



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

OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR DE  
CONCENTRACIÓN PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA CONSIDERANDO  
DISTINTOS ESCENARIOS DE DESPACHO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERA CIVIL MECÁNICA

CATALINA ARLETTE BRAVO INOSTROZA

PROFESOR GUÍA:  
JOSÉ CARDEMIL IGLESIAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO BARRAZA VICENCIO  
MARCELO MATUS ACUÑA

SANTIAGO DE CHILE  
2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL MECÁNICA  
POR: CATALINA ARLETTE BRAVO INOSTROZA  
FECHA: 2018  
PROF. GUÍA: JOSÉ CARDEMIL IGLESIAS

## OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR DE CONCENTRACIÓN PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA CONSIDERANDO DISTINTOS ESCENARIOS DE DESPACHO

Chile tiene un elevado potencial para el desarrollo de la energía solar en su territorio, debido a los altos niveles de radiación en el norte del país. La energía solar fotovoltaica, que utiliza semiconductores y la energía solar de concentración, que utiliza espejos o lentes son las dos grandes tecnologías que se han desarrollado en el país. Sin embargo, mientras la tecnología solar fotovoltaica ha sido ampliamente utilizada tanto a nivel industrial como residencial, la tecnología solar de concentración ha tenido una penetración bastante más lenta. Se esgrime generalmente que la razón de la lenta entrada de esta tecnología es que es intensiva en costos de instalación, lo que la hace menos competitiva frente a la, bastante menos costosa, solar fotovoltaica. No obstante, la alta radiación en el país aprovechable por la tecnología solar de concentración y su capacidad de trabajar con almacenamiento térmico de energía la hacen atractiva como fuente alternativa de energía.

En este trabajo de título se analizan las configuraciones de variables de diseño como el múltiplo solar y las horas de almacenamiento de energía térmica tales que puedan producir un máximo de los ingresos de una planta generadora de energía eléctrica de tipo solar de concentración de torre solar. Este análisis se realiza dentro del contexto del mercado eléctrico chileno, luego, se realiza el estudio en el marco de tres escenarios de despacho de energía eléctrica: despacho constante, según curva de demanda y según peaks de demanda y se utilizan proyecciones de costos marginales a largo plazo, para considerar sus fluctuaciones. Para realizar este análisis, se desarrollan los modelos matemáticos que representan los escenarios de despacho, para ingresarlos como datos de entrada al software System Advisor Model, en donde se simula el comportamiento de la planta. Luego, se desarrolla el modelo de optimización de maximización de ingresos para finalizar calculando el valor actual neto y la tasa interna de retorno como indicadores de rentabilidad, y el costo nivelado de energía como indicador de competitividad económica.

Los resultados muestran que existen fuertes diferencias en rentabilidad entre los tres tipos de despacho, siendo el escenario según curva de demanda el que presenta la mayor rentabilidad. Dado que esta modalidad de despacho permite que se inyecte energía a la red de forma selectiva, se puede forzar a la planta a operar a toda su capacidad en las horas donde existe mayor demanda y por lo tanto donde la energía inyectada puede venderse a un mayor precio. No obstante este resultado, este escenario no presenta el menor LCOE, siendo el escenario de despacho constante el que presenta el menor valor de este indicador, debido a que en este escenario es donde se presenta la mayor cantidad de energía generada en un año.

*A mi mamá Erika, mis hermanas Carla y Andrea, mi abuelito Fernando y mi Pepi*

# Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi mamá, Erika, quien ha sido mi apoyo e inspiración toda mi vida. Sus palabras, compañía, cariños y retos me han formado como la mujer que soy, y estoy absolutamente segura de que hoy no estaría aquí de no ser por ella. Tu vida, mamá, es una fuente inagotable de enseñanzas e inspiración para mí, espero algún día lograr ser una mujer tan profundamente inteligente y admirable como tú. Quiero agradecer también a mis hermanas, Carla y Andrea y a sus respectivas parejas, Marcelo y Moroni. El núcleo que hemos formado como hermanas me ha mantenido en mis cabales muchas veces, y me ha dado perspectiva en muchas de las situaciones en que sentí que me encontraba sin salida.

A mis amigos, tanto de la Universidad como de la vida, les agradezco siempre. Edu, Dani, Manis, Fran les agradezco los momentos compartidos, ustedes fueron una parte fundamental de mis inicios. Diego, Nico, ustedes renovaron mi fe en los grupos de trabajo y en la gente en general, infinitas gracias por todo. Yanara, muchas gracias por las palabras compartidas, no sabes cuánto me han servido de apoyo. Diego Piña, un gran amigo de la carrera, son muchas las anécdotas y sufrimientos compartidos, no olvidaré esas cosas que nos unen y siempre recordamos. Agradezco siempre la compañía y el apoyo, tanto académico como humano. Y a mi zule, Pamela, creo que nuestra amistad nos ha marcado un poco, me reconforta mucho saber que a pesar de poder pasar tiempo sin hablar, la amistad, el cariño y la mutua comprensión siguen intactos.

A Aguasol, todo el equipo. Es un tremendo honor que me permitan aprender de gente tan buena en lo que hace y tan humana también.

A mi pololo, Matías, tú que me has visto en muchos de mis peores momentos, y te has mantenido siempre con los pies en la tierra y a mi lado, no sabes cuánto te agradezco y valoro tu compañía. Agradezco que me conozcas tan bien, y que muchas veces me dices no lo que quiero oír, sino lo que necesito.

Agradecer a mis profesores, quienes lograron el equilibrio entre exigencia y humanidad, permitiéndome crecer como futura profesional gracias a su guía. En particular quiero agradecer a mi profesor guía, José Miguel Cardemil, por su confianza en mi trabajo, su exigencia y comprensión siempre.

Finalmente, agradecer a Dios. Confío en que, a pesar de mi volubilidad, estás conmigo siempre.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>2</b>
1.1. Sector Eléctrico en Chile . . . . .	2
1.1.1. Sistemas Eléctricos . . . . .	2
1.1.2. Características de la Industria . . . . .	4
1.1.3. Mercado Competitivo en el Sector de Generación . . . . .	5
1.2. Variabilidad del Costo Marginal . . . . .	7
1.2.1. Factores Determinantes de su Evolución . . . . .	8
1.2.2. Modelo Predictivo . . . . .	11
1.3. Concentración Solar de Potencia . . . . .	17
1.3.1. Tecnologías Actuales . . . . .	18
1.3.2. Principales Variables de Diseño de una Planta de Torre Solar . . . . .	23
1.4. Motivación . . . . .	28
1.5. Objetivos y Alcances . . . . .	31
1.5.1. Objetivo General . . . . .	31
1.5.2. Objetivos Específicos . . . . .	31
1.5.3. Alcances . . . . .	32
<b>2. Estado del Arte</b>	<b>33</b>
2.1. Revisión Bibliográfica . . . . .	33
2.2. Comentarios . . . . .	38
<b>3. Metodología</b>	<b>40</b>
3.1. Procedimiento General . . . . .	40
3.2. Escenarios de Despacho . . . . .	41
3.3. Modelo Computacional . . . . .	42
3.4. Modelo de Optimización . . . . .	48
3.5. Cálculo de Indicadores con Costos Marginales Estimados . . . . .	52
<b>4. Resultados y Análisis</b>	<b>54</b>
4.1. Despacho Constante . . . . .	54
4.2. Despacho según Curva de Demanda . . . . .	56
4.3. Despacho según Peaks de Demanda . . . . .	58
4.4. Análisis Comparativo . . . . .	60
<b>5. Conclusiones</b>	<b>64</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>66</b>

<b>A. Institucionalidad en el Mercado Eléctrico</b>	<b>70</b>
<b>B. Niveles Cuantitativos Escenarios PELP</b>	<b>72</b>
<b>C. Simulación Sistema CSP en SAM</b>	<b>78</b>
<b>D. Curvas de Energías Parasitarias</b>	<b>82</b>

# Índice de Tablas

1.1.	Escenarios energéticos considerados en PELP . . . . .	12
1.2.	Participación de tecnología CSP en total de energía generada por escenario (%)	14
1.3.	Participación por tipo de Tecnología (%) . . . . .	15
2.1.	Algunas Plantas CSP con TES operativas en el mundo al año 2018 . . . . .	37
2.2.	Características de centrales Aurora y DEWA IV . . . . .	38
3.1.	Características ubicación central CSP simulada Fuente: Explorador Solar, Ministerio de Energía . . . . .	43
3.2.	Parámetros utilizados en la simulación en SAM . . . . .	45
4.1.	Valores máximos y mínimos de LCOE por tipo de despacho . . . . .	60
4.2.	Energía generada al primer año de operación, por tipo de despacho. . . . .	60

# Índice de Ilustraciones

1.1.	Capacidad instalada neta Sistema Eléctrico Nacional. Adaptado de [1]. . . . .	3
1.2.	Evolución energía inyectada al sistema por tecnología. Adaptado de [1]. . . . .	3
1.3.	Operación CDEC de la decisión de costos marginales horarios . . . . .	6
1.4.	Evolución costos marginales período 2007 - 2017 barras Quillota y Crucero. Adaptado de [4]. . . . .	7
1.5.	Descomposición de la varianza del costo marginal entre tres factores 2011-2016. Adaptado de [5]. . . . .	9
1.6.	Descomposición de la varianza del costo marginal: Impacto Generación ERNC. Adaptado de [5]. . . . .	10
1.7.	Generación eléctrica esperada por tecnología para el escenario B. Fuente: [9].	16
1.8.	Proyección del costo marginal promedio anual. Fuente: [11] . . . . .	16
1.9.	Promedio mensual costo marginal para las hidrologías evaluadas. Fuente: [11]	17
1.10.	Componentes generales planta CSP: (1) espejos, (2) receptor, (3) fluido de trabajo (HTF), (4) almacenamiento de energía térmica, (5) entrada al ciclo de potencia. . . . .	18
1.11.	Colectores Fresnel. Fuente: [14] . . . . .	19
1.12.	Colector tipo Disco Stirling. Fuente: [16] . . . . .	20
1.13.	Sistema de Colectores Cilindro Parabólicos. Fuente: [17] . . . . .	21
1.14.	Sistema de torre solar. Fuente: [18] . . . . .	22
1.15.	Receptor de sal fundida de central Crescent Dunes, Estados Unidos. Fuente: [19]	23
1.16.	Esquema de un sistema de almacenamiento de sal fundida. . . . .	25
1.17.	Diagrama esquemático de un ciclo Rankine (izquierda) con diagrama T-s correspondiente (derecha). Fuente: [19] . . . . .	27
1.18.	Promedio horario de la radiación global instantanea incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado. . . . .	29
1.19.	Promedio de las demandas de energía eléctrica mensuales del SIC y SING en 2015. Fuente: [9] . . . . .	29
1.20.	Potencial Tecnologías Solar Fotovoltaica y Solar de Concentración en el norte del país. Adaptado de [25] . . . . .	30
2.1.	Comparación para VAN en función de TES para varios valores de SM. Fuente: [27]. . . . .	34
2.2.	Escenarios tarifarios considerados por Guédez, para una semana típica de invierno. Fuente: [28]. . . . .	35
2.3.	Escenarios tarifarios considerados por Wagner et al incluyendo el escenario de generic summer peak proveniente de SAM. Fuente: [29] . . . . .	36



3.1.	Metodología a seguir. . . . .	41
3.2.	Proyección del promedio de las demandas de energía eléctrica mensuales del Sistema Eléctrico Nacional al año 2035. Adaptado de [9]. . . . .	42
3.3.	Esquema del modelo de torre solar en SAM . . . . .	43
3.4.	Multiplicadores del bloque de potencia para despacho constante. . . . .	46
3.5.	Multiplicadores del bloque de potencia para despacho según curva de demanda. . . . .	46
3.6.	Multiplicadores horarios aplicados por mes para despacho según curva de demanda . . . . .	47
3.7.	Multiplicadores del bloque de potencia para despacho según peaks de demanda. . . . .	47
3.8.	Multiplicadores horarios aplicados por mes para despacho según peaks de demanda . . . . .	48
3.9.	Curva polinomial de heat rate . . . . .	51
4.1.	VAN de la central CSP en función de las horas de TES y múltiplo solar para escenario de despacho constante. . . . .	55
4.2.	LCOE de la central CSP en función de las horas de almacenamiento y múltiplo solar para despacho constante. . . . .	56
4.3.	VAN de la central CSP en función de las horas de TES y múltiplo solar para escenario de despacho según curva de demanda. . . . .	57
4.4.	LCOE de la central CSP en función de las horas de almacenamiento y múltiplo solar para despacho según curva de demanda. . . . .	58
4.5.	VAN de la central CSP en función de las horas de TES y múltiplo solar para escenario de despacho según peaks de demanda. . . . .	59
4.6.	LCOE de la central CSP en función de las horas de almacenamiento y múltiplo solar para despacho segpun peaks de demanda. . . . .	60
4.7.	Valores más altos de VAN y más bajos de LCOE por escenario de despacho . . . . .	61
4.8.	Tasa Interna de Retorno segpun tipo de despacho, para máximo VAN y mínimo LCOE. . . . .	63
B.1.	Proyecciones del costo de inversión para el almacenamiento en baterías . . . . .	73
B.2.	Trayectoria considerada de impuesto al $CO_2$ . . . . .	75
B.3.	Proyecciones del costo de inversión para tecnología CSP . . . . .	75
B.4.	Proyecciones de precios del Gas Natural . . . . .	76
B.5.	Proyecciones de precios del Carbón . . . . .	76
B.6.	Proyecciones de precios del Petróleo Diésel . . . . .	77
B.7.	Proyecciones de precios del Fuel Oill . . . . .	77
C.1.	Parámetros en SAM: System Design . . . . .	78
C.2.	Parámetros en SAM: Heliostat Field . . . . .	79
C.3.	Parámetros en SAM: Power Cycle . . . . .	80
C.4.	Parámetros en SAM: Thermal Storage . . . . .	81
C.5.	Parámetros en SAM: System Costs . . . . .	81
D.1.	Curva polinomial de pérdidas por energía parasitaria en las bombas del HTF y su aproximación lineal por tramos . . . . .	82
D.2.	Curva polinomial de pérdidas por energía parasitaria en el bloque de potencia y su aproximación lineal por tramos . . . . .	83

# Abreviaturas

CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CSP	Concentrating Solar Power
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
HTF	Heat Transfer Fluid
LCOE	Levelized Cost of Energy
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PELP	Planificación Estratégica de Largo Plazo
PET	Power Electricity Timetable
SAM	System Advisor Model
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SM	Solar Multiple
TES	Thermal Energy Storage
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMY	Typical Meteorological Year
VAN	Valor Actual Neto

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Sector Eléctrico en Chile

#### 1.1.1. Sistemas Eléctricos

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas eléctricos independientes: el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) , que se extiende de Arica a Chiloé; el Sistema Eléctrico de Aysén, el cual abastece a las ciudades de Coyhaique y Puerto Aysén; y el Sistema Eléctrico de Magallanes, compuesto por los sistemas medianos de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir.

#### **Sistema Eléctrico Nacional**

Está compuesto por los antiguos Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande. A mayo de 2018 cuenta con una capacidad instalada neta de 22.358 MW. El 45 % de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables, como ilustra la figura 1.1. En lo que respecta al aumento de la presencia de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico, en marzo de 2018 la obligación definida por las leyes 20.257 y 20.698 consistió en 199 GWh de generación de energía con origen ERNC. En tanto, la inyección reconocida por ley ascendió a 1.112 GWh, lo que representa un 558,7% de cumplimiento. Además, se observa un aumento desde el año 2011 al 2018 de la presencia de energías con origen ERNC en el total de energía inyectada al sistema, lo que se refleja en la figura 1.2 [1].

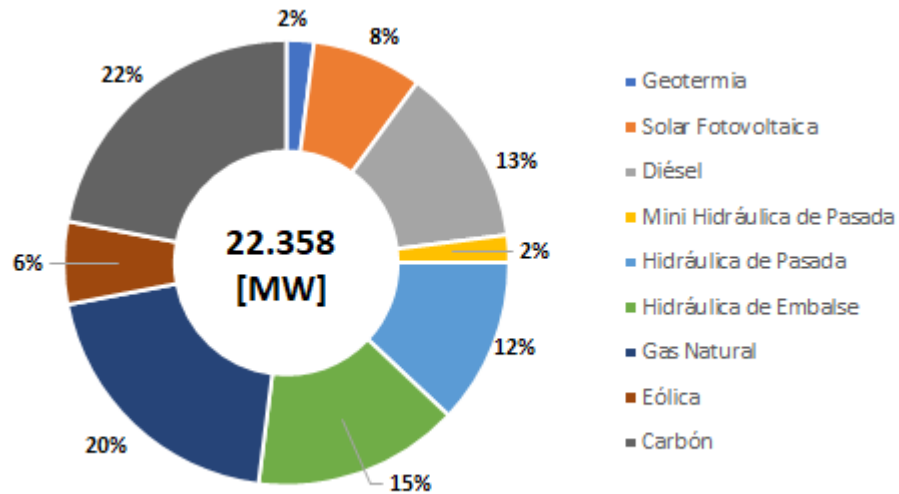


Figura 1.1: Capacidad instalada neta Sistema Eléctrico Nacional. Adaptado de [1].

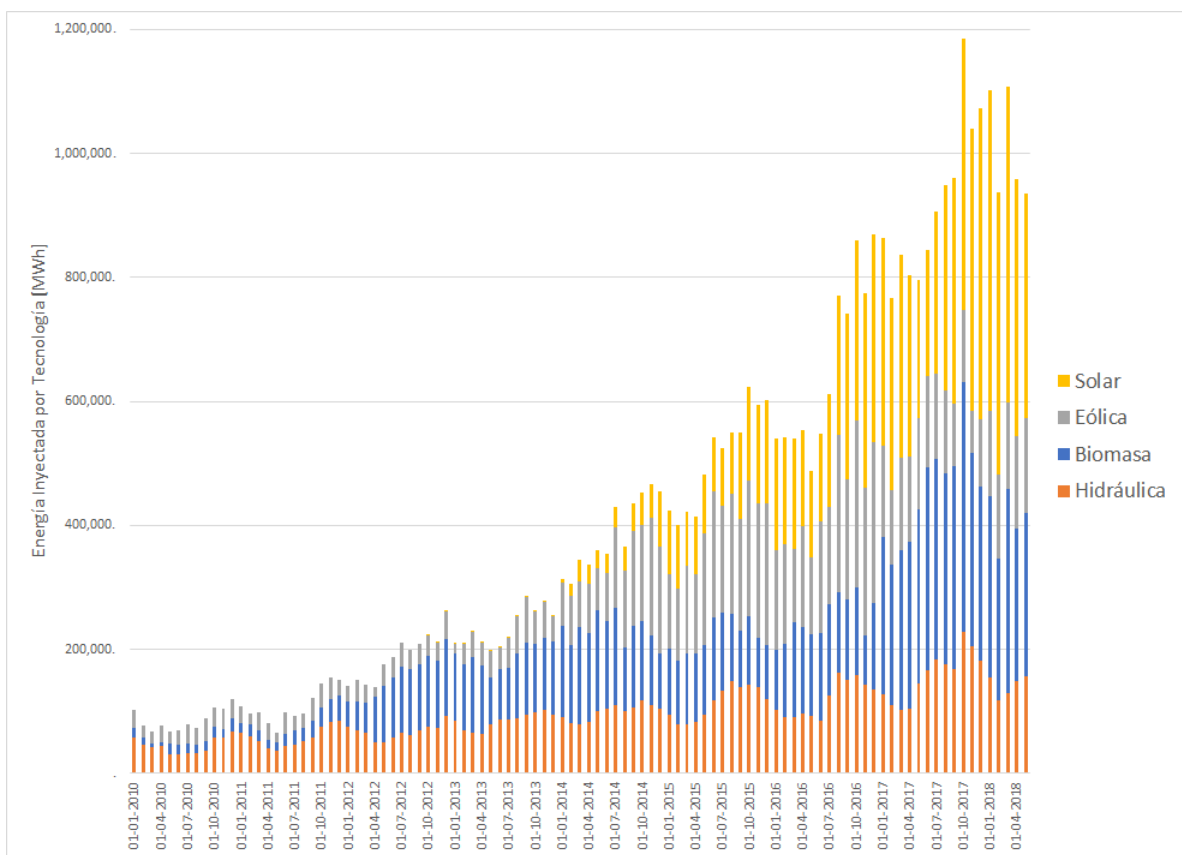


Figura 1.2: Evolución energía inyectada al sistema por tecnología. Adaptado de [1].

## 1.1.2. Características de la Industria

La actual legislación eléctrica de Chile organiza el mercado eléctrico nacional en un sistema en el que las empresas privadas se encargan de prestar los servicios de electricidad. Estas empresas funcionan en mercados competitivos y no competitivos, pero todas cumplen con una regulación de precios y de calidad. Son tres los segmentos de actividad: generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Estos están definidos según si pueden ser parte de un mercado en el que exista la competencia (varias empresas ejerciendo el mismo servicio) o si la producción de energía debe concentrarse en una única compañía.

- **Generación:** Es el proceso tecnológico que transforma las fuentes de energía primaria -toda aquella energía disponible en la naturaleza- en energía eléctrica transportable. En este segmento, la competencia y la existencia de diferentes actores es legal, aunque la ley faculta a la autoridad para obligar la interconexión de las instalaciones eléctricas, y así asegurar un sistema eficiente y seguro.

La coordinación del sistema de generación está a cargo del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), que determina planes de operación, líneas de transmisión y subestaciones de potencia del sistema, para garantizar que el suministro sea seguro, al menor costo posible y que llegue a todas las personas.

En general, es un sector del mercado altamente centralizado en unas pocas unidades generadoras. Una de las razones de este comportamiento es la baja oportunidad de entrada de nuevos competidores. Se debe considerar que para que una empresa pueda entrar al sector de generación debe poseer un proyecto de generación con todos los permisos exigidos, los cuales pueden demorar hasta 6 años en el caso de proyectos térmicos. Además, los proyectos de esta naturaleza son intensivos en capital, lo cual presenta una barrera de entrada adicional [2].

- **Transmisión:** La actividad de transmisión consiste en el transporte de la energía eléctrica desde los puntos de producción hasta donde esta energía es requerida o demandada a través de líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kilovolt (kV). En el caso de grandes sistemas interconectados, la transmisión cumple, además, la función de traspasar energía entre centros de generación y consumo, de acuerdo con las condiciones económicas del despacho de la generación.

El sector de transmisión presenta economías de escala y de densidad, por lo que se constituye como monopolio natural. La presencia de economía de escala en este sector se funda principalmente en los siguientes aspectos:

- Aumento de la capacidad de transporte en función del voltaje de transporte, sin un incremento proporcional del costo de inversión respectivo.
- Predominancia de factores fijos en los costos, que persisten como tales en presencia de aumento de capacidad: costo de estructuras, número de circuitos en el trazado, etc.

Debido a la naturaleza de monopolio de este segmento, éste debe ser regulado. Los aspectos del segmento que se encuentran regulados son el carácter de servicio público, la distinción estructural de los subsegmentos y la sujeción a cumplimiento de calidad de servicio, entre otros [2]

- **Distribución:** Es la fase en la que se distribuye la energía a los usuarios finales con

instalaciones, líneas y transformadores que operan a una tensión nominal inferior a 23 kV.

Al igual que el segmento de transmisión, el sector de distribución también se constituye como un monopolio natural, por lo que los precios deben ser regulados para los clientes finales.

La actividad funciona bajo concesiones de distribución, por lo que las empresas a cargo deben dar servicio de electricidad a las zonas de concesión otorgadas, mientras que las tarifas para clientes con capacidad conectada inferior o igual a 2000 kW son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes con capacidad superior se acuerdan libremente.

El sistema regulatorio -vigente desde 1982- ha permitido un gran desarrollo del sector eléctrico, además de lograr que el cambio desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad privado, no afectara los niveles de calidad y seguridad de la electricidad entre 1982 y 1990. El sistema ha generado altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución de energía [3].

### **1.1.3. Mercado Competitivo en el Sector de Generación**

Dentro del segmento de generación se establece un modelo de mercado competitivo, con el objetivo de asegurar una operación menos costosa. Se identifican entonces dos mercados. El mercado spot a costo marginal y el mercado de contratos en el que se suministra bloques de energía a grandes consumidores finales industriales, mineros y comerciales, a precios pactados entre las partes. Ambos mercados se describen a continuación.

#### **Mercado Spot**

Este mercado se origina para dar pie a la compraventa de energía y potencia al costo marginal horario resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado.

El costo marginal horario es el costo que tiene para el sistema el proveer una unidad adicional de energía en cada hora. En la práctica, el despacho de los generadores lo define el CDEC en orden creciente de costos. De esta forma, se define el costo marginal como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado, y corresponde al precio en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema. Así, las unidades generadoras con un costo variable inferior al determinado por el CDEC, podrán realizar la venta de su energía al costo marginal determinado y generar un retorno positivo.

En la figura 1.3 se observa un gráfico esquemático respecto a la decisión del CDEC respecto a los costos marginales horarios. En la figura, se tienen 6 unidades generadoras, cuyos costos variables de operación de reflejan en el eje Y. El CDEC determina como costo marginal horario, el costo variable de la unidad generadora más cara, siendo, en este caso, de

60 USD/MWh. De esta forma, el resto de unidades generadoras podrá vender su energía generada a ese costo marginal, generando diferencias positivas, las que se reflejan para cada generadora.



Figura 1.3: Operación CDEC de la decisión de costos marginales horarios

El funcionamiento antes descrito es el que se aplica en períodos de demanda en los que no se alcanza el peak de la misma. En las horas de mayor demanda, el costo marginal se compone, además del costo variable de energía, de un cargo por capacidad. Este cargo viene de un costo esperado por pérdida de carga debido a una insuficiente capacidad de generación ante una falla imprevista de las unidades generadoras.

## Mercado de Contratos

Si bien todas las unidades generadoras tienen la posibilidad de transar su energía en el mercado spot descrito en el punto anterior, existe la posibilidad también de establecer contratos con consumidores, permitiendo una estabilización de las transacciones. Esto pues un contrato permite dar cierta constancia al precio de la energía, evitando caer en las fluctuaciones propias del mercado spot.

Dentro de este mercado se reconocen dos tipos de clientes:

- **Clientes Regulados:** Estos clientes se caracterizan por tener una potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW y estar ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución (o bien conectado a ese sistema). Si la potencia conectada es mayor a 500 kW, el cliente tiene derecho a elegir entre el régimen de cliente regulado o el régimen de cliente libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. Si desea cambiar de opción debe informar a la compañía distribuidora con más de un año de anticipación. El consumo de los clientes regulados, se agrupa geográficamente en las zonas de concesión de las distribuidoras. Son las distribuidoras

quienes establecen contrato con las empresas generadoras. El precio y la calidad del suministro negociados en esos contratos, son regulados.

- Clientes Libres: Son clientes con contratos a precio libre, es decir, tienen la capacidad de negociar su contrato. Estos clientes se caracterizan por tener una potencia conectada mayor a 2.000 kW, además de aquellos clientes con una potencia conectada mayor a 500 kW y que han decidido permanecer por 4 años mínimo en el régimen de cliente libre.

Estos dos tipos de clientes definen dos sub-mercados dentro del mercado de contratos, de esta forma existen el mercado libre y el mercado regulado, en los que se mueve cada tipo de cliente.

## 1.2. Variabilidad del Costo Marginal

En la figura 1.4 se muestra la evolución que ha tenido el promedio anual de costos marginales en las barras de Quillota y Crucero. Se puede observar la disminución que han presentado estos costos, siendo tendencia en la barra de Crucero desde el año 2010 y desde el año 2012 para la barra de Quillota [4]. Como se mencionó en las secciones anteriores, el costo marginal es fundamental para determinar los precios de venta de la energía eléctrica por parte de las generadoras.

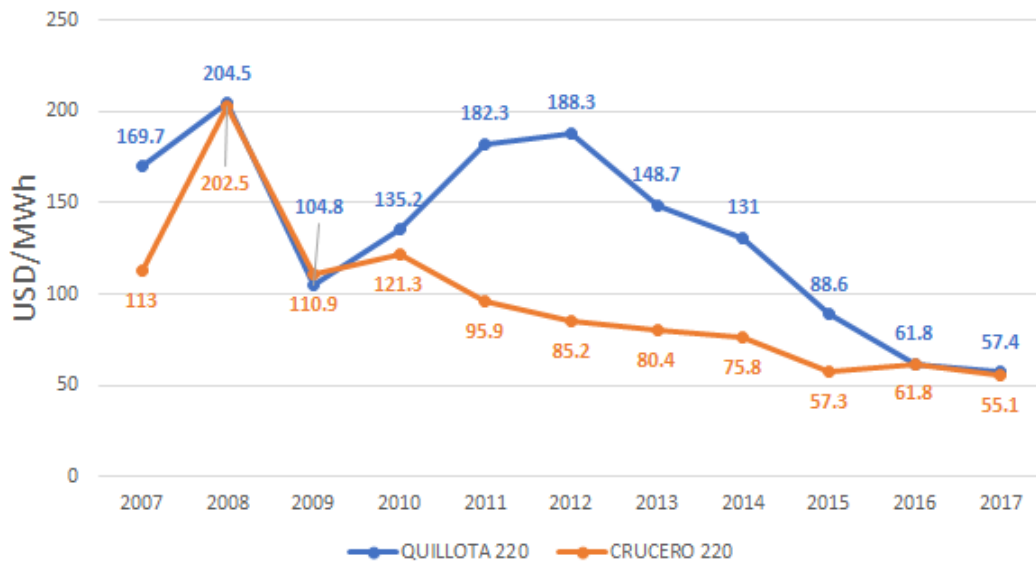


Figura 1.4: Evolución costos marginales período 2007 - 2017 barras Quillota y Crucero. Adaptado de [4].



### 1.2.1. Factores Determinantes de su Evolución

En el año 2017, Sikora et al realizaron un estudio de los factores que influyen en las variaciones que sufren los costos marginales en el, en ese entonces, Sistema Interconectado Central [5] utilizando series de tiempo debido a la naturaleza dinámica de los mercados eléctricos. Los autores utilizaron el método VAR (*Vector Autoregression Models*), altamente usado en estudios de mercados de petróleo crudo.

El modelo VAR consiste en un sistema de variables, en donde cada variable está representada como una función de su comportamiento pasado y del pasado de otras variables del sistema. El VAR se caracteriza por incorporar variables que guardan relaciones complejas entre ellas y permite que estas relaciones sean analizadas mediante series de tiempo.

Dado que el propósito del estudio de Sikora et al fue descomponer la variación del costo marginal entre diferentes factores, el costo marginal fue la principal variable de interés, mientras las características del sistema eléctrico tuvieron el rol de las variables explicativas. Para utilizar el modelo VAR en el estudio, Sikora et al levantaron la información sobre las fuerzas determinantes del costo marginal a partir de la estructura del mercado spot de electricidad en Chile, discutida en secciones previas. Los autores eligieron características que percibieron más relevantes para ser incluidas al modelo principal y completaron el análisis con modelos auxiliares para explorar los efectos de otras variables del sector. En virtud del propósito del análisis de los autores, el interés principal estuvo en descomponer la varianza del costo marginal y determinar qué porcentaje de la misma se debe atribuir a cada variable del modelo. El impacto de cada variable de mercado se midió en relación al efecto que tenía el comportamiento de dicha variable sobre el comportamiento del costo marginal en términos de si producía cambios en su valor de modo constante en el tiempo.

Sikora et al clasificaron los factores influyentes en tres grupos: categoría “Agua” que agrupa efectos de embalses y generación hidroeléctrica; la categoría “Combustibles”, considerando efectos de gas y carbón y la categoría “Otros” que agrupa al resto de factores que podrían resultar relevantes.

En la figura 1.5 se observa un gráfico con el resumen de los resultados del estudio realizado por los autores en términos del impacto en la varianza de cada uno de los factores mencionados.

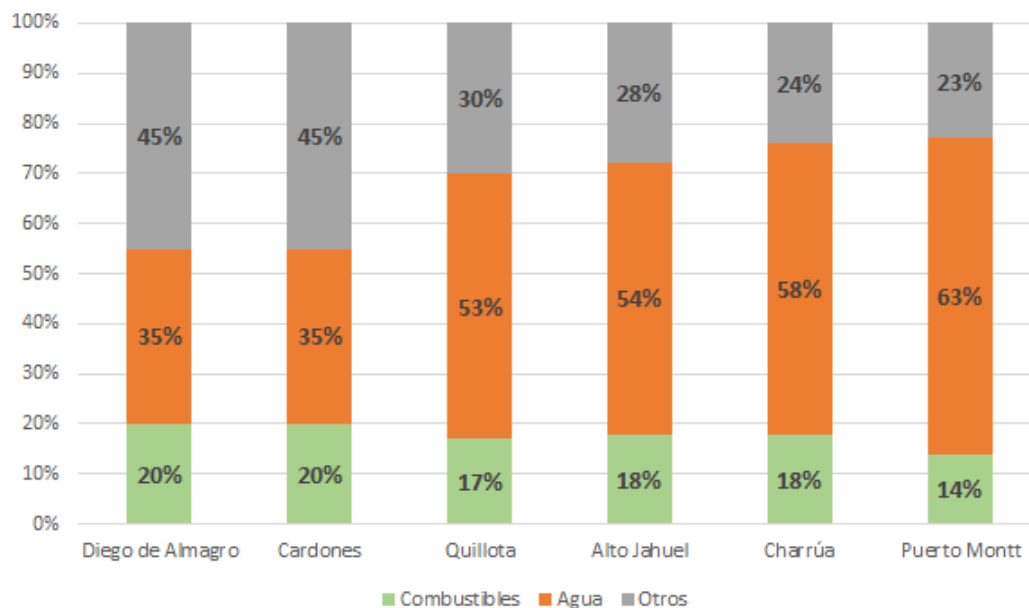


Figura 1.5: Descomposición de la varianza del costo marginal entre tres factores 2011-2016. Adaptado de [5].

## Agua y Combustibles

El impacto de los factores relacionados con la hidrología resulta muy pronunciado para todas las barras estudiadas por los autores a lo largo del país. Para las barras del norte, los factores relacionados con “Agua” explican aproximadamente un 34 % a 35 % de la variación del costo marginal eléctrico, aumentando a un 56 % para el sector centro y hasta un 60 % en el sur del país. Este comportamiento se explica claramente por la mayor presencia de centrales hidroeléctricas en el sur del país, centrales que formaban parte del, en ese entonces, SIC.

Por otro lado, el impacto de la categoría “Combustibles” varía entre 21 % para las barras del norte y 16 % a 18 % para las barras del centro y sur. Esto muestra que el efecto de las fuentes termoeléctricas es similar entre las diferentes zonas a diferencia del efecto del agua, lo que refleja, también, la distribución de las plantas termoeléctricas de manera más homogénea geográficamente.

Los autores comentaron que históricamente estos dos factores, el agua y los combustibles, se identificaban como los únicos determinantes del costo marginal. No obstante, esto no parece ser cierto en el período 2015-2016. Por esta razón, los autores decidieron analizar el impacto que podrían tener otras variables, no mencionadas en estudios anteriores al aquí descrito.

## Otros Factores

Los autores indicaron en su estudio que pudieron existir otros factores determinantes del comportamiento del costo marginal, que el modelo matemático principal no capturó.

Estos factores se agruparon en la categoría de “Otros”. Es importante notar que los autores decidieron estudiar otros factores no considerados en el modelo matemático principal debido a la caída sostenida que han tenido los costos marginales desde el año 2012 (ver figura 1.4). Además, de acuerdo a la figura 1.5, se observa que la categoría “Otros” es especialmente relevante en barras ubicadas en el norte del país.

Uno de los aspectos que los autores decidieron estudiar en este punto tiene relación con la generación a base de energías renovables no convencionales (ERNC) en reemplazo de la generación a base de diésel. Para analizar este punto crearon un modelo matemático simplificado, cuyos resultados se indican en la figura 1.6. Se puede observar que el mayor impacto lo registran las barras ubicadas en el norte del país, debido a la penetración de las energías renovables de fuente solar.

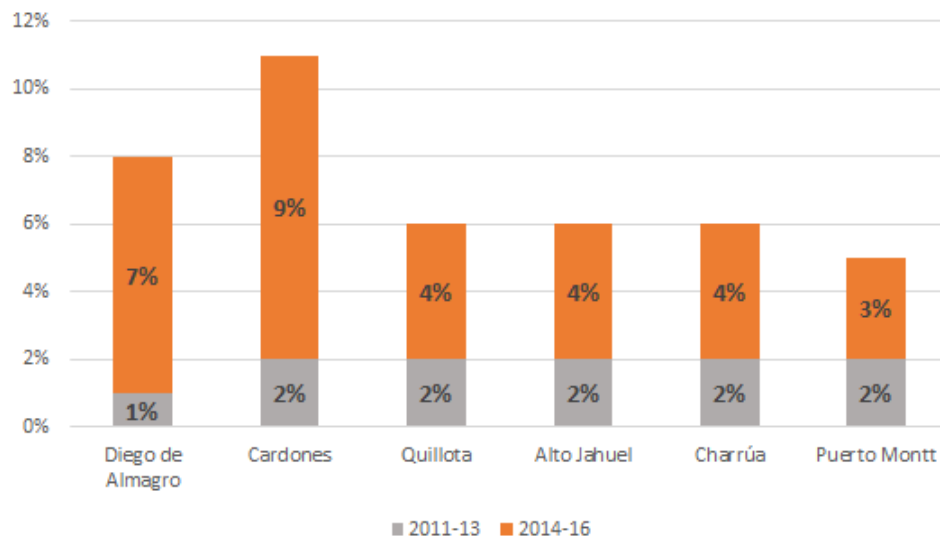


Figura 1.6: Descomposición de la varianza del costo marginal: Impacto Generación ERNC. Adaptado de [5].

La generación en base a ERNC observada en las barras del norte del país se constituye principalmente de fuentes eólicas y solares, las cuales pueden presentar costos variables de generación menores a fuentes de energía convencionales, pues no requieren del uso de combustible para la generación eléctrica. Esto provoca que la energía generada por fuentes solares o eólicas sean despachadas por el CDEC cada vez que esta energía esté disponible, recordando que el CDEC toma la decisión del despacho de acuerdo a costos variables de generación menores, provocando una disminución del costo marginal en ciertos horarios. En diciembre del año 2015 se registró un costo marginal igual a cero entre las 11:00 hrs y las 18:00 hrs en la barra Diego de Almagro [6], lo que coincide con las horas de mayor generación para las plantas solares.

El impacto que la generación en base a ERNC tiene sobre las barras del norte, no ha incidido en las otras barras del centro del país, principalmente por un tema de transmisión. Las líneas que transmiten en el norte del país no dan abasto para toda la energía que se está produciendo [7], haciendo necesaria la construcción de más líneas de transmisión, lo cual

podría verse materializado a fines de 2018 con la puesta en marcha de la línea Polpaico-Cardones [8]

## 1.2.2. Modelo Predictivo

Para el presente trabajo de título, se utilizó un modelo de cálculo predictivo de costos marginales dentro del mercado eléctrico en Chile. Este modelo fue desarrollado por expertos del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile en el marco de los estudios para la Planificación Estratégica de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía para distintos escenarios de consumo y generación energética durante los próximos 30 años en nuestro país [9]. A continuación, se describe a modo general la metodología llevada a cabo y los principales resultados.

### Planificación Estratégica de Largo Plazo

Conforme a lo dispuesto en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por la Ley N°20.936, el Ministerio de Energía cada cinco años, debe desarrollar un proceso de Planificación Energética de Largo Plazo para los distintos escenarios de expansión de la generación y del consumo de energía eléctrica, en un horizonte de al menos treinta años. Estos escenarios deben ser considerados en la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica que debe llevar a cabo la Comisión Nacional de Energía, según indica la misma ley [10].

Los analistas del Ministerio de Energía evaluaron 5 escenarios energéticos que consideraron circunstancias actuales y tendencias previstas en materia de precios y costos relevantes para el sector energético en Chile, además de prospectivas de cambios tecnológicos y condicionantes ambientales y territoriales, entre otros aspectos [9].

La metodología desarrollada por el Ministerio de Energía incluyó la utilización del software Power Electricity Timetable (PET). Este software realiza una optimización conjunta de la operación y de la inversión para un horizonte de tiempo determinado, minimizando el costo total. Las restricciones consideradas corresponden a restricciones operativas y de inversión, contemplando incluso la trayectoria esperada de los niveles de embalse.

Se identificaron 6 factores de incertidumbre que posteriormente caracterizarían los planes de expansión diseñados. Los factores de incertidumbre identificados son los siguientes:

- Disposición social para proyectos: se consideró un factor de incertidumbre la disposición de la sociedad para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica, especialmente de tecnología térmica en todo el país e hidroeléctrica en las regiones del sur.
- Demanda energética: entre los principales determinantes de largo plazo de la demanda energética se encuentran la climatización eléctrica, electro-movilidad, eficiencia energética y crecimiento económico.
- Cambios tecnológicos en almacenamiento en baterías: El desarrollo y costo de tecnolo-

gías de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de litio es considerado relevante y de alta incertidumbre en el sector.

- Costos de externalidades ambientales: las externalidades ambientales tanto locales como globales también se consideran de alta incertidumbre e importancia en el sector.
- Costos de inversión en tecnologías renovables: es un factor no sólo de alta incertidumbre sino también de alto impacto en el desarrollo del sector energético.
- Precio de combustibles fósiles: alta incertidumbre y alto impacto para el desarrollo futuro del sector energético.

Finalmente se diseñaron los escenarios energéticos de expansión de generación y consumo de energía eléctrica, los que se resumen en la tabla 1.1 en función de su comportamiento frente a los factores de incertidumbre antes mencionados. La definición detallada de los niveles que presenta cada escenario para cada factor se encuentran en el apéndice C.

Tabla 1.1: Escenarios energéticos considerados en PELP

Factores	Escenarios				
	A	B	C	D	E
<b>Disposición social para proyectos</b>	+ Costo, Carbón	Libre	+ Costo, Carbón	+ Costo	+ Costo
<b>Demanda energética</b>	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
<b>Cambio tecnológico en almacenamiento de baterías</b>	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
<b>Costos de externalidades ambientales</b>	Actual	+ Alto	Actual	Actual	+ Alto
<b>Costos de inversión de tecnologías renovables</b>	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
<b>Precio de combustibles fósiles</b>	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

La metodología llevada a cabo por el Ministerio de Energía resultó apropiada para la evaluación de los nuevos planes de expansión considerando distintos escenarios de generación y consumo de energía eléctrica. Sin embargo, los modelos generados en este proceso mediante el software PET tienen dificultades para representar adecuadamente la incertidumbre hidrológica y de la red hidráulica que relaciona la operación de las centrales de generación en el país,

debido a las simplificaciones que se deben realizar con el fin de planificar simultáneamente la generación y la transmisión de energía. Por tal motivo, se hizo necesario complementar los análisis con otras herramientas de simulación como lo son los métodos de coordinación hidrotérmica y los modelos de simulación de la operación de corto plazo. Estas simulaciones son las que llevaron a cabo los analistas del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile [11].

El sistema se modeló en una herramienta de coordinación hidrotérmica de largo plazo para los 5 escenarios ya mencionados. La coordinación hidrotérmica de un sistema busca encontrar la estrategia óptima de operación de las centrales de generación del sistema, proponiendo la cantidad de potencia activa (en MW) que debería producir cada central hidráulica y térmica en un momento dado para satisfacer la demanda de energía eléctrica. La herramienta utilizada recibe el nombre de Modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP). El Modelo PLP es una herramienta computacional y matemática desarrollada el año 2004 y es utilizada desde ese mismo año por el Coordinador Eléctrico Nacional para planificar la operación del sistema [11].

Además de herramientas de coordinación hidrotérmica, para la modelación se utilizaron simulaciones de corto plazo, pues éstas consideran limitaciones que no contemplan los modelos a largo plazo, como los costos de partida y detención de las unidades. Es importante notar además, que los modelos de corto plazo permiten simular los sistemas para cada una de las hidrologías que maneja el CDEC, las que se definen en función de la probabilidad de excedencia. La Probabilidad de Excedencia (PE) corresponde al porcentaje de años de la muestra que son más húmedos que el actual. Es decir, PE superiores al 50 % representan años relativamente secos e inferiores al 50 % relativamente húmedos [12]. Las hidrologías evaluadas son:

- Hidrología seca: con probabilidad de excedencia del 90 %.
- Hidrología media seca: con probabilidad de excedencia del 70 %.
- Hidrología media: con probabilidad de excedencia del 50 %.
- Hidrología húmeda: con probabilidad de excedencia del 20 %.

Utilizando las herramientas ya mencionadas, se generaron modelos de previsión de demanda y generación para cada escenario energético. Para este trabajo de título se utilizan los resultados de las simulaciones para uno de estos escenarios.

De acuerdo a la recomendación directa de los autores del estudio por parte del Centro de Energía, las proyecciones utilizadas en este trabajo de título corresponden al escenario energético B.

Según lo indicado en la tabla 1.1, el escenario energético B presenta las siguientes características:

- Disposición social libre para proyectos: indica que no existen costos asociados a una oposición de la comunidad a la realización de nuevos proyectos de generación eléctrica para ninguna tecnología.
- Alta demanda energética: en el escenario B se pronostica una demanda energética

acorde a un crecimiento económico optimista y a una creciente electrificación de los servicios de transporte y climatización de los hogares.

- Bajo cambio tecnológico en almacenamiento de energía en baterías de litio: indica que el costo de almacenar energía en estas baterías sigue una trayectoria en la que estos costos se mantienen en un nivel alto, influyendo en el desarrollo de esta tecnología en el futuro.
- Alto costo de externalidades ambientales: indica que existe un costo alto asociado a emisiones relativas a material particulado, dióxidos de azufre y óxidos nitrosos producto de la generación eléctrica, además de la emisión de gases de efecto invernadero.
- Bajo costo de inversión de tecnologías renovables: indica que los costos de inversión de generación eléctrica mediante fuentes renovables muestran una tendencia a la disminución. Las fuentes renovables consideradas corresponden a eólica terrestre, solar fotovoltaica, geotermia, concentración solar de potencia, hidráulica de pasada biomasa y centrales hidroeléctricas de bombeo.
- Alto precio de combustibles fósiles: indica una alza esperada en los precios de combustibles para generación eléctrica en Chile. Los combustibles considerados fueron: carbón, diésel, fuel oil y gas natural licuado.

Como se puede observar de la lista anterior, el escenario energético B proyecta un escenario favorable para el desarrollo de tecnologías para generación eléctrica a partir de fuentes renovables, al estimar un costo asociado a externalidades ambientales, junto a un alza de precios de combustible para generación. Considerando además una proyección de una disminución de los costos de inversión para las tecnologías renovables se concluye que este escenario es adecuado si se busca analizar el desarrollo de una tecnología renovable no convencional bajo ciertas condiciones de mercado.

En la tabla 1.2 se muestra la estimación de participación de tecnología solar de concentración en el total de energía generada al año 2035. Se observa que los escenarios A, C y D son bastante conservadores en lo que respecta a la entrada de esta tecnología al mercado chileno, estimando que su participación no alcanzaría el 1%. Por otro lado, los escenarios B y E estiman una participación mayor de esta tecnología. Dado que el presente trabajo de título tiene como objetivo analizar el diseño de una planta de generación a base de energía solar de concentración dadas las condiciones del mercado chileno, se selecciona el escenario B como aquel que presenta una penetración elevada de energía de concentración solar, sin considerar la mayor de las estimaciones, de modo de no caer en un escenario demasiado audaz.

Tabla 1.2: Participación de tecnología CSP en total de energía generada por escenario (%)

<b>Escenario A</b>	<b>Escenario B</b>	<b>Escenario C</b>	<b>Escenario D</b>	<b>Escenario E</b>
0,7%	5,2%	0,7%	0,7%	7,2%

## Resultados Escenario Energético B

En la tabla 1.3 se muestran los resultados del Modelo PLP para participación en la energía total generada al año 2035 por tecnología en el escenario B.

Tabla 1.3: Participación por tipo de Tecnología (%)

Tecnología	Energía generada al año 2035
Biomasa	2,8 %
Carbón	22,6 %
CoGX	0,5 %
Diesel	0,0 %
Eólica	14,7 %
Geotérmica	0,1 %
GNL	2,8 %
Hidroeléctrica de Embalse	11,1 %
Hidroeléctrica ERNC	1,3 %
Hidroeléctrica de Pasada	15,8 %
Solar de Concentración	5,2 %
Solar Fotovoltaica	23,1 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>

El escenario energético B considera una participación anual de 48,1 % de ERNC y 76,5 % de ER. La participación de la generación eólica y solar (fotovoltaica y de concentración) alcanza un valor de 43 %, desplazando incluso a la generación por carbón, la que se ve desplazada del primer lugar como fuente principal de generación de energía.

Como se puede observar de la figura 1.7, en la generación eléctrica esperada en el escenario B predomina la generación mediante la tecnología solar fotovoltaica, y a partir del año 2033, mediante concentración solar de potencia. Otra característica de la generación eléctrica esperada en este escenario es la caída en la generación mediante carbón en el tiempo, lo cual se debe principalmente a la trayectoria que toman los precios de combustibles fósiles y los costos de externalidades ambientales en este escenario.



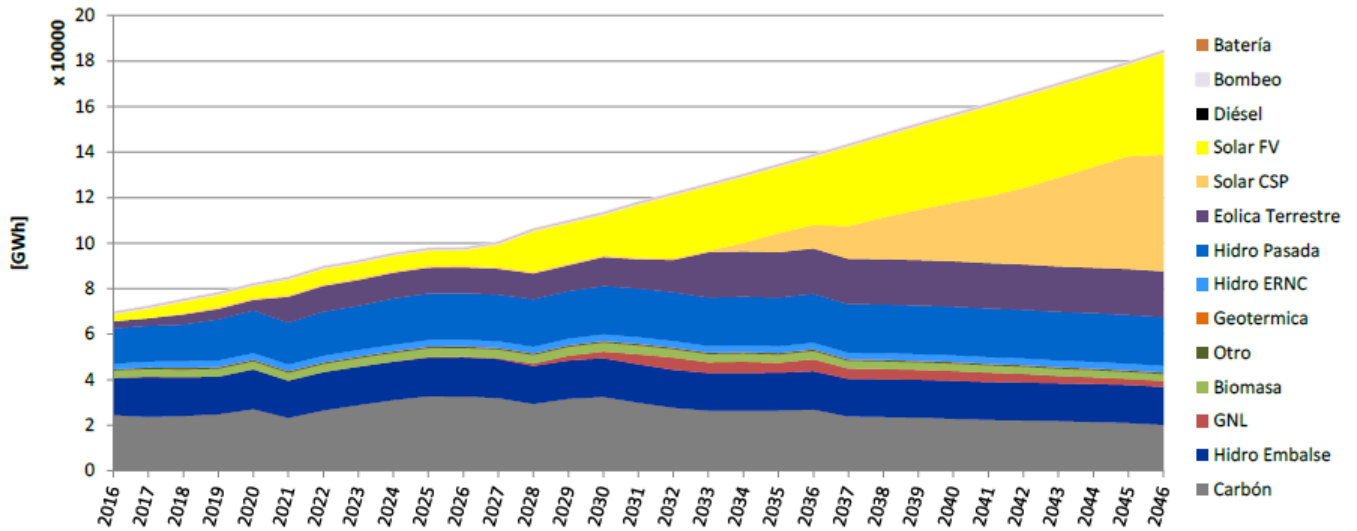


Figura 1.7: Generación eléctrica esperada por tecnología para el escenario B. Fuente: [9].

La figura 1.8 muestra la proyección del costo marginal promedio al año, hasta el año 2046 en la barra Polpaico. La figura 1.9 muestra el promedio mensual para cada una de las hidrologías evaluadas.

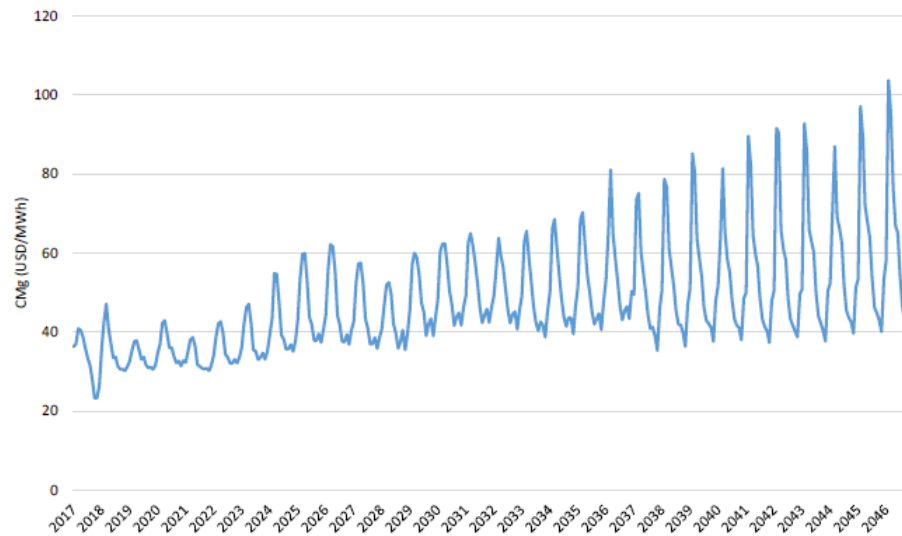


Figura 1.8: Proyección del costo marginal promedio anual. Fuente: [11]

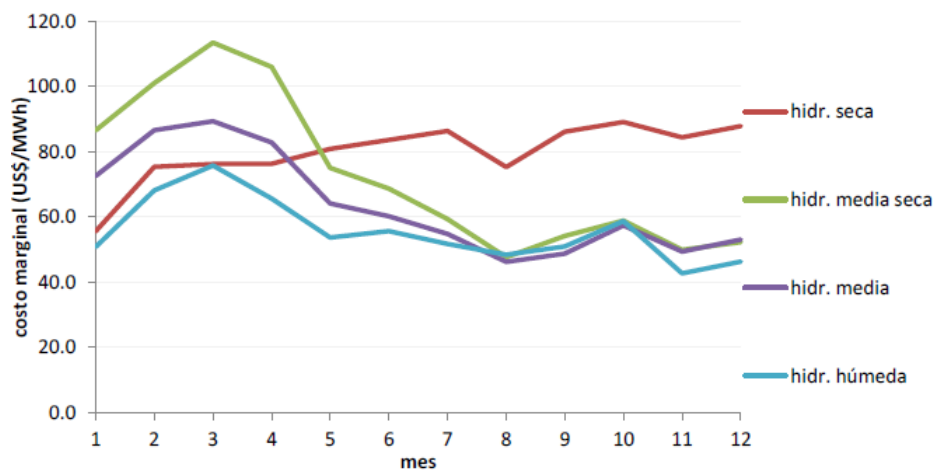


Figura 1.9: Promedio mensual costo marginal para las hidrologías evaluadas. Fuente: [11]

### 1.3. Concentración Solar de Potencia

La concentración solar de potencia (CSP, del inglés *Concentrating Solar Power*) es una tecnología de generación eléctrica que utiliza el calor provisto por la radiación solar cuando ésta es concentrada en un área pequeña. La radiación solar es reflejada mediante espejos hacia un receptor donde la energía térmica es absorbida por un fluido de transferencia de calor para después ser utilizada en un ciclo de potencia ya sea de forma directa o a través de un sistema de intercambio térmico con otro fluido que circula por la turbina. [13].

La captación y reflexión de la radiación solar es realizada por espejos o lentes. Estos espejos pueden presentarse en distintas configuraciones, dependiendo del tipo de tecnología. A modo general, la estructura de los captadores se compone de elementos principales como la cimentación y estructura de soporte, el espejo (o lente) reflector y el sistema de seguimiento solar. El sistema de seguimiento consiste en un dispositivo que permite el giro de los espejos en torno a uno o dos ejes, dependiendo de la tecnología. Este sistema permite que a lo largo del día los captadores puedan seguir el movimiento diurno del sol y concentrar su radiación en un objetivo estático determinado.

En cuanto al funcionamiento general de una planta con tecnología CSP, éste se podría resumir en los siguientes pasos, los que se ilustran en la figura 1.10.

1. Concentración: radiación incidente en espejos o lentes es dirigida hacia receptor de superficie pequeña.
2. Absorción: gracias a un absorbedor ubicado en el receptor, la radiación solar es convertida en energía térmica.
3. Transferencia: el calor producido en el absorbedor se transfiere a un fluido de trabajo (HTF, del inglés *Heat Transfer Fluid*).
4. Almacenamiento: si la planta incluye almacenamiento de energía térmica, ésta puede ser utilizada en horas donde no existe radiación solar.

5. Generación: el HTF es conducido a los equipos del ciclo de potencia, para generar electricidad.

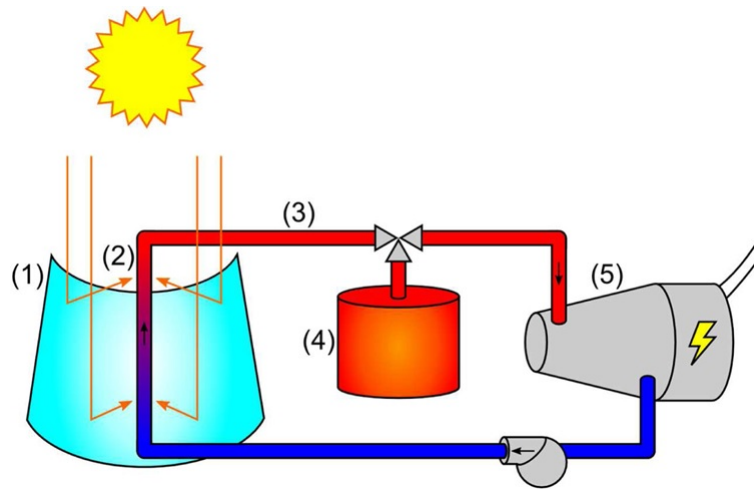


Figura 1.10: Componentes generales planta CSP: (1) espejos, (2) receptor, (3) fluido de trabajo (HTF), (4) almacenamiento de energía térmica, (5) entrada al ciclo de potencia.

### 1.3.1. Tecnologías Actuales

Las distintas tecnologías existentes para la concentración solar se caracterizan por las distintas configuraciones entre concentradores y receptor, entre otros aspectos de diseño. A continuación, se revisan los fundamentos de cada uno de estas tecnologías.

#### Reflectores Fresnel

Un sistema de colectores Fresnel consiste en varios espejos ligeramente curvos que siguen el movimiento del sol a lo largo exclusivamente del movimiento este-oeste, reflejando la luz solar en un tubo receptor ubicado por encima de los espejos. El fluido de trabajo circula por el interior de este tubo receptor para luego ser utilizado en los ciclos de potencia. La figura 1.11 muestra esquemáticamente el funcionamiento general de los colectores Fresnel [14].

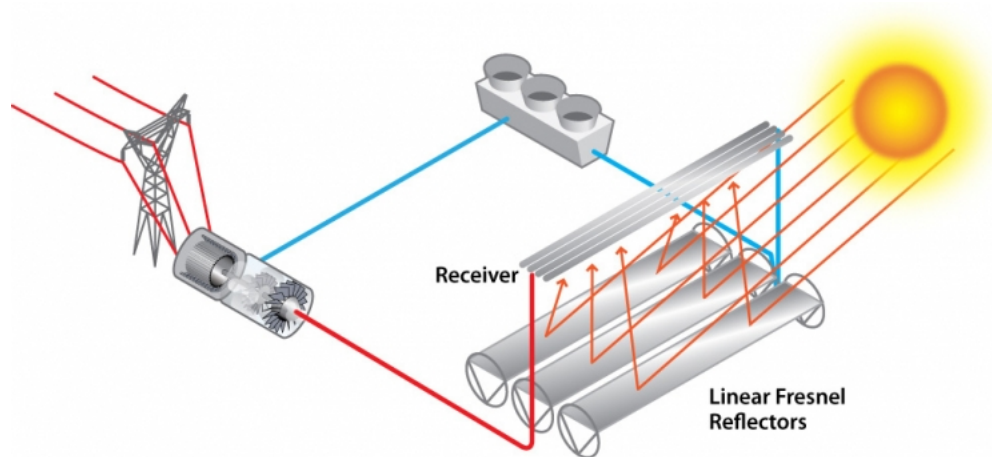


Figura 1.11: Colectores Fresnel. Fuente: [14]

Esta tecnología recibe el nombre de Fresnel debido a que los espejos captadores utilizan el efecto de lente de Fresnel. La lente de Fresnel es un diseño que permite la construcción de lentes de gran apertura y una corta distancia focal sin el peso y volumen de material que debería usarse en una lente de diseño convencional. Esto permite que la cantidad de material utilizado para su construcción sea menor, reduciendo costos.

El tubo receptor por donde circula el fluido de trabajo se ubica en el punto focal de los espejos. Adicionalmente, existe una modificación de la configuración tradicional de esta tecnología, en la que los espejos pueden apuntar a diferentes tubos receptores a diferentes horas del día, permitiendo de esta forma compactar el campo de espejos y aprovechar de mejor forma el terreno disponible, esta tecnología recibe el nombre de Receptor Fresnel Compacto.

Si bien esta tecnología presenta ventajas, especialmente en términos de costos de instalación, también presenta desventajas. Las pérdidas que presentan estos sistemas en relación a la absorción de radiación son mayores que la tecnología de torre solar, debido a que los lentes de Fresnel presentan un muy alto radio de curvatura y a su sistema de seguimiento únicamente en un eje, limitando su capacidad de absorción. [15].

## Disco Stirling

Como muestra la figura 1.12, los componentes principales de los colectores tipo disco Stirling son el reflector (el captador de radiación) y el receptor con un motor de conversión ubicados en el centro [16]

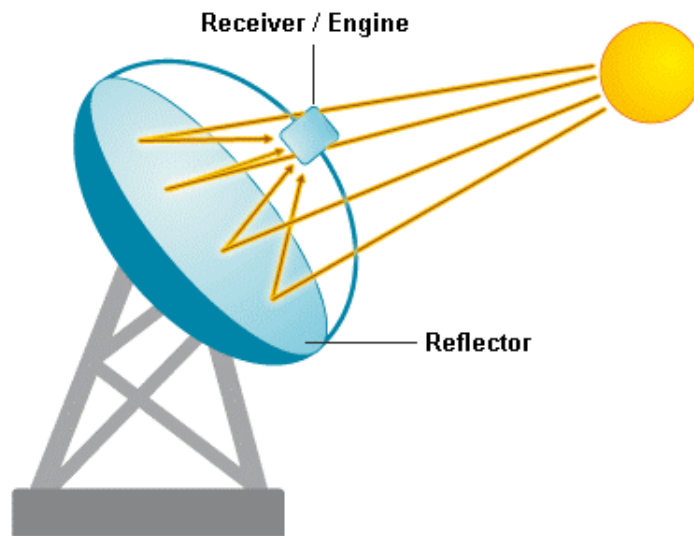


Figura 1.12: Colector tipo Disco Stirling. Fuente: [16]

El captador en forma de disco parabólico capta la radiación solar concentrándola en el receptor central, el que transforma la radiación en calor para transferirlo al generador o motor ubicado en el mismo centro. El receptor puede estar compuesto por un banco de tubos con un fluido refrigerante, típicamente hidrógeno o helio, que sirve como fluido de transferencia de calor y como fluido de trabajo para el generador.

Como indica el nombre de esta tecnología, el motor más utilizado es el motor Stirling, el que opera por expansión y compresión cíclica de un gas en un ciclo cerrado. Dado que el motor se encuentra en el mismo disco concentrador, esta tecnología no trabaja con almacenamiento térmico de energía, razón por la cual ha visto retrasada su penetración en el mercado mundial, pues existen otras tecnologías, como los cilindros parabólicos y la torre solar, que sí pueden incorporar almacenamiento, permitiendo la producción de energía aún cuando el recurso solar no está disponible. [15].

## Cilindros Parabólicos

El sistema de colectores cilindro parabólicos consiste en un diseño modular, compuesto por filas paralelas de colectores parabólicos que pueden moverse en un único eje, usualmente de este a oeste, por lo que las filas se posicionan de norte a sur. La figura 1.13 esquematiza los componentes principales de un sistema de este tipo [17].

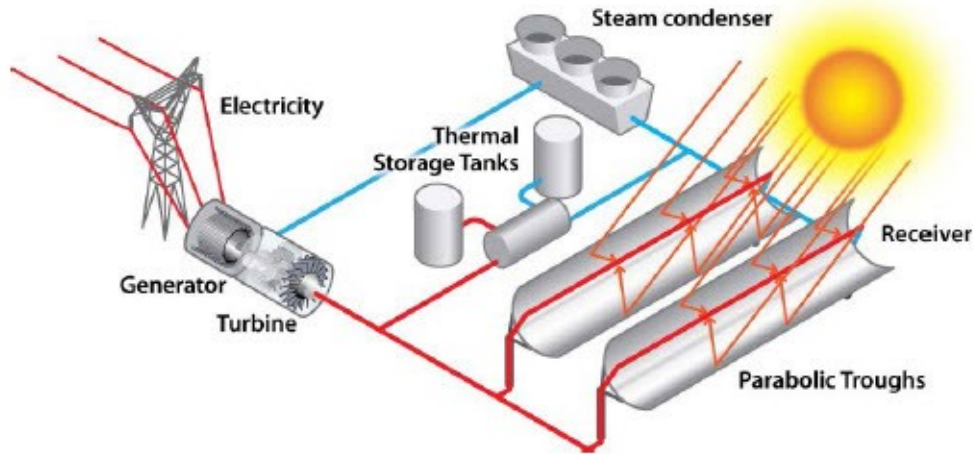


Figura 1.13: Sistema de Colectores Cilindro Parabólicos. Fuente: [17]

Cada colector concentra la radiación directa del sol sobre el tubo receptor que se ubica sobre el foco de la parábola que conforman los colectores. El HTF que utilizan estos sistemas, usualmente aceite térmico industrial, es calentado hasta aproximadamente  $395^{\circ}\text{C}$  para posteriormente pasar a un generador de vapor, el que producirá vapor a una presión de entre 5 a 10 MPa, el que será utilizado luego en un ciclo de potencia convencional. La temperatura máxima que alcanza el HTF se encuentra limitada para evitar la descomposición química del aceite, lo que se asegura manteniéndose por debajo de los  $400^{\circ}\text{C}$ , eligiéndose normalmente los  $395^{\circ}\text{C}$  antes mencionados.

Esta tecnología es una de las más utilizadas a nivel comercial, junto a la torre solar, principalmente debido a su eficiencia térmica, la que alcanza valores de 35 % a 42 %, una de las más altas entre las plantas de generación a partir de energía solar.

Los colectores cilindro parabólicos tienen la ventaja además de poder utilizarse en centrales que contemplen almacenamiento térmico de energía así también como de ciclo directo. Esto se debe a que el HTF puede almacenar energía térmica para ser transferida posteriormente. Como se mencionó previamente, en general los HTF más usados en la tecnología de cilindros parabólicos son aceites térmicos, los que generalmente alcanzan temperaturas hasta  $395^{\circ}\text{C}$ .

Una alternativa en cuanto al ciclo de potencia, con el objetivo de lograr mayores temperaturas que  $395^{\circ}\text{C}$  es cambiar el fluido de trabajo. Una opción es usar vapor de agua, el que será utilizado de todas formas en el ciclo de potencia. La tecnología que utiliza agua tanto en el ciclo del colector cilindro parabólico como en el ciclo de potencia se conoce como generación de ciclo directo (DSG del inglés *Direct Steam Generation*). En un colector cilindro parabólico de este tipo, el agua es precalentada, evaporada y sobrecalentada en el mismo sistema, alcanzando temperaturas de hasta  $500^{\circ}\text{C}$ . Esta tecnología presenta la ventaja de poder prescindir de un intercambiador de calor. En la actualidad se estudia la utilización de esta tecnología no sólo para generación eléctrica sino también en procesos industriales que requieran altas temperaturas de proceso [15].

## Torre Solar

La tecnología de torre solar (también llamada de receptor central) consiste en una gran cantidad de espejos que pueden moverse en dos ejes (heliostatos), donde cada uno de estos espejos puede llegar a tener una superficie de  $20 \text{ m}^2$  a  $200 \text{ m}^2$ . Al centro del campo de heliostatos se ubica una torre con un arreglo de tubos intercambiadores de calor en la parte superior, el que consiste en el receptor. La figura 1.14 esquematiza los componentes principales de una central de este tipo [18].

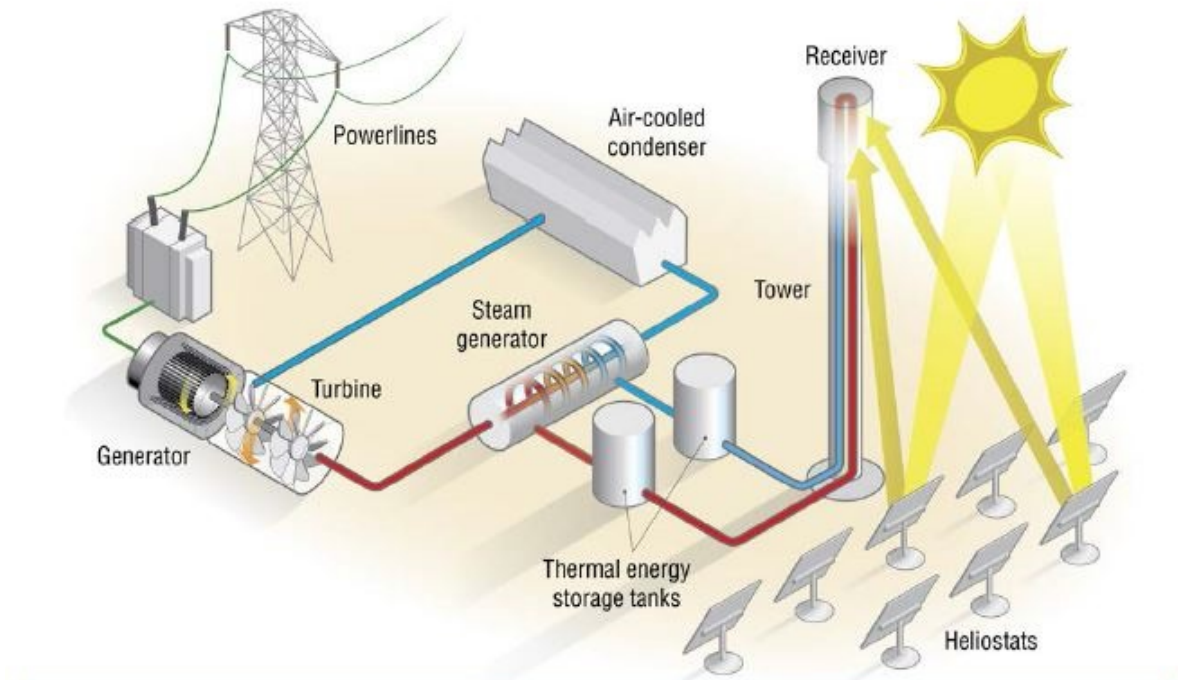


Figura 1.14: Sistema de torre solar. Fuente: [18]

Los heliostatos captan la radiación solar y la concentran en el receptor central el cual, en general, está compuesto de varios paneles que constan de tubos metálicos configurados en serie o paralelo. Los tubos metálicos están revestidos por una pintura negra de modo de aumentar la absorción de radiación solar. La radiación solar se concentra sobre estos tubos, dentro de los cuales fluye el fluido de trabajo, típicamente sales fundidas. El fluido en el interior de los tubos se calienta por calor convectivo de las paredes de los tubos. La figura 1.15 muestra el receptor ubicado en la torre de la central CSP Crescent Dunes, en Estados Unidos [19].



Figura 1.15: Receptor de sal fundida de central Crescent Dunes, Estados Unidos. Fuente: [19]

Algunas de las ventajas que presenta la tecnología de torre solar en relación a los otros diseños antes mencionados son:

- La relación entre la densidad de radiación en el receptor y la densidad de radiación sin concentrador (factor de concentración) puede llegar a tomar valores de entre 500 y 1000, mientras que para cilindros parabólicos puede variar entre 70 y 100, y entre 25 y 100 para colectores Fresnel.
- Trabaja con vapor sobrecalentado que puede alcanzar temperaturas de hasta  $565^{\circ}\text{C}$ , temperatura hasta la cual el fluido de trabajo, típicamente compuesto de sales fundidas, se encuentra en fase líquida.
- Puede alcanzar una eficiencia en la transformación de energía solar a eléctrica anual de entre 15 % a 18 %, con hasta un 23 % en condiciones de diseño, mientras que para cilindros parabólicos este valor se encuentra en torno al 15 %, con un peak de 21 % en condiciones de diseño.

Dentro de las tecnologías existentes, se considera que la torre solar tiene un gran potencial para una reducción de costos en el mediano plazo, en comparación con los cilindros parabólicos. Existe actualmente un mayor interés por el avance tecnológico en los diseños de torre solar, principalmente para aprovechar su capacidad de alcanzar temperaturas que hasta el momento sólo se ven limitadas por las capacidades de los materiales sólidos involucrados[15]. Debido al alto interés que genera actualmente esta tecnología, el presente trabajo de título se enfoca en este tipo de sistemas.

### 1.3.2. Principales Variables de Diseño de una Planta de Torre Solar

A continuación, se describen las principales variables a tener en cuenta al diseñar una planta CSP.



## Almacenamiento Térmico de Energía

La integración de almacenamiento de calor es una característica esencial que diferencia a las centrales CSP de la mayoría de las otras tecnologías de energías renovables. Esta integración se refiere a la posibilidad de adicionar un sistema de estanques de almacenamiento en el que uno contiene el fluido de trabajo caliente para utilizar posteriormente en un generador de vapor perteneciente a un bloque de potencia. Estos estanques están diseñados para mantener por un lapso de tiempo la temperatura del fluido, con mínimas pérdidas. Algunas ventajas de la utilización de almacenamiento de energía térmica (TES, del inglés *Thermal Energy Storage*) son las siguientes [15]:

- Evita las condiciones transitorias de en el bloque de potencia por ejemplo frente al paso de nubosidad que bloquea la captación de radiación solar.
- Puede ayudar a reducir la operación con carga parcial del bloque de potencia.
- Se puede reducir el tiempo de puesta en marcha de la central, al usar la energía almacenada para el precalentamiento.
- Permite generar energía despachable, es decir, que la entrega de electricidad a la red puede adecuarse a curvas de demanda o estructura tarifaria.

Respecto al último punto, la capacidad de adaptarse a curvas de demanda o de estructura tarifaria se encuentra restringida por el flujo horario de energía solar que permita el TES. Se debe tener en cuenta que el valor de integrar TES a una planta CSP es permitir que ésta pueda operar independiente de la disponibilidad inmediata del recurso solar, por lo que la capacidad del TES es un parámetro fundamental al diseñar una planta CSP de torre solar. En este sentido, el TES se diseña en función de las horas que se espera que la planta pueda operar en base únicamente al flujo de vapor generado gracias al fluido caliente proveniente del almacenamiento.

El diseño del sistema de almacenamiento se adecúa al sistema de colector solar y al bloque de potencia. El tipo y disposición de almacenamiento de calor están determinados principalmente por el HTF y la temperatura de entrada y salida del receptor. Los tipos de almacenamiento de energía pueden clasificarse en:

- Almacenamiento de calor sensible: en este tipo de almacenamiento, la energía térmica es cargada o descargada simplemente aumentando o disminuyendo la temperatura de un material de almacenamiento. Es básicamente un proceso físico, sin la generación de cambios de fase. Se caracterizan por alcanzar muy altas temperaturas. Las sales fundidas, ampliamente utilizadas en tecnología CSP corresponden a esta clasificación.
- Almacenamiento de calor latente: la energía térmica es cargada y descargada por un material mientras sufre un cambio de fase a temperatura constante. Corresponde también a un proceso físico, sin involucrar ninguna reacción química. Se caracterizan por una mejor densidad de energía que los métodos de calor sensible.
- Almacenamiento termoquímico: en este tipo de almacenamiento, la energía térmica es cargada y descargada a través de reacciones químicas reversibles. La energía solar gatilla una reacción endotérmica, para luego ser almacenada como potencial químico. La energía se recupera a través de la catalización de la reacción reversa exotérmica [20].

En la mayoría de las centrales CSP de tipo comercial se ha implementado un sistema de almacenamiento de calor sensible, en general, con sales fundidas como HTF. Los diseños actuales se construyen como sistema de doble estanque. Estos sistemas constan de un estanque “frío” (con sal fundida a aproximadamente  $290^{\circ}\text{C}$ ) y un estanque caliente (con sal fundida a aproximadamente  $565^{\circ}\text{C}$ ).

La figura 1.16 muestra un esquema con los componentes de una central CSP que incorpora almacenamiento térmico de energía.

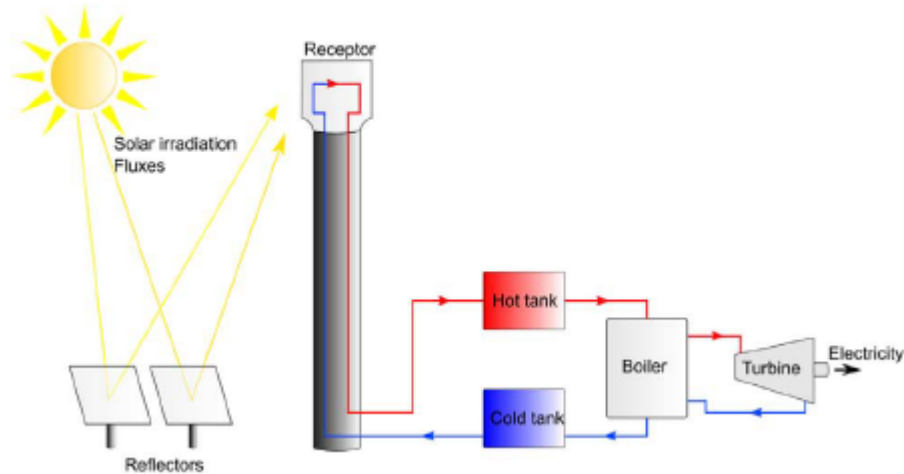


Figura 1.16: Esquema de un sistema de almacenamiento de sal fundida.

El proceso de carga del almacenamiento funciona como sigue, la sal fundida del estanque frío se hace fluir a través de los tubos en el receptor y se calienta gracias a la radiación solar captada por los heliostatos y concentrada en el receptor. La sal caliente que sale del receptor se envía al estanque caliente, cambiando el nivel de fluido de ambos estanques. Durante la descarga, la sal proveniente del estanque caliente se hace pasar por el generador de vapor para accionar el bloque de potencia y la sal enfriada se devuelve al estanque frío, lo que cambia el nivel de sal en los estanques de manera inversa.

La mezcla de sal fundida que comúnmente recibe el nombre de “sal solar” (60%  $\text{NaNO}_3$  y 40%  $\text{KNO}_3$ ) tiene una capacidad térmica específica de aproximadamente  $1500 \text{ J/kgK}$ . Con una densidad de aproximadamente  $1950 \text{ kg/m}^3$  y un aumento de temperatura de 275 K, se obtiene una densidad específica de energía de aproximadamente  $223 \text{ kWh/m}^3$ . En el sistema de doble estanque, el volumen correspondiente se debe instalar tanto en el estanque frío como en el estanque caliente.

## Múltiplo Solar

El múltiplo solar (SM, del inglés *Solar Multiple*) es un parámetro de diseño que normaliza el tamaño del campo solar con respecto al bloque de potencia [21] en relación a un nivel

de radiación solar nominal o de diseño. De esta forma, un sistema con un SM igual a 1 está diseñado con un tamaño de campo solar que, a un nivel de radiación de diseño, puede proveer exactamente la cantidad de energía necesaria para que el bloque de potencia opere a potencia nominal. Así, plantas con un SM mayor a 1 generan energía excedente que no pasa inmediatamente al bloque de potencia, y que puede ser almacenada. El nivel de radiación solar de diseño tiene relación directa con la localidad en la que se diseña la planta. Para una localidad del norte de Chile, un nivel de radiación solar nominal puede encontrarse entre los  $850 \text{ W/m}^2$  y los  $1000 \text{ W/m}^2$ .

Dado que el múltiplo solar de un campo de heliostatos representa el sobredimensionado de una instalación respecto al punto de funcionamiento nominal, valores superiores a uno supondrán un excedente de energía en el punto de diseño. Este exceso de energía obliga a hacer uso del sistema de almacenamiento de forma de aprovechar la energía excedente, permitiendo una mayor gestionabilidad de la planta ya que de este modo se puede hacer un uso diferido de la energía térmica absorbida. La gestionabilidad de la instalación es un aspecto muy relevante en este tipo de centrales, a mayor múltiplo solar, y por tanto gestionabilidad, mayor será la independencia entre la generación de energía eléctrica y la disponibilidad del recurso solar. Al respecto, se debe considerar la capacidad de almacenamiento que posee el TES, pues podría darse la situación de un tamaño de campo solar tan grande que continúa generando energía aún cuando el almacenamiento se encuentra ya a su máxima capacidad. De esta forma, ambos parámetros de diseño deben analizarse a la par [21].

Otro aspecto que debe contemplarse cuando se determina el valor del múltiplo solar de una planta CSP, son los costos instalados de la misma. El campo solar representa una parte importante de los costos instalados de este tipo de centrales, por lo que la decisión de su tamaño no obedece únicamente a criterios técnicos. Si bien el aumento del múltiplo solar puede aumentar la cantidad de energía generada por una central (especialmente con la adición de un sistema de almacenamiento con la capacidad suficiente), también produce un alza de los costos instalados, repercutiendo en la competitividad y rentabilidad de la central. La elección del múltiplo solar obedece entonces a un problema de optimización en el que se puede minimizar costos o maximizar rentabilidad, imponiendo restricciones operativas.

## **Bloque de Potencia**

La generación de electricidad es el principal objetivo de las centrales CSP. Las centrales CSP térmicas producen electricidad desde la energía térmica de manera bastante convencional mediante conversión termodinámica y electroquímica.

En una central CSP general, la electricidad se genera a través de la combinación funcional de un generador con una turbina como principal mecanismo de movimiento.

Existen varios procesos de conversión termodinámica, siendo dos los que han alcanzado mayor notoriedad en la ingeniería de centrales de energía térmica para instalaciones de gran tamaño: el ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo en un ciclo cerrado y el ciclo Brayton con aire/gas como fluido de trabajo en un ciclo abierto [19].

El ciclo de vapor Rankine es el ciclo convencional utilizado en centrales térmicas. En la figura 1.17 se presenta un diagrama esquemático del funcionamiento de un ciclo Rankine, junto al diagrama de temperatura y entropía (T-s) correspondiente.

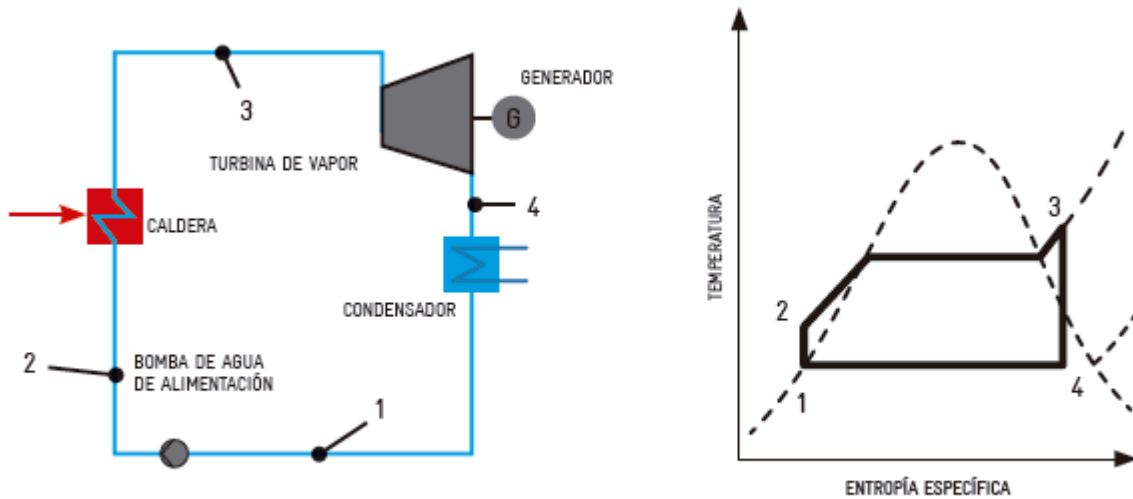


Figura 1.17: Diagrama esquemático de un ciclo Rankine (izquierda) con diagrama T-s correspondiente (derecha). Fuente: [19]

En el ciclo de la figura 1.17, el fluido de alimentación (1) es presurizado mediante la bomba de alimentación (2) para pasar a la caldera. Aquí, el fluido se pre-calienta, evapora y se lleva a un estado de vapor sobrecalentado (3). Esto se logra gracias al intercambio térmico entre el fluido de trabajo del ciclo y las sales fundidas calientes que vienen del ciclo correspondiente a la generación de energía térmica del campo solar de la central. Luego, el vapor sobrecalentado se expande en la turbina, la que acciona al generador eléctrico (4). El vapor expandido de la turbina pasa al condensador, en donde vuelve al estado líquido, para luego pasar a la bomba nuevamente y completar el ciclo.

La eficiencia de un ciclo Rankine en una central CSP de torre solar puede alcanzar valores más altos que el resto de las tecnologías analizadas de central CSP, siendo de aproximadamente un 45 % para centrales de torre solar, 42 % para centrales con cilindro parabólicos y colectores Fresnel. Esto se logra principalmente debido a las altas temperaturas que alcanzan las sales fundidas que reciben el calor de la fuente solar, las que pueden llegar hasta aproximadamente los 565°C.

## 1.4. Motivación

Chile se encuentra, actualmente, en la necesidad de diversificar su matriz energética, entendiendo por diversificación la entrada de nuevas tecnologías que permitan la generación de energía eléctrica sin la utilización de combustibles fósiles. Estudios independientes encargados en el año 2013 por la Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA) indicaban los beneficios económicos y sociales que provoca la entrada de energías renovables no convencionales [22]. Algunos de estos beneficios son:

- En términos ambientales, la introducción de tecnologías renovables permite la disminución del consumo de combustibles fósiles, reduciendo de esta forma las emisiones de  $CO_2$  al ambiente.
- Se reduce la dependencia de combustibles que poseen una vida finita, permitiendo una mayor seguridad de suministro a largo plazo.
- Se disminuye la necesidad de comprar combustibles a otros países, fomentando la independencia económica del país.

Tomando en cuenta estos y otros beneficios, el año 2013 se promulga la ley 20.698, la que establece que al año 2025 el 20 % de la energía comercializada debe provenir de fuentes de energía renovables no convencionales.[23]

El país tiene un elevado potencial para el desarrollo de variadas tecnologías de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables, siendo las principales en términos de desarrollo actual la energía hidroeléctrica de pasada, eólica y solar [24]. La energía solar es la energía contenida en la radiación solar que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma de energía térmica o energía eléctrica, para su consumo posterior donde se necesite. La energía solar presenta varias ventajas, dentro de las cuales se cuentan:

- Es un recurso virtualmente inagotable, se estima que la cantidad de energía que el Sol vierte diariamente sobre la Tierra es diez mil veces mayor que la que se consume al día en todo el planeta.
- Se puede utilizar para producir energía eléctrica o energía térmica
- Las instalaciones y equipos no contaminan el medioambiente durante su operación
- Posee costo nulo por concepto de combustible.

La energía solar se presenta en el país principalmente en dos tecnologías: la energía solar fotovoltaica y la energía solar de concentración.

La energía solar fotovoltaica consiste en la utilización de la radiación solar para la generación de energía eléctrica obtenida directamente a partir de un dispositivo semiconductor llamado celda fotovoltaica. La energía solar de concentración consiste en la generación de energía a partir de la disposición de espejos o lentes que concentran una gran cantidad de radiación solar en una superficie pequeña. Una de las grandes ventajas de esta solución es que puede diseñarse para trabajar con un sistema de almacenamiento térmico de energía, con una autonomía que puede llegar a alcanzar hasta unas 14 a 16 horas. Esto permite que esta tecnología pueda generar energía eléctrica a horas en las que el recurso solar no está

disponible. Respecto a esto, la figura 1.18 muestra el perfil de radiación solar en un día para una localidad del norte de Chile, mientras que la figura 1.19 muestra el perfil de demanda horario para los antiguos SIC y SING. Se observa que la radiación que incide sobre un plano (horizontal o inclinado) no es suficiente para cubrir todos los peaks de demanda, por lo que si una planta generadora de energía eléctrica pretende suministrar energía a la red, debe acoplarse con un sistema de almacenamiento de energía que permita su utilización a horas donde el recurso solar no está disponible. En este punto reside la importancia de la entrada de una tecnología como la solar de concentración.

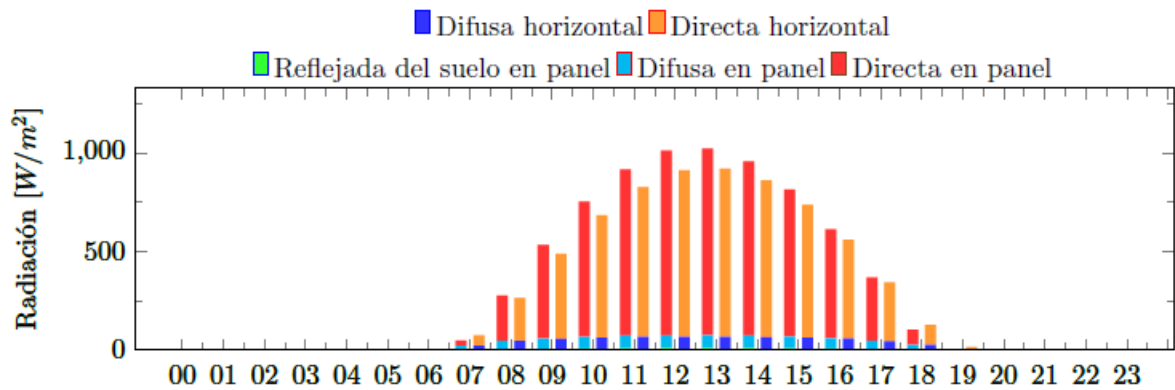


Figura 1.18: Promedio horario de la radiación global instantánea incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado.

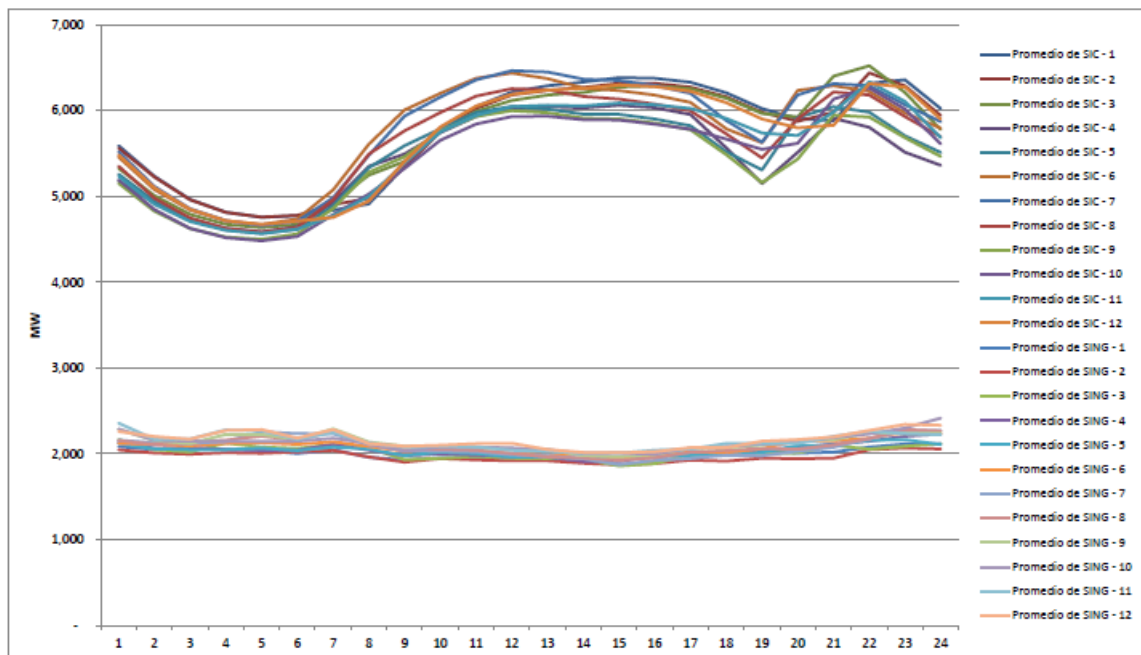


Figura 1.19: Promedio de las demandas de energía eléctrica mensuales del SIC y SING en 2015. Fuente: [9]

Como se puede observar en la figura 1.20, el potencial en el norte del país, para instalación

de plantas CSP es bastante alto debido a la alta radiación directa normal en la zona [25].

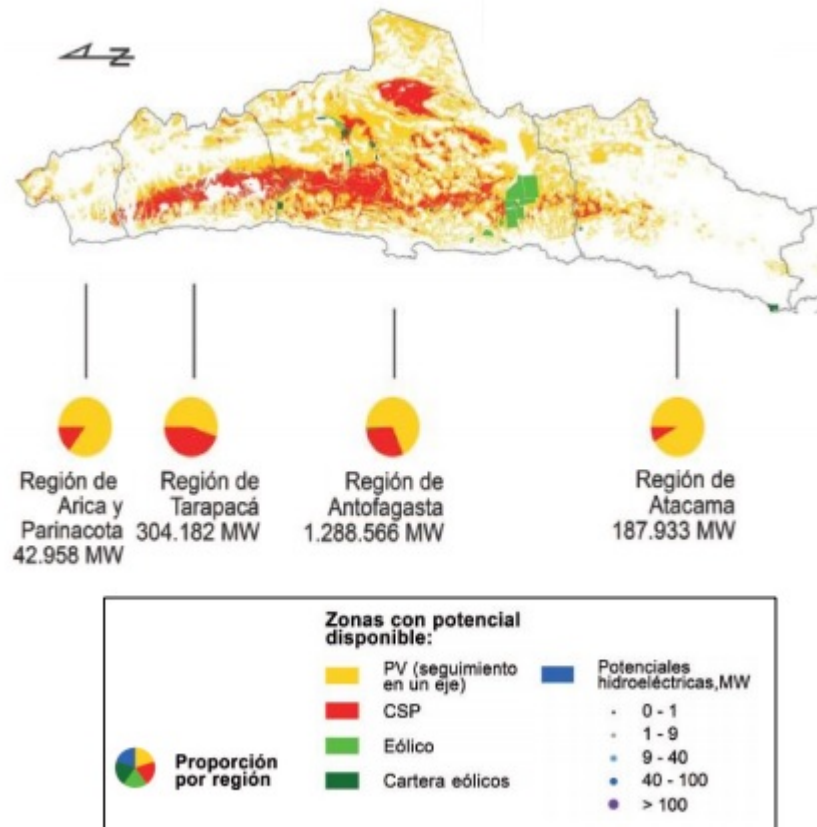


Figura 1.20: Potencial Tecnologías Solar Fotovoltaica y Solar de Concentración en el norte del país. Adaptado de [25]

La penetración en el mercado chileno de la tecnología CSP ha sido lenta en relación a la tecnología solar fotovoltaica. En 2016 el Ministerio de Energía, a través de su División de Energías Renovables, planteaba que uno de los grandes desafíos que se encuentran en esta materia tiene que ver con hacer esta tecnología más competitiva, con el fin de lograr su penetración en el mercado chileno. Sin embargo, las dificultades de entrada no pasan sólo por competitividad, que se podría lograr reduciendo costos iniciales, sino también por la dificultad para obtener financiamiento para este tipo de proyectos, en los que el período de retorno de inversión puede ser mayor en comparación con otras tecnologías renovables. De esta forma, surge la necesidad de mirar desde otro enfoque el modo de evaluación económica de estas plantas.

El siguiente trabajo de título presenta el estudio realizado respecto al proceso de diseño de una planta de generación de energía eléctrica mediante energía solar de concentración cuando se pretende maximizar rentabilidad, en lugar de minimizar costos. Se analiza el comportamiento de dos de los parámetros técnicos más relevantes al momento de diseñar una planta de este tipo, como son, el múltiplo solar y las horas de almacenamiento de energía térmica. Sin embargo, si se plantea la necesidad de estudiar el comportamiento del diseño de una planta

de este tipo, se deben incorporar aspectos que relacionen la interacción de la planta con el mercado eléctrico del país. Para esto, en este trabajo se analiza además la influencia de tres tipos de despacho: despacho constante, despacho siguiendo la curva de demanda y un perfil de generación sólo durante peaks de demanda.

Para realizar este estudio, se modela una planta tipo torre solar, dejando el múltiplo solar y las horas de almacenamiento de energía térmica como variables libres. Se incorporan modelos de despacho de energía, además de modelos de precios que ayudan a simular los escenarios económicos en el país. Es importante mencionar que este trabajo incluye la aplicación de modelos de proyección de precios nudo del mercado eléctrico, con la incertidumbre que esto implica.

Finalmente, se resuelve un modelo de maximización de ingresos económicos, con los parámetros técnicos ya mencionados como variables de optimización. Dicho modelo se encuentra sujeto a las restricciones impuestas por cada tipo de escenario de despacho, de modo de analizar su influencia.

## **1.5. Objetivos y Alcances**

### **1.5.1. Objetivo General**

El objetivo general de este trabajo de título es analizar cómo se comporta el diseño de una planta solar de concentración cuando se maximizan indicadores de rentabilidad.

### **1.5.2. Objetivos Específicos**

Los objetivos específicos que se plantean, para alcanzar el objetivo general son:

- Diseñar un modelo de planta solar de concentración de tipo torre solar ubicada en el norte de Chile.
- Analizar la influencia de tres distintos escenarios de despacho sobre el modelo diseñado previamente.
- Optimizar indicadores de ingresos considerando parámetros técnicos como las horas de almacenamiento de energía térmica y el múltiplo solar.



### 1.5.3. Alcances

El presente trabajo de título consiste en la simulación computacional del comportamiento de una planta de concentración solar de potencia de torre solar bajo tres tipos de escenario de despacho de energía: constante, a demanda y según peaks de demanda en el norte del país. La simulación se realiza en el software SAM, propiedad del NREL. La simulación incluye información de generación de energía horarios para el primer año de operación de la torre solar. La simulación en SAM es de tipo estacionario, aún cuando el programa es capaz de calcular resultados de generación horaria. En este sentido, los parámetros a estudiar son de tipo estacionario y de diseño, como el múltiplo solar y las horas de almacenamiento de energía térmica.

Posterior a la simulación, se desarrolla un modelo de optimización en el que se resuelve el problema de maximizar ingresos. Los resultados tanto de la simulación computacional como del modelo de optimización se utilizan para calcular el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Costo Nivelado de Energía (LCOE). Para el cálculo de estos indicadores se utilizan proyecciones de costo marginal a largo plazo, información provista por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

# Capítulo 2

## Estado del Arte

### 2.1. Revisión Bibliográfica

Como se mencionó en la sección de Antecedentes, la integración de TES en una planta CSP es un aspecto fundamental al momento de diseñar una central solar térmica. El año 2013, Guédez et al. desarrollaron un modelo de optimización de la integración de TES para lograr una reducción de costos para la tecnología CSP de torre solar. [26]. En este trabajo, los autores desarrollaron un modelo para optimizar la integración del TES con el objetivo de minimizar los costos de la planta, los que representaron mediante el LCOE (*Levelized Cost of Energy*). El LCOE es un parámetro de evaluación que permite analizar distintos proyectos de generación, que pueden ser de distintos tamaños o distintas tecnologías, y llevarlos a una unidad común de comparación. Se calcula considerando los costos a lo largo de la vida útil de la planta, divididos por la producción de energía a lo largo del mismo período.

Guédez et al consideraron también distintos escenarios tarifarios de modo de representar que en los horarios de mayor demanda los precios de venta serían superiores. Se eligieron dos estrategias: despacho instantáneo a demanda y generación mediante peaks controlados de producción. Los resultados de Guédez et al mostraron que una optimización de la integración de almacenamiento término va relacionada con una consideración del tamaño del campo solar, representado por el SM. Si bien los autores encontraron que la estructura de generación mediante peaks entregaba un menor LCOE, la diferencia no fue sustancial. Además, la configuración que presentó un menor LCOE, presentó además una tasa interna de retorno (IRR, *Internal Rate of Return*) de 4%, la cual no resulta viable al ser menor a la tasa de descuento de 7% utilizada comúnmente en proyectos de generación. Por esta razón, los autores decidieron realizar un análisis de sensibilidad respecto a la influencia de un aumento de los precios de venta de la energía y a la presencia de incentivos de tipo estatal. Es importante notar que en este estudio los autores consideraron fijos los precios de energía para cada estructura tarifaria a lo largo de toda la vida útil de la planta.

El año 2015, Casati, Casella y Colonna [27] prosiguieron con una idea similar a la de Guédez et al, esto es, el desarrollo de metodologías de optimización para estrategias de integración de almacenamiento térmico de energía en la operación de plantas CSP. El estudio de estos autores tuvo como función objetivo la maximización de los ingresos generados por la planta por el concepto de venta de energía eléctrica dentro de un mercado de precios variables y para dos localidades: Daggett, en Estados Unidos y Almería, España. Las estrategias de control diseñadas por los autores consideraron aspectos como horas de carga y descarga del almacenamiento térmico, niveles mínimos de operación del bloque de potencia y manejo del movimiento de los heliostatos para modificar el flujo másico sobre el receptor. Cabe destacar que en este trabajo, los autores consideraron la generación de energía exclusivamente para efectos de calcular los ingresos monetarios de la misma, pero no se analizaron sus resultados en términos de capacidad de ser despachable.

Los resultados obtenidos mostraron que la utilización de estrategias óptimas de control de la operación de la planta permite aumentar los ingresos en un 7% para un período de estudio de 10 días. Para un mayor análisis, los autores realizan cálculos post optimización, eligiendo el escenario de control que resulta óptimo y deciden calcular el valor actual neto (VAN) para un año de operación en función de las horas de almacenamiento y del múltiplo solar. Los resultados de los cálculos en torno al VAN de este trabajo se reflejan en la figura 2.1.

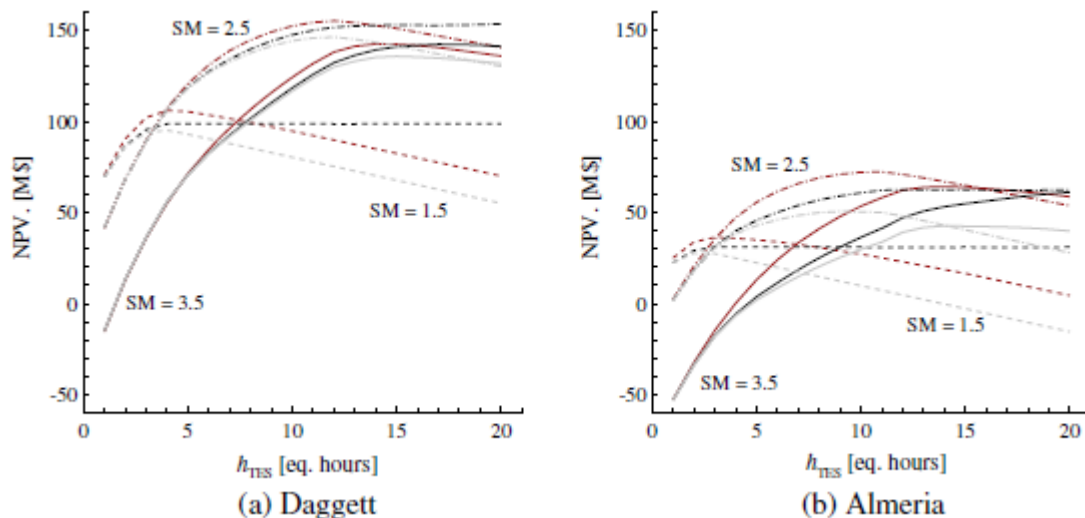


Figura 2.1: Comparación para VAN en función de TES para varios valores de SM. Fuente: [27].

Los resultados indicados en los gráficos de la figura 2.1 indican que los valores que puede alcanzar el VAN efectivamente son dependientes tanto de las horas de almacenamiento de energía térmica como del valor del SM, lo que viene a complementar los resultados económicos obtenidos por Guédez et al con respecto al LCOE. Se observa de la figura que el VAN alcanza el valor más alto para una configuración de TES que no representa la mayor cantidad de horas posible, lo que se condice con los resultados obtenidos por Guédez.

El año 2016, Guédez et al condujeron un estudio para analizar la influencia de las condiciones del mercado eléctrico (en particular precios e incentivos) sobre las variables de operación y diseño de una planta CSP de torre solar para una localidad de Sudáfrica [28]. Las condiciones del mercado analizadas fueron contenidas en tres escenarios diseñados en base a distintos programas de incentivos y precios de venta de energía en los mercados spot. La metodología incluyó una optimización multiobjetivo en un horizonte de 24 horas, de modo de analizar las curvas resultantes de minimizar costos en contraste con las que maximizan ingresos.

Los escenarios tarifarios que consideraron Guédez et al en su estudio se ilustran en la figura 2.2. El escenario S1: Two Tier Tariff consiste en una estructura de precio 0 durante la noche, y dos precios a lo largo del día, donde el precio mayor se encuentra entre las 17:00 y las 21:00 hrs. El escenario S2 consiste en una estructura similar a la determinada por el operador local de la red en Sudáfrica el año 2014. El escenario S3 consiste en precio 0 para las horas de menos demanda, y un precio único y fijo entre las 06:00 y las 22:00 hrs.

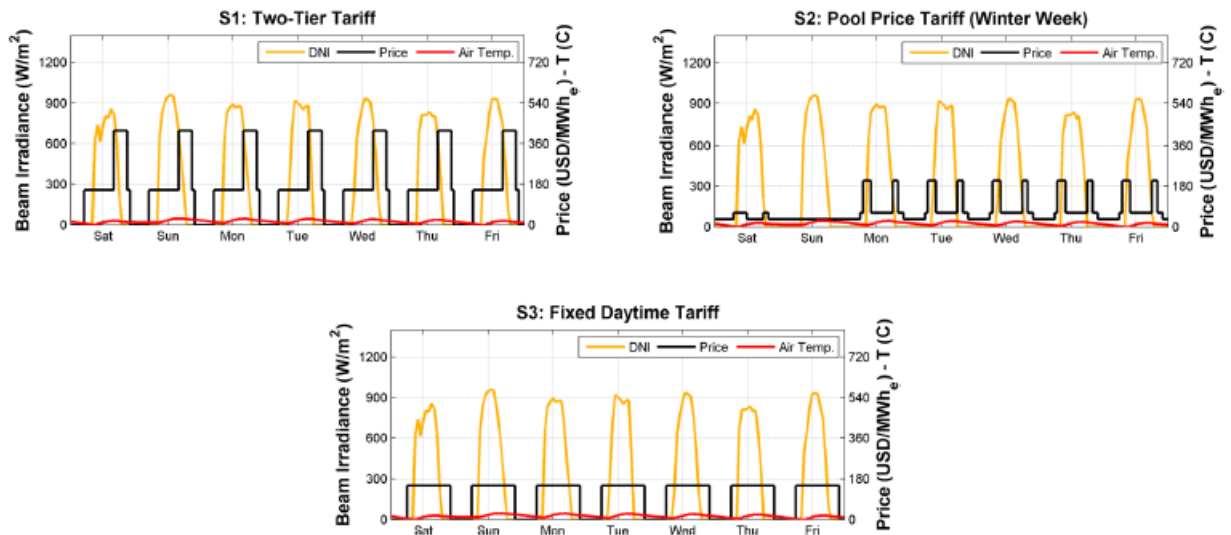


Figura 2.2: Escenarios tarifarios considerados por Guédez, para una semana típica de invierno. Fuente: [28].

Los resultados de Guédez et al confirmaron la hipótesis de que para maximizar ingresos se deben ponderar no sólo las variables de diseño de la planta (tamaño del campo solar, TES, tamaño del bloque de potencia), sino también las condiciones del mercado con su respectiva estructura tarifaria y presencia de incentivos y por lo tanto un cambio de tarifa puede representar un riesgo para inversionistas. En este sentido, Guédez et al recomiendan realizar una primera evaluación del diseño de una central CSP en un escenario de no incentivos, de modo de iniciar los análisis en condiciones no deseables de ausencia de incentivos. Finalmente, se concluye que los estudios que se habían estado realizando en función de minimizar costos deberían complementarse siempre con un análisis de indicadores de rentabilidad.

Wagner et al. el año 2017 desarrollaron un modelo de optimización lineal entera mixta para determinar el momento óptimo para iniciar y detener el bloque de potencia y receptor de una central CSP de torre solar [29]. El objetivo fue determinar cuándo resulta adecuado realizar el despacho de la energía eléctrica a la red, de modo de maximizar los ingresos de la central. Los autores consideraron multas por puesta en marcha y detención de la planta, perfiles estimados de precios de electricidad, disponibilidad del recurso solar y requisitos de operación de la misma central. El estudio destacó por la exitosa integración de un modelo de despacho en el uso del programa *System Advisor Model* (SAM) del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

La metodología de Wagner incluyó el uso de los mismos escenarios tarifarios que utilizaron Guédez et al en [28] y que se ilustraron en la figura 2.2, además del escenario incluido por defecto en el modelo del software SAM (Summer Peak) el que modela un peak de tarifa durante el día de acuerdo a los precios de verano en Estados Unidos. La figura 2.3 ilustra los escenarios tarifarios considerados por Wagner et al, siendo los tres primeros los mismos de Guédez et al, y agregando el escenario de generic summer peak de SAM.

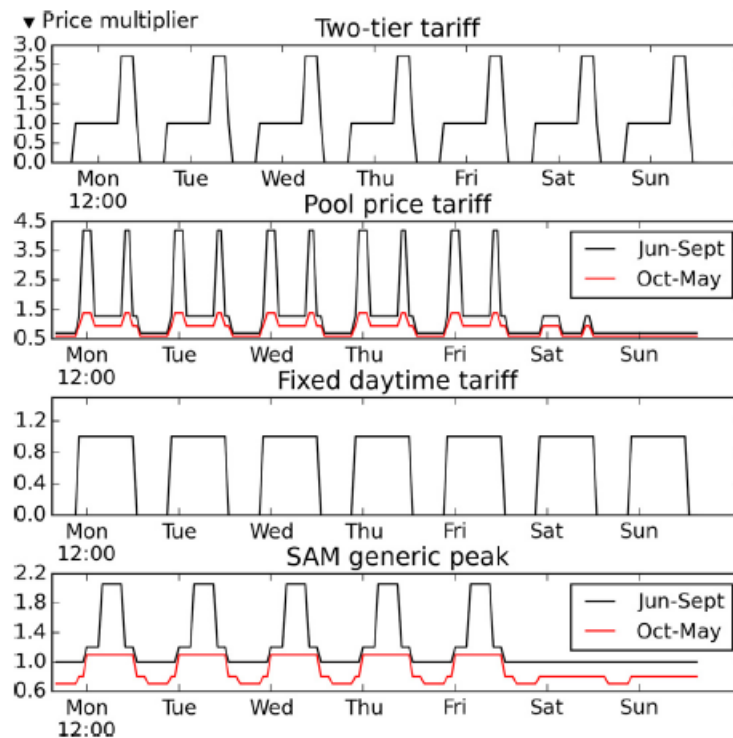


Figura 2.3: Escenarios tarifarios considerados por Wagner et al incluyendo el escenario de generic summer peak proveniente de SAM. Fuente: [29]

Los resultados del estudio indicaron que la optimización del despacho, representado por la optimización de las horas a las que se despacha energía directamente desde el campo solar o desde el almacenamiento térmico hacia la turbina para luego pasar al generador, puede aumentar significativamente los ingresos de la central. Wagner et al además concluyeron que la estructura tarifaria en la que se esté modelando define el nivel de aumento de los ingresos de la planta, por lo que, para estructuras tarifarias distintas e impuestas desde el mercado eléctrico,

una optimización o consideración de las características del despacho siempre será necesaria. En términos de los resultados directos, Wagner encontró que el despacho optimizado para seguir la estructura tarifaria del peak de verano (cuarto escenario en la figura 2.3) era la que producía un aumento mayor de los ingresos.

Los trabajos revisados hasta el momento se han referido a los estudios realizados en cuanto a la pertinencia de procesos de optimización de variables de diseño o de condiciones de operación y de despacho. Existe, sin embargo, otro aspecto relevante a revisar en cuanto a su estado del arte. y se refiere al estado actual de los costos que se están manejando en las instalaciones de centrales CSP en construcción u operativas. En la tabla 2.1 se indican algunos ejemplos representativos de plantas CSP operativas hasta la fecha, que han incorporado TES con sus respectivos LCOE. Se puede observar que el menor LCOE indicado es de 0,11 USD/kWh, para la planta Yumen Xinneng, en China. Sin embargo, este valor no es usual, como se puede ver para las otras plantas.

Tabla 2.1: Algunas Plantas CSP con TES operativas en el mundo al año 2018

<b>Nombre</b>	<b>País</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>Capacidad TES [h]</b>	<b>LCOE [USD/kWh]</b>
Gemasolar	España	Torre Solar	20	15	0,28
Crescent Dunes	USA	Torre Solar	110	10	0,17
Bokpoort	Sudáfrica	Cilindros Parabólicos	50	9,3	0,22
Termosol 1	España	Cilindros Parabólicos	50	9	0,28
Yumen Xinneng	China	Torre Solar	50	9	0,11

Actualmente, se encuentran en desarrollo o construcción dos plantas CSP de torre solar: DEWA IV, en Dubai, y Aurora, en Australia. Estos dos proyectos llaman la atención pues ambos lograron LCOE de alrededor de 0,07 USD/kWh. En la tabla 2.2 se indican algunas características clave de ambas centrales.

Tabla 2.2: Características de centrales Aurora y DEWA IV

Central	Capacidad [MW]	Capacidad TES [h]	DNI [kWh/m <sup>2</sup> año]	Costo de Inversión Específico [USD/kW]
Aurora	150	8	2400	3300
DEWA IV	700	15	2000	5500

En Septiembre de este año, Lilliestam y Pitz-Paal publicaron un estudio en el que analizaron las condiciones de DEWA IV y Aurora, que permitieron lograr un costo nivelado tan bajo. Ambas centrales no sólo lograron reducir sus costos de inversión, sino también lograron incentivos financieros que permitieron reducir sus costos nivelados. Los resultados indican que los costos de inversión por kWh de la tecnología de torre solar pueden mostrar una tendencia al decaimiento, lo que podría suponer el incentivo que se necesitaba para el despegue de la tecnología de torre solar en el mundo. En este trabajo de título, los costos indicados en la tabla 2.2 se utilizaron como referencia, en relación al costo de inversión específico.

## 2.2. Comentarios

En secciones anteriores se planteó la importancia de la consideración de variables como las horas de TES y el tamaño del campo solar representado a través del SM. Se vio que autores como Guédez y Wagner realizaron modelos para simular el comportamiento de plantas CSP con almacenamiento térmico con objetivos como maximizar ingresos o minimizar costos. Los autores coinciden en la influencia de la capacidad de almacenamiento (en horas) y del tamaño del campo solar en la posibilidad de maximizar los ingresos de las centrales, pero consideran que todo trabajo de optimización de diseño de una planta CSP debe estar supeditado al correcto análisis del mercado tarifario en donde pretende operar la central.

El análisis de una central CSP en el contexto del mercado tarifario del país donde pretende operar puede realizarse de ,al menos, dos formas, tal como se observó en los estudios revisados. Por un lado, puede analizarse la influencia de parámetros de diseño sobre los costos o ingresos considerando los precios de venta de energía con su respectiva variabilidad,

para lo cual los autores modelaron el comportamiento de plantas CSP de torre solar planteando funciones objetivo relevantes tomando el TES y SM como variables de decisión para, posteriormente, considerar estructuras tarifarias modeladas u obtenidas de fuentes de datos propias del mercado de cada localidad.

El análisis del diseño de una central CSP puede también realizarse desde un punto de vista operativo en el que las variables de decisión vienen desde la determinación de cuándo despachar energía a la red para aprovechar de mejor manera la estructura tarifaria vigente. La decisión del mejor momento para despachar energía claramente involucra tomar decisiones operativas en torno a la capacidad de almacenamiento de energía, en el caso que se necesite despachar energía en horas de ausencia del recurso solar, por lo que eventualmente se consideran aspectos como las horas de almacenamiento y el tamaño del campo solar.

Si bien los estudios revisados han desarrollado las metodologías necesarias para abordar estos temas, existe aún un enfoque que no ha sido abordado y es la utilización a largo plazo de estimaciones reales de precios de venta, considerando todos los factores que aquí influyen. Este enfoque parece ser necesario especialmente considerando la fuerte influencia que tiene el mercado sobre la rentabilidad de una central CSP, como bien han concluido los autores. La utilización de estimación de precios de venta (relacionados directamente a los costos marginales de generación) entrega información vital sobre la estimación del comportamiento del mercado spot, pero también respecto a otros aspectos importantes. Cabe recordar, como se mencionó en la sección 2.2.2 que las estimaciones de costos marginales son utilizadas además para la planificación de políticas energéticas (que pueden motivar la presencia de incentivos) y también para la generación de contratos de venta de energía privados. De esta forma, si se busca analizar la respuesta en términos de rentabilidad de una planta CSP, esto debe realizarse desde un punto de vista de diseño y operativo, pero dependiente de las condiciones del mercado vigente.



# Capítulo 3

## Metodología

### 3.1. Procedimiento General

Para cumplir los objetivos planteados en la sección anterior, se siguió una serie de etapas, las que se listan a continuación:

1. Se consideraron los escenarios de despacho bajo los cuales se realizaron los modelos. Dado que los modelos se simulan en SAM, los escenarios deben poder integrarse al modelo siguiendo el formato de SAM. De esta forma, los escenarios se generan de acuerdo a la información obtenida desde el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile respecto a los perfiles de demanda de energía eléctrica que se han presentado en los últimos años. Estos perfiles se utilizan para construir matrices que se utilizarán como dato de entrada en SAM.
2. Se construyó y simuló el modelo de una planta CSP de torre solar en el software SAM. Se construyeron tres modelos con características que difieren únicamente en el sistema de control de despacho de la energía eléctrica. Los resultados de esta simulación se utilizaron como datos de entrada para el problema de optimización subsecuente.
3. Se construyó y resolvió el modelo de optimización de la central, para lo cual se debió:
  - Construir la función objetivo.
  - Elegir las variables de decisión del problema de optimización.
  - Construir las restricciones del problema.
  - Resolver el problema de optimización.

El problema de optimización se construyó y resolvió utilizando el solver del lenguaje de programación Python, Gurobi con el editor Spyder.

4. Utilizar los resultados obtenidos en las etapas anteriores para calcular los indicadores de rentabilidad deseados.

El esquema de la figura 3.1 refleja las etapas a seguir, las que se describen a continuación.



Figura 3.1: Metodología a seguir.

## 3.2. Escenarios de Despacho

La evaluación de escenarios de despacho implica la generación de condiciones de operación de la central que obliguen a la entrega de energía a la red en ciertas horas particulares.

Los escenarios considerados son tres:

- Escenario 1 de despacho constante: la central debe inyectar energía a la red de modo constante, a toda hora. Se considera de esta forma que la central se encontraría generando energía base para la red (*baseload*).
- Escenario 2 de despacho según demanda: la central debe inyectar energía a la red siguiendo la curva de demanda horaria de la localidad donde se encuentra. Esto implica hacer funcionar a la turbina a carga parcial en ciertos momentos y a máxima potencia en otros.
- Escenario 3 de despacho según peaks: la central sólo debe inyectar energía a la red cuando se produzcan peaks de demanda en el día. Esto implica que la central no produce energía a toda hora, sino sólo cuando se requiere debido a un peak de demanda.

Para la aplicación de estos escenarios, tanto en el modelo de optimización como en la simulación computacional, se consideró el perfil de demanda horaria de energía eléctrica para la construcción de una curva de demanda para el escenario 2 y de peaks de demanda para el escenario 3.

La figura 3.2 ilustra el perfil de demandas que se utilizó como base para la generación de los escenarios 2 y 3. Notar que, como era de esperar, las curvas que corresponden al perfil de demanda en el SING son virtualmente constantes, esto pues los grandes clientes del SING son las grandes mineras, las cuales mantienen un perfil de demanda básicamente constante. Mientras que el SIC abastecía a la gran mayoría de los clientes no industriales, cuyos perfiles de demanda muestran una fluctuación mayor. Notar que el perfil de la figura 3.2 ilustra la potencia requerida a cada hora, por lo que una integral horaria sería necesaria para obtener la cantidad de energía eléctrica, en MWh que se está demandando.

Los perfiles de demanda de la figura 3.2 se obtienen a partir de los datos provistos por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, quienes facilitaron los datos para la construcción de dicha curva, la que además se incluye en [9].

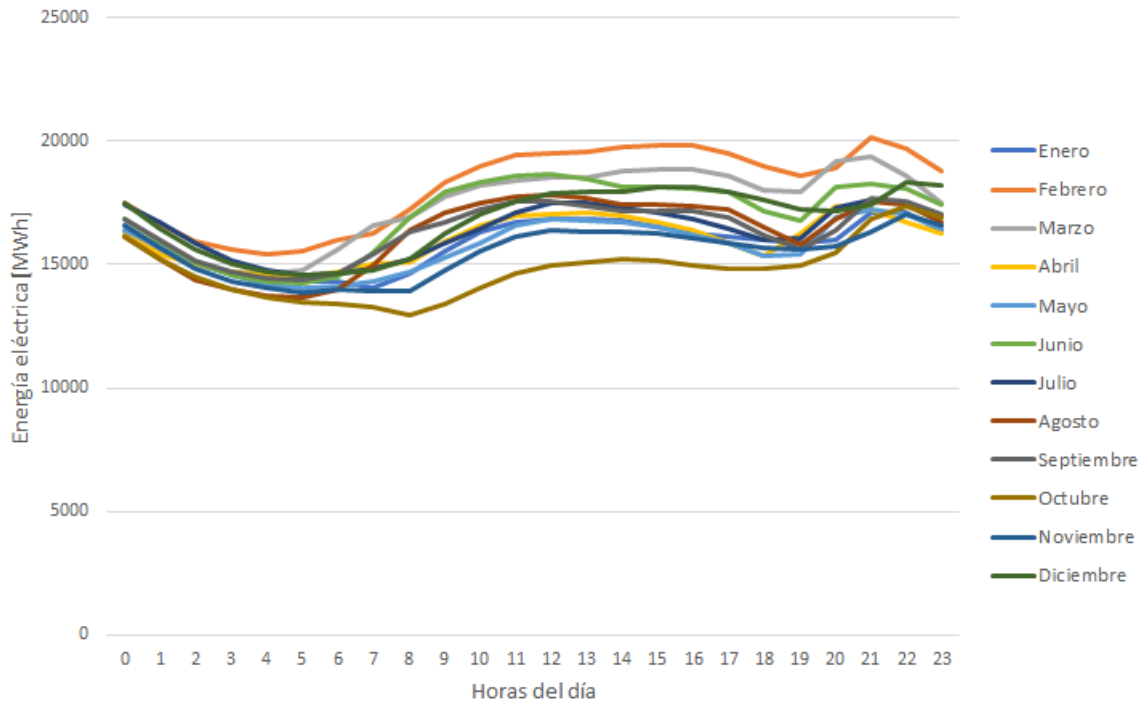


Figura 3.2: Proyección del promedio de las demandas de energía eléctrica mensuales del Sistema Eléctrico Nacional al año 2035. Adaptado de [9].

### 3.3. Modelo Computacional

Se construyó un modelo computacional en el software SAM, desarrollado por el NREL. En el software se utilizó el módulo *CSP Power Tower Molten Salt* (MSPT) con el submódulo *PPA Single Owner* (para cálculos de utilidad). Este módulo permite simular el comportamiento de plantas de concentración solar de potencia con almacenamiento térmico de energía y posteriormente analizar sus resultados técnicos y económicos.

Dado que este trabajo de título tiene como objetivo analizar el comportamiento de la central bajo tres escenarios de despacho distintos, se generaron tres modelos en SAM, los tres con idénticas características, excepto los multiplicadores que determinan el despacho de la planta. En adelante, se describen las características del modelo como uno, excepto cuando sea pertinente realizar la caracterización particular de cada uno.

Para cada uno de estos tres escenarios, se construyeron modelos de centrales CSP que diferían en las horas de almacenamiento de TES y el múltiplo solar. Las horas de TES variaron entre 0 y 15, con un paso de una hora, y el SM varió entre 0 y 3, con un paso de 0.2. Esto generó un total de 256 modelos simulados de forma simultánea por el software. De las simulaciones se obtienen los valores que se usarán como parámetros para el modelo de optimización, en forma de vectores.

El diseño en el software se realiza a través de distintas secciones que permiten el ingreso

de los datos de entrada para cada aspecto. La figura 3.3 ilustra los componentes de la planta indicando la parte del software en la que se modela.

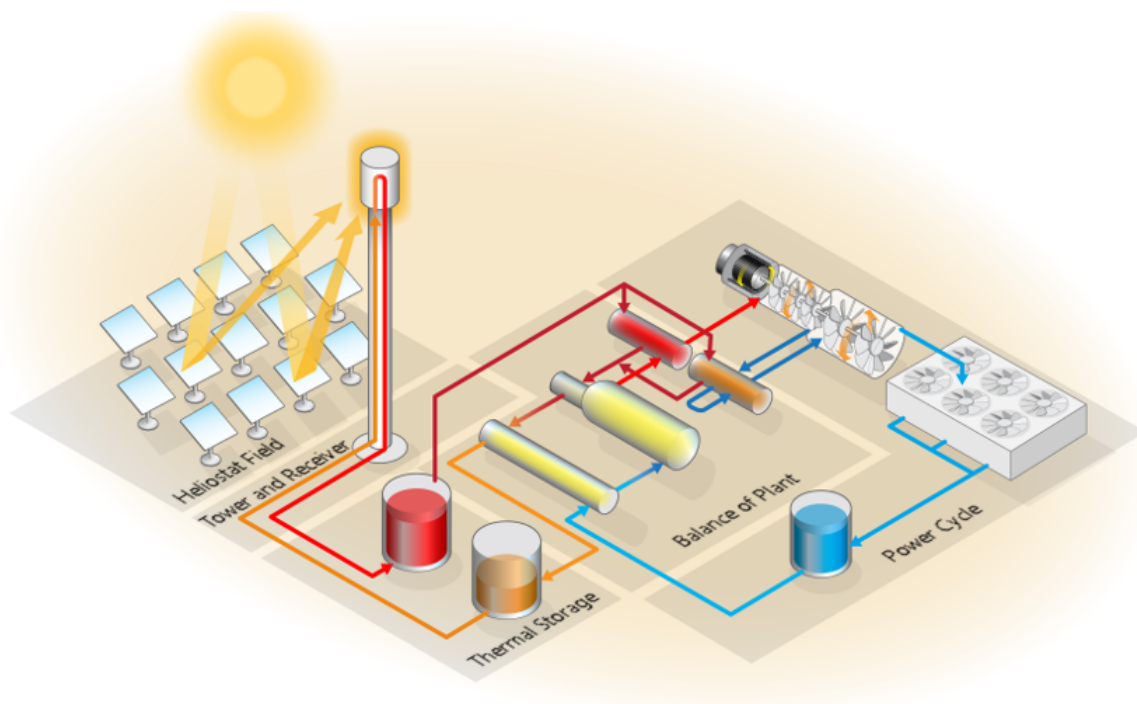


Figura 3.3: Esquema del modelo de torre solar en SAM

### Localidad y Recurso Solar

Primero, se decidió la localidad en la que se encontraría ubicada la central CSP simulada. La ubicación se eligió en función de los datos de costos marginales estimados por parte del Centro de Energía. Dado que los datos provistos corresponden a la subestación eléctrica de Diego de Almagro, se elige una localidad cerca de esta subestación. Las características de la ubicación de la central se listan en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Características ubicación central CSP simulada Fuente: Explorador Solar, Ministerio de Energía

Latitud	Longitud	Radiación Directa Normal [kWh/m <sup>2</sup> /año]	Frecuencia de Nubes [%]	Temperatura Ambiental [°C]
26°17' S	69°55' O	3624	3	16,8

Para modelar el comportamiento de la central CSP, el software SAM requiere de la información de radiación y temperatura ambiente de la localidad elegida. Dentro de la base de datos de SAM no se encuentra la ubicación a utilizar pues SAM sólo posee información de Antofagasta, Santiago, Concepción y Punta Arenas. Por esto, se recurre al Explorador Solar del Ministerio de Energía<sup>1</sup> para la generación de un archivo *Typical Meteorological Year* (TMY) que caracterice correctamente la radiación solar disponible en la localidad.

Los TMY constituyen una recopilación de datos climatológicos representativos de una localidad específica, que están estructurados en valores horarios de diferentes parámetros meteorológicos por un periodo de un año. Los valores son obtenidos en base a una metodología de selección que utiliza los datos históricos registrados en esa localidad, durante varios años. Esta selección busca representar las características principales de los fenómenos climatológicos de la localidad en cuestión y, que a la vez sean consistentes con los promedios a largo plazo de cada parámetro climatológico analizado. En cuanto a la construcción un TMY, los datos de varios años son analizados y 12 meses son escogidos dentro de ese espacio de tiempo que son los más representativos del período de análisis.

## Fluido de Trabajo

El fluido de trabajo que circula por el receptor y posterior circuito de almacenamiento es el que viene elegido por defecto en el software SAM y corresponde a una sal fundida de tipo nitrato de potasio de 60 % de  $NaNO_3$  y 40 % de  $KNO_3$ . Además de ser un fluido no tóxico y de bajo costo, esta sal presenta las siguientes propiedades, las que la hacen ideal para su uso como HTF [30]:

- Su temperatura de operación se encuentra en el rango de 260°C a 565°C.
- No inflamable
- Alta capacidad calorífica: 1494,6  $kJ/kg \cdot K$  (a 300°C)
- Alta densidad: 1899,2  $kg/m^3$  (a 300°C)
- Alto coeficiente de transferencia de calor: 0,5  $W/m \cdot K$  (a 300°C)

## Campo Solar

SAM permite la entrada de varios parámetros definidos por el usuario en lo que respecta al diseño del campo solar. En el contexto de este trabajo de título, se entiende por Campo Solar al sistema que comprende el campo de heliostatos y el receptor central.

Respecto al campo de heliostatos, la cantidad de espejos se definió realizando una optimización dentro del software. SAM utiliza un algoritmo de optimización desarrollado por NREL con el objetivo de minimizar los costos instalados en función de un diseño óptimo del layout del campo de heliostatos y la altura de la torre central. La capacidad que se requiera de la planta y el múltiplo solar definido sirven como restricciones a esta optimización.

---

<sup>1</sup><http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

## Diseño del Sistema

Como se ha mencionado, los componentes de una central CSP de torre solar pueden agruparse en tres subsistemas que deben trabajar de forma coordinada: el campo solar, el almacenamiento térmico y el bloque de potencia.

En la tabla 3.2 se listan las características principales del modelo.

Tabla 3.2: Parámetros utilizados en la simulación en SAM

Parámetro	Valor
Capacidad Nominal	100 MWe
Ciclo Termodinámico	Rankine
Eficiencia Ciclo	41,2%
Temperaturas HTF	290°C - 565°C
Sistema de almacenamiento	Doble estanque

Los parámetros mencionados en la tabla 3.2 constituyen los principales valores ingresados a SAM por parte del usuario en lo que respecta al diseño del bloque de potencia y almacenamiento.

## Sistema de Control

En el software SAM, el sistema de control de la central consiste en la toma de decisiones de cuándo despachar energía a la red, o si se realizará desde el almacenamiento de energía o directamente de la generación del campo solar. Cuando el recurso solar es abundante, el sistema debe tomar la decisión de qué hacer con la energía térmica generada. Una opción es utilizarla directamente en el bloque de potencia, para generación eléctrica de forma inmediata que podría ser despachada a la red. Por otro lado, el sistema puede decidir almacenar parte (o toda) la energía térmica de cierto instante en función de criterios que pueden ser definidos desde el software.

SAM dispone de un sistema de multiplicadores para la decisión del despacho como indica la figura 3.4, la que muestra la matriz correspondiente al tipo de despacho constante. El despacho tiene la posibilidad de diferenciarse entre días de semana y fines de semana, para dar cuenta del cambio de demanda entre estos dos regímenes de consumo, sin embargo, la figura muestra sólo la matriz para día de semana, pues en este trabajo no se realizó esta diferenciación. Como se ve en la figura, se consta de una matriz en donde los cuadros de colores hacen referencia a los valores con los colores correspondientes en la tabla contigua. Estos multiplicadores se aplican a la energía térmica que entra a la turbina, de modo de escalar la energía mecánica que ésta entrega.

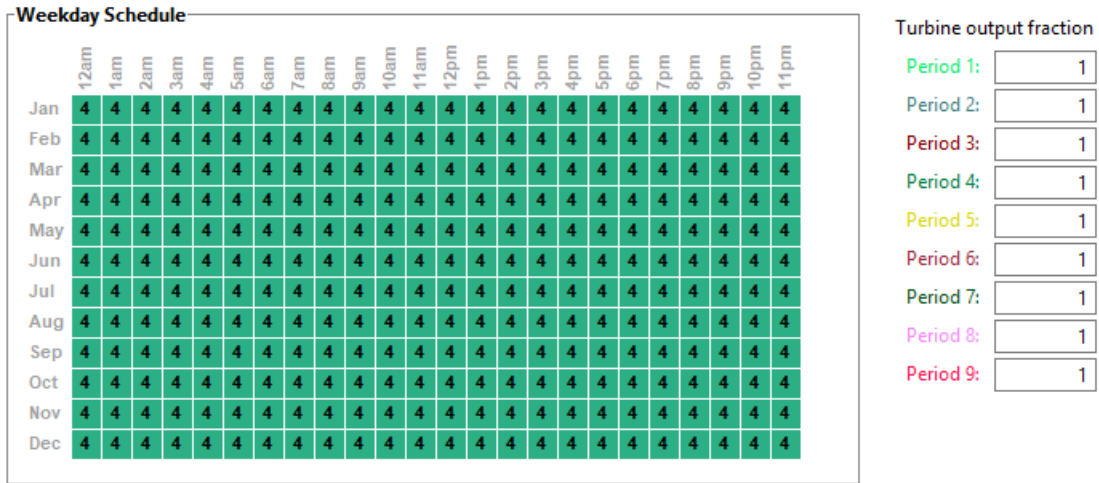


Figura 3.4: Multiplicadores del bloque de potencia para despacho constante.

La figura 3.4 muestra la matriz utilizada para el escenario de despacho constante, en el que también se restringieron los valores máximos y mínimos de operación del bloque de potencia. Éstos se refieren al rango de operación del output eléctrico del bloque de potencia de modo que, si hay energía disponible desde el campo solar, pero el bloque de potencia alcanzó su rango máximo de output eléctrico, la energía del campo solar se transfiere al estanque de almacenamiento, si éste tiene capacidad disponible. Si el TES está en su capacidad límite, los heliostatos son desenfocados respecto al sol para evitar que sigan absorbiendo energía.

La figura 3.5 muestra la matriz utilizada para el despacho según curva de demanda para cada hora del día en cada mes. Se observa que existe una diferencia entre los meses de verano e invierno, debido al aumento del consumo en los meses de mayo a septiembre.

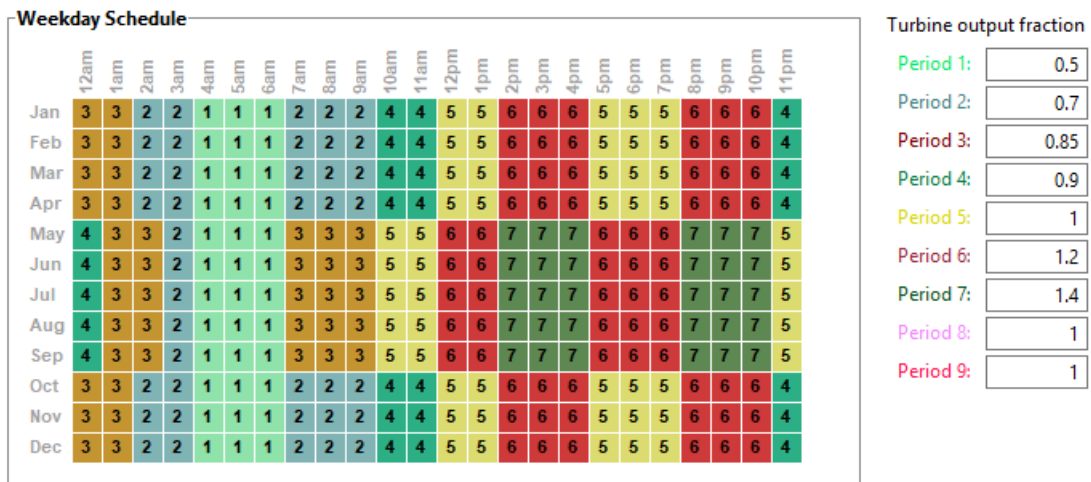


Figura 3.5: Multiplicadores del bloque de potencia para despacho según curva de demanda.

La figura 3.6 muestra las curvas de multiplicadores a lo largo de un día. En azul se indica la curva correspondiente a un día entre los meses de mayo y septiembre, en anaranjado se indica

la curva para un día de cualquiera de los meses restantes. Estas curvas buscan representar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica para los períodos indicados.

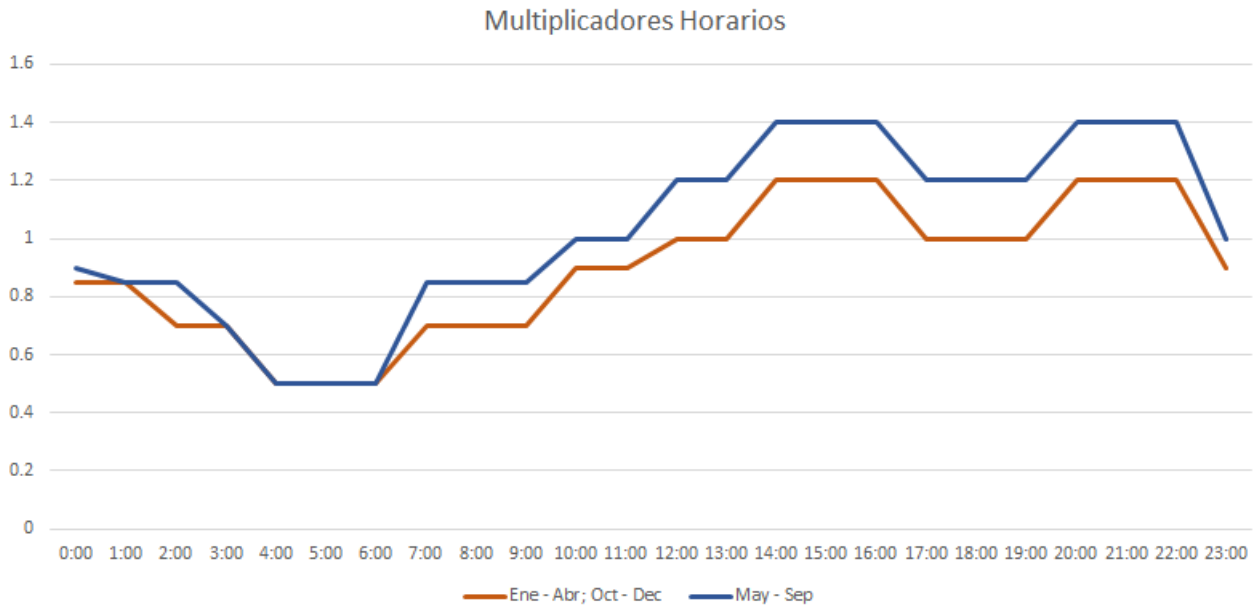


Figura 3.6: Multiplicadores horarios aplicados por mes para despacho según curva de demanda

En la figura 3.7 se tiene la matriz que representa los multiplicadores aplicados para un despacho según peaks de demanda. Esta matriz difiere de la anterior en la prohibición de generar durante las 01:00 y las 09:00 hrs, donde el consumo se reduce. Se observa que esta matriz no impone una gran variabilidad de carga de la turbina pues durante las horas de la tarde siempre se la utiliza, aunque sea a carga parcial. Esto se diseñó de esta forma para evitar demasiadas penalizaciones por la puesta en marcha de la turbina.

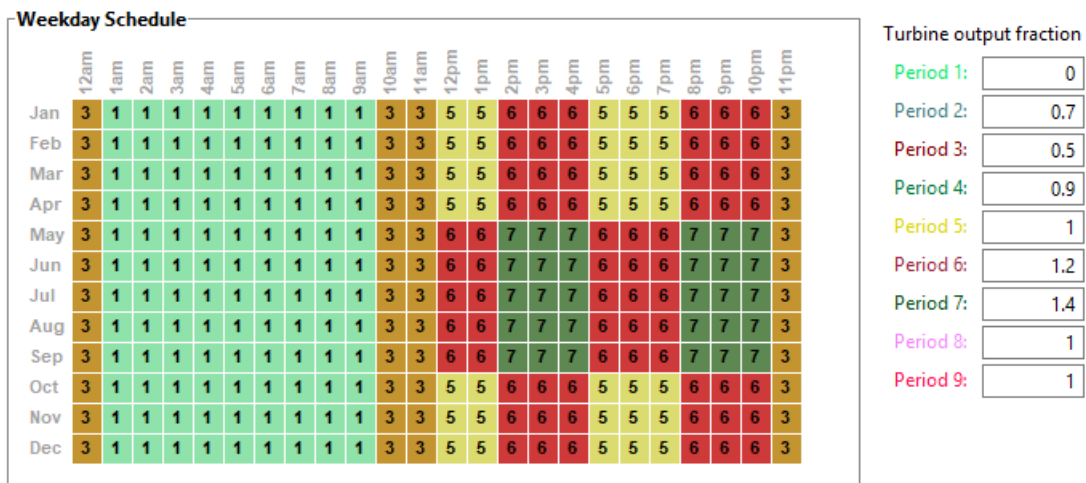


Figura 3.7: Multiplicadores del bloque de potencia para despacho según peaks de demanda.



La figura 3.8 muestra las respectivas curvas de multiplicadores para el despacho según peaks, caracterizadas también por los meses de aplicación.

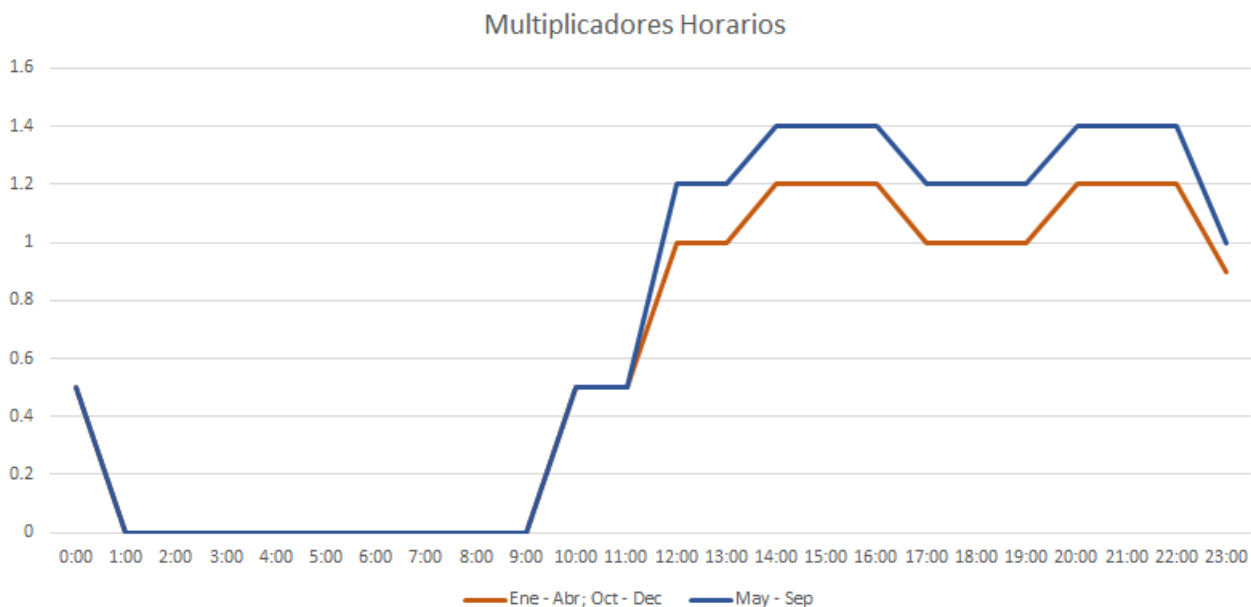


Figura 3.8: Multiplicadores horarios aplicados por mes para despacho según peaks de demanda

### 3.4. Modelo de Optimización

El modelo de optimización se desarrolla con el objetivo de encontrar la configuración óptima de parámetros de diseño en términos de maximizar indicadores de rentabilidad de la central. Las variables de diseño que se busca analizar en este trabajo de título son el SM y la capacidad de TES expresada en horas en las que el almacenamiento se puede mantener cargado.

Como base del problema de optimización, se utiliza el modelo propuesto por Sioshansi y Denholm el año 2010 en [31]. Sioshansi y Denholm proponen un modelo de optimización con una función objetivo en la que se maximiza los ingresos de la central, considerando los costos variables de generación, pero no los costos instalados. Para el análisis además se siguió la misma metodología que en el artículo mencionado, que consistió en que los autores simulaban una serie de centrales CSP modificando tanto la capacidad de TES como el SM y tomaron los resultados de estas simulaciones como parámetros del modelo de optimización.

Es importante notar que el modelo propuesto por los autores busca optimizar el despacho por lo que los autores incluyen una variable de decisión binaria que decide cuándo despachar energía al bloque de potencia. En este trabajo de título el despacho es un parámetro fijo para cada escenario, por lo que viene definido del modelo en SAM. Por esta razón, las variables de decisión y restricciones no son las mismas que en el modelo utilizado como base. De todas

maneras la función propuesta en [31] se usa como base incluyendo modificaciones tanto en las variables de decisión como en una de las restricciones.

Tanto la construcción del modelo como su resolución se realizaron utilizando el lenguaje de programación Python, versión 2.7. Se utilizó la distribución Anaconda del mismo, con el fin de integrar el solver de problemas de optimización Gurobi<sup>2</sup>. De modo de facilitar la resolución del problema, éste se construyó (al igual que Sioshansi y Denholm en [31]) como un problema de programación lineal, por lo que tanto la función objetivo como las variables de decisión cumplen tal condición. Los parámetros del problema fueron obtenidos desde la simulación del modelo en el software SAM, el que, para cada simulación realizada entregó resultados horarios para cada uno de los parámetros definidos.

$$\max \sum_{t \in T} (M_t - c) \cdot e_t \quad (3.1)$$

La función objetivo indicada en (3.1) se encuentra sujeta a las siguientes restricciones:

$$l_t = \rho \cdot l_{t-1} + s_t - d_t \quad (3.2)$$

$$s_t + \tau_t + e_{su} \cdot r_t \leq SM \cdot e_{pb} \quad (3.3)$$

$$e_t = f(\tau_t) - P_h(d_t) - P_b(f(\tau_t)) \quad (3.4)$$

$$0 \leq l_t \leq h \cdot \bar{s} \quad (3.5)$$

$$\tau^- \cdot u_t \leq \tau_t \leq \tau^+ \cdot u_t \quad (3.6)$$

$$0 \leq s_t \leq \bar{s} \quad (3.7)$$

$$0 \leq d_t \leq \bar{d} \quad (3.8)$$

$$0 \leq h \leq 15 \quad (3.9)$$

$$0 \leq SM \leq 3,0 \quad (3.10)$$

---

<sup>2</sup><http://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer>

*Parámetros:*

- $T$  = Número de períodos  
 $M_t$  = Precio de venta de energía en el instante  $t$  - [ $USD/MWh$ ]  
 $c$  = Costo variable de generación - [ $USD/MWh$ ]  
 $\rho$  = Pérdidas de calor en TES - [%]  
 $e_{pb}$  = Energía térmica nominal del bloque de potencia - [ $MWh$ ]  
 $e_{su}$  = Energía de startup en el bloque de potencia - [ $MWh$ ]  
 $\bar{s}$  = Capacidad de carga térmica del TES - [ $MWt$ ]  
 $\bar{d}$  = Capacidad de descarga térmica del TES - [ $MWt$ ]  
 $f(\cdot)$  = Heat rate function del bloque de potencia  
 $P_b(\cdot)$  = Función de pérdidas parásitas en el bloque de potencia  
 $P_h(\cdot)$  = Función de pérdidas parásitas en las bombas del HTF  
 $\tau^-, \tau^+$  = Mínima y máxima energía necesaria para la operación del bloque de potencia - [ $MWh$ ]  
 $u_t$  = Vector binario que indica si el bloque de potencia está operando en el instante  $t$   
 $r_t$  = Vector binario que indica si el bloque de potencia está iniciando en el instante  $t$

*Variables de decisión:*

- $e_t$  = Energía inyectada a la red en el instante  $t$  - [ $MWhe$ ]  
 $l_t$  = Energía en TES al término del instante  $t$  - [ $MWh$ ]  
 $s_t$  = Energía transferida al TES en el instante  $t$  - [ $MWh$ ]  
 $d_t$  = Energía extraída desde el TES en el instante  $t$  - [ $MWh$ ]  
 $\tau_t$  = Energía transferida al bloque de potencia en el instante  $t$  - [ $MWh$ ]  
 $SM$  = Múltiplo solar - [-]  
 $h$  = Horas de almacenamiento de energía térmica - [ $hrs$ ]

La restricción (3.2) indica que la capacidad del almacenamiento en el instante  $t$  se calcula en función de la capacidad de almacenamiento en el instante anterior y de las decisiones de carga y descarga que se hayan tomado en el período de acuerdo al despacho. La restricción (3.3) relaciona la totalidad de la energía disponible dentro de la central CSP con la energía generada por el campo solar. Al respecto, se consideró la siguiente expresión para calcular la energía total producida por el campo solar, haciendo referencia a la definición del múltiplo solar, en su calidad de razón entre la energía térmica del campo solar y la energía térmica nominal de la central

$$\dot{Q}_{sf} = e_{pb} \cdot SM \quad (3.11)$$

donde  $\dot{Q}_{sf}$  es la energía generada por el campo solar en  $MWh$ .

La restricción de la expresión (3.4) define la energía que la central es capaz de inyectar a la red (y que está en capacidad de ser vendida) como la diferencia entre la heat rate function y las funciones que definen las pérdidas parásitas del sistema.

El software SAM modela el bloque de potencia de acuerdo a una heat rate curve, una función polinomial de la producción total eléctrica en función de la potencia térmica que es transferida al bloque de potencia, de acuerdo a lo indicado por Sioshansi y Denholm en [31]. El gráfico de la figura 3.9 muestra la curva de heat rate que utiliza SAM. Como se puede apreciar, la función presenta una forma virtualmente lineal, por lo que la función de heat rate puede aproximarse sin mayores pérdidas a una función afín, la que puede aproximarse de acuerdo a la expresión (3.12), en donde  $\tau^*$  representa la potencia térmica que se le entrega al bloque de potencia

$$f(\tau^*) = 0,42 \cdot \tau^* - 4,7 \quad (3.12)$$

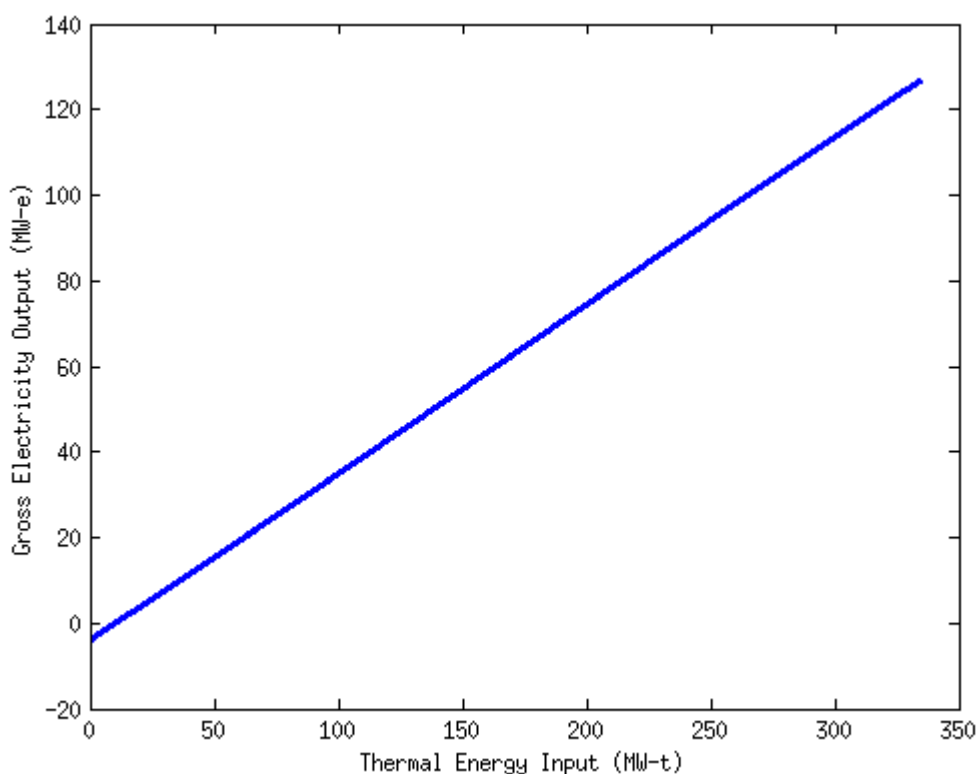


Figura 3.9: Curva polinomial de heat rate

La curva que muestra la figura 3.9 no incluye en sus consideraciones las pérdidas parásitas que aparecen en la expresión (3.4), por lo que SAM las modela en curvas por separado. Estas pérdidas simulan específicamente la energía necesaria para operar las bombas del sistema del HTF y del sistema de refrigeración. En el modelo propuesto por Sioshansi, las pérdidas por las bombas del HTF se simulan en una curva distinta a las del sistema de refrigeración pues las primeras dependen de la energía que se extrae desde el TES mientras que la segunda

depende del output eléctrico del bloque de potencia. Las curvas que se ilustran en ambas figuras incluyen las aproximaciones lineales que Siohansi y Denholm utilizan para simular los términos parásitos de la expresión (3.4) y se encuentran en el apéndice D.

La expresión (3.5) restringe el rango en el que se mueve la energía térmica dentro del almacenamiento en el instante  $t$ , siendo siempre positiva y menor a la capacidad térmica nominal del estanque de almacenamiento. Esta capacidad está dada por la expresión:

$$\dot{Q}_{tes} = h \cdot \bar{s} \quad (3.13)$$

donde  $\dot{Q}_{tes}$  es la energía térmica nominal del TES en MWht.

La restricción de la expresión (3.6) indica, por su parte, el rango de movimiento para la energía transferida al bloque de potencia en el instante  $t$ . Los límites del rango están dados por los valores máximos y mínimos definidos para la correcta operación de la turbina ponderados por un vector binario que indica en qué instantes de tiempo la turbina se encuentra operando. Al respecto, es importante notar que este vector, en el modelo de Siohansi, era una variable de decisión pues los autores se encontraban optimizando el despacho de la planta. En este trabajo de título el despacho es un parámetro que quedó definido en la simulación del sistema en SAM por lo que en el modelo de optimización se utiliza como un parámetro fijo.

Las restricciones de las expresiones (3.7) a (3.10) dan cuenta de los rangos para los cuales las variables son válidas. Notar que se impuso como condición que el SM no supere el valor de 3.0, mientras que el TES no debe superar las 15 horas. Estos valores son los usados típicamente como límite superior en la bibliografía y no suponen una pérdida de generalidad para el problema de optimización.

### 3.5. Cálculo de Indicadores con Costos Marginales Estimados

El modelo de optimización mostrado en la sección anterior permite encontrar la configuración óptima tal que se maximicen los ingresos que la central obtiene por la venta de la energía generada. Los ingresos se determinaron mediante la resta simple entre lo obtenido por venta de energía y los costos variables de generación. De esta forma, el modelo de optimización no contempla los costos instalados de la central.

Dado que se desea evaluar la rentabilidad de una central CSP, a continuación se calculan el VAN, TIR y LCOE, utilizando los resultados obtenidos en las etapas anteriores y los costos marginales estimados por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

Los indicadores con sus respectivas fórmulas son los siguientes:

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{V_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (3.14)$$

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - C_0 = 0 \quad (3.15)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t+M_t+F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.16)$$

donde

- $N$  = Horizonte de tiempo en años[-]
- $V_t$  = Flujo de caja en el año  $t$  - [US\$]
- $C_0$  = Costo de inversión inicial - [US\$]
- $I_t$  = Costo de inversión en el año  $t$  - [US\$]
- $M_t$  = Costo de operación y mantención en el año  $t$  - [US\$]
- $F_t$  = Costo por combustible en el año  $t$  - [US\$]
- $E_t$  = Energía generada en el año  $t$  - [MWh]
- $r$  = Tasa de descuento[-]

Para el cálculo del VAN, se observa en la ecuación (3.14), que se necesita calcular los flujos de caja de cada año del horizonte de tiempo estudiado. Se utilizó el modelo de flujo de caja que utiliza SAM para un horizonte de tiempo de 20 años. Es importante notar que SAM posee un modelo de escalamiento de precios de venta de energía, aspecto que no fue considerado en el presente trabajo de título. La metodología utilizada fue usar la estructura base del flujo de caja de SAM pero considerando como precio de venta de energía los costos marginales a 20 años proyectados por el Centro de Energía. Tanto los costos instalados como variables de generación de la central fueron tomados desde SAM y validados con datos existentes en la literatura.

Se calculó también el LCOE de de la central respecto a las distintas configuraciones y escenarios. Los costos necesarios para calcular la ecuación (3.16) se obtienen también de SAM, mientras que la generación anual se obtiene del modelo de optimización pues es éste el que entrega el valor de la energía que se puede entregar a la red.

Además, haciendo uso de la ecuación (3.15) se calcula la tasa interna de retorno (TIR) para dar cuenta de la rentabilidad del proyecto. En este caso, la TIR se calculó de forma puntual, es decir, se calculó su valor exclusivamente para las mejores configuraciones previamente calculadas, esto pues se consideró este indicador principalmente para efectos comparativos y no fue considerado dentro de los objetivos del problema de optimización.

# Capítulo 4

## Resultados y Análisis

A continuación se analizan los resultados obtenidos para el VAN para cada tipo de despacho según el múltiplo solar y las horas de almacenamiento térmico. Se obtiene además el resultado para los cálculos de LCOE para luego analizar las diferencias entre las mejores configuraciones en términos de rentabilidad y de costos.

### 4.1. Despacho Constante

La figura 4.1 muestra el VAN obtenido, graficado en función de las horas de almacenamiento de energía térmica y el múltiplo solar, para el escenario de despacho constante. Se puede observar que el VAN alcanza un valor más alto en tanto aumentan las horas de almacenamiento de energía térmica y el múltiplo solar. Analizando la curva respecto de las horas de almacenamiento se observa que el crecimiento de la curva no es regular conforme aumentan las horas de almacenamiento, alcanzando su valor más alto para una capacidad menor a las 15 horas.

Por su parte, el valor más bajo en el gráfico se alcanza para configuraciones con bajo múltiplo solar y baja capacidad de almacenamiento en horas. El VAN es un indicador que se calcula en torno a los flujos de caja de la central en forma anual, por lo que resulta ser sensible a las variaciones que pudieran presentarse en los ingresos percibidos por la planta. Dado que los ingresos de la central vienen principalmente de la venta de la energía generada, una variación en la generación anual claramente tendrá incidencia en el valor del VAN. Una central sin almacenamiento de energía, o con pocas horas de capacidad (menos de 3) no tiene la capacidad de igualar la generación anual de una planta con varias horas de almacenamiento, pues se ve restringida a la disponibilidad del recurso solar, es decir, no será capaz de producir energía en horas en las que no haya radiación directa disponible. Este es un aspecto fundamental en el escenario de despacho constante. Se recuerda que para este tipo de despacho la central es forzada a producir energía base de forma constante, por lo que el sistema de control no permitirá llevar a la turbina a potencias por sobre su capacidad cuando el recurso sea abundante, y mantenerla a carga parcial cuando el recurso sea escaso, afectando aún más la cantidad de energía generada por la planta.

Por otro lado, el valor del SM resulta también muy relevante. Como se mencionó en capítulos anteriores, el SM relaciona la potencia térmica del campo solar con la potencia térmica nominal del bloque de potencia. Así, un SM igual a 1 indica que la potencia térmica del campo solar es exactamente la necesaria para que el bloque de potencia opere a potencia nominal. Un SM menor a 1 indica entonces que la potencia térmica que entrega el campo solar no alcanza para que el bloque de potencia opere a potencia nominal, haciendo trabajar a la turbina constantemente a carga parcial, produciendo que la central continuamente genere menos energía que la de diseño. De esta forma, el VAN muestra una dependencia del valor del múltiplo solar.

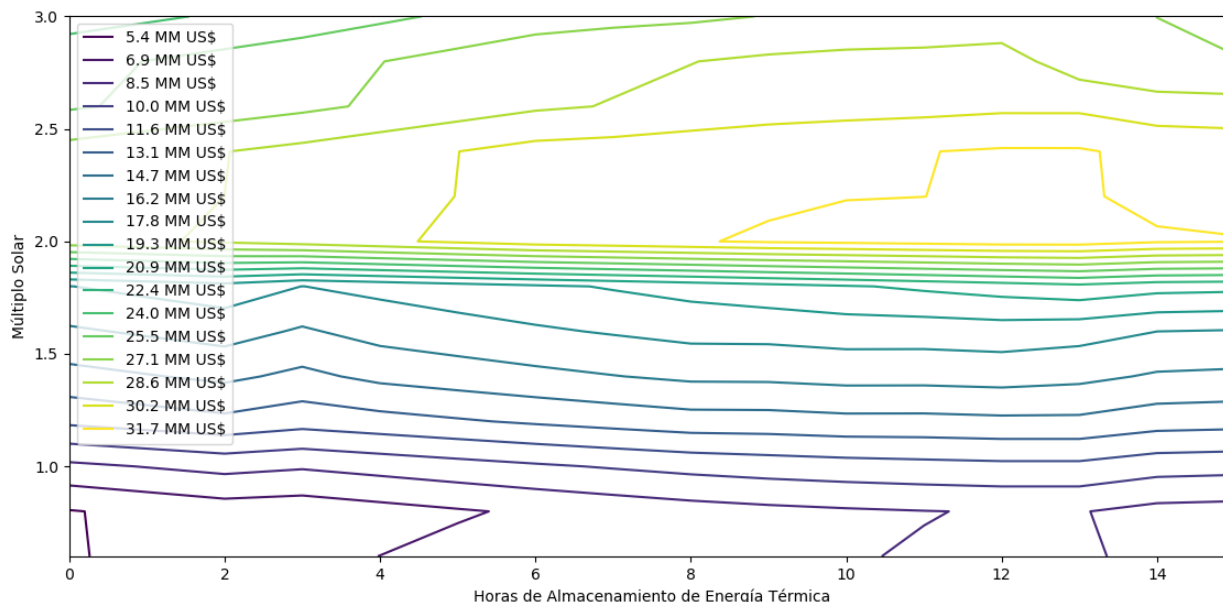


Figura 4.1: VAN de la central CSP en función de las horas de TES y múltiplo solar para escenario de despacho constante.

De acuerdo al gráfico de la figura 4.1, el VAN alcanza el valor más alto para un múltiplo solar de aproximadamente 2 y alrededor de las 12 horas de almacenamiento de energía térmica. Esto muestra que una capacidad de 14 a 15 horas no sólo resulta innecesario en términos de mejorar rentabilidad sino que incluso puede disminuirla. La razón de esto es que la cantidad de energía térmica de la que se dispone cuando se tienen 14 a 15 horas es marginal respecto a capacidades menores, especialmente cuando se está trabajando con un múltiplo solar tan alto por lo que en este punto pesa más el costo de inversión necesario para aumentar la capacidad del TES.

La figura 4.2 muestra el LCOE para el escenario de despacho constante. Se observa que el gráfico indica un valor más alto en torno a un múltiplo solar menor a 1 y para alta capacidad de almacenamiento de energía térmica en horas. Para SM menores a 1, la central no está produciendo la energía necesaria para operar a la potencia nominal, por lo que no está produciendo la energía necesaria para transferir al bloque de potencia. De esta forma, es claro que no se está transfiriendo energía al tanque de almacenamiento, por lo que éste no está siendo utilizado. Luego, en este caso se ha incurrido en una inversión inicial que no alcanza a



ser contrarrestada con la generación anual como para lograr un LCOE menor. Por otro lado, el menor valor de LCOE en el gráfico es alcanzado para altas capacidades de almacenamiento de energía junto a un múltiplo solar de alrededor de 2. Un escenario de despacho que obligue a la central a despachar energía a la red de forma constante, es decir, independiente de la disponibilidad del recurso solar, debe incorporar TES, y el consiguiente aumento en el tamaño del campo solar para que la producción sea suficiente como para transferir al bloque de potencia y cargar el almacenamiento. Esto puede notarse en el gráfico, donde efectivamente la incorporación de TES disminuye el LCOE, precisamente por el aumento de la generación anual.

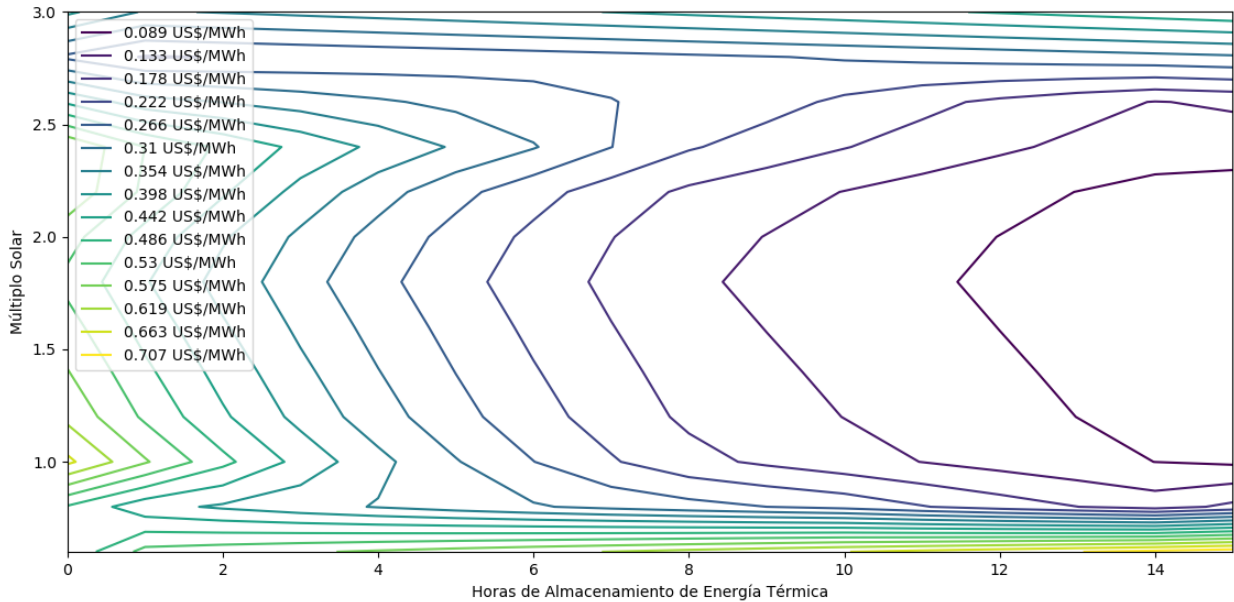


Figura 4.2: LCOE de la central CSP en función de las horas de almacenamiento y múltiplo solar para despacho constante.

## 4.2. Despacho según Curva de Demanda

La figura 4.3 muestra el VAN obtenido para el escenario de despacho según curva de demanda. Se observa que nuevamente se alcanzan valores mayores de VAN cuando se diseña con capacidades de almacenamiento mayores junto a altos múltiplos solares. En este caso, la generación de la central se adapta a un perfil en el que se despachará más energía en momentos en los que se pueda vender a mayor precio. En este sentido, la presencia de almacenamiento de energía es esencial pues, como se vio en los perfiles de demanda en el país, el consumo es mayor cuando no se tiene una disponibilidad de recurso solar suficiente, por lo que la capacidad de almacenar la energía para su despacho posterior es crítica. De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada, una capacidad de almacenamiento de energía alta, debe venir con un respectivo aumento en el múltiplo solar, de modo de asegurarse que el tamaño del campo solar dé abasto para producir energía que pueda derivarse tanto al bloque de potencia como al estanque de almacenamiento cada vez que sea necesario.

Se observa además que la ausencia de almacenamiento es altamente castigada en el VAN, logrando el menor valor del gráfico de la figura 4.3. Esto se debe a que si bien la generación de la planta podría adaptarse a un perfil de demanda, si se le exige generar más energía a horas en la que el recurso solar es escaso, el bloque de potencia no tendrá la capacidad de hacerlo pues toda su generación deberá ser instantánea y a la par de la disponibilidad de radiación directa.

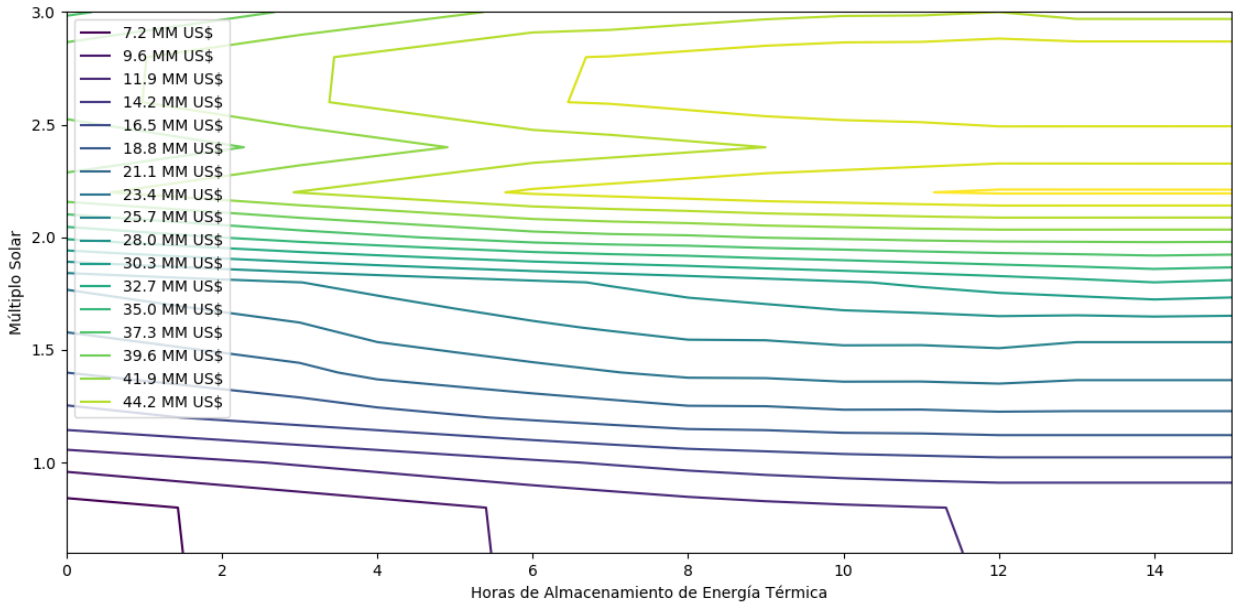


Figura 4.3: VAN de la central CSP en función de las horas de TES y múltiplo solar para escenario de despacho según curva de demanda.

Respecto al comportamiento según múltiplo solar, se observa que el valor mayor de VAN se alcanza para múltiplos solares de aproximadamente 2 a 2,2, mostrando que valores mayores de SM producen incluso una disminución del VAN. Nuevamente esto se explica por el aumento injustificado del tamaño del campo solar, lo que significa un crecimiento importante de los costos instalados pues se traduce en un incremento en el número de heliostatos disponibles en el campo y muy probablemente en un aumento también de la altura de la torre donde se ubica el receptor central. Parece ser que esta ampliación del campo no produce un aumento sustancial de la energía susceptible de ser inyectada a la red, por lo que su contribución no se traduce en un aumento del VAN.

Finalmente, la figura 4.4 muestra el LCOE calculado para este escenario de despacho. En este escenario, el costo nivelado mayor del gráfico se presenta exactamente para múltiplos solares menores a 1 y 15 horas de almacenamiento. El múltiplo solar menor a 1 disminuye grandemente el valor de la adaptabilidad de la central a la curva de demanda, pues la mantiene trabajando siempre con la turbina a carga parcial. En este escenario, el intensivo costo de inversión que requiere un estanque de almacenamiento con capacidad para 15 horas de carga térmica completa castiga el valor del LCOE elevándolo hasta niveles poco competitivos.

Por otro lado, valores mayores a 1 de múltiplo solar aseguran un LCOE menor, pues

permiten que la planta flexibilice su despacho de energía al disponer de un rango mayor de energía desde el campo solar. Esta flexibilidad se traduce en la posibilidad de transferir energía al estanque de almacenamiento o al bloque de potencia cuando sea necesario y por lo tanto permite que se aproveche de mejor manera el diseño adaptable a demanda que la central posee.

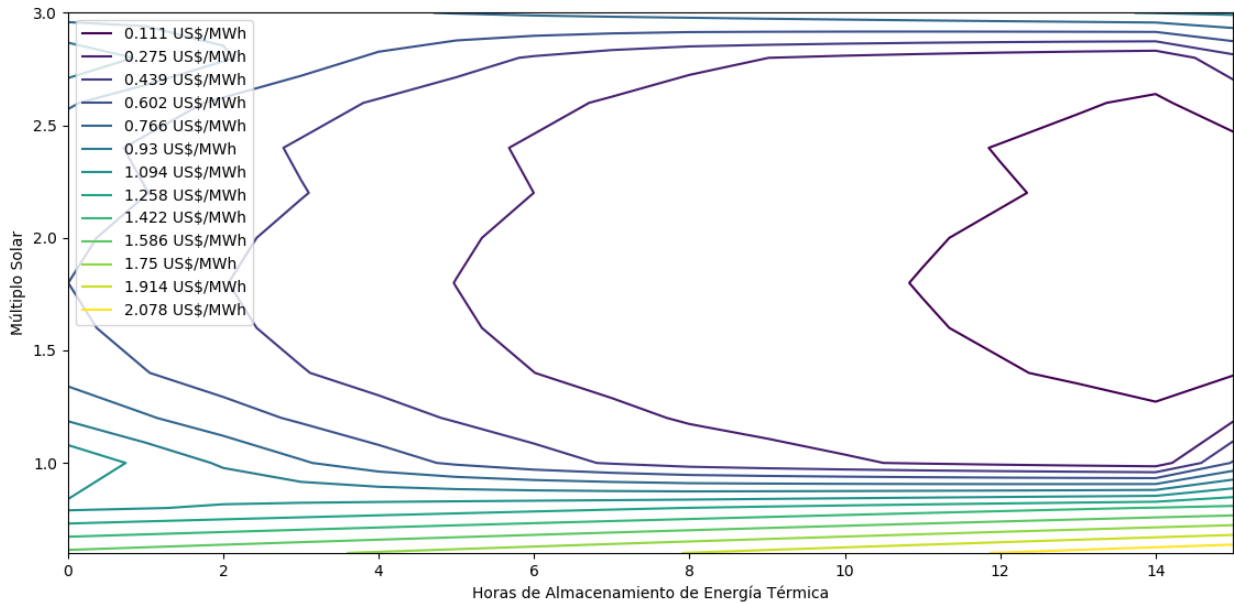


Figura 4.4: LCOE de la central CSP en función de las horas de almacenamiento y múltiplo solar para despacho según curva de demanda.

### 4.3. Despacho según Peaks de Demanda

Para el escenario de despacho según peaks de demanda, primero se muestran los resultados del VAN obtenido, en la figura 4.5. El resultado es similar al obtenido para los dos escenarios anteriores, en términos de las configuraciones que producen los valores más altos y más bajos. Nuevamente los valores inferiores lo presentan las configuraciones con múltiplos solares menores a 1. Sin embargo, la diferencia mayor se presenta en los valores que se traducen en un mayor VAN. En la figura, se puede apreciar que para un diseño con capacidad de TES igual a 10 horas produce un mayor valor de VAN que diseños con capacidades mayores, presentándose incluso una disminución del VAN para capacidades de más de 10 horas. Este comportamiento tiene sentido pues existe una porción del día en el que la central no está inyectando energía a la red, por lo tanto la energía térmica que produce el campo solar puede transferirse íntegramente al estanque de almacenamiento. Una vez que el bloque de potencia comienza a generar energía, sólo es por algunas horas del día, por lo que el estanque de almacenamiento es suficiente para abastecerlo con una capacidad menor a la que se necesita cuando el bloque de potencia se encuentra funcionando siempre.

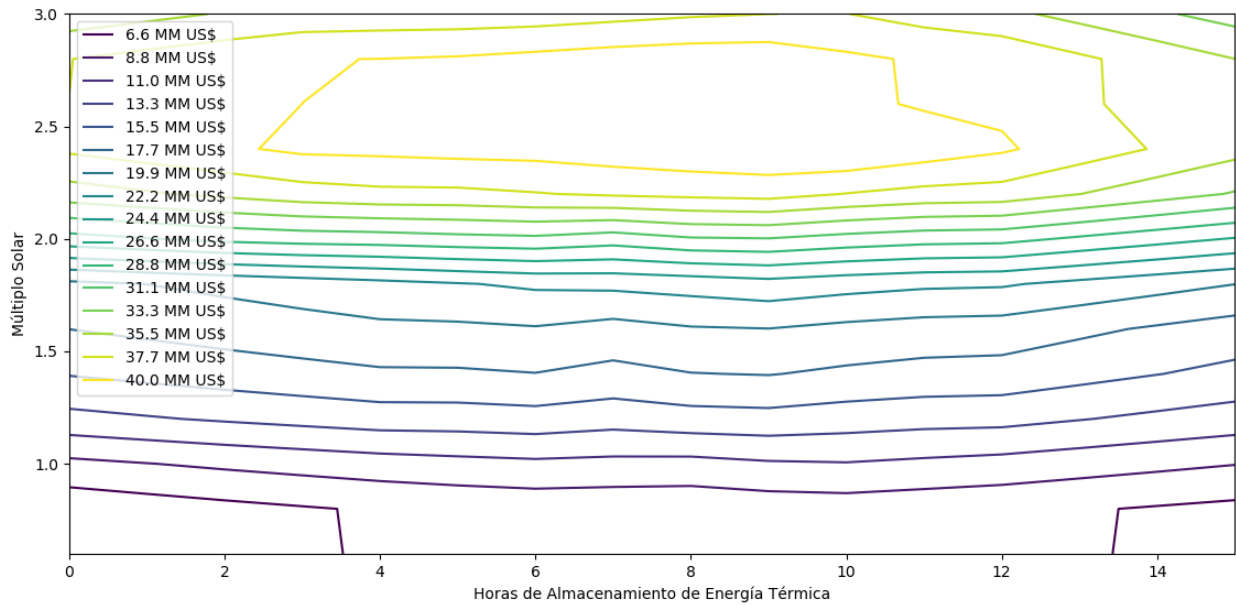


Figura 4.5: VAN de la central CSP en función de las horas de TES y múltiplo solar para escenario de despacho según peaks de demanda.

En la figura 4.6 se muestra el LCOE calculado de la central, en el que se aprecia un comportamiento similar al obtenido para los dos escenarios anteriores. El valor más alto del LCOE, se presenta nuevamente para múltiplos solares menores a 1, para luego disminuir su valor con el aumento del múltiplo solar. Por otro lado, el valor más bajo de LCOE se presenta con el aumento tanto del múltiplo solar como de la capacidad en horas de almacenamiento térmico. Sin embargo, y como ha sido la tónica para los otros tipos de despacho, en virtud de disminuir el LCOE se debe contar con un tamaño de campo solar inferior al máximo posible, logrando el menor valor en torno a múltiplos solares iguales a 2.0

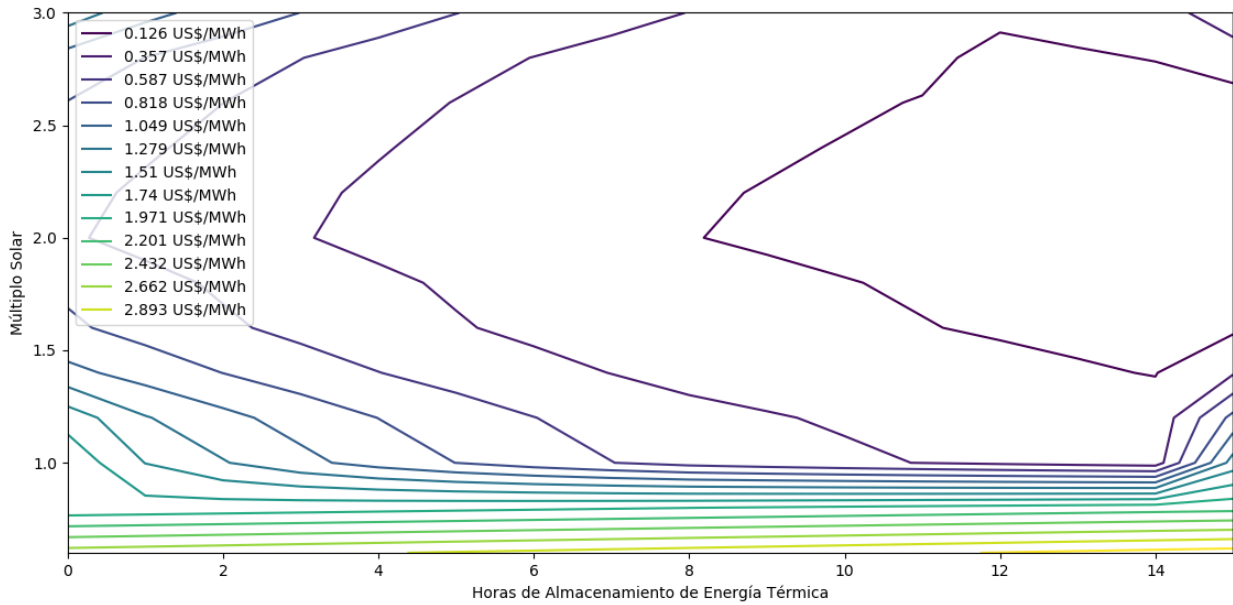


Figura 4.6: LCOE de la central CSP en función de las horas de almacenamiento y múltiplo solar para despacho segun peaks de demanda.

#### 4.4. Análisis Comparativo

En primer lugar, en la tabla 4.1 se resumen de los valores calculados de VAN y LCOE por tipo de despacho, junto a los valores de horas de almacenamiento y múltiplo solar con que se producen. Por otro lado, el gráfico de la figura 4.7 muestra gráficamente las diferencias entre los valores de VAN y LCOE calculados por tipo de despacho. Además, en la tabla 4.2 se resumen los resultados respecto de la energía anual generada al año 1 para cada tipo de despacho para la configuración de diseño que genera la mayor rentabilidad.

Tabla 4.1: Valores máximos y mínimos de LCOE por tipo de despacho

	Constante			Demanda			Peaks		
	Valor	TES	SM	Valor	TES	SM	Valor	TES	SM
VAN [US\$]	31.524.884	11	2,1	44.509.487	12	2,3	39.887.458	13	2,4
LCOE [US\$/kWh]	0,091	11	1,9	0,110	11	2,1	0,127	12	2,3

Tabla 4.2: Energía generada al primer año de operación, por tipo de despacho.

	Constante	Demanda	Peaks
Energía anual generada [MWh]	416.208	404.912	356.426

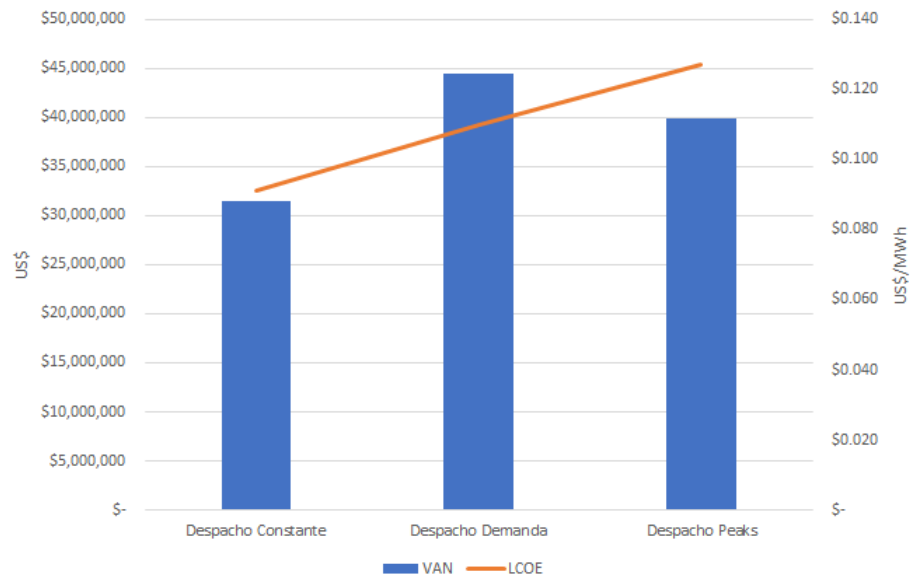


Figura 4.7: Valores más altos de VAN y más bajos de LCOE por escenario de despacho

Se observa, tanto de la tabla como del gráfico, que el comportamiento de los indicadores para cada tipo de despacho muestra diferencias importantes. Para el escenario de despacho constante la rentabilidad en términos del VAN resulta menor a los otros escenarios, pero su competitividad económica (medida a través del LCOE) resulta ser mejor que la de los otros escenarios analizados. En este escenario, el bloque de potencia inyecta energía a la red de forma constante, independiente de la disponibilidad de radiación solar directa y de la demanda de energía. Esto significa que la central inyectará energía a la red de la misma forma tanto a las horas a las que la energía eléctrica se venda a precios altos como a precios bajos, sin priorizar un despacho a horas en los que los precios son mayores. De esta forma, la central no percibirá los ingresos que podría percibir si esa energía fuese inyectada a horas en las que la generación se pague mejor, lo que impacta de forma directa en la menor rentabilidad de este escenario. Por otro lado, la competitividad económica de este escenario es la mejor. La razón de esto es que debido a la generación eléctrica constante de la central en este escenario, la energía generada anual es mayor en tanto la capacidad de almacenamiento de energía térmica y el múltiplo solar lo permitan, de hecho, como se puede ver en la tabla 4.2 para el despacho constante la cantidad de energía generada es mayor, aún cuando sus configuraciones de capacidad de almacenamiento de energía térmica y múltiplo solar son más bajas. Debido a que el LCOE es un indicador que relaciona los costos instalados, de operación y mantenimiento con la energía generada al año, mientras más generación eléctrica al año se tiene, menor es el costo nivelado de ésta.

Los otros escenarios de despacho, que se adaptan a las condiciones de demanda de energía eléctrica del país presentan mayores indicadores de rentabilidad, pero también un mayor LCOE. El escenario según curva de demanda presenta un mayor VAN que el escenario según peaks de demanda, el cual además presenta el peor LCOE. Una central que sea capaz de adecuar su output a la curva total de demanda tiene la capacidad de ajustar la cantidad de energía que inyecta a la red para adecuarse a aquellos horarios donde la demanda es mayor y por tanto la energía se puede vender a mayor precio. Una central que se adecúe a la curva de

demanda siempre podrá inyectar energía a la red, pero puede ajustar la cantidad de modo que el resultado en términos de ingresos sea el óptimo. Dado que esta central se encuentra generando a toda hora, la cantidad de energía que puede generar en un año es mayor a la que se logra en una central que opere en un escenario de despacho según peaks de demanda, redundando en un LCOE menor.

De acuerdo con la tabla 4.1, las configuraciones que producen menores LCOE son distintas a aquellas que producen los mayores VAN. Este resultado no produce sorpresa pues ambos indicadores apuntan a distintos puntos de vista al momento de realizar el análisis económico de una central CSP. Por un lado, el VAN apunta a rentabilidad, a analizar los beneficios económicos que otorga la central en relación a la inversión que se realiza, mientras que el LCOE apunta a analizar los costos de la central en relación a su generación anual. Al analizar el VAN, se están considerando también las fluctuaciones del mercado eléctrico chileno, expresadas en las variaciones de los costos marginales estimados.

Finalmente, y a modo de un análisis extra de rentabilidad, en la figura 4.8 se observa un gráfico que ilustra la TIR calculada para cada escenario de despacho. Es importante notar que la TIR que se muestra en la figura, se calculó de forma específica para aquellas configuraciones obtenidas desde el modelo de optimización. Se calculó la TIR para cada escenario, utilizando las configuraciones que producen el valor más bajo de LCOE y el más alto de VAN. Además, y a modo de comparación, se ilustra la tasa de descuento de 8% utilizada en SAM para los cálculos.

De la figura 4.8 se confirma el resultado obtenido previamente, en tanto el escenario de despacho según curva de demanda es el más rentable, especialmente para aquellas configuraciones que maximizan VAN. Por otro lado, se observa que una configuración de planta diseñada según un modelo de despacho constante, que minimice LCOE se encuentra con una TIR sólo levemente por sobre el valor de la tasa de descuento, lo que la transforma en una opción poco atractiva en términos de rentabilidad.

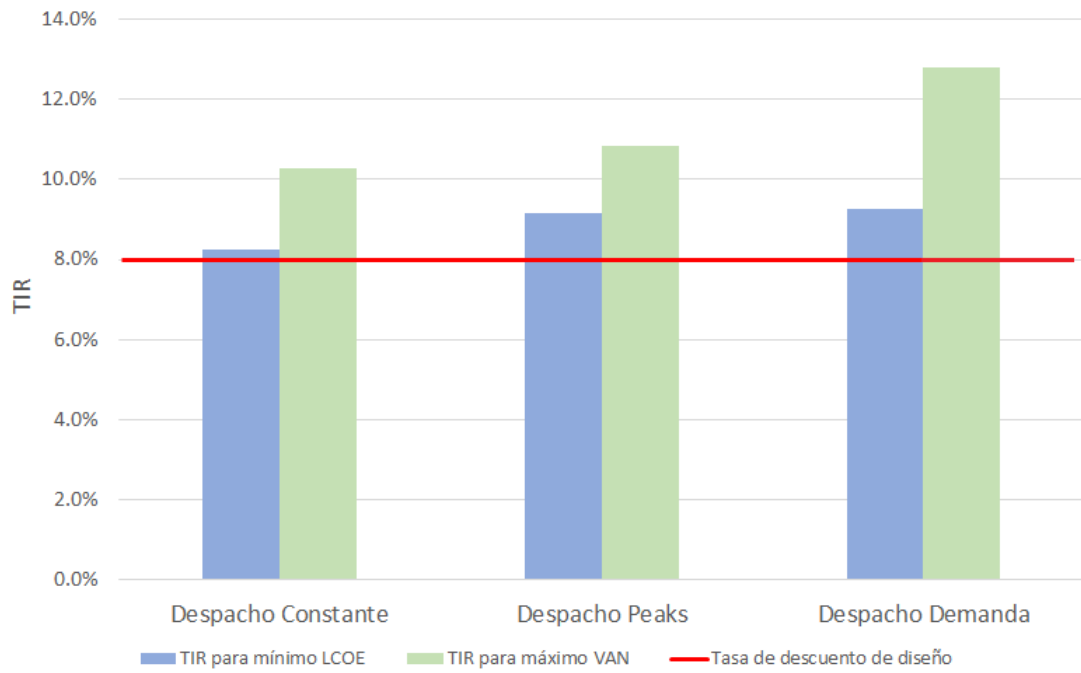


Figura 4.8: Tasa Interna de Retorno segun tipo de despacho, para máximo VAN y mínimo LCOE.



# Capítulo 5

## Conclusiones

El presente trabajo de memoria de título analizó el diseño de una planta de concentración solar de potencia de tipo torre solar con sales fundidas como fluido de trabajo ubicada en el norte de Chile. Se analizaron las configuraciones de capacidad de almacenamiento de energía térmica medida en horas y del múltiplo solar para producir una maximización de ingresos en la planta, para luego calcular indicadores de rentabilidad, sujeto a tres escenarios de despacho de energía. Los modelos contemplaron además la utilización de datos de costos marginales proyectados a largo plazo, provistos por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

Primero se consideraron los tres tipos de escenarios de despacho: uno de tipo constante, bajo el cual se , ajustado a una curva de demanda de energía y según peaks de demanda de energía. Los escenarios se aplicaron en los modelos en forma de vectores que restringen el rango de operación de la turbina en cada instante de tiempo de operación. De este modo, se diseña que el bloque de potencia a opere en ciertos rangos de potencia para controlar la cantidad de energía que se inyecta a la red hora a hora.

Se diseñó una planta CSP en el software SAM utilizando datos de radiación provenientes del Explorador Solar del Ministerio de Energía para una localidad cercana a la subestación eléctrica de Diego de Almagro. Se eligió esta ubicación para la central no sólo por su alta radiación directa normal ( $3624 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{año}$ ) sino también porque los datos de costos marginales proyectados pertenecen a esa subestación.

Se construyó luego el problema de optimización, cuya función objetivo busca maximizar ingresos. Como resultado del modelo de optimización se obtuvieron las configuraciones que maximizan ingresos, para luego, con estos resultados junto a los obtenidos desde la simulación en SAM se procedió a calcular VAN, TIR y LCOE.

Los resultados indicaron que, para los tres escenarios de despacho evaluados, el comportamiento es relativamente similar en tendencia. La peor configuración en términos económicos para los tres escenarios es un diseño que contemple un múltiplo solar menor o igual a 1. Cuando se tiene una central diseñada con un múltiplo solar inferior a 1, se está planificando que el campo solar suministre menos energía de la necesaria para que el bloque de potencia

opere a una potencia nominal, tanto si se evalúa dentro de un escenario de despacho constante o uno que se adapte a la demanda, la configuración de un múltiplo solar inferior a 1 resulta siempre poco atractiva en términos económicos.

El problema de la elección de la mejor configuración puede analizarse en varias dimensiones. Tanto desde un punto de vista de rentabilidad como de competitividad económica los resultados dependen del tipo de despacho analizado.

Desde el ángulo de mejorar rentabilidad, para el escenario de despacho según curva de demanda, la mejor configuración viene dada por una capacidad de almacenamiento de energía térmica de 12 horas y un múltiplo solar de 2,3. Para el escenario de despacho constante la mejor configuración está dada por 11 horas de almacenamiento de energía térmica y un múltiplo solar de 2,1. Por otro lado, para el escenario de despacho según peaks de demanda la mejor configuración se encuentra a una capacidad de almacenamiento de 13 horas y un múltiplo solar de 2,4. Se observa que los resultados difieren según el escenario de despacho evaluado, en donde el mayor VAN lo registra el despacho según curva de demanda. Como se discutió, este escenario se adapta a las condiciones de demanda de energía, la cual se encuentra alineada a las condiciones del mercado en cuanto al precio de venta de energía. Una central de generación eléctrica que logre adaptar su despacho a esta curva aprovecha de inyectar energía a la red en momentos en los que se está demandando más energía y vendiendo a un precio mayor, por lo que se logran percibir más ingresos. El VAN menor lo registra el escenario de despacho constante, con un VAN de casi 14.000.000 US\$/kWh menor al que se obtuvo con el escenario según demanda.

Se calculó además la TIR de cada escenario de despacho, para las configuraciones que producen el VAN más alto y el LCOE más bajo. Los resultados muestran que la TIR más alta se produce para una configuración que busque el VAN más alto bajo un escenario de despacho según curva de demanda, mientras que la TIR más baja se produce para una configuración que busque el LCOE menor dentro de un escenario de despacho constante.

Se concluye entonces que tanto el VAN como el LCOE muestran una fuerte dependencia de los valores que toman tanto el múltiplo solar como las horas de almacenamiento de energía térmica, por lo que, al momento de diseñar una planta CSP se pueden considerar ambos valores como indicadores del desempeño económico esperado. Sin embargo, las configuraciones ideales en términos de cada indicador son distintas, por lo que se debe decidir el enfoque correcto del análisis económico al momento de evaluar una configuración de diseño.

Se concluye que de acuerdo a los escenarios de despacho evaluados y, tomando en consideración las fluctuaciones de los costos marginales en el mercado eléctrico, un diseño con despacho según curva de demanda presenta mayores indicadores de rentabilidad con respecto a los otros escenarios de despacho.

Por otro lado, la elección de la mejor configuración de diseño de una central de generación eléctrica de concentración solar puede realizarse desde el enfoque de una minimización de los costos, para lo cual en este trabajo de título se analizó el LCOE. Los resultados obtenidos al analizar este indicador varían drásticamente a los obtenidos al analizar indicadores de rentabilidad. El escenario de despacho que logra el menor LCOE corresponde al de despacho constante. En este escenario, el bloque de potencia debe inyectar a la red constantemente,

independiente de la disponibilidad del recurso solar. De esta forma, se hace necesaria la implementación de un sistema de almacenamiento de energía, de modo de asegurar la generación de energía eléctrica aún en horas de ausencia de radiación solar directa. La configuración que logra el menor LCOE en este escenario de despacho corresponde a una capacidad de almacenamiento de energía térmica de 11 horas y un múltiplo solar de 1,9. Esta configuración es similar en capacidad de almacenamiento a la que logra el mayor VAN en este escenario, sin embargo, en este caso el múltiplo solar es menor, asegurando costos instalados menores.

Se concluye que al analizar la mejor configuración de parámetros de diseño de una central CSP de generación eléctrica, los enfoques de maximización de rentabilidad y minimización de costos presentan resultados distintos en cuanto al escenario de despacho dentro del cual se diseñe la operación de la central. Un enfoque de maximización de ingresos necesariamente debe contemplar el análisis de las condiciones del mercado de la localidad donde se instale la central, de modo de asegurar una operación óptima en términos del aprovechamiento de la fluctuación de los precios de venta de energía en el mercado.

Como trabajo sucesivo, se propone evaluar el desempeño de la central en un régimen transiente, de modo de incorporar variables que se dejaron fuera de los alcances de este trabajo de título, en particular aquellas que tienen que ver con las consecuencias que tiene sobre el bloque de potencia el forzarlo a seguir un comportamiento de acuerdo a peaks de demanda o a una curva de demanda.

# Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía de Chile. Reporte Mensual Sector Energético. Mayo 2018.
- [2] Comisión Nacional de Energía de Chile. La regulación del segmento transmisión en Chile. *Documento de Trabajo*, 2006.
- [3] Comisión Nacional de Energía de Chile. La regulación del segmento distribución en Chile. *Documento de Trabajo*, 2006.
- [4] Comisión Nacional de Energía de Chile. Anuario Estadístico de Energía 2017. 2017.
- [5] Iryna Sikora, Juan Antonio, Campos Abad, and Javier Bustos Salvagno. Determinantes del Precio Spot eléctrico en el Sistema Interconectado Central de Chile. 32(Octubre):1–29, 2017.
- [6] La Tercera. Costo marginal cero en el norte del sic pone en riesgo a una decena de empresas de ernc, 2016. [Web; accedido el 18-08-2018].
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional. Andrés Salgado: “Esa energía a costo cero podría tener un efecto notable en la zona central”, 2015. [Web; accedido el 18-08-2018].
- [8] La Tercera. Línea Cardones – Polpaico entra a su fase más crítica y se posterga, 2018. [Web; accedido el 18-08-2018].
- [9] Ministerio de Energía. Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Informe Final Corregido. 2018.
- [10] Ministerio del Interior. Ley General de Servicios Eléctricos. *Diario Oficial de la República de Chile*, 1959.
- [11] Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile. Estudio de modelación de largo y corto plazo en el marco del proceso de planificación. 2018.
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional. Hidrología, 2018. [Web; accedido el 31-08-2018].
- [13] Zhang et al. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (22):466–481, 2013.

- [14] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. U.S. Department of Energy. Linear fresnel power plant illustration, 2018. [Web; accedido el 19-08-2018].
- [15] Robert Pitz-Paal. *Solar Energy - Concentrating Solar Power*, en Letcher, Trevor. *Future Energy, Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet. (pp 405 - 431)*. Elsevier, 2nd edition, 2014.
- [16] Saif Bin Khalfan Bin Saif AL-Jahwari. Design, construction and testing of a two axes tracking parabolic solar collector with economical consideration. *Project Report for the Degree of Master of Science in Mechanical Engineering*, 2011.
- [17] Global CCS Institute. How doe supports parabolic trough technologies, 2014. [Web; accedido el 05-11-2018].
- [18] Tom Lombardo para engineering.com. A review of concentrated solar power in 2014, 2014. [Web; accedido el 05-11-2018].
- [19] Reiner Buck, Stefano Giuliano, and Birgit Gobereit. *Sistemas de torre solar: Estado y perspectiva*. 2014.
- [20] Ugo Pelay et al. Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (79):82–100, 2017.
- [21] Jennie Jorgenson, Paul Denholm, Mark Mehos, and Craig Turchi. Estimating the performance and economic value of multiple concentrating solar power technologies in a production cost model. *Technical Report for National Renewable Energy Laboratory*, 2013.
- [22] Asociación Chilena de Energías Renovables. Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile. *Reporte para Natural Resources Defense Council (NRDC)*, Septiembre 2013.
- [23] Ministerio de Energía. Ley N°20.698. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. *Diario Oficial de la República de Chile*, 22 de Octubre de 2013.
- [24] Ministerio de Energía. Energías Renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. *Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGIA / GIZ)*, 2014.
- [25] Ministerio de Energía. Desafíos para la CSP en Chile. *Seminario Internacional en Tecnologías de Concentración Solar para la Industria*, Septiembre 2016.
- [26] Rafael Guédez et al. Optimization of thermal energy storage integration strategies for peak power production by concentrating solar power plants. *Energy Procedia*, (49):1642–1651, 2013.
- [27] Emiliano Casati, Francesco Casella, and Piero Colonna. Design of csp plants with optimally operated thermal storage. *Solar Energy*, 116:371–387, 2015.

- [28] Rafael Guédez et al. A methodology for determining optimum solar tower plant configurations and operating strategies to maximize profits based on hourly electricity market prices and tariffs. *Journal of Solar Energy Engineering*, 138, 2016.
- [29] Michael Wagner, Alexandra Newman, William Hamilton, and Robert Braun. Optimized dispatch in a first principles concentrating solar power production model. *Applied Energy*, 203:959–971, 2017.
- [30] R. Serrano-López, J. Fradera, and S. Cuesta-López. Molten salts database for energy applications. *Chemical Engineering & Processing: Process Intensification*, 2013.
- [31] Ramteen Sioshansi and Paul Denholm. The value of concentrating solar power and thermal energy storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1:173–183, 2010.
- [32] Comisión Nacional de Energía, 2018. [Web; accedido el 2-06-2018].

# Apéndice A

## Institucionalidad en el Mercado Eléctrico

En Chile, el Estado ejerce funciones de regulación y fiscalización, dando también indicaciones para la planificación de inversiones en algunos de los segmentos mencionados en la sección anterior. Según lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 de 1982 del Ministerio de Minería) las instituciones que cumplen funciones fiscalizadoras y reguladoras son las siguientes[2]:

- Ministerio de Energía: Es la institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país. Nace el 1 de febrero de 2010, a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.402 como organismo autónomo luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): Corresponde a un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica [32]. Es la institución encargada de elaborar informes técnicos que sirven de sustento a las decisiones administrativas del sector.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Este organismo está a cargo de la fiscalización del sector, determinando el cumplimiento adecuado de la normativa de calidad y seguridad de servicio. La SEC también apoya en el otorgamiento de concesiones definitivas y transitorias de distribución.
- Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): Los CDEC son organismos técnicos e independientes, a cargo de la coordinación de la operación de corto plazo de un sistema eléctrico interconectado. Son a la vez operadores de sistema independientes y operadores de mercado. Todos los propietarios de instalaciones interconectadas están sujetos a las instrucciones del CDEC del sistema eléctrico correspondiente. De esta forma, se entiende que cada sistema interconectado del país tiene relación con su respectivo CDEC. Para el Sistema Interconectado Nacional, el CDEC recibe el nombre de Coordinador Eléctrico Nacional.

Las funciones del CDEC, regidas por el Decreto Supremo N°327/97 y sus modificaciones, son de preservar la seguridad del servicio global y del sistema eléctrico, garantizar la operación al mínimo costo, y facilitar el uso compartido de los sistemas de transmisión

mediante el pago de peajes para cubrir los costos.

Para funcionar adecuadamente, el CDEC programa las operaciones del sistema eléctrico día a día, planifica la operación del sistema eléctrico a mediano y largo plazo, calcula los costos marginales que se derivan de la planificación y programación de operaciones, determina y valoriza las transferencias de electricidad entre sus integrantes y coordina la mantención preventiva de las unidades de generación. Es decir, el CDEC es el órgano encargado de determinar los pagos o transferencias monetarias entre las empresas generadoras del sistema eléctrico a su cargo. Estos pagos son producto de las transferencias de energía y potencia que se dan en el mercado de corto plazo, el mercado spot.

Este organismo está compuesto por las empresas generadoras, las empresas de transmisión troncal, de subtransmisión y un representante de clientes libres, cuyas instalaciones están interconectadas entre sí, con representación en su Directorio. Estas empresas son quienes lo financian.



# Apéndice B

## Niveles Cuantitativos Escenarios PELP

Se mencionó en la sección 2.2.2 que el desarrollo del PELP incluyó la consideración de 5 escenarios energéticos. Los niveles cuantitativos en los que se evaluó cada escenario se describen a continuación.

### Disposición social para proyectos

Para representar la disposición social para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica, se establecieron tres niveles:

- Nivel “Libre”: No existen costos extraordinarios a ninguna tecnología asociados a oposición a su desarrollo.
- Nivel “+Costo”: De la región del Bío hacia el sur del país, las tecnologías hidráulicas y eólicas deben afrontar un mayor costo de inversión, producto de un aumento en sus tiempos de construcción debido a una mayor oposición a su desarrollo. Este mismo efecto lo observan las centrales termoeléctricas, pero en todo el país. El resto de las tecnologías (solar fotovoltaica, solar de concentración de potencia, geotermia e hidráulica de bombeo), no sufre variación de sus costos de inversión en este nivel.
- Nivel “+Costo y con carbón CCS”: Este nivel tiene los mismos supuestos del caso “+Costo”. Adicionalmente, para dar cuenta de que una mayor oposición social a los proyectos en base a carbón implica mayores costos de inversión de este tipo de proyectos, es que, en este nivel, se les imputa el mismo costo que tendría una central a carbón que dispone de tecnología de captura y secuestro de carbono (CCS por sus siglas inglés).

## Demanda energética

En cuanto al factor con incertidumbre relativo a demanda energética, se definieron los siguientes tres niveles:

- Nivel “Alta”: este nivel de demanda considera:
  - Trayectoria de crecimiento económico optimista.
  - Alta penetración de vehículos livianos y buses eléctricos.
  - Climatización de viviendas con alta electrificación.
- Nivel “Media”: este nivel de demanda considera:
  - Trayectoria de crecimiento económico referencial.
  - Parámetros proyectados en base a tendencias actuales (eficiencia energética, climatización eléctrica, etc.).
- Nivel “Baja”: este nivel de demanda considera:
  - Trayectoria de crecimiento económico referencial.
  - Alta penetración de medidas de eficiencia energética.

## Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías

Los niveles para este factor fueron definidos en base a curvas en función de los costos de inversión en baterías de litio, pues se considera que esta tecnología es la de mayor desarrollo actual y esperado para los próximos años. Los tres niveles quedan definidos por las curvas de la figura B.1, siendo los niveles “Alto” y “Bajo” representados por las curvas del mismo nombre, mientras que el nivel “Medio” queda representado por la curva “Referencial”.

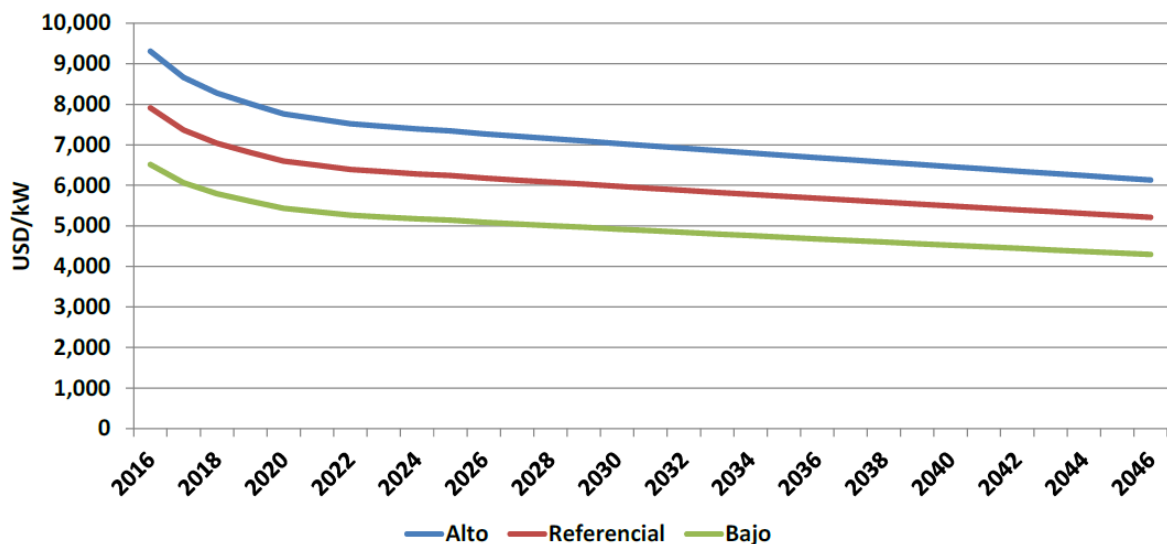


Figura B.1: Proyecciones del costo de inversión para el almacenamiento en baterías

## Costos de externalidades ambientales

La internalización de las externalidades ambientales se consideró tanto a nivel local como a nivel global. Para las primeras, se incluyeron las emisiones relativas a material particulado (MP), dióxidos de azufre ( $SO_2$ ) y óxidos nitrosos ( $NO_x$ ), producto de la generación eléctrica. En cuanto a emisiones globales, fueron consideradas las emisiones de gases de efecto invernadero, producto de la generación eléctrica. Este factor existe producto de la incertidumbre existente respecto a cómo se internalizarán los costos de las externalidades ambientales en el futuro.

En base a lo anterior, fueron considerados dos niveles:

- Nivel “Actual”: Se definen los costos de externalidades en base a la valoración que tienen en la actualidad.
  - Para externalidades debido a emisiones locales, se define el impuesto para MP,  $SO_2$  y  $NO_x$ , en base a la fórmula de cálculo estándar:

$$T_{ij} = 0,1 \cdot CCA_j \cdot CSCpc_i \cdot Pob_j \quad (B.1)$$

donde  $T_{ij}$  corresponde al impuesto por emisiones del contaminante “i” en la comuna “j”; si la comuna “j” es zona latente o saturada toma los valores 1,1 y 1,2 respectivamente, en otro caso es 1;  $CSCpc_i$  es el costo social de contaminación per cápita del contaminante “i”, si el contaminante “i” es MP es 0,9 [USD], si es  $SO_2$  es 0,01 [USD] y si es  $NO_x$  es 0,025 [USD]. Para efectos de este nivel actual, el parámetro se considera con el valor de 1 para todas las centrales de generación eléctrica.

- Para externalidades debido a emisiones globales, es decir producto de gases de efecto invernadero ( $CO_2$ ), en este nivel actual se considera un valor de 5 [USD/Ton $CO_2$ e].
- Nivel “+Alto”: Se supone un nivel más alto que lo actual en cuanto a la valorización de externalidades tanto locales como globales.
  - Para externalidades debido a emisiones locales, se emplea la misma fórmula de cálculo que el nivel anterior, pero esta vez considerando que el valor  $CCA_j$  corresponde a 1,2 para todas las centrales.
  - Para externalidades debido a emisiones globales, en este nivel se considera una trayectoria creciente del impuesto al carbono en el futuro, indicada en la figura B.2.

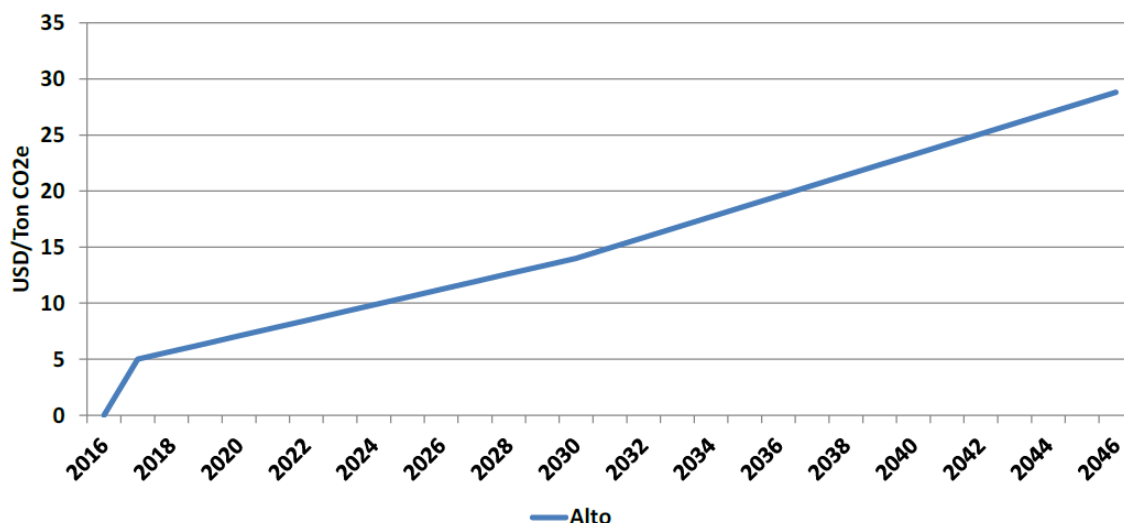


Figura B.2: Trayectoria considerada de impuesto al  $CO_2$ .

### Costos de inversión de tecnologías renovables

Para este factor con incertidumbre, se consideraron las tecnologías de generación eléctrica mediante fuentes renovables, que se espera tengan un cambio significativo en el futuro. Estas tecnologías corresponden a: eólica terrestre, solar fotovoltaica, geotermia, concentración solar de potencia (CSP), hidráulica de pasada, biomasa y centrales hidráulicas de bombeo. Los niveles quedan definidos por las curvas proyectadas para cada tecnología, de las que, a modo de muestra, se registra la que corresponde a tecnología CSP en la figura B.3, siendo los niveles “Alto” y “Bajo” representados por las curvas del mismo nombre, mientras que el nivel “Medio” queda representado por la curva “Referencial”.

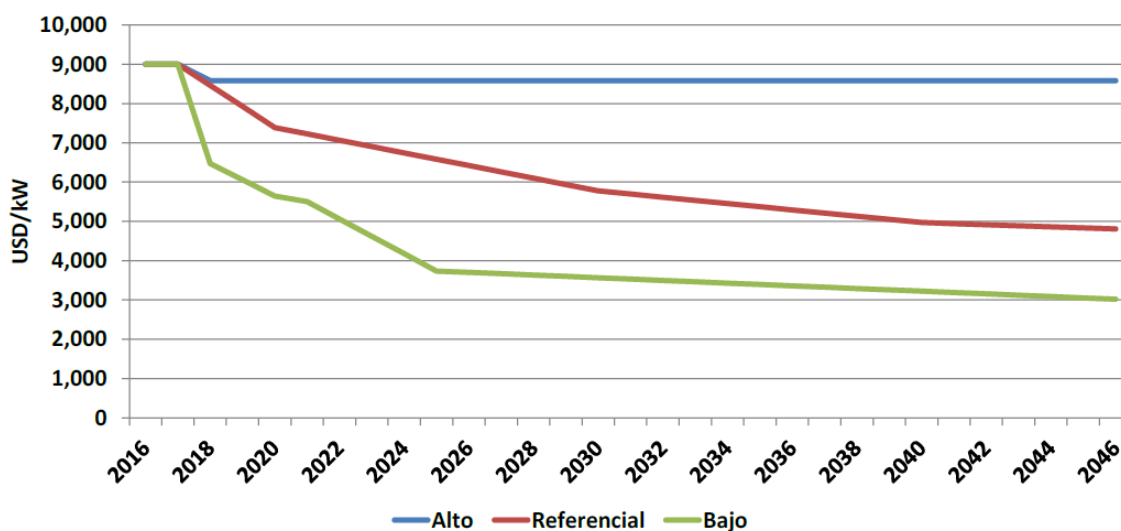


Figura B.3: Proyecciones del costo de inversión para tecnología CSP

## Precio de combustibles fósiles

Este factor se considera que conlleva una incertidumbre intrínseca, al igual que el anterior, por lo que se consideran las trayectorias de precios de combustibles detallados en las figuras a continuación. Los combustibles considerados fueron: carbón, diésel, fuel oil y GNL. Los niveles quedan definidos por las curvas de la figuras B.4, B.5, B.6 y B.7 siendo los niveles “Alto” y “Bajo” representados por las curvas del mismo nombre, mientras que el nivel “Medio” queda representado por la curva “Referencial”.

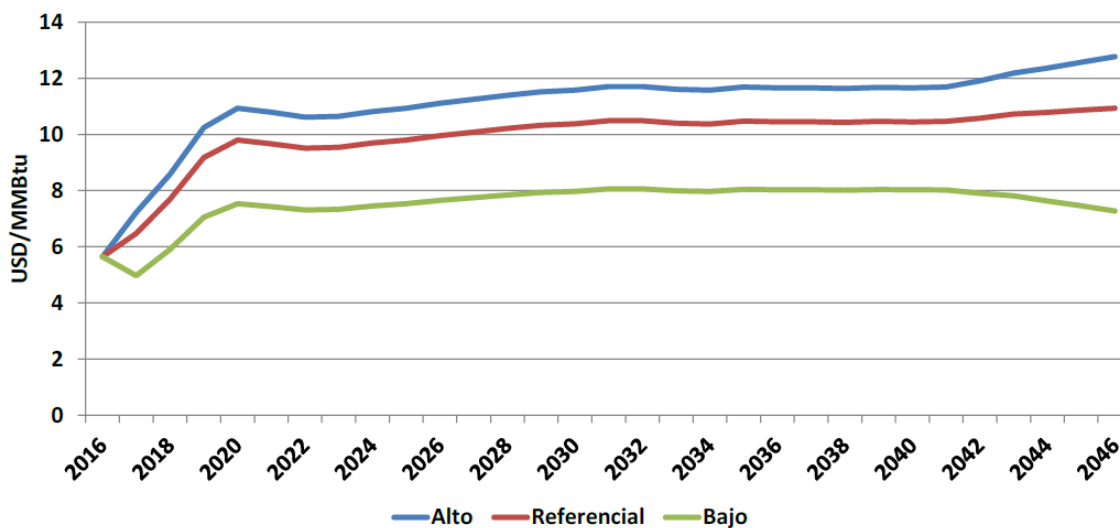


Figura B.4: Proyecciones de precios del Gas Natural

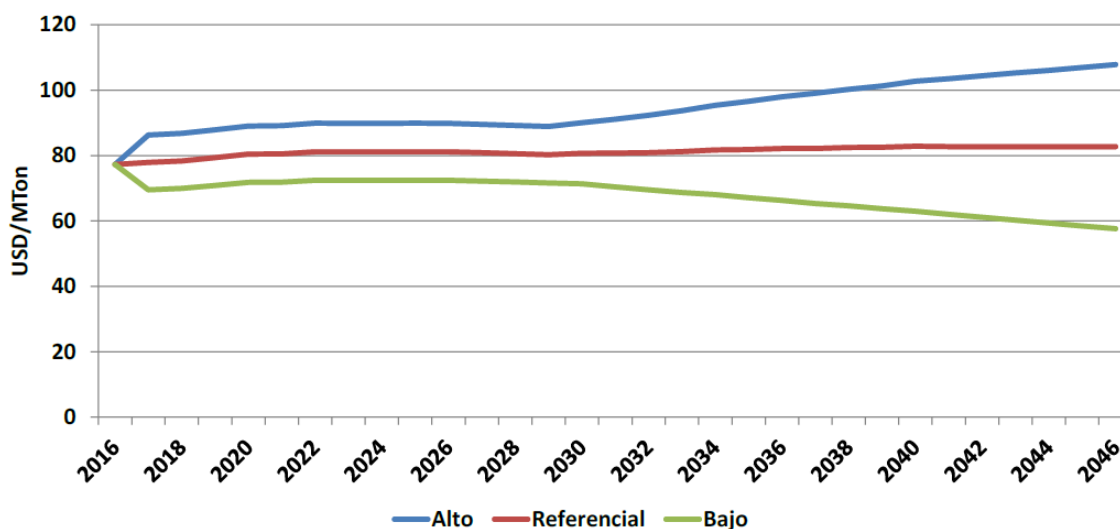


Figura B.5: Proyecciones de precios del Carbón

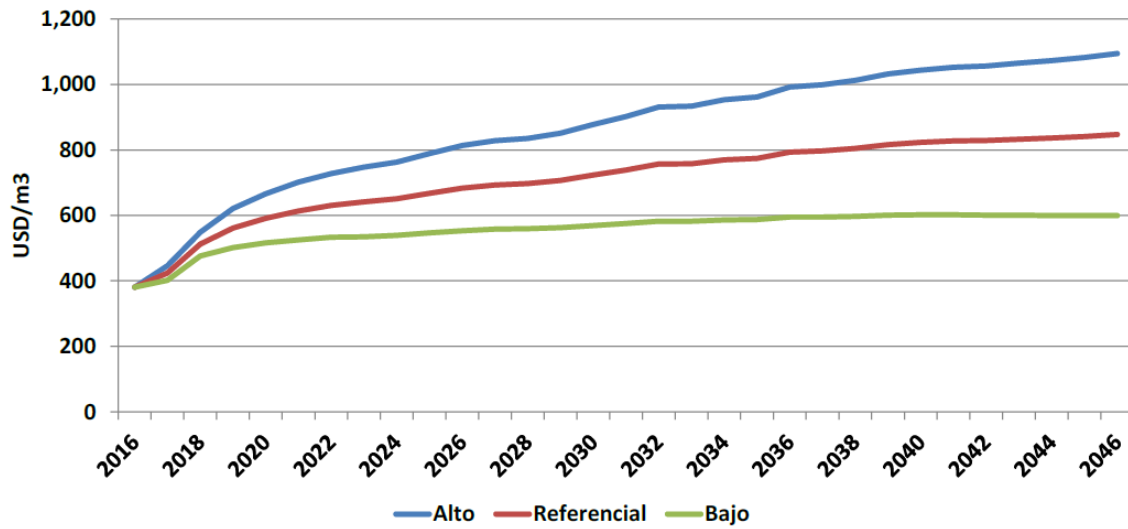


Figura B.6: Proyecciones de precios del Petróleo Diésel

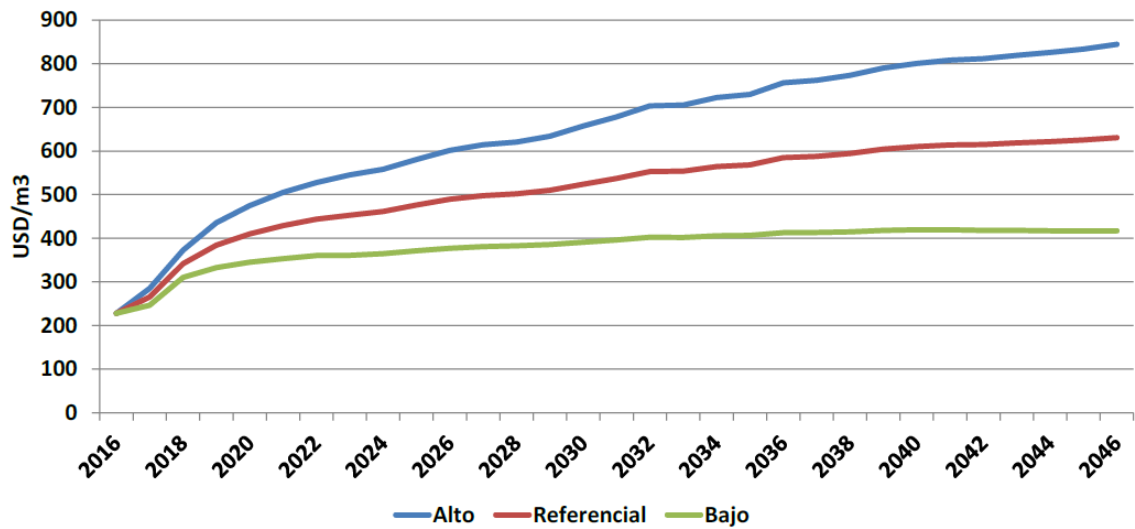


Figura B.7: Proyecciones de precios del Fuel Oil

# Apéndice C

## Simulación Sistema CSP 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="1046.3"/> W/m <sup>2</sup>	Design turbine gross output	<input type="text" value="100"/> MWe
Solar multiple	<input type="text" value="2"/>	Estimated gross to net conversion factor	<input type="text" value="0.9"/>
Receiver thermal power	<input type="text" value="485"/> MWt	Estimated net output at design (nameplate)	<input type="text" value="90"/> MWe
Heliostat field multiple	<input type="text" value="1"/>	Cycle thermal efficiency	<input type="text" value="0.412"/>
<b>-Tower and Receiver-</b>		Cycle thermal power	<input type="text" value="243"/> MWt
HTF hot temperature	<input type="text" value="574"/> °C		
HTF cold temperature	<input type="text" value="290"/> °C		
<b>-Thermal Storage-</b>			
Full load hours of storage	<input type="text" value="3"/> hours		
Solar field hours of storage	<input type="text" value="1.5"/> hours		

Figura C.1: Parámetros en SAM: System Design

Heliostat Properties	
Heliostat width	12.2 m
Heliostat height	12.2 m
Ratio of reflective area to profile	0.97
Single heliostat area	144.375 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	1046.3 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	7.3 %

Land Area	
Non-solar field land area	45 acres
Solar field land area multiplier	1
Base land area	1054.63 acres
Total land area	1,100 acres
Total heliostat reflective area	812,253 m <sup>2</sup>

Solar Field Layout Constraints	
Max. heliostat distance to tower height ratio	9.5
Min. heliostat distance to tower height ratio	0.75
Tower height	169.851 m
Maximum distance from tower	1613.59 m
Minimum distance from tower	127.388 m

Mirror Washing	
Water usage per wash	0.70 L/m <sup>2</sup> ,aper.
Washes per year	63

Figura C.2: Parámetros en SAM: Heliostat Field



System Design Parameters	
Power cycle gross output	<input type="text" value="100"/> MWe
Estimated gross to net conversion factor	<input type="text" value="0.9"/>
Estimated net output (nameplate)	<input type="text" value="90"/> MWe
Cycle thermal efficiency	<input type="text" value="0.412"/>
Cycle thermal power	<input type="text" value="242.718"/> MWt
HTF hot temperature	<input type="text" value="574"/> °C
HTF cold temperature	<input type="text" value="290"/> °C

General Design Parameters	
Pumping power for HTF through power block	<input type="text" value="0.55"/> kW/kg/s
Fraction of thermal power needed for standby	<input type="text" value="0.2"/>
Power block startup time	<input type="text" value="0.5"/> hours
Fraction of thermal power needed for startup	<input type="text" value="0.5"/>
Minimum turbine operation	<input type="text" value="0.2"/>
Maximum turbine over design operation	<input type="text" value="1.05"/>
Cycle design HTF mass flow rate	<input type="text" value="567.3"/> kg/s

**Rankine Cycle** ▾

Rankine Cycle Parameters	
Boiler operating pressure	<input type="text" value="100"/> Bar
Steam cycle blowdown fraction	<input type="text" value="0.02"/>
Turbine inlet pressure control	<input type="text" value="Fixed pressure"/> ▾
Condenser type	<input type="text" value="Air-cooled"/> ▾
Ambient temperature at design	<input type="text" value="42"/> °C
ITD at design point	<input type="text" value="16"/> °C
Reference condenser water dT	<input type="text" value="10"/> °C
Approach temperature	<input type="text" value="5"/> °C
Condenser pressure ratio	<input type="text" value="1.0028"/>
Min condenser pressure	<input type="text" value="2"/> inHg
Cooling system part load levels	<input type="text" value="8"/>

Figura C.3: Parámetros en SAM: Power Cycle

System Design Parameters			
Cycle thermal power	242.7	MWt	
Hours of storage at power cycle full load	3.0	hours	
HTF hot temperature	574.0	°C	
HTF cold temperature	290.0	°C	

Storage System			
Storage type	Two Tank		
TES thermal capacity	728.2	MWt-hr	
Available HTF volume	3,388	m <sup>3</sup>	
Tank height	20	m	
Tank fluid minimum height	1	m	
Storage tank volume	3566	m <sup>3</sup>	
Parallel tank pairs	1		
Tank diameter	15.1	m	
Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m <sup>2</sup> -K	
Estimated heat loss	0.31	MWt	
Initial hot HTF percent	30	%	
Cold tank heater temperature set point	280	°C	
Cold tank heater capacity	15	MWe	
Hot tank heater temperature set point	500	°C	
Hot tank heater capacity	30	MWe	
Tank heater efficiency	0.99		
HTF density	1808.48	kg/m <sup>3</sup>	

Figura C.4: Parámetros en SAM: Thermal Storage

Direct Capital Costs			
<b>-Heliostat Field</b>			
Reflective area	812,253	m <sup>2</sup>	
Site improvement cost	16.00	\$/m <sup>2</sup>	\$ 12,996,042.00
Heliostat field cost	145.00	\$/m <sup>2</sup>	
Heliostat field cost fixed	0.00	\$	\$ 117,776,632.00
<b>-Tower</b>			
Tower height	169.851	m	
Receiver height	15.446	m	
Heliostat height	12.2	m	
Tower cost fixed	3,000,000.00	\$	
Tower cost scaling exponent	0.0113		\$ 20,077,316.00
<b>-Receiver</b>			
Receiver area	680.164	m <sup>2</sup>	
Receiver reference cost	103,000,000.00	\$	
Receiver reference area	1571	m <sup>2</sup>	
Receiver cost scaling exponent	0.7		\$ 57,324,912.00
<b>-Thermal Energy Storage</b>			
Storage capacity	728.155	MWht	
Thermal energy storage cost	24.00	\$/kWht	\$ 17,475,728.00
<b>-Power Cycle</b>			
Cycle gross capacity	100	MWe	
Fossil backup cost	0.00	\$/kWe	\$ 0.00
Balance of plant cost	340.00	\$/kWe	\$ 34,000,000.00
Power cycle cost	1,100.00	\$/kWe	\$ 110,000,000.00
			Subtotal
			\$ 369,650,624.00
<b>-Contingency</b>			
Contingency cost			7 % of subtotal
			\$ 25,875,544.00
			<b>Total direct cost</b>
			\$ 395,526,176.00

Figura C.5: Parámetros en SAM: System Costs

# Apéndice D

## Curvas de Energías Parasitarias

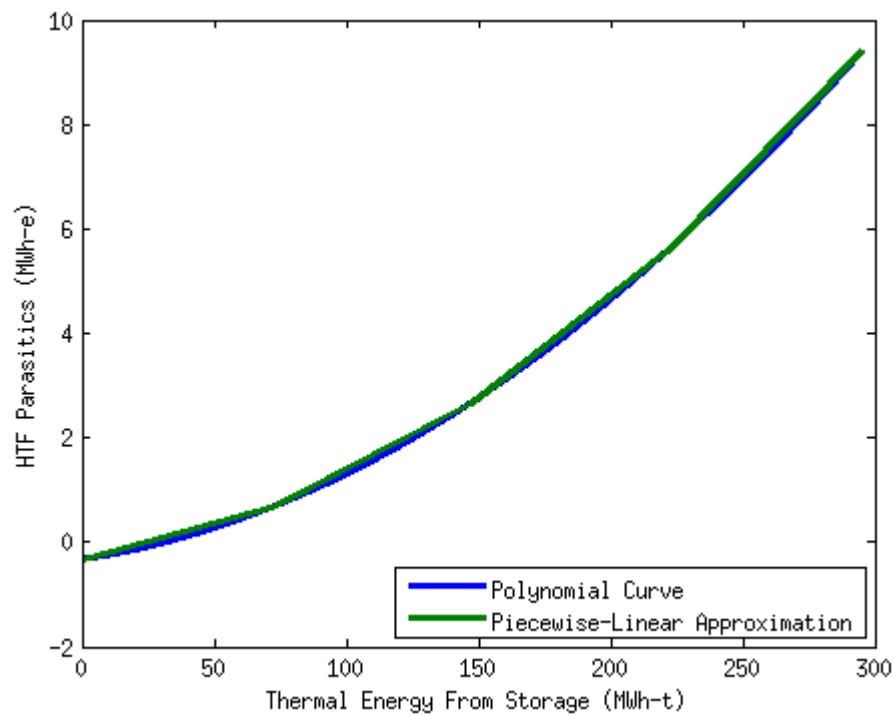


Figura D.1: Curva polinomial de pérdidas por energía parasitaria en las bombas del HTF y su aproximación lineal por tramos

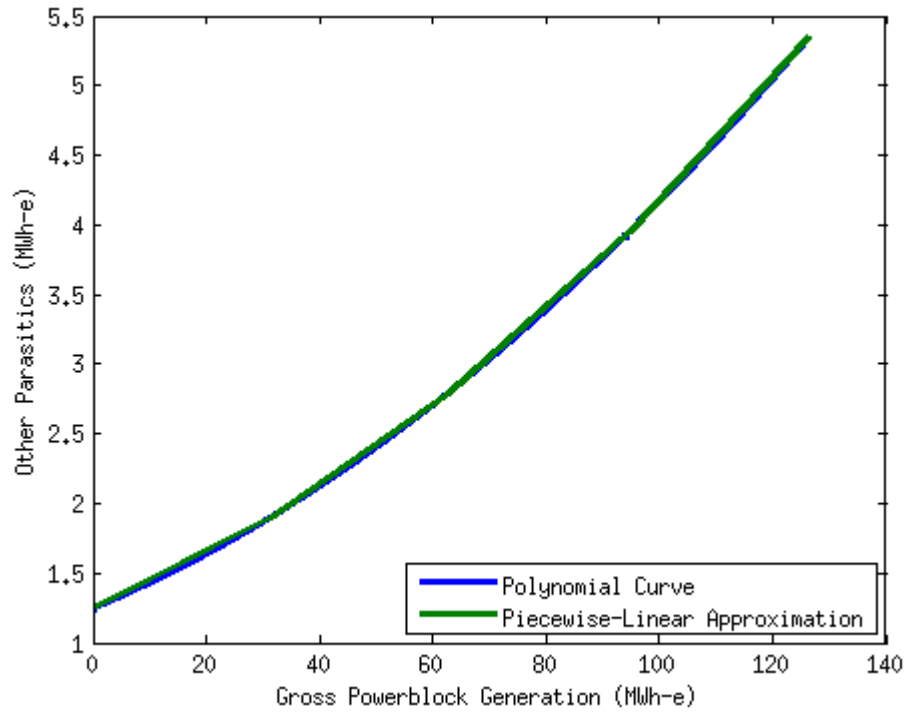


Figura D.2: Curva polinomial de pérdidas por energía parasitaria en el bloque de potencia y su aproximación lineal por tramos