Hidráulico

Tabla D.1: Evaluación de costos del sistema hidráulico del enfriamiento evaporativo

Costos asociados		
Item	Bomba entrada a CSP	Bomba salida de CSP
cantidad	2	2
costo uni. [USD]	22,813	10,961
precio total [USD]	45,626	21,921
Item	Piping entrada a CSP (PN8 160mm)	Piping salida de CSP (PN8 125)
Largo [m]	1,500	1,500
costo uni. [USD/m]	26.96	15.73
precio total [USD]	40,440	23,595
Item	Estanque recepción entrada a CSP	Estanque recepción salida de CSP
cantidad	1	1
costo uni. [USD]	10,000	10,000
precio total [USD]	10,000	10,000

Costos de obras civiles y montaje (+50 % costos directos) [USD]	75,791
costos electricidad, instrumentación y control [USD]	100,000
<b>Total costos directos [USD]</b>	<b>327,373</b>
EPC (+20 %) [USD]	65,475
Contingencias (+30 %) [USD]	117,854
<b>Total adicional proyecto CSP [USD]</b>	<b>510,703</b>

Tabla D.2: Evaluación de costos del sistema hidráulico del enfriamiento *once through*

Costos asociados	
<b>Item</b>	<b>Bomba entrada a CSP</b>
cantidad	2
costo uni. [USD]	143,940
precio total [USD]	287,880
<b>Item</b>	<b>Piping entrada a CSP (PN8 450mm)</b>
Largo [m]	3,000
costo uni. [USD/m]	206.72
precio total [USD]	620,160
<b>Item</b>	<b>Estanque recepción entrada a CSP</b>
cantidad	1
costo uni. [USD]	20,000
precio total [USD]	20,000

Costos de obras civiles y montaje (+50 % costos directos) [USD]	464,020
costos electricidad, instrumentación y control [USD]	50,000
<b>Total costos directos [USD]</b>	<b>1,442,060</b>
<b>Total costos indirectos [USD]</b>	<b>288,412</b>
<b>Contingencias (+30 %) [USD]</b>	<b>519,142</b>
<b>Total adicional proyecto CSP [USD]</b>	<b>2,249,614</b>

Tabla D.3: Evaluación de costos del sistema hidráulico del enfriamiento MED

Costos asociados			
<b>Item</b>	<b>Bomba entrada a CSP</b>	<b>Bomba salida de CSP</b>	
cantidad	2	2	
costo uni. [USD]	131,952	87,687	
precio total [USD]	263,904	175,375	
<b>Item</b>	<b>Piping entrada a CSP (PN8 450mm)</b>	<b>Piping salida de CSP (PN8 350mm)</b>	
Largo [m]	1,500	1,500	
costo uni. [USD/m]	128.08	51.82	
precio total [USD]	192,120	777,30	
<b>Item</b>	<b>Estanque recepción entrada a CSP</b>	<b>Estanque recepción salida de CSP</b>	<b>Estanque recepción agua destilada</b>
cantidad	1	1	1
costo uni. [USD]	20,000	15,000	10,000
precio total [USD]	20,000	15,000	10,000

Costos de obras civiles y montaje (+50 %) [USD]	377,064
costos electricidad instrumentación y control [USD]	100,000
<b>Total costos directos [USD]</b>	<b>1,231,192</b>
<b>EPC (+20 %) [USD]</b>	<b>246,238</b>
<b>Contingencias (+30 %) [USD]</b>	<b>443,229</b>
<b>Total adicional proyecto CSP [USD]</b>	<b>1,920,660</b>

# Anexo E

## Flujos de Caja

Tabla E.1: Flujo de caja Caso Base

<b>Periodo</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	105,694	0	0	0
<b>1</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>2</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>3</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>4</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>5</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>6</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>7</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>8</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>9</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>10</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>11</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>12</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>13</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>14</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>15</b>	10,569	12,824	2,358	10,466
<b>16</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>17</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>18</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>19</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>20</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>21</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>22</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>23</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>24</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>25</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>26</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>27</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>28</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>29</b>	0	12,824	2,358	10,466
<b>TOTAL</b>	<b>116,263</b>	<b>371,896</b>	<b>68,382</b>	<b>303,514</b>

Tabla E.2: Flujo de caja caso de Enfriamiento Evaporativo

<b>Periodo</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	106,241	0	0	0
<b>1</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>2</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>3</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>4</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>5</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>6</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>7</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>8</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>9</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>10</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>11</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>12</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>13</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>14</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>15</b>	10,624	12,463	1,543	10,920
<b>16</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>17</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>18</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>19</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>20</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>21</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>22</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>23</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>24</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>25</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>26</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>27</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>28</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>29</b>	0	12,463	1,543	10,920
<b>TOTAL</b>	<b>116,865</b>	<b>361,427</b>	<b>44,747</b>	<b>316,680</b>

Tabla E.3: Flujo de caja caso de Enfriamiento Seco

<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	105,694	0	0	0
<b>1</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>2</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>3</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>4</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>5</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>6</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>7</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>8</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>9</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>10</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>11</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>12</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>13</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>14</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>15</b>	10,569	11,929	1,534	10,395
<b>16</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>17</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>18</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>19</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>20</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>21</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>22</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>23</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>24</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>25</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>26</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>27</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>28</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>29</b>	0	11,929	1,534	10,395
<b>TOTAL</b>	<b>116,263</b>	<b>345,941</b>	<b>44,489</b>	<b>301,452</b>

Tabla E.4: Flujo de caja caso enfriamiento *once through*

<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	107,944	0	0	0
<b>1</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>2</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>3</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>4</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>5</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>6</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>7</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>8</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>9</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>10</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>11</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>12</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>13</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>14</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>15</b>	10,794	13,079	1,562	11,517
<b>16</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>17</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>18</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>19</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>20</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>21</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>22</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>23</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>24</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>25</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>26</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>27</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>28</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>29</b>	0	13,079	1,562	11,517
<b>TOTAL</b>	<b>118,738</b>	<b>379,291</b>	<b>45,208</b>	<b>333,993</b>



Tabla E.5: Flujo de caja caso de enfriamiento con MED

<b>Perido</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	115,687	0	0	0
<b>1</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>2</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>3</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>4</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>5</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>6</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>7</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>8</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>9</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>10</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>11</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>12</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>13</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>14</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>15</b>	11,569	13,640	1,917	11,723
<b>16</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>17</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>18</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>19</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>20</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>21</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>22</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>23</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>24</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>25</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>26</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>27</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>28</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>29</b>	0	13,640	1,917	11,723
<b>TOTAL</b>	<b>127,256</b>	<b>395,564</b>	<b>55,593</b>	<b>339,971</b>

## Anexo F

### Sensibilidad del Caso de Enfriamiento *Once Through*

Tabla F.1: Flujo de caja caso enfriamiento *once through* con disminución de los ingresos en 18 %

<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	107,944	0	0	0
<b>1</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>2</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>3</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>4</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>5</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>6</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>7</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>8</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>9</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>10</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>11</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>12</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>13</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>14</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>15</b>	10,794	10,725	1,562	9,163
<b>16</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>17</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>18</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>19</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>20</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>21</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>22</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>23</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>24</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>25</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>26</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>27</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>28</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>29</b>	0	10,725	1,562	9,163
<b>TOTAL</b>	<b>118,738</b>	<b>311,019</b>	<b>45,298</b>	<b>265,721</b>

Tabla F.2: Flujo de caja caso enfriamiento *once through* con aumento de los costos en 154 %

<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	107,944	0	0	0
<b>1</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>2</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>3</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>4</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>5</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>6</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>7</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>8</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>9</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>10</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>11</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>12</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>13</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>14</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>15</b>	10,794	13,079	2,343	10,736
<b>16</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>17</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>18</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>19</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>20</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>21</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>22</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>23</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>24</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>25</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>26</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>27</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>28</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>29</b>	0	13,079	2,343	10,736
<b>TOTAL</b>	<b>118,738</b>	<b>379,291</b>	<b>67,947</b>	<b>311,344</b>

Tabla F.3: Flujo de caja caso enfriamiento *once through* con disminución de los ingresos en 10 % y aumento de los costos en un 70 %

<b>Año</b>	<b>Inversión</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Costos</b>	<b>Utilidades</b>
<b>0</b>	107,944	0	0	0
<b>1</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>2</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>3</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>4</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>5</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>6</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>7</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>8</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>9</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>10</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>11</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>12</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>13</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>14</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>15</b>	10,794	11,771	2,655	9,116
<b>16</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>17</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>18</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>19</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>20</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>21</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>22</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>23</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>24</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>25</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>26</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>27</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>28</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>29</b>	0	11,771	2,655	9,116
<b>TOTAL</b>	<b>118,738</b>	<b>341,362</b>	<b>77,007</b>	<b>264,355</b>