

Factores críticos en diseño y operación de centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas en el desierto de Atacama

INFORME DE PASANTÍA

Tabla de contenido

1	Lista de abreviaturas	4
2	Introducción	5
3	Objetivos	6
3.1	Objetivo General	6
3.2	Objetivos Específicos.....	6
3.2.1	Caracterización cualitativa de valor de tecnologías CSP en los sistemas eléctricos.....	6
3.2.2	Detección de factores críticos para el desarrollo y operación CSP en Chile	6
3.2.3	Esquemas para la promoción al desarrollo CSP	6
4	Tecnología CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas.....	7
4.1	Principio de funcionamiento.....	7
4.2	Características de CSP con almacenamiento operando en la red.....	8
4.3	Parámetros técnicos de operación CSP de torre con almacenamiento	11
5	Factores Críticos en proyectos CSP Torre con sales fundidas	13
5.1	Definición de caso de estudio	13
5.1.1	Costos considerados en el proyecto	13
5.2	Factores críticos en diseño	14
5.2.1	Determinación del recurso solar disponible y variables meteorológicas	14
5.2.2	Condiciones de ensuciamiento, atenuación atmosférica y corrosión.....	15
5.2.3	Criterio de despacho	17
5.2.4	Robustez general de la planta.....	19
5.3	Factores Críticos en operación	19
5.3.1	Proceso de Concentración	19
5.3.2	Gestión del calor y almacenamiento	26
5.3.3	Bloque de Potencia.....	29
5.4	Factores Críticos en Chile.....	31
5.4.1	Condiciones locales ventajosas en el Desierto de Atacama.....	31
5.4.2	Desafíos CSP Chile	32
6	Caso de estudio: CSP de torre con almacenamiento en Chile	35
6.1	Impacto y sensibilidad de costos de limpieza de campo heliostático en el desierto de Atacama 35	
6.1.1	Sistema de limpieza	35
6.1.2	Estimación de costos de limpieza en Chile, España y Marruecos	37
6.1.3	Sensibilidad de LCOE a costos de limpieza en Chile	39
6.2	Impacto del modelo de despacho chileno en el diseño óptimo de la planta	41
6.2.1	Comparación de ingresos de central CSP operando con diferentes criterios de despacho	41
6.2.2	Despacho esperado de centrales CSP con almacenamiento en Chile	46
6.2.3	Diseño óptimo de centrales CSP con almacenamiento en Chile considerando criterios de despacho	47
7	Fomento CSP de torre con almacenamiento en Chile	49
7.1.1	Medición de soiling, atenuación atmosférica y corrosión CSP en el desierto de Atacama	49
7.1.2	Estudios para la definición de criterio de despacho CSP en Chile	50
7.1.3	Perfeccionamiento de licitaciones a clientes regulados	51
7.1.4	Formación de capital humano avanzado y proveedores CSP	51
7.1.5	Estrategias de fomento directo	52
8	Conclusiones	52
9	Anexos	53

9.1	Definición conceptual del caso de estudio	53
9.1.1	Datos de recurso solar y meteorológicos	53
9.1.2	Condiciones nominales del sistema	54
9.1.3	Campo heliostático, Torre y Receptor	55
9.1.4	Bloque de Potencia.....	55
9.1.5	Sistema de Almacenamiento	56
9.1.6	Optimización	56
9.2	Sensibilización de LCOE respecto al soiling.....	57
9.2.1	Parámetros específicos del sistema de limpieza	57
9.3	Sumario de visitas técnicas y entrevistas realizadas	58
9.3.1	Visitas Plataforma Solar de Almería PSA	58
9.3.2	Visita técnica a Andasol 3	60
9.3.3	Visitas técnicas a centrales Valle 1, 2 y Gema Solar	61
9.3.4	Entrevistas	62
10	Referencias.....	63

1 Lista de abreviaturas

- CSP: Concentrating Solar Power
- TES: Thermal Energy Storage
- DNI: Direct Normal Irradiation
- DHI: Diffuse Horizontal Irradiation
- GHI: Global Horizontal Irradiation
- HTF: Heat Transfer Fluid
- PTC: Parabolic Trough Colector
- FC: Fresnell Concentrator
- BESS: Battery Energy Storage System
- PHES: Pumping Hydro Energy Storage
- SM: Solar Multiple
- SF: Solar Field
- PB: Power Block

2 Introducción

Durante el año 2016, el Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética 4e de GIZ en Chile, junto al Ministerio de Energía de Chile, invitaron a la comunidad científica y profesional, con desempeño en el sector público y privado, a presentar proyectos de investigación científica y/o aplicada, en el área de la energía solar de concentración, para adjudicar una beca de pasantía orientada a cubrir los costos de la realización del proyecto en una organización alemana. El objetivo del concurso era: “Fomentar y fortalecer el desarrollo de la investigación científica y tecnológica aplicada de excelencia, a través de la promoción de investigadores(as), mediante la realización de pasantías en el extranjero”.

El presente trabajo es fruto de este programa de pasantías y fue desarrollado gracias al apoyo y la acogida del Instituto de Investigación Solar del Centro Aeroespacial Alemán, DLR en la sede de la ciudad española de Almería, durante los meses de abril y mayo del 2017. El DLR es parte integrante del centro de investigación termosolar “Plataforma Solar de Almería” situada en la región de Andalucía, una de las mayores zonas de desarrollo de tecnologías de concentración solar del mundo y además de contar con el decidido apoyo de DLR a lo largo de este trabajo, parte importante del presente proyecto se desarrolló en colaboración con investigadores de la Plataforma así como las visitas técnicas realizadas en el contexto de esta investigación fueron tanto a la Plataforma Solar de Almería como a proyectos y desarrollos comerciales desarrollados en la región de Andalucía.

Este trabajo no habría sido posible sin el apoyo decidido del Comité de Desarrollo de la Industria de la Energía Solar en Chile y de su Programa de Energía Solar, organización donde el autor se desempeña, que le permitió partir durante el periodo de la pasantía y que puso a su disposición su amplia red de información y contactos dentro del mundo de la energía termosolar para dar soporte a la realización del presente trabajo.

El autor desea expresar su agradecimiento a las instituciones y personas que permitieron y apoyaron el desarrollo del presente trabajo y espera que los frutos de este esfuerzo colaborativo permitan al lector tener una visión más acabada respecto de los factores críticos y desafíos que Chile enfrenta para lograr un desarrollo próspero de su potencial energético solar especialmente a través de la tecnología de Concentración Solar de Potencia.

Finalmente, se extienden particularmente los más sinceros agradecimientos a Daniel Benítez y Christoph Richter por haber supervisado y acompañado directamente el presente trabajo y a Reiner Shroer, Rodrigo Vásquez, Ursula Richter, Felipe Salinas, Peter Heller, Eckard Luperft, Fabian Wolfertstetter, Anja Kruchinski, Natalie Hanrieder, Mark Roger, Eduardo Zarza, Luis Crespo, Miguel Domingo, Sergio Reloso, Rainer Kistener, Rogelio Peón, Luis del Valle, Mark Mehos, Craig Turchi, Rodrigo Escobar, Aitor Marzo, Raúl Cordero, Marcelo Matus, Carlos Suazo, Francisco Martínez-Conde, Maurizio Moschini, Rodrigo Mancilla, Cristian González y Claudia Farías por haber colaborado y ayudado en distintas formas a la realización del presente estudio.

3 Objetivos

3.1 Objetivo General

El objetivo general de la presente propuesta de trabajo es detectar las brechas que la tecnología CSP enfrenta en el diseño, desarrollo y operación de proyectos y, a partir de estas brechas, proponer esquemas de fomento técnicamente aptos, para la promoción eficiente de estas tecnologías en el contexto nacional y que permitan la correcta valorización de esta tecnología. En particular el presente trabajo se centrará en la tecnología CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas.

3.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de la presente propuesta de trabajo son los siguientes:

3.2.1 Caracterización cualitativa de valor de tecnologías CSP en los sistemas eléctricos

Se caracterizará el valor de la capacidad instalada y operación de las tecnologías CSP de generación en sistemas eléctricos tanto desde un punto de vista local como sistémico. En particular, se buscará determinar las principales ventajas operativas asociadas a la generación CSP con almacenamiento térmico y su gestionabilidad de energía y potencia bajo distintas condiciones de operación (ej.: red acoplada o congestionada). Además, se buscará determinar si bajo las condiciones actuales del sistema eléctrico chileno, es posible valorizar dichas características desde un punto de vista comercial.

3.2.2 Detección de factores críticos para el desarrollo y operación CSP en Chile

Detectar y esquematizar las principales dificultades desde el punto de vista del desarrollador privado, en el desarrollo de proyectos CSP, específicamente en el desierto de Atacama. En particular, determinar variables de alto riesgo y fuentes de incertidumbre donde la participación de esquemas de política pública de fomento tecnológico puede alcanzar mayor eficiencia en las siguientes etapas o fases de un proyecto CSP: (i) Preinversión y Diseño y (ii) Operación.

3.2.3 Esquemas para la promoción al desarrollo CSP

Proponer esquemas específicos de fomento al desarrollo CSP en Chile apropiados técnicamente en el sistema eléctrico chileno. En particular, dichos esquemas de fomento se focalizarán en promover la disminución de las brechas por identificar en el objetivo específico 3.2.2, permitiendo una correcta valorización de los atributos específicos de la tecnología CSP por caracterizar según el objetivo específico 3.2.1. Consecuentemente se buscará propiciar una disminución de riesgos de desarrollo, aumento de la competitividad de la tecnología e incrementar la rentabilidad desde el punto de vista del desarrollador CSP.

4 Tecnología CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas

4.1 Principio de funcionamiento

La tecnología de Concentración Solar de Potencia de Torre o CSP de torre, es una tecnología de generación eléctrica termosolar, actualmente en amplio desarrollo en el mundo. Su principio de funcionamiento se basa en la concentración de la radiación solar normal directa o DNI (*Direct Normal Irradiation*) mediante un campo heliostático de espejos con seguimiento en dos ejes que refleja la radiación en un punto sobre una torre receptora, donde la energía térmica de la radiación es transferida a un fluido caloportador o HTF (*Heat Transfer Fluid*), el cual posteriormente alimenta un bloque de potencia para la producción de energía eléctrica como se muestra de manera esquemática en la Ilustración 1. Esta tecnología puede funcionar con sistemas de almacenamiento térmico o TES (*Thermal Energy Storage*), en los cuales se utilizan comúnmente sales fundidas¹ en sistemas de doble tanque (sales frías y sales calientes), para almacenar energía térmica y utilizarla para generar electricidad fuera de las horas solares.

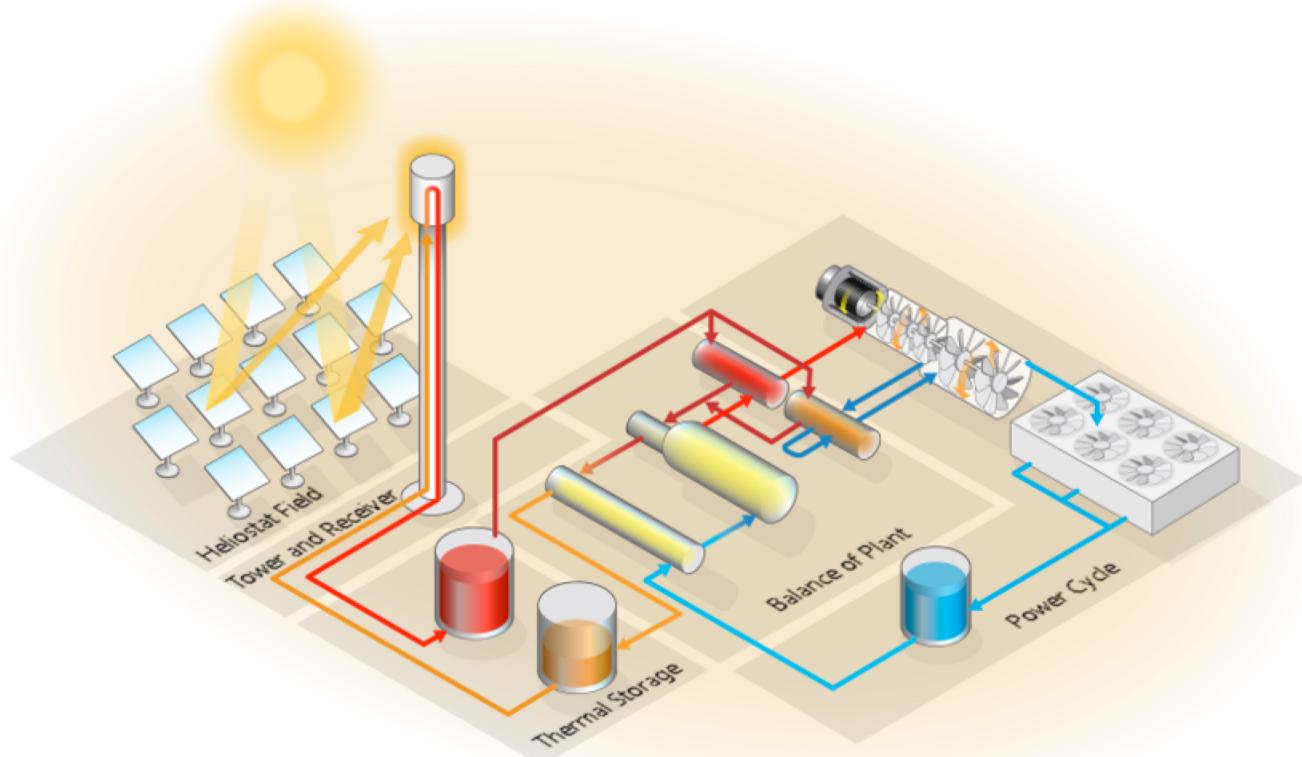


Ilustración 1 Esquema de central CSP de torre. Fuente: SAM 2017

¹Si bien existen centrales CSP de torre cuyo HTF es vapor directo y no tienen sistemas de almacenamiento, este esquema no será analizado por considerarse de menor interés para el caso chileno donde existe un amplio desarrollo de sistemas fotovoltaicos a costos extremadamente competitivos en la actualidad y donde centrales CSP sin almacenamiento no aportan valor agregado significativo.

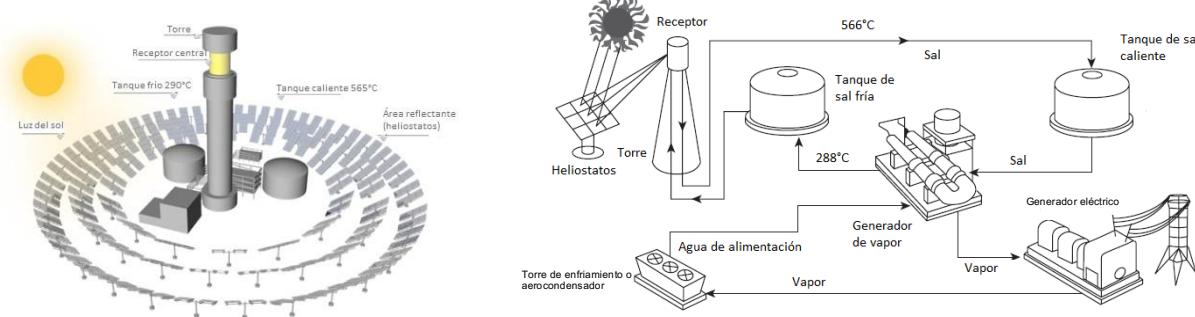


Ilustración 2 Diagrama de una torre solar (izquierda) (ajustado por DLR de (Thermo-Solar Salts, 2016)) y la operación esquemática de una planta con almacenamiento de sales fundidas (derecha) (ajustado por DLR de (Lovegrove & Stein, 2012))

Además de la tecnología CSP de torre, existen otras tecnologías de concentración solar de potencia como lo es la de Cilindro Parabólico o PTC (*Parabolic Trough Concentrator*) y la Lineal Fresnel o FC (*Fresnel Concentrator*) ambas con sistemas de concentración en focos lineales las cuales pueden también incluir sistemas de almacenamiento térmico. Si bien la CSP de Cilindro Parabólica con HTF de aceite sintético y almacenamiento en sales fundidas, es la tecnología CSP más madura en la actualidad, el presente trabajo se centra en la tecnología CSP de Torre con almacenamiento en sales fundidas por su gran potencial de reducción de costos en el futuro próximo dada la actual capacidad en desarrollo y su afinidad tecnológica para incluir sistemas de almacenamiento térmico directo. Como se muestra en la Tabla 1, la tecnología CSP de torre se perfila como la tecnología CSP con el desarrollo más potente para los próximos años.

Tabla 1 Estado de Desarrollo CSP en el Mundo. Fuente: CSP Today 2016

[MW]	Torre Solar	Cilindro Parabólico	Fresnel
Operación	690	4258	175
Construcción	841	1964	211
En desarrollo	8770	3296	440

4.2 Características de CSP con almacenamiento operando en la red

El valor de las tecnologías CSP con almacenamiento operando en sistemas eléctricos ha sido largamente estudiado en el mundo y se distingue su valor según la diversidad de productos que puede proveer en mercados eléctricos de energía, potencia y servicios complementarios, así como su valor en esquemas de comercialización. Entre los principales productos que puede proveer la tecnología CSP se pueden encontrar:

- Energía:
 - Limpia, sin emisiones de gases de efecto invernadero ni material particulado.
 - De bajo costo variable de generación (ver Tabla 3)
- Potencia:
 - Alto factor de planta dependiendo del diseño (hasta ~90%)
 - Alta potencia de suficiencia
- Servicios Complementarios:
 - Gestión horaria a bajo costo de operación
 - Rápidos tiempos de arranque y operación (ver Tabla 2)
 - Inercia de máquina rotatoria

- Control primario y secundario de frecuencia (ver Tabla 2)
- Control de tensión

Otra perspectiva, distinta de los productos que puede entregar una planta CSP, es la del valor de la planta para la red en la cual opera. Desde este punto de vista, se pueden diferenciar dos tipos de valor:

- Valor operacional: Valor de reducción de costos globales de operación y de emisiones.
- Valor de capacidad: Valor de evitar construir centrales de baja flexibilidad y alto costo variable de generación para suministrar potencia de punta dado un cierto crecimiento de la demanda.

Ambos, dependen fuertemente de la demanda, capacidad instalada y topología de la red de transmisión del sistema interconectado en la cual operan. En este sentido, existe consenso respecto de la complementariedad desde el punto de vista de la red entre tecnologías CSP con almacenamiento y sistemas de generación variables como la fotovoltaica y eólica [1].

El fuerte descenso en los costos de inversión en centrales fotovoltaicas o FV y eólicas ha impulsado un fuerte desarrollo de estas tecnologías en el mundo, sin embargo, la variabilidad de la generación de estas tecnologías puede provocar sobrecostos operacionales para el sistema. En este contexto de alta penetración de energía renovable variable, el valor operacional y de flexibilidad de la CSP cobra preponderancia [2] [3] [4]. A mayor penetración de fuentes variables de generación dependiendo de la red, la probabilidad de vertimiento de las centrales variables aumenta mientras el valor de capacidad de la CSP con almacenamiento y los productos de este, asociados a flexibilidad y Servicios Complementarios o SSCC tienden a aumentar, así como el riesgo operacional asociado a la incertidumbre a la predicción del recurso eólico y solar disminuye con integración de CSP+TES.

Particularmente para sistemas con curvas de demanda residenciales donde característicamente la demanda de punta diaria se alcanza al atardecer o en las primeras horas de la noche, al mismo tiempo que la disponibilidad de la energía fotovoltaica disminuye de manera drástica afectando particularmente el suministro en horario punta [2]. En California, un análisis sobre costos de integración de CSP arrojó que, si CSP con 6 horas TES y FV sin sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) proveyeran cada uno 5% de la demanda en California, CSP tendría un valor adicional de 19 USD/MWh en tanto para un 10% de provisión de demanda cada uno, el valor de CSP aumenta a 35 USD/MWh sobre el precio de energía. Este aumento de valor resulta de un análisis de costos de integración y de beneficios del mercado donde CSP se conecta. [5]. De esta forma, las tecnologías CSP, particularmente con almacenamiento son también integradores de tecnologías FV y eólicas [6]. El valor de la flexibilidad de la CSP con almacenamiento se basa en la posibilidad de esta tecnología en poder disponer la colocación de energía en cualquier horario del día a diferencia de las tecnologías de generación variable, particularmente en los horarios de mayor exigencia de demanda según el diseño del sistema de almacenamiento como se muestra en la Ilustración 3

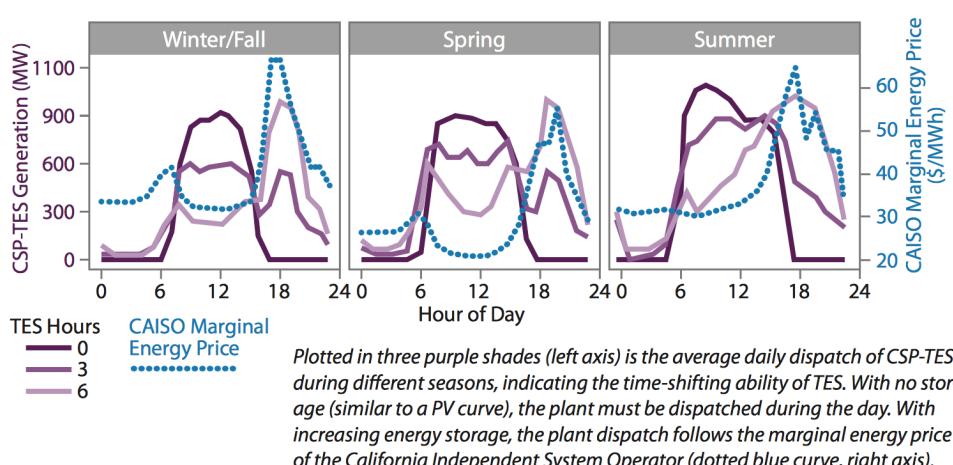


Ilustración 3 Generación simulada CSP con 0, 3 y 6 horas de almacenamiento en CAISO. Fuente: NREL

Uno de los principales desafíos para los reguladores y operadores de los sistemas interconectados liberalizados, es permitir la visualización en el mercado eléctrico de los atributos y del valor de las características de gestionabilidad de las **tecnologías CSP**, en particular para redes con alta penetración de fuentes variables de generación como FV y eólica. Cabe destacar que en la medida en que los contratos de energía logren capturar la disponibilidad y gestionabilidad de la curva de generación CSP, los precios ofertados por esta última tecnología podrán ser más competitivos. El almacenamiento no es un producto final demandado por el consumidor de energía quien busca energía con cierto perfil de consumo. Es más bien un producto intermedio para poder ofrecer energía según el perfil de consumo demandado. En este sentido, la hibridación entre tecnologías CSP con almacenamiento y fuentes renovables variables, ya sea a nivel meramente comercial (centrales operan por separado sin interacción física) u operacional (se despachan en conjunto y tienen una interacción operacional), puede proveer energía de bajo costo, confiable y limpia al sistema adaptándose al perfil de consumo, razón por la cual los reguladores deben avanzar en promover la visualización comercial de las características beneficiosas de la CSP.

En Chile se realizó una adaptación del marco regulatorio para permitir a las centrales FV, eólicas y de pasada, hacer ofertas de energía por curvas similares a las curvas de generación esperadas de las centrales respectivas con la nueva normativa de licitaciones para proveer energía a clientes regulados [7]. Hasta antes de la nueva normativa, las centrales FV no conseguían competir en igualdad de condiciones con tecnologías convencionales y al permitirse mediante cambios regulatorios, que estas centrales pudieran ofertar suministro en “horas solares” lograron aumentar su competitividad y la del mercado mediante la visualización de su principal atributo de mercado, su costo variable de operación. Esto mismo no es posible para los atributos de las centrales CSP con almacenamiento en este mecanismo de licitación.

En la medida en que los contratos logren capturar el valor para la red del almacenamiento y gestiónabilidad, la CSP podrá competir en términos iguales por proveer sus productos con otras tecnologías como sistemas de almacenamiento en baterías o BESS (*Battery Energy Storage System*), sistemas de bombeo o PHES (*Pump Hydro Energy Storage*) y centrales convencionales promoviendo una madurez tecnológica virtuosa entre estas tecnologías, pero al mismo tiempo fortaleciendo la calidad de suministro [6].

En este mismo sentido es clave comprender que el costo nivelado de la tecnología o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) no es el único indicador que debe ser evaluado al momento de integrar generación al sistema. En particular, una central CSP con almacenamiento que funcione colocando energía como

central de base, puede tener el mismo factor de planta y por tanto el mismo LCOE colocando su energía como central de suministro de punta o “peaker”. Si bien la central puede tener el mismo diseño y el mismo costo, el valor para la red dependiendo del sistema interconectado será distinto. LCOE sirve para evaluar la competitividad de la tecnología en un mercado de venta de energía, pero no revela el valor del aporte de la operación de la tecnología en la red [8].

El caso de la red chilena y las potenciales ventajas de introducir CSP con almacenamiento será enunciado con más detalle en el capítulo 5.4

4.3 Parámetros técnicos de operación CSP de torre con almacenamiento

Los parámetros técnicos de operación de una central CSP de torre son altamente dependientes del proyecto específico y del propósito del desarrollador en la etapa de diseño. En otras palabras, el desarrollador puede elegir optimizar la central para tener alta flexibilidad y capacidad de respuesta a exigencias del operador central, o puede optimizar el diseño de la central para operar como tecnología de base. Como se discute en la sección 5.2.3 el diseño óptimo dependerá por lo tanto de la operación esperada de la central y consecuentemente los parámetros técnicos podrán variar para cada diseño óptimo.

En este contexto, y aún escasa estandarización de componentes de esta tecnología, es difícil generalizar los parámetros técnicos de operación de centrales CSP, más aún de torre con almacenamiento. A continuación, se muestran los parámetros técnicos de operación estimados para plantas CSP de torre con almacenamiento basados en una recopilación de entrevistas a operadores de plantas cilindro parabólicas y de torre ambas con sistemas de almacenamiento en sales fundidas, desarrolladores, empresas consultoras CSP y centros de investigación termosolar en la región de Andalucía el año 2017 como parte del presente trabajo.

Los parámetros técnicos investigados son los siguientes:

Tabla 2 Parámetros técnicos de operación CSP [6] [9] [10]

Parámetro	Intervalo de valores esperados		Comentarios
Tiempo de partida en frío (de 0 a 10% Potencia nominal)	35 min	50 min	Planta de 100 MW. Depende de estado de carga de sales, radiación diaria y tiempo de normalización de vapor a condiciones nominales para alimentar turbina de alta
Mínimo tiempo de operación	10 min	15 min	
Mínimo tiempo de apagado	10 min	15 min	
Rampa de subida carga (de 10% a 100% Potencia nominal)	8 MW/min	10 MW/min	A partir del 10% de capacidad nominal para plantas 100 MW
Rampa de bajada de carga	8 MW/min	10 MW/min	Ídem anterior

Mínima potencia de operación	10%	20%	De potencia nominal
Máxima potencia de operación	105% Pnom	120% Pnom	Depende tiempo requerido a potencia máxima.

5 Factores Críticos en proyectos CSP Torre con sales fundidas

5.1 Definición de caso de estudio

Para permitir análisis específicos en el presente estudio, se estableció un diseño conceptual de planta CSP de torre como base de trabajo, considerando una central CSP de torre con sales fundidas de 110 MW de potencia bruta, con 13,5 horas de almacenamiento y factor múltiplo solar² o SM (*Solar Multiple*) 2,75. Sin pérdida de generalidad, la información levantada en la presente investigación y los resultados del presente estudio se centrarán en dicha configuración específica. El detalle de la elección y definición tecnológica se encuentra especificado en el Anexo 9.1

En el presente estudio, la configuración establecida se utilizó como:

- Referencia para levantamiento de información y factores críticos de desarrollo con los expertos de la industria y la academia entrevistados en el contexto de este estudio
- Referencia para el levantamiento de parámetros técnicos de operación.
- Referencia para el levantamiento los costos de inversión, de operación y financieros.
- Referencia para la realización de análisis de sensibilidad de factores críticos sobre los costos nivelados de la energía de la tecnología CSP de torre en el contexto de este estudio.
- Referencia para el análisis de sensibilidad a esquemas de política pública de fomento CSP.

5.1.1 Costos considerados en el proyecto

Tabla 3 Costos considerados en caso de estudio

Componente	Costo	Comentarios
Costos directos [11]	438 MMUS\$	
Torre	17 MMUS\$	
Receptor	35 MMUS\$	Incluye sales (HTF)
Campo Heliostático	170 MMUS\$	143 US\$/m ² y 1.190.000 m ²
Mejoramiento terreno	6 MMUS\$	5 US\$/m ²
Sistema TES	80 MMUS\$	22 US\$/kWht y 3.600 MWh
Ciclo de Potencia	90 MMUS\$	800 US\$/kWe y 110 MW
BoP (<i>Balance of Plant</i>)	20 MMUS\$	200 US\$/kWe y 110 MW
Contingencia	20 MMUS\$	5% de costos directos.
Costos indirectos [11]	80 MMUS\$	
Terreno, Derechos y Concesiones	50 MMUS\$	
Ingeniería	20 MMUS\$	
Trámite y obtención de permisos	10 MMUS\$	
Costos de operación [12]		
Costo fijo	69 US\$/kWaño	
Costo variable	3,8 US\$/MWh	
Costos financieros estimados	57 MMUS\$	
Cierre equity	20 MMUS\$	Margen + costos + impuestos
Cierre deuda	11 MMUS\$	Margen + costos
Intereses deuda periodo construcción	26 MMUS\$	En 24 meses
Cuentas de reserva estimadas		

² Concepto descrito en 5.3.1

Reserva para capital de trabajo	6 MMUS\$	6 meses de OPEX ³ año 1
Reserva al servicio de la deuda	17,5 MMUS\$	6 cuotas mensuales (P+I)

5.2 Factores críticos en diseño

En la etapa de diseño de un proyecto CSP de torre, al igual que en cualquier proyecto eléctrico, el nivel de incertidumbre respecto de las variables de entrada en los modelos de diseño y la probabilidad de excedencia de los supuestos considerados es crítico. Sin embargo, las variables críticas de diseño de los proyectos CSP de torre son en gran medida distintas a las de un proyecto de generación de energía convencional. A modo de ejemplo, el diseño del sistema de almacenamiento térmico de la planta, implica al menos 2 variables importantes que no existen en plantas convencionales, como lo son el múltiplo solar y las horas de almacenamiento. Dependiendo de las condiciones locales, la propia tecnología, la operación prevista de la central, entre otros, el diseño óptimo de la planta podría variar fuertemente en términos de capacidad instalada, sistema de enfriamiento, horas de acumulación, múltiplo solar, etc. A continuación, se enuncian los factores detectados como críticos en la etapa de diseño.

5.2.1 Determinación del recurso solar disponible y variables meteorológicas

Como se explica en la sección 4.1 la tecnología CSP utiliza DNI para la generación de energía eléctrica y es justamente la cuantificación del DNI, el factor local de mayor importancia en el diseño de una planta CSP. En términos generales, la sobreestimación del recurso solar puede llevar a un subdimensionamiento del diseño de la planta y viceversa. Sin embargo, el problema de dimensionamiento del recurso es complejo.

Para contar con un correcto dimensionamiento de DNI es necesario medir con instrumentos de precisión, acorde a procedimientos normados por estándares internacionales, en el terreno del proyecto, por un plazo de al menos un año la DNI. Para realizar esta medición, normalmente se despliegan estaciones de monitoreo de radiación solar y variables meteorológicas que también son de relevancia para el diseño como la temperatura ambiente, la pluviometría, la presión atmosférica, la humedad relativa, la velocidad y dirección de viento a determinada altura (según tipo de helióstatos ~10m), la radiación difusa o DHI (*Diffuse Horizontal Irradiation*), la attenuación atmosférica, el soiling rate⁴ y/o el índice de corrosividad en espejos.

Las estaciones de medición de DNI pueden ser de medición directa de alta precisión, a través de pirheliómetros, o de estimación, a través del uso de equipos que, a partir de la radiación global horizontal o GHI (*Global Horizontal Irradiation*), la DHI y la localización de la estación, pueden estimar la DNI con un determinado nivel de certidumbre. En general, cuando se trata de equipos instalados y operados bajo normas internacionales, las mediciones de DNI mediante pirheliómetro son de mayor precisión (+-1% error) en tanto las de equipos de estimación como los *Rotating Shadowband Radiometers* o “RSI” son de menor precisión (+-5% precisión), no obstante, estos últimos son ampliamente usados en el desarrollo de proyectos en locaciones aisladas por su gran robustez ante condiciones de intemperie y en particular ante condiciones de ensuciamiento, a diferencia de los pirheliómetros que para tener alta confiabilidad requieren de mantención diaria o cada dos días. La Ilustración 4 muestra la pérdida de precisión comparada entre equipos RSI y pirheliómetros.

³ *Operational Expenses*

⁴ Concepto definido en 5.2.2

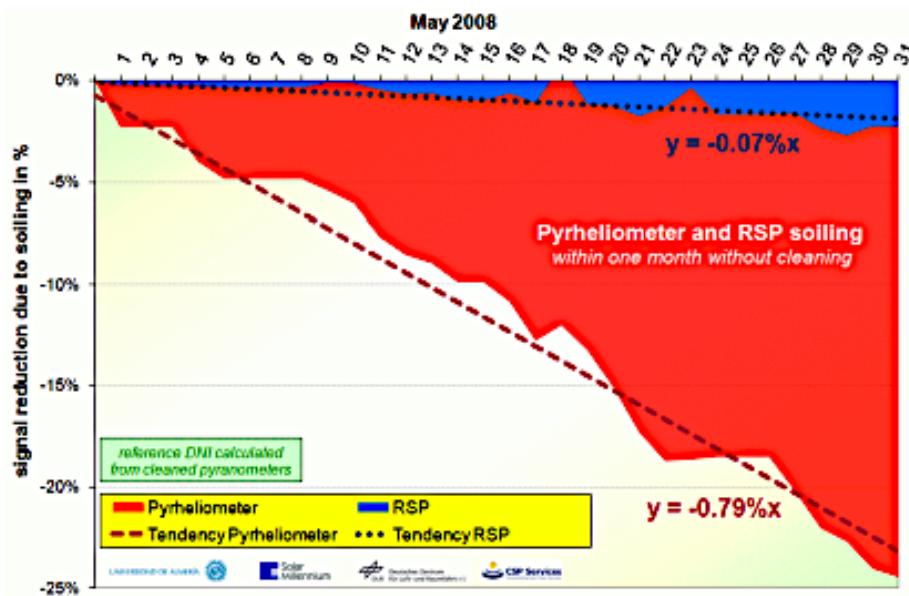


Ilustración 4 Comparación de precisión en operación sin limpieza de Pirheliómetro y RSI. Fuente: CSP Services, DLR, Universidad de Almería

En las etapas de diseño de la planta CSP de torre, se utilizan series de datos de alrededor de 20 años para la determinación de años típicos meteorológicos “TMY” los cuales se construyen con cierto nivel de probabilidad de excedencia estadística (ej.: P90, P50). La imposibilidad práctica de contar con series horarias de 20 años de datos de DNI medidos en terreno, implican la necesidad de utilizar otras fuentes de información, como lo son las series de datos satelitales. Las series de datos satelitales son creadas a partir de información entregada por satélites respecto de la radiación extraterrestre que impacta la atmósfera antes de atravesarla. Esta información es procesada matemáticamente con modelos atmosféricos y es validada con datos medidos en terreno de una determinada macro zona para crear series de datos horarios en puntos dentro de las mencionadas macro zonas. En el caso de los proyectos comerciales, las series de datos satelitales son procesadas y adaptadas al sitio específico del proyecto utilizando las mediciones en terreno del propio proyecto para contar así con series de datos horarios de hasta 20 años válidas en el sitio del proyecto.

Existen fuertes diferencias en datos satelitales de recurso solar en Chile [13], y una mala ejecución, diseño o mantención de una estación de medición puede también llevar a errores de alta magnitud en la estimación del recurso en terreno. En el diseño y dimensionamiento del proyecto, errores gruesos en la estimación del recurso o en las series de datos utilizadas pueden significar perjuicios insalvables para la rentabilidad del proyecto razón por la cual el dimensionamiento y cuantificación de la DNI es un factor crítico.

5.2.2 Condiciones de ensuciamiento, atenuación atmosférica y corrosión

La reflectividad del campo heliostático es un factor crítico para la producción de la planta. Esta reflectividad está dada principalmente por el nivel de reflectividad nominal del espejo, la reflectividad real del espejo en condiciones locales y su nivel de limpieza promedio anual dado un nivel de ensuciamiento.

El ensuciamiento o “soiling” es uno de los factores más importantes que afectan la reflectividad del campo heliostático y por ende la producción de las centrales CSP, altamente sensibles al ensuciamiento de los espejos por la fuerte vinculación directa entre pérdida de reflectividad en los espejos y pérdida de producción en la planta.

Normalmente, el operador fija un factor de limpieza (factor promedio anual de ponderación de reflectividad debido a la condición de limpieza) sobre la reflectividad del espejo limpio, independiente del factor de ensuciamiento o “*Soiling Rate*” del sitio (pérdida promedio de reflectividad diaria por causa ensuciamiento). De este factor de limpieza, del factor de ensuciamiento y del costo de limpieza del campo se obtiene una función de costos que dependiendo del tipo de contrato puede ser considerado un costo fijo de operación de la planta [14] [15].



Ilustración 5 Camión de limpieza de helisotatos propiedad de ECILIMP. Fuente: MinWaterCSP

La atenuación atmosférica en centrales CSP de torre se define como el porcentaje promedio de pérdida de DNI entre los heliostatos y el receptor [16] [17] y es un fenómeno que ha cobrado importancia en el mundo con la aparición de proyectos CSP de torre de gran escala ($>20\text{MW}$) cuyos campos heliostáticos pueden exceder 1 kilómetro donde el efecto de atenuación es relevante y no puede ser despreciado en modelos de predicción de producción de este tipo de plantas [17].

Se ha registrado cierta correlación entre la atenuación atmosférica y el nivel de visibilidad (distancia a la cual se pierde o desenfoca el 95% de la radiación reflejada) en el sitio del proyecto [18]. El efecto de la atenuación atmosférica se puede separar en dispersión óptica o “*scattering*” (aproximadamente el 95% de la atenuación) y absorción de la radiación por parte del material particulado en suspensión (aproximadamente 5% de la atenuación) [15]. En la región de MENA, la atenuación atmosférica puede alcanzar valores altos y esto ha despertado la preocupación de los financieros de sistemas de torre, quienes han comenzado a solicitar estudios certificados de esta variable para acompañar las predicciones de producción de las plantas y reducir de esta manera la incertidumbre [16]. La estimación de atenuación atmosférica en un sitio puede realizarse a través de medición del MOR (*Meteorological Optical Range*) con instrumentos especializados en campañas anuales o con cámaras digitales [19].



Ilustración 6 Sensor de MOR en Plataforma Solar de Almería. Fuente DLR

Sin embargo, la estimación de atenuación atmosférica en sitio es un aún problema en desarrollo en el mundo [16] [20] que usualmente enfrenta el problema de contar con poca información disponible respecto del nivel de aerosoles y humedad en el sitio.

Existen otros factores que pueden afectar en el tiempo la reflectividad de los espejos dependiendo altamente de la condición local, como lo es la corrosión. Existen hoy en día, avanzadas tecnologías de recubrimiento o “coating” que permiten evitar el daño por corrosión u otras causas en el helióstato [11], sin embargo, es de alta importancia conocer el nivel de corrosividad del sitio para definir de manera eficiente el revestimiento específico que se requiere en cada proyecto.

5.2.3 Criterio de despacho

La gestionabilidad de las centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas es una de las características más relevantes y estudiadas de esta tecnología [8] [3] [2], que la distinguen de otras tecnologías de generación renovables altamente variables.

Por otro lado, la optimización de las variables de diseño de una planta CSP se realiza comúnmente mediante procesos iterativos que buscan la configuración óptima de variables de diseño (múltiplo solar, dimensión del receptor, horas de almacenamiento, tamaño de la turbina, etc.) que maximizan la rentabilidad del proyecto, utilizando para esto softwares especializados de simulación de operación de plantas CSP de torre como lo son los software de diseño conceptual: SAM desarrollado por NREL, Greenius desarrollado por DLR [14] o SolarSense desarrollado por SENER [10] entre otros. Cada desarrollador opta por un software de simulación de operación o lo desarrolla por sí mismo acorde a la propia experiencia respecto de la tecnología específica de torre que se desarrolle. Además, cada software alcanza distintos niveles de especificidad o detalle por lo que el diseño conceptual y principales componentes puede ser obtenido con un software distinto a los utilizados en la ingeniería de detalle de cada componente específico como la turbina o los intercambiadores de calor.

Si bien, los principios de operación física de la central, no dependen del proyecto específico o del sistema al cual se conecte, los criterios de despacho a utilizar en un mercado eléctrico u otro afectan fuertemente la colocación de energía de la planta en el sistema, y por ende el diseño económicoamente óptimo de la central no es necesariamente el mismo en mercados diferentes aun cuando las condiciones locales sean idénticas.

Representar la estrategia operacional de la planta, es uno de los mayores desafíos en el diseño y en la evaluación técnica económica de la planta [21] [8]. Como se muestra en la Ilustración 7, una misma configuración de planta, con distinta estrategia de operación (auto despacho vs centralizado), consecuentemente obtendrá distinta rentabilidad dependiendo del sistema en el cual opere y por lo

tanto su diseño óptimo no es necesariamente igual. Esto es especialmente crítico desde un punto de vista comercial en los días con baja disponibilidad de energía (típicamente invierno) ya que el costo de oportunidad o el precio pueden variar drásticamente entre colocar energía en una hora u otra.

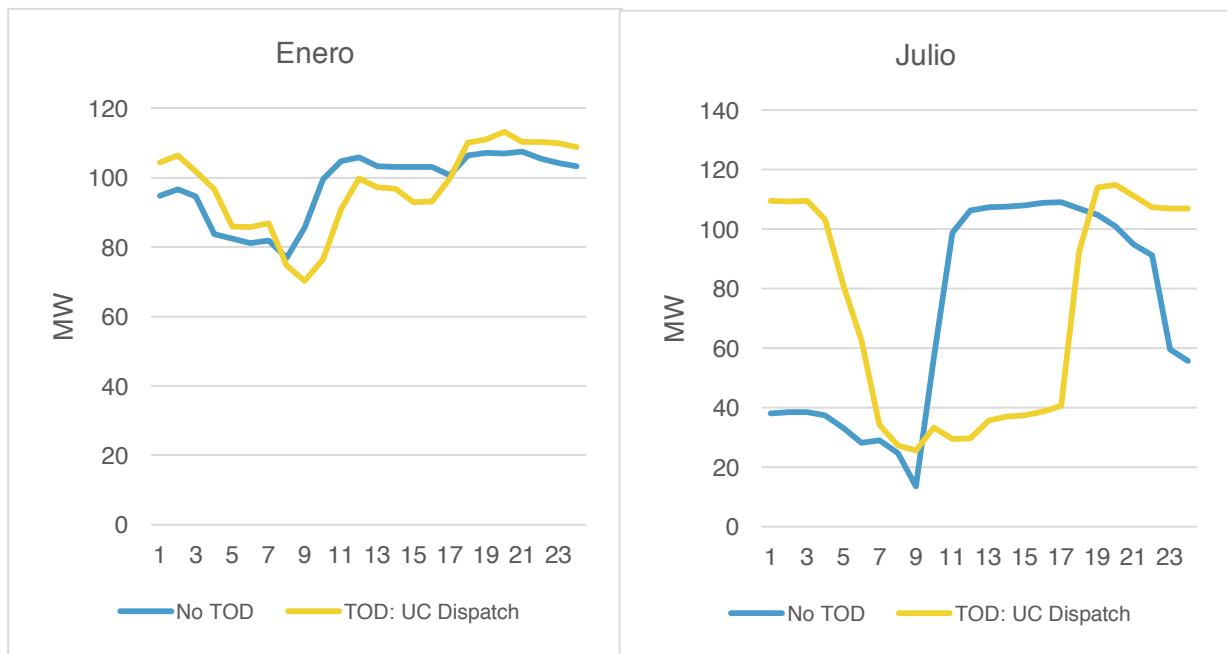


Ilustración 7 Operación CSP de torre en norte de Chile según diferentes criterios de despacho. Elaboración propia

En general, los softwares de diseño de CSP de torre consideran la operación con mecanismos de autodespacho bajo sistemas de control con señales de precio exógenas. Las plantas son diseñadas bajo la configuración (capacidad instalada, múltiplo solar, turbina, horas de almacenamiento, dimensiones de la torre y receptor, etc.) que maximiza la rentabilidad y por lo tanto la configuración que otorga mayor competitividad en el mercado específico. Esta filosofía de diseño funciona bien en sistemas eléctricos con mercados de oferta donde el autodespacho es permitido o en sistemas con Feed-in-Tarif para estas tecnologías. En España, por ejemplo, las centrales CSP comunican con un día de anticipación su plan de despacho para el día siguiente, el cual puede ser corregido sin penalización económica hasta 4 horas antes [22].

En la sección 5.2.3 se discute la complejidad del diseño en el caso chileno donde el mercado eléctrico es de operación centralizada, donde solo algunas tecnologías específicas según capacidad instalada, costo variable de generación y capacidad de almacenamiento pueden optar por operación con autodespacho. Además, en la sección 6.2 del presente trabajo se presenta un análisis comparativo del impacto del modelo de despacho en el diseño óptimo de una planta CSP de torre con almacenamiento en sales y una aproximación de diseño considerando sistemas de despacho centralizado.

Es importante recalcar que esta consideración sobre los diferentes criterios de operación afectando el diseño óptimo de la planta, implica que el LCOE de la planta para una configuración dada, no es un indicador suficiente para optimizar el diseño de una central CSP de torre ya que el LCOE depende del CAPEX (y su respectivo costo financiero) y del OPEX de la configuración de planta y por lo tanto, no recoge la variabilidad de los ingresos ligada a la colocación de energía en el mercado en diferentes horas y consecuentemente diferentes precios. Las plantas CSP son altamente gestionables y en este sentido, el diseño óptimo no es necesariamente el que minimice el LCOE sino el que maximiza el retorno de la planta operando en un determinado sistema, bajo un determinado sistema

de despacho, con un determinado sistema de comercialización de energía y con una configuración de diseño fija.

5.2.4 Robustez general de la planta

Un factor difícil de cuantificar, pero de alta importancia para el éxito comercial de las plantas CSP de torre, es la fiabilidad de la operación continua de la planta, también conocido como la robustez general de la planta.

En este sentido, más allá de los elementos específicos, los proyectos comerciales de CSP de torre de gran escala se componen de un gran número de partes y piezas, muchas de ellas de un valor relativo despreciable comparado con el valor de inversión total del proyecto. Se estima que para un proyecto de torre de 110 MW en Chile, se requieren del orden de 30.000 [23] toneladas en estructuras de acero solo para el campo solar el cual estará compuesto de aproximadamente 8.443 heliostatos. En este contexto, una elección errada de un componente de bajo costo en el sistema de seguimiento mecánico puede significar un alto costo si se hace necesario el reemplazo total [22].

En este mismo sentido, se debe mantener un grado de fiabilidad en el diseño y construcción de la planta que garantice una baja probabilidad de falla general de la planta puesto que un sacrificio en la calidad de la infraestructura del ciclo de potencia o del campo solar, o un dimensionamiento demasiado ajustado de componentes críticos como el receptor, pueden reducir los costos de inversión o aumentar la eficiencia esperada en pocos puntos porcentuales a cambio de meses fuera de operación por falla o de incumplimientos en metas de producción los primeros años [14]. Dado el importante CAPEX y el bajo costo variable de generación de este tipo de proyectos (~5.500 MUS\$/MW, ~4 US\$/MWh [11] [9]) es clave para la rentabilidad en el largo plazo, que las plantas mantengan factores de planta sostenidamente altos, cuestión que se comentará en detalle en siguiente capítulo.

5.3 Factores Críticos en operación

La generación eléctrica a partir de sistemas CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas puede ser entendido esquemáticamente en 3 grandes grupos de procesos: (i) Concentración de radiación en campo solar – receptor y torre, (ii) Gestión del calor solar y almacenamiento (iii) Generación eléctrica en ciclo de potencia.

5.3.1 Proceso de Concentración

La concentración de radiación solar se realiza a través de heliostatos con seguimiento solar en dos ejes, que reflejan la DNI al receptor situado en la parte superior de la torre y representa uno de los procesos más críticos de la tecnología.

5.3.1.1 Campo heliostático

Los heliostatos, se conforman típicamente por espejos delgados (2 -3 mm) o “facetas” montadas en un soporte generalmente metálico lo que en conjunto conforman un “módulo”. Dicho módulo a su vez está montado sobre un pilar fijo, mediante una unión giratoria mecanizada típicamente mediante moto-reductores o brazos hidráulicos que permiten el seguimiento solar en dos ejes dependiendo la elección tecnológica del desarrollador. El pilar sobre el cual está montado el módulo dependiendo del terreno y el desarrollador, puede ser de hormigón o metálico y se fija al suelo mediante una fundación.

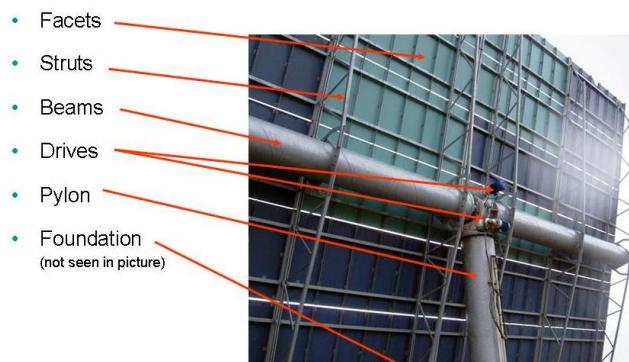
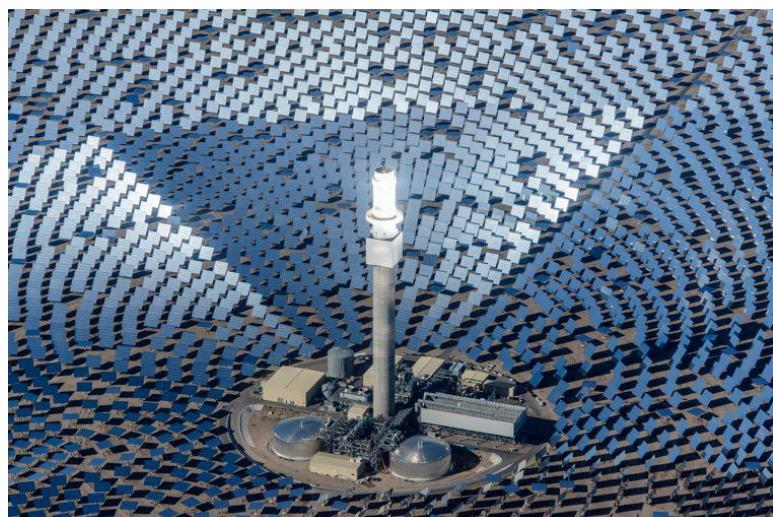


Ilustración 8 Editado por DLR de Hoffschmidt and Schmitz 2009

La relación entre la potencia térmica nominal que el campo solar puede entregar al receptor, sobre la potencia térmica del generador de vapor, se denomina múltiplo solar o SM “*Solar Multiple*” y es uno de los indicadores más relevantes de los proyectos CSP de torre, indicando una relación de la energía que es capaz de proveer el campo solar a plena carga en condiciones nominales. Esta relación implica la potencia nominal del receptor a ser seleccionada y se complementa directamente con las “horas de almacenamiento” del sistema TES, las cuales dependen del tamaño de los estanques y el volumen del fluido de almacenamiento térmico en estos sistemas.

Ilustración 9 Vista aérea campo solar y torre de planta Crescent Dunes. Fuente: <http://www.solarreserve.com>

La disposición o “layout” del campo solar, la separación entre heliostatos y las proporciones de altura de la torre y del receptor se optimizan en conjunto, dado un requerimiento de tamaño de turbina, múltiplo solar y horas de almacenamiento, considerando las condiciones geográficas, afectando el sombreado y el bloqueo entre heliostatos, condiciones de radiación y atenuación atmosférica locales, los costos de terreno y el aporte marginal de DNI de los heliostatos al receptor según su distancia [14].

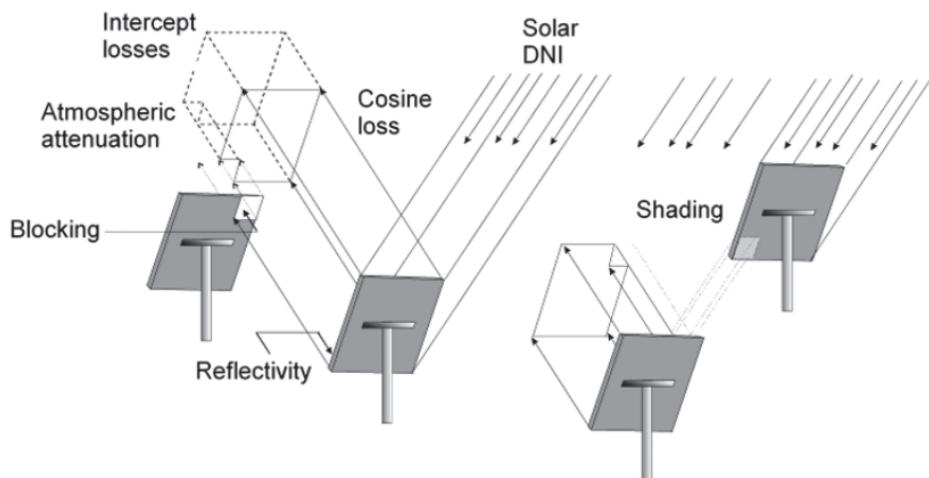


Ilustración 10 Tipos de pérdida en campo heliostático. Fuente: [21]



Ilustración 11 Campos heliostáticos. Fuente: <http://www.abengoasolar.com/>

El esquema de control de los heliostatos es altamente complejo y representa un factor crítico de la planta. El sistema de control debe conseguir mantener un flujo de radiación controlado y distribuido sobre el receptor. Para esto los heliostatos son calibrados en exactitud (valor medio estadístico del punto focal) y precisión (dispersión del punto focal respecto al valor medio). La Ilustración 12 muestra la diferencia entre ambos conceptos.

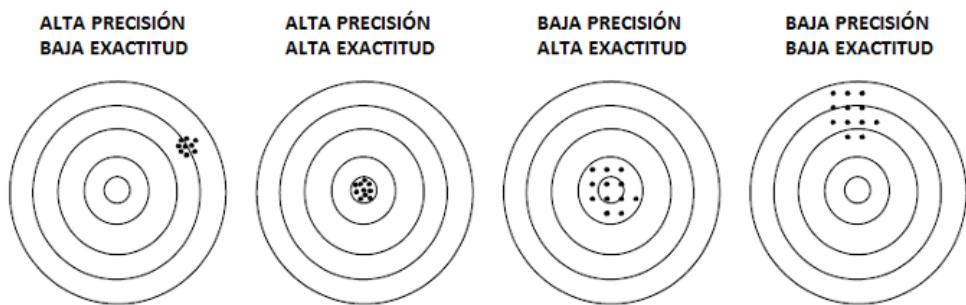


Ilustración 12 Precisión y exactitud en calibración de apunte

El control del campo heliostático se complejiza en días nublados o parcialmente nublados debido a la incertidumbre de la disponibilidad de radiación en determinadas zonas del campo heliostático. Esto aumenta la incertidumbre sobre el flujo de radiación en el receptor y puede provocar variaciones altas en intervalos reducidos de tiempo que estresen al receptor dependiendo del caudal de HTF en cada

momento. Esto implica una importante complejidad en los sistemas de predicción de generación y rendimiento asociado a la operación del campo solar.

Dado lo anteriormente expuesto, es común y recomendable que el proveedor del campo heliostático, sea también el proveedor y/o desarrollador del sistema de control de éste y del receptor. La separación de proveedores y operadores en esta etapa es detectada como un riesgo en el desarrollo de este tipo de proyectos.

La calibración de los heliostatos en sí misma es también un factor crítico para la producción del sistema CSP la cual debe ser efectuada para cada heliostato bajo condiciones particulares de día claro y baja atenuación atmosférica en el campo para garantizar un bajo nivel de dispersión o *scattering* que afecte la calibración. Para calibrar los heliostatos, las torres cuentan con cuadros de apuntamiento o *targets* situados normalmente bajo el receptor como se muestra en la Ilustración 13.

En dicho target, los heliostatos son calibrados uno a la vez, primero en exactitud y luego en precisión, siendo este último un proceso (calibración de precisión) tal que dependiendo de la frecuencia de días aptos para la calibración y del número de heliostatos puede tardar varios meses. Estos procesos de calibración se realizan con el apoyo de cámaras de alta precisión que verifican la incidencia de la radiación reflejada sobre el target para una determinada posición del reflector y una determinada hora solar retroalimentando el sistema de control del reflector hasta lograr la calibración exacta y precisa.



Ilustración 13 Cuadro de apunte o target bajo receptor en torre concentradora experimental en Jülich. Fuente: DLR

Los desarrolladores de proyectos CSP entrevistados para el desarrollo del presente trabajo concuerdan en que la sostenida e intensa actividad sísmica en el desierto de Atacama aporta un mayor nivel de complejidad al sistema de control por lo que la calibración del campo heliostático se considera un factor crítico para Chile que debe ser contemplado con detalle en las etapas de diseño.

5.3.1.2 Receptor y Torre

La torre de concentración se sitúa en el centro del campo heliostático (caso de layouts circulares). Dependiendo del proyecto específico, puede ser de concreto o de estructura metálica como se muestra en la Ilustración 14. Típicamente, la estructura es ahuecada de manera de permitir, en la etapa de instalación, el ascenso de los equipos, material y personal a la cima de esta y en la etapa de operación, el flujo del HTF. En la parte superior de la torre (bajo el receptor), normalmente se encuentran instalados los cuadros de apuntamiento con marcas destinados a la calibración de heliostatos. El tamaño de la torre depende del diseño de la planta y puede llegar a superar los 200 metros para sistemas de gran escala (sobre 50MW).



Ilustración 14 A la izquierda: Torre de concreto de planta Gema Solar en España. A la derecha: Torre de estructura metálica de planta Ivanpah en Estados Unidos.

El receptor se sitúa en la parte superior de la torre de concentración. Existen múltiples esquemas posibles de funcionamiento de esta componente. En proyectos comerciales, típicamente el receptor está conformado por un número determinado de paneles formados éstos a su vez por tubos de acero inoxidable posicionados verticalmente conectados en serie y/o paralelo, recubiertos especialmente para maximizar la absorbividad de energía calórica de la DNI al HTF y minimizar la reflectividad y la absorbividad de los tubos. Este tipo de mecanismo se conoce como receptor externo (paneles situados en el perímetro de la estructura) de absorción indirecta (a través de tubos). Cabe resaltar que existen receptores de cavidad y de absorción directa, los cuales nos serán abordados en el presente trabajo por considerarse de bajo interés para proyectos comerciales de sales fundidas como HTF los cuales utilizan receptores indirectos de tubos.

El receptor recibe un flujo de radiación determinado, dado por las condiciones de radiación y meteorológicas, el cual es controlado por el campo heliostático y a través del control del caudal de HTF que circula por los tubos de los paneles del receptor, se permite el aumento de temperatura de las sales frías hasta llevarlas a temperatura de sales calientes como se muestra en la Ilustración 15. A mayor flujo de radiación, mayor caudal de sales puede ser calentado instantáneamente. Es importante mantener un control adecuado del caudal de HTF respecto del flujo de radiación en el receptor ya que un exceso de flujo de radiación, podría por ejemplo provocar daños por estrés térmico en el receptor.

mientras que un exceso de caudal de HTF podría provocar que éste no alcance la temperatura de sales calientes provocando problemas en la generación de vapor. En general para una condición de operación dada, a mayor flujo de radiación sobre el receptor, mayor será la temperatura del HTF a la salida del receptor, lo cual puede ser controlado tanto con el caudal de HTF como con el flujo de radiación.

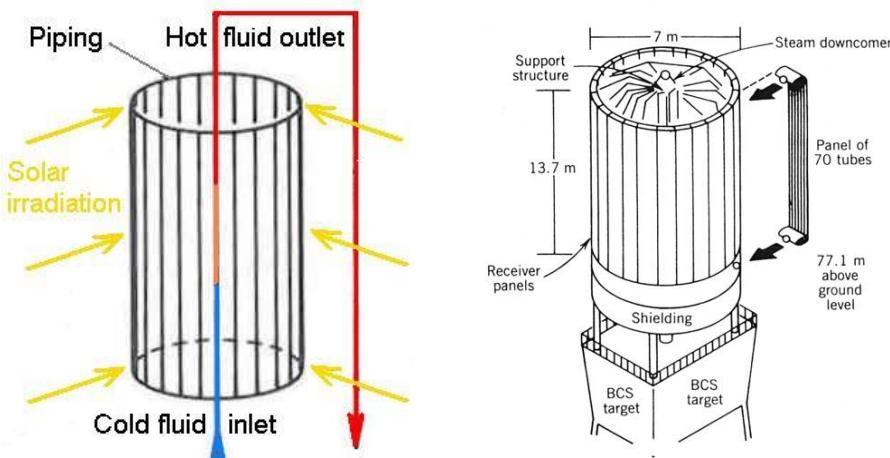


Ilustración 15 A la izquierda: esquema de funcionamiento de receptor de torre. Editado por DLR de Winter, Sizmann et al. 2012. A la derecha esquema de receptor externo de absorción indirecta. Fuente: www.powerfromthesun.net

Las sales frías son bombeadas al receptor desde el tanque de sales frías a través de la torre hasta el receptor por la cara de éste con menor exposición al flujo de radiación⁵ (ver Ilustración 16) y son evacuados por la cara de mayor exposición a la radiación donde típicamente, la mitad del HTF circula en sentido horario y la otra mitad en sentido antihorario. Esto con el objetivo de homogeneizar la exposición del fluido durante la mañana y la tarde, el fluido que circula en sentido horario, cambia de faceta en el receptor y termina alcanzado la cara sur (Chile) por el sentido antihorario y lo mismo para el fluido que circula en principio en sentido antihorario como se muestra en la Ilustración 16

Finalmente, una vez que alcanza la temperatura de sales calientes, el HTF es llevado al estanque de sales calientes para pasar luego a los intercambiadores de calor para la generación de vapor.

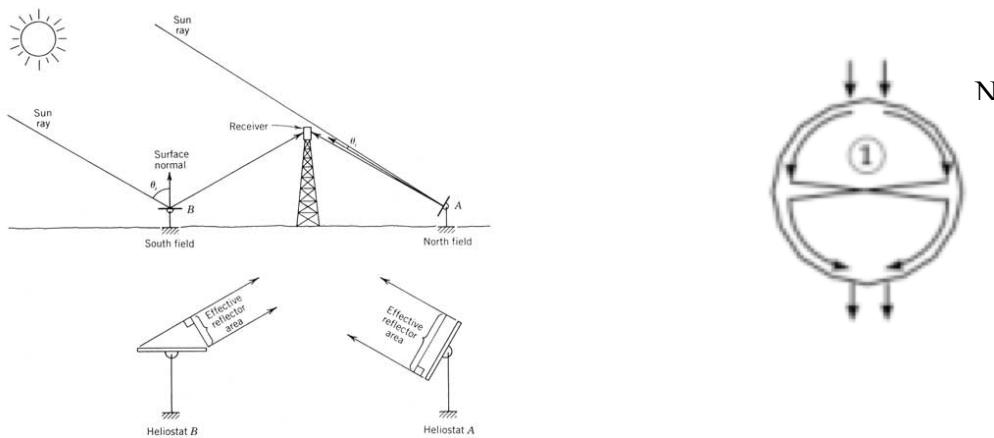
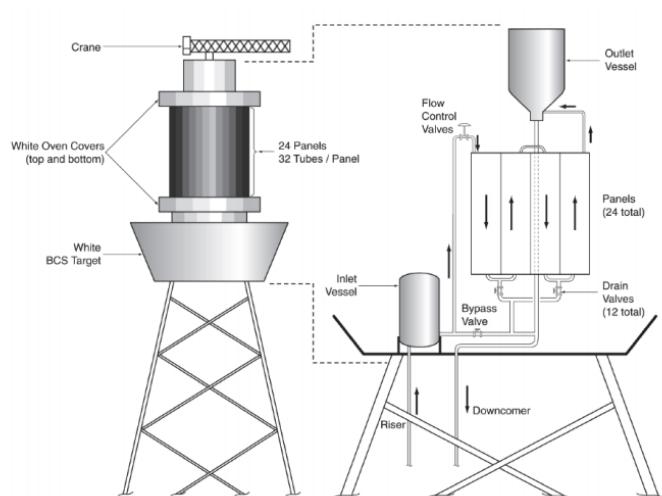


Ilustración 16 Esquema explicativo: Izquierda: Área reflectora efectiva de campo heliostático según posición solar. Derecha: sentido de circulación de sales fundidas para sistemas CSP de torre en el hemisferio sur. Fuente: SAM 2017

⁵ Depende de diseño de la planta. Normalmente cara sur para sistemas en el hemisferio sur como lo serían en el desierto de Atacama y cara norte para sistemas en hemisferio norte.

Un factor crítico en la operación de las centrales de torre, dependiendo del diseño del desarrollador son los depósitos de entrada y salida de HTF en el receptor. En las cañerías de entrada y salida del HTF al receptor, se pueden instalar depósitos de HTF para facilitar el control de este en el receptor y en el descenso. El depósito de entrada de HTF (sales frías), tiene el objetivo de estabilizar el HTF y evitar que llegue de manera turbulenta al receptor o la formación de burbujas producto de la gran distancia de cañerías, dada por la altura de la torre (~200m), que debe recorrer el fluido desde el estanque de sales frías hasta la cima de la torre. El depósito de salida para sales calientes, tiene el objetivo de modular la velocidad de salida del HTF desde el receptor, manteniéndola en un intervalo aceptable respecto de la velocidad de entrada para evitar turbulencias en el receptor. Además, el depósito de salida cumple la función de modular la caída del HTF desde la cima de la torre hasta la base de ésta, la cual puede ser de más de 200 metros dependiendo de la planta específica.



Component	Function
Receiver pump	<ul style="list-style-type: none"> supply cold salt to the receiver inlet vessel
Inlet Vessel (pressurized)	<ul style="list-style-type: none"> Balance mass flow gradients Absorber cooling in case of pump or power loss
Receiver Absorber Panels	<ul style="list-style-type: none"> Heat molten salt
Flow control valves	<ul style="list-style-type: none"> Receiver Mass flow control
Outlet vessel	<ul style="list-style-type: none"> Balance mass flow gradients
Drain system	<ul style="list-style-type: none"> Draining an filling of receiver
Heat Tracing System	<ul style="list-style-type: none"> Prevent salt freezing Reduce thermal stresses

Ilustración 17 Esquema de subsistemas en receptor central indirecto. Fuente [21]

Es de alta relevancia para la correcta operación del receptor, la distribución correcta del flujo de radiación sobre los paneles que lo conforman. En particular se debe prevenir la formación de puntos calientes en el receptor lo cual se controla mediante el control de apunte del campo heliostático y el caudal de HTF.

Otro factor crítico para la operación de estas centrales es el monitoreo y estimación de las condiciones de operación del receptor, en particular:

- El caudal volumétrico de HTF circulando en el receptor
- La temperatura del HTF en el tiempo, en el receptor.
- La estimación del flujo de radiación incidente instantánea sobre el receptor.
- La temperatura y la distribución de ésta en el receptor.

Las condiciones de operación del HTF se pueden medir directamente (flujo y temperatura), sin embargo, las condiciones de operación del propio receptor (flujo de radiación incidente y temperatura) son muy complejas de conocer instantáneamente dada la dificultad de situar mecanismos de medición directa de temperatura y radiación en el receptor o en contacto con la parte exterior del mismo. Para efectos de estimar la temperatura y el flujo de radiación en el receptor se pueden utilizar distintos sistemas, en particular:

- Estimación mediante cámaras infrarrojas situadas en el campo solar, siendo un método costoso por el alto valor de las cámaras infrarrojas [10].
- Radiómetros midiendo densidad de flujo [W/m^2] incidente sobre el receptor en áreas de pocos cm^2 .

Además, existen otros métodos de estimación indirectos basados en la estimación del flujo de radiación concentrado, el caudal de HTF y el calor específico de estos. También existen investigaciones sobre incluir modelos de seguimiento de rayos o *raytracing* para estimar la potencia incidente en el receptor [14].

Otro factor crítico detectado en la operación de estas centrales es la robustez del receptor frente al flujo de radiación incidente dado por la potencia nominal, características físicas y volumétricas del receptor, por las condiciones locales (principalmente radiación máxima) y por el tamaño del campo solar. El diseño del receptor debe contemplar holguras de seguridad en sus dimensiones para evitar daños por estrés térmico, deformaciones físicas u otros. En este sentido, un problema de rotura en el receptor puede significar con alta probabilidad la salida de operación de la planta durante el tiempo de reparación, implicando un alto costo por lucro cesante para el proyecto.

5.3.2 Gestión del calor y almacenamiento

Una vez que las sales han sido calentadas hasta su temperatura de sales calientes (en torno a 590 °C dependiendo de la composición de la sal y el tipo de planta), éstas pueden ser utilizadas para la generación de vapor, mediante el uso de intercambiadores de calor o bien pueden ser almacenadas en estanques de sales calientes para su posterior uso en la generación de vapor en los mismos intercambiadores.

En los sistemas de torre, luego de ser calentadas en el receptor, las sales calientes son direccionadas a un estanque de sales calientes como se muestra en la Ilustración 18. Así, los intercambiadores de calor son alimentados exclusivamente con HTF proveniente desde el tanque de sales calientes, lo cual permite modular la operación del intercambiador y la gestión de las sales calientes de manera sencilla. Existen también otros esquemas utilizados generalmente en centrales PTC con almacenamiento en sales, que permiten enviar directamente una parte del caudal de HTF proveniente del campo solar a los intercambiadores y almacenar el calor restante, sin embargo, estos esquemas requieren mayor cantidad de infraestructura de cañerías y de control sobre el HTF y/o las sales calientes en los intercambiadores.

Una vez que las sales han entregado su calor para la generación de vapor en el intercambiador, y producto de este proceso han disminuido su temperatura hasta la temperatura de sales frías (en torno a 270 °C), son direccionadas a un estanque de sales frías.

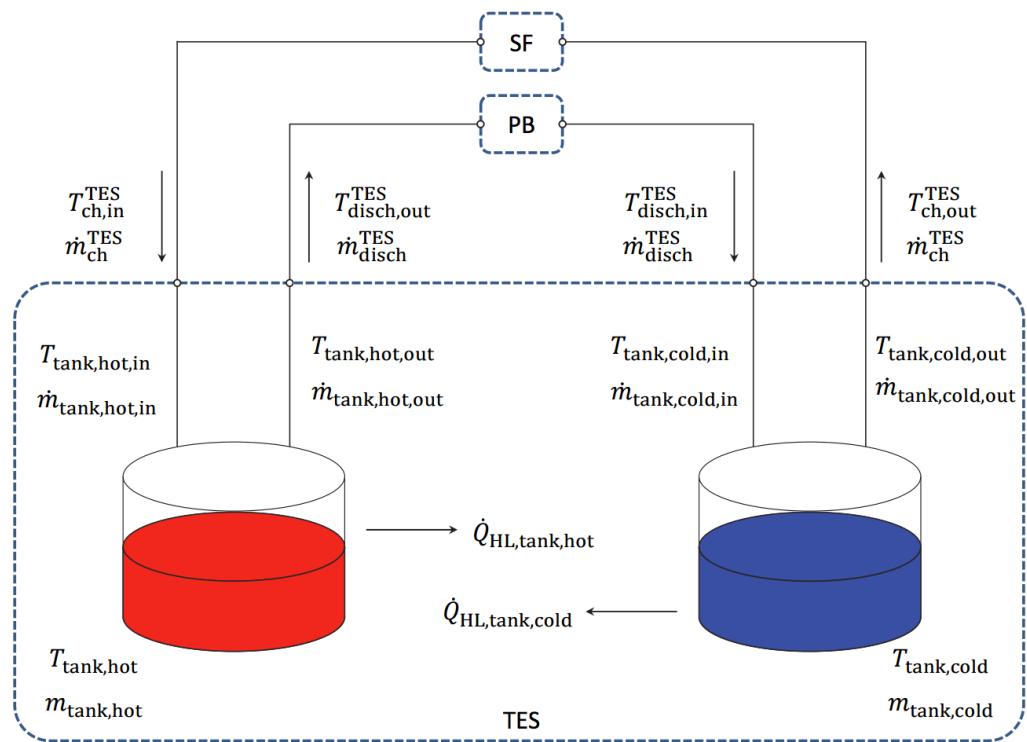


Ilustración 18 Esquema de funcionamiento de sistema directo sales fundidas. SF y PB son el campo solar y el bloque de potencia respectivamente Fuente: [21]

Uno de los aspectos críticos en los sistemas de sales fundidas, es conservar la temperatura de las sales frías sobre un valor mínimo bajo el cual las sales pueden solidificarse provocando problemas operacionales en la partida o más graves dependiendo del volumen solidificado. Por esta razón, los tanques de sales, las cañerías así como las válvulas y las bombas, suelen tener incorporados calderas y/o sistemas de calor (eléctricos o a gas) [10] [22] para poder entregar calor a las sales en situaciones de emergencia evitando problemas de operación por solidificación. Estos sistemas para mantener la temperatura en caso de emergencia suelen estar posicionados en la base de los estanques [22].

Los estanques de sales frías y de sales calientes son mantenidos a presión atmosférica y si bien se trata de sistemas complejos, son considerados una tecnología madura en la industria de energía, ya que su uso ha sido ampliamente incorporado en múltiples proyectos de centrales de cilindro parabólico en España, Estados Unidos y África (Valle 1, Valle 2, Andasol, NOOR, Solana, etc.) donde funcionan exclusivamente como sistema de almacenamiento (y no como HTF) donde tanto el proceso de calentamiento para almacenar energía así como el proceso de enfriamiento para generar vapor se produce en intercambiadores de calor sales-HTF [22] [10].

Un factor crítico visto en las experiencias comerciales en el mundo es la durabilidad de los estanques de sales calientes. En particular, se han registrado filtraciones en los estanques de sales calientes de proyectos comerciales de CSP de torre debido a fisuras en la base de los estanques. Esto tiene relación con el hecho de que los estanques de sales calientes están expuestos a variaciones importantes de temperatura y peso en su base y consecuentemente deben estar diseñados para permitir variaciones en las dimensiones físicas y volumétricas de la base. El no contemplar este factor, puede implicar estrés mecánico en el soporte y en la propia base del tanque terminando en el peor de los casos en roturas o fisuras. Debido a esto, los estanques cuentan además con sistemas de ventilación pasiva en la base que permiten extraer el exceso de calor de las fundaciones.

Dependiendo de múltiples factores tales como el nivel de DNI el día anterior, la previsión de DNI el día siguiente, la duración del día y de la noche, la operación del día anterior, la temperatura

instantánea de las sales en los estanques y el requerimiento de operación del instante siguiente o del día siguiente, el operador de la planta puede gestionar la extracción de calor de las sales controlando el caudal en el intercambiador y con esto la potencia de operación del bloque de potencia. Así por ejemplo en un periodo de invierno, con menor DNI y largas noches, el operador podría gestionar la planta para operar a menor potencia y devolver las sales al tanque de sales frías 2 o 3 C sobre la temperatura fría nominal, con el objetivo de conectar la descarga del almacenamiento térmico con el arranque por la mañana y asegurar así una partida rápida al día siguiente [22].

Como se comentó en la sección anterior, otro factor crítico de alta importancia de plantas CSP de torre es el criterio de operación al cual estará sometida la central [21]. Desde el punto de vista de la gestión del calor de la planta, dependiendo de la regulación vigente en el sistema eléctrico que opere y de la filosofía de operación del propio desarrollador, la planta podrá operar con distintas curvas de generación gracias a la gestionabilidad del calor almacenado en las sales. Esto le permite al operador la posibilidad de elegir las horas de colocación de energía en el mercado en función de diferentes criterios: mínimo costo global de operación, maximizar ingresos por energía, etc. Es importante considerar que a menor potencia de operación de la central o carga, la eficiencia del bloque de potencia disminuye.

En la Ilustración 19 se muestra la generación de una misma central CSP con configuración constante (SM 2.5, TES 12.5 horas, 110 MW) y distintos criterios de operación simulados en SAM mediante distintas señales de control (Time of Delivery Factors “TOD”) basadas en costos marginales proyectados, en requerimiento de operador central, operación sin señal de control y simulación de la operación en software de Unit Commitment (AMEBA) donde se observan grandes diferencias en la colocación de energía para la misma configuración. Esta problemática y el impacto de éste en la rentabilidad de los proyectos se abordan en detalle en la sección 6.2.

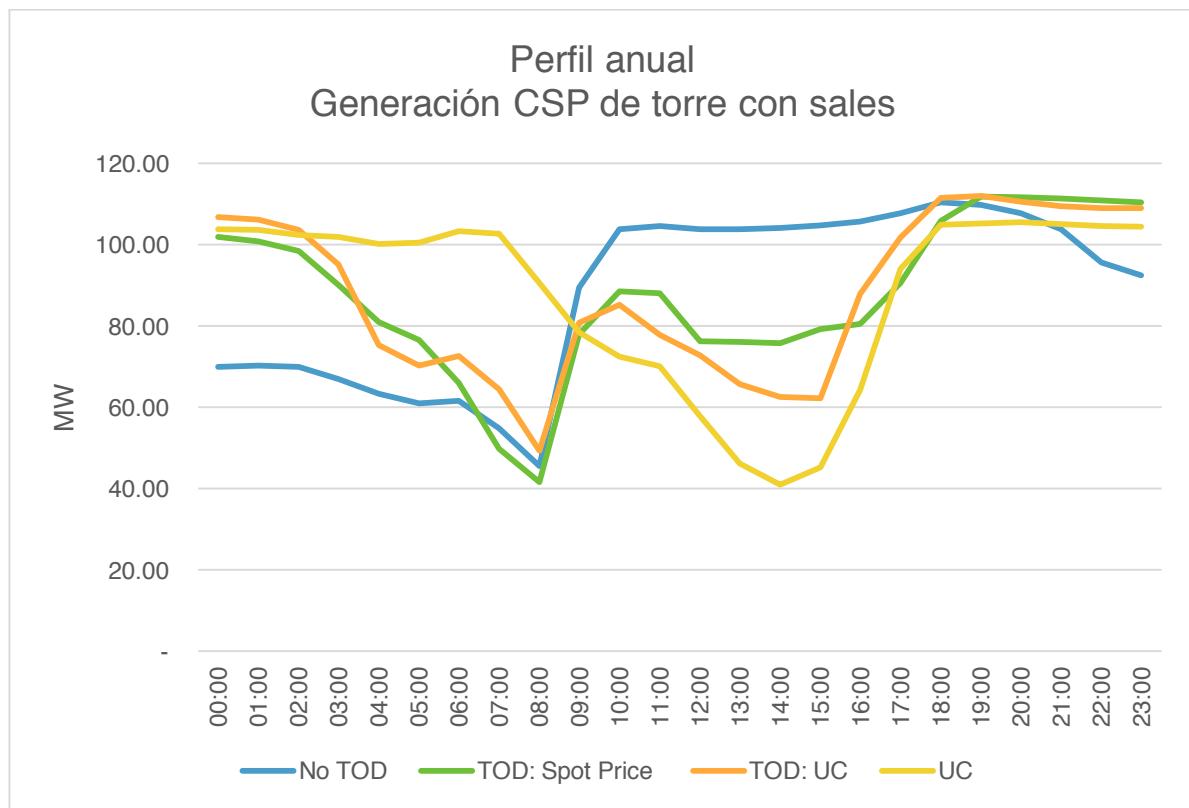


Ilustración 19 Producción misma central CSP con diferentes estrategias de operación. Elaboración propia en SAM y AMEBA

Dado lo anterior, predecir correctamente la producción eléctrica y los ingresos de un proyecto CSP con almacenamiento es una tarea compleja para el desarrollador, y requiere definir a priori una filosofía de despacho. Más aún, el diseño óptimo de una central CSP con almacenamiento, puede variar ampliamente dependiendo del perfil de generación que se suponga para cada proyecto tanto por factores comerciales (rentabilidad) como técnicos. Existen dos grandes posibilidades para el despacho de una central eléctrica:

- Autodespacho según señales de mercado y/o técnicas
- Despacho centralizado según señales técnico económicas

En España, las plantas CSP con almacenamiento operan con autodespacho, informando con 24 horas de antelación su previsión de despacho y cuentan con la posibilidad de corregir su generación prevista hasta 4 horas antes del despacho sin penalización [6] [22]. Adicionalmente, el operador de la red puede solicitarles a estas centrales operar de manera distinta al autodespacho anunciado para cubrir servicios complementarios los cuales son a su vez remunerados [6] [22].

De esta forma, en la etapa de diseño el dimensionamiento óptimo para la rentabilidad de cada proyecto dependerá del criterio de despacho a utilizar en el sistema específico en el que opere. Este factor crítico se aborda en detalle en la sección 6.2.3 de este informe para el caso chileno.

5.3.3 Bloque de Potencia

El bloque de potencia, situado en el centro del campo heliostático (para layout de campos heliostáticos circulares), junto a la torre y el sistema de tanques de sales (todo lo cual se conoce como isla de potencia), es el sistema de generación de electricidad a partir del vapor generado en los intercambiadores de calor sales-vapor.

Según el tipo de ciclo que se defina para el proyecto específico, el bloque de potencia puede ser de distinta naturaleza. Típicamente los proyectos comerciales se han desarrollado con bloques de potencia con ciclos de Rankine directos o indirectos, aunque es también posible la implementación de ciclos de Brighton. En la Ilustración 20 se muestran los tipos de ciclo posibles de implementar.

El bloque de potencia representa el proceso tecnológicamente más maduro de la tecnología CSP de torre, siendo los desafíos técnicos más importantes de éste la interconexión con el campo solar a través de intercambiadores de calor. Las condiciones del vapor generado mediante el intercambiador deben ser controladas con especial cuidado ya que se trata de un input de mayor dificultad de gestionar que en el caso del vapor generado mediante una caldera convencional. Más aún, un manejo inadecuado del intercambiador de calor puede implicar problemas en las condiciones de vapor a la entrada de la turbina.

Un factor crítico detectado en proyectos CSP de torre (y también de cilindro parabólicos) es la calidad del vapor en la turbina y la fiabilidad de ésta [22]. Problemas en el control de las condiciones de operación del vapor de baja y alta presión en la turbina producto del input de calor dinámico, dependiente del campo solar y de si se trata de un esquema directo o indirecto, puede provocar daños graves en los álabes de las turbinas por cavitación, causando paradas generales durante largo tiempo. Existen contados proveedores de turbina para este tipo de proyectos, entre los cuales la eficiencia ofrecida para las turbinas es similar.

Por estas razones, tanto la elección y diseño de la turbina, como la operación de ésta en línea con un intercambiador de calor, son considerados factores críticos para la rentabilidad del proyecto ya que si

bien se trata de tecnología madura, su operación con calor solar es nueva en el mercado y una falla podría provocar daños mayores o tiempos de parada de importancia.

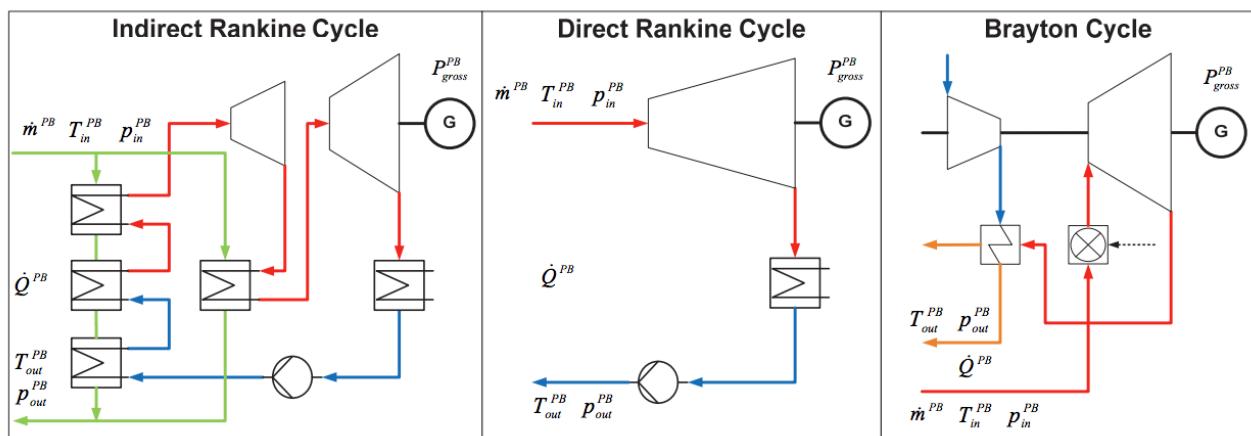


Ilustración 20 Tipos de ciclo en bloques de potencia de centrales de torre. Fuente: [21]

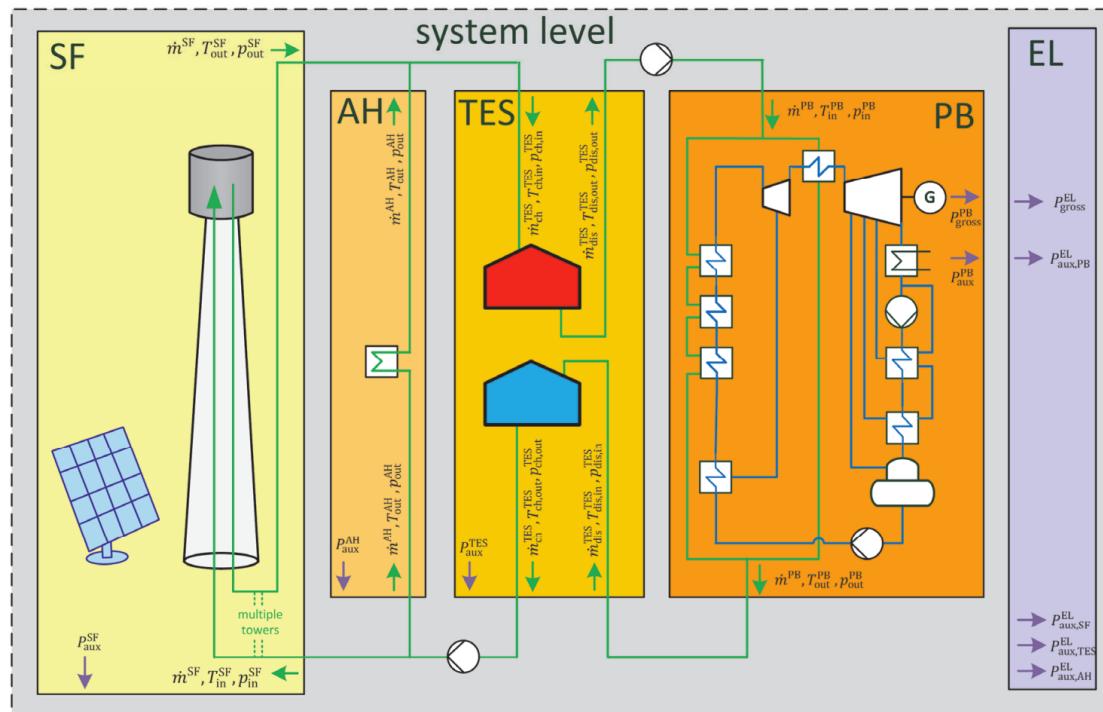


Ilustración 21 Esquema de funcionamiento de bloque de potencia en CSP. Fuente: [21]

La etapa de condensación del bloque de potencia es de relevancia toda vez que afecta la eficiencia del ciclo térmico en la generación de electricidad. Los bloques de potencia, normalmente incluyen etapas de condensación en torres de enfriamiento, las cuales utilizan agua para el enfriamiento del vapor de salida de la turbina. En el caso de las centrales CSP, con frecuencia la disponibilidad de agua y su costo pueden no ser accesibles (por ejemplo, en el caso de desarrollos en desierto de Atacama), por lo cual, típicamente en Chile⁶ se opta en su diseño por etapas de enfriamiento “seco” mediante el uso de aerocondensadores. Los aerocondensadores son en general de mayor costo que

⁶ Proyectos en desarrollo según Servicio de Evaluación Ambiental www.sea.cl

los enfriadores convencionales y requieren mayor presión en el vapor a la salida de la turbina, restándole eficiencia al ciclo térmico.

Se estima que el sacrificio en eficiencia en el ciclo térmico en el uso de aerocondensadores es del orden del 2% respecto de sistemas de enfriamiento con agua [24] [11]. Además de una menor eficiencia, cuando se opta por enfriamiento seco, tanto el tamaño del campo solar, la capacidad térmica nominal del receptor y del sistema TES, deben ser mayores para una misma prestación lo cual impacta en el CAPEX total de la planta llegando a ser éste del orden de 4% superior en el caso de enfriamiento seco [24]. Por otro lado, el enfriamiento en seco, mediante el uso de aerocondensadores no tiene virtualmente consumo de agua para el ciclo de potencia excepto por el agua de make-up (~2% del consumo de sistemas de condensación con torres de enfriamiento).

Los desarrolladores CSP deben evaluar cuidadosamente la elección del tipo de etapa de enfriamiento en el ciclo de potencia, tomando en cuenta factores como la temperatura ambiente en el lugar del proyecto, el costo y disponibilidad de agua y los costos de inversión de los sistemas. Finalmente, considerando las diferencias en CAPEX (tamaño del campo solar, TES y sistema de enfriamiento) y OPEX (consumo de agua por MWh y autoconsumos) el esquema que ofrezca un menor LCOE para el proyecto específico, será el más eficiente desde un punto de vista económico para el diseño, lo cual no puede ser definido a priori para proyectos CSP en general. No obstante, cabe resaltar que, en Chile, los desarrolladores han optado mayoritariamente por diseños con etapas de enfriamiento seco [10] [24] dado el alto costo del agua en el desierto de Atacama asociado a su baja disponibilidad, lo cual será abordado en detalle en la siguiente sección.

5.4 Factores Críticos en Chile

En Chile, a la fecha de elaboración del presente informe, no existen centrales CSP dedicadas a la producción eléctrica en operación, lo cual hace difícil establecer o estimar cuáles serán los factores críticos para el desarrollo de centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas en el norte de Chile. A continuación, se presentan los principales factores detectados en el transcurso del presente trabajo que aplican a Chile y que fueron declarados por los entrevistados o que se deducen de las condiciones conocidas del desierto de Atacama.

5.4.1 Condiciones locales ventajosas en el Desierto de Atacama

Es sabido que el desierto de Atacama cuenta con la radiación solar más intensa del mundo en DNI ($>3.000 \text{ kWh/m}^2 \text{ año}$) [25, 26]. Como se explicó en la sección 5.2.1, la DNI es la variable de diseño más crítica del proyecto, ya que es la fuente de energía primaria de la central. En particular, la mayor disponibilidad de radiación implica una menor necesidad de superficie de campo solar para concentrar una misma cantidad de energía y por lo tanto la competitividad del proyecto es mayor en una zona con mayor radiación. Pero además de una menor necesidad de superficie reflectora, la mayor radiación implica un aumento la rentabilidad de la planta en particular debido a:

- Reducción de número de heliostatos para una misma concentración de energía.
- Aumento del aporte marginal de radiación de reflectores.
- Reducción en la altura de la torre dado por menor radio del campo heliostático.
- Reducción de la atenuación atmosférica promedio por menor radio del campo heliostático.
- Reducción de error de apunte promedio del campo heliostático por menor radio del campo.
- Reducción de costos operacionales y de mantención del campo heliostático.
- Reducción de costo financiero por menor incertidumbre y menor CAPEX.

Considerando la variable de DNI, es claro que el desierto de Atacama en Chile tiene condiciones atractivas para permitir un fuerte aumento de la competitividad de proyectos CSP de torre con almacenamiento respecto de otros lugares donde se ha desarrollado fuertemente esta tecnología donde la DNI es entre 20% 40% menor que en el Desierto de Atacama, como las regiones de Carmona (~2100 kWh/m² año) y Sevilla (~2020 kWh/m² año) en Andalucía España, Tonopah (~2680 kWh/m² año) e Ivanpah (~2700 kWh/m² año) en E.E.U.U, o el desierto de Ouarzazate (~2500 kWh/m² año) en Marruecos [27] [28].

Además de contar con condiciones superlativas de radiación para CSP, cuenta con alta disponibilidad de terrenos inhabitados, planos y aptos para el desarrollo de proyectos solares, lo cual sumado a la existencia de la actividad minera de cobre y de minería no metálica más intensa del mundo, con respectivas demandas energéticas de electricidad y calor de gran requerimiento, configura lo que se ha denominado la singularidad del desierto de Atacama, especialmente propicia para el desarrollo CSP [25] [26].

5.4.2 Desafíos CSP Chile

Sin perjuicio de lo enunciado en la sección previa, existen ciertos aspectos críticos para el desarrollo exitoso de CSP con almacenamiento en la red eléctrica chilena relacionados a una alta incertidumbre respecto de algunos factores técnicos, altos costos de insumos en la altura del interior del desierto de Atacama y a la propia incertidumbre regulatoria que enfrentan este tipo de tecnologías en el mercado eléctrico chileno. Como se explicó en la sección 5.2.2, el soiling rate al cual se enfrentará el campo heliostático, la atenuación atmosférica promedio dentro de éste y el nivel de corrosividad al cual se exponen los heliostatos y las estructuras metálicas que los sostienen son un factor crítico en la operación y diseño de plantas CSP de torre. Estos últimos factores, lejos de ser propios o únicos para el desierto de Atacama si tienen relevancia en un contexto general de condiciones propicias para el desarrollo de proyectos CSP. Más aún, la relevancia de estos factores pasa en gran medida por la incertidumbre que hay actualmente dada la carencia de información y estudios sistemáticos al respecto de los mismos.

5.4.2.1 Soiling

El soiling rate para sistemas CSP se define como la pérdida porcentual de reflectividad diaria del campo heliostático producto de ensuciamiento de la superficie reflectora respecto de la condición de reflectividad con los espejos del campo heliostático limpio.

Si bien el soiling es una variable de alta importancia, es uno de los factores menos estudiados y/o conocidos para proyectos CSP en Chile y en el desierto de Atacama. CORFO y la industria han impulsado estudios de soiling en Chile enfocándose principalmente hasta la fecha, en el efecto del ensuciamiento en la producción de sistemas fotovoltaicos [29], siendo una problemática distinta del ensuciamiento de los espejos de concentración tanto de cilindro parabólico como de heliostatos. En este sentido cabe destacar que el soiling rate fotovoltaico, se define sobre la reducción en la producción eléctrica del módulo FV producto del ensuciamiento diario (a diferencia del CSP que mide la pérdida de reflectividad).

Si bien en el caso de los heliostatos, el patrón físico del depósito de ensuciamiento sobre el espejo puede ser físicamente similar al depósito de ensuciamiento en sistemas fotovoltaicos, el soiling rate fotovoltaico como se explica en párrafo anterior no tiene una correlación directa con el soiling rate CSP [15] [30].

Por otro lado, para dimensionar el impacto que esta variable puede provocar en la rentabilidad del proyecto, se debe considerar el costo de limpieza del campo heliostático, el cual estará dado principalmente por el costo del agua, el costo del personal de limpieza, el costo de los camiones de limpieza y por el consumo de combustible de estos. En particular, la sensibilidad del costo de limpieza a estos factores en Chile se aborda en la sección 6.1.

5.4.2.2 *Atenuación atmosférica*

La estimación de la atenuación atmosférica es un tema aún en desarrollo en el mundo. En el caso de plantas CSP de torre los esfuerzos se enfocan en estimar la atenuación atmosférica en función de la distancia entre el receptor y los heliostatos considerando condiciones atmosféricas estáticas y en particular la presencia de aerosoles [17]. Como se explicó en la sección 5.2.2, la visibilidad (distancia a la cual se dispersa el 95% de la radiación) está correlacionada inversamente con la atenuación atmosférica para un mismo sitio, razón por la cual se cree que el desierto de Atacama (con buena visibilidad) tendría en general un bajo nivel de atenuación atmosférica lo cual sería favorable para proyectos CSP de torre. Sin embargo, la falta de medición sistemática de este parámetro en el desierto de Atacama provoca incertidumbre. Se sabe que en el mundo, la atenuación atmosférica puede alcanzar valores de entre 15% hasta 40% [16] para proyectos de torre de gran escala, por lo tanto, este parámetro se considera un factor crítico que debe ser estudiado en detalle.

5.4.2.3 *Corrosión*

Finalmente, la corrosividad en el desierto de Atacama es un factor crítico que debe ser estudiado para permitir al desarrollador definir en etapas de diseño el *coating* óptimo a aplicar en los espejos u otros componentes con alto contenido metálico como estructuras de soporte, seguidores, etc. Respecto de esta variable, la cual es fuertemente afectada por el nivel de humedad y la composición química de los aerosoles, existe desconocimiento para los desarrolladores de proyectos CSP de torre en Chile, particularmente en el caso del impacto de esta corrosividad en la degradación de la reflectividad en los espejos en el largo plazo lo cual puede provocar potencialmente reducciones importantes en la energía generada anualmente impactando por lo tanto en la rentabilidad del proyecto por lo cual es considerado un factor crítico que debe ser estudiado para Chile.

5.4.2.4 *Incertidumbre regulatoria en criterios de operación CSP en Chile*

En Chile, existe un sistema de operación centralizada en el cual las centrales con costo variable de generación distinto de cero y las con almacenamiento de gran escala (semanas/meses) operan despachadas centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional “CEN” que despacha hora a hora el sistema eléctrico buscando la operación a mínimo costo global técnica-económicamente factible, en tanto las centrales con costo variable de operación cero y con almacenamiento en escala de horas operan con autodespacho.

El criterio de operación de las plantas CSP con almacenamiento en el sistema chileno no ha sido aún definido. Este dependerá de lo que establezca el regulador en los reglamentos de operación de sistemas de almacenamiento, lo cual para el caso de almacenamiento térmico de plantas CSP debe considerar ciertas distinciones respecto de lo requerido a plantas convencionales. En particular el almacenamiento de energía en CSP de torre es posible de gestionar inter e intra-horariamente y ofrece amplias ventajas para la flexibilidad del sistema, sin embargo, la gestión de calor solar almacenado en sales, como se explicó en 5.3.2 es complejo y debe considerar un set de variables que difícilmente podrá visualizar un operador central tales como la temperatura y calor almacenado en las sales, flujo de radiación sobre el receptor, DNI instantánea, condiciones de presión de vapor en la turbina y requerimiento factible de energía del intercambiador de calor, etc. Por otro lado, la capacidad de gestionabilidad de la planta podría permitir al desarrollador bajo ciertas condiciones contar con poder de injerencia sobre el costo marginal.

Cualquiera sea el criterio de despacho que se defina, debe dar claridad al desarrollador y consecuentemente permitirle a este evaluar correctamente el diseño óptimo de la planta bajo condiciones locales y comerciales específicas del proyecto. Como se verá en la sección 6.2, la optimización del diseño bajo diferentes criterios de operación en Chile puede llevar a resultados distintos de diseño óptimo, mientras que la diferente operación de un mismo diseño implica necesariamente una amplia diferencia en los ingresos spot de la planta.

Este factor es considerado altamente crítico por aportar gran incertidumbre regulatoria al desarrollo CSP con almacenamiento en Chile afectando fuertemente en la etapa de diseño, de puesta en marcha y a la rentabilidad del proyecto.

6 Caso de estudio: CSP de torre con almacenamiento en Chile

En el presente estudio de factores críticos, se ahondó en dos aspectos específicos del desarrollo de proyectos CSP de torre con almacenamiento en Chile:

- El impacto del soiling rate y los costos de limpieza
- La importancia del criterio de despacho en el caso chileno

Para esto, como se mencionó en la sección 5.1 se definió un caso de estudio con una configuración específica de planta CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas con parámetros y costos específicos en el software de diseño SAM de NREL.

6.1 Impacto y sensibilidad de costos de limpieza de campo heliostático en el desierto de Atacama

Para evaluar el impacto de los costos de limpieza del campo heliostático en un proyecto CSP de torre con almacenamiento en el desierto de Atacama se realizó una conceptualización de sistema de limpieza de campo basado en los sistemas de limpieza de campos solares observados en visitas técnicas en el marco de este estudio a plantas CSP en Andalucía cuyos parámetros son:

- Soiling rate del sitio
- Factor de limpieza requerido por el desarrollador
- Costo del agua industrial utilizada para limpieza
- Costo unitario de los camiones de limpieza utilizados
- Costo de combustible de los camiones
- Costo de personal asociado a limpieza

Considerando estos parámetros, el sistema de limpieza conceptualizado entrega un costo de limpieza anual.

6.1.1 Sistema de limpieza

El sistema de limpieza fue conceptualizado según se indica a continuación:

- Se supone un ensuciamiento simplificado, lineal y constante durante el año para el campo heliostático, es decir, un mismo soiling rate para todos los días del año sin eventos excepcionales de ensuciamiento. Este supuesto es razonable para cálculos de costo promedio anual como el propuesto aquí. En caso de requerir dimensionar una estrategia de lavado específica, se debe considerar el ensuciamiento al menos estacionalmente. Como se muestra en la Ilustración 22, conociendo el soiling rate y el requerimiento de limpieza, se puede calcular la frecuencia de limpieza requerida.
- La superficie reflectora que puede limpiar un camión de limpieza en un turno se calcula considerando:
 - Tiempo de limpieza por m^2 de superficie reflectora.
 - Tiempo de desplazamiento entre heliostatos.
 - Consumo específico de agua por m^2 limpio.
 - Capacidad del estanque de agua del camión.
 - Tiempo de recarga del estanque considerando ida, recarga y vuelta.
 - Tiempo empleado en el cambio de turno.

- Se determina el costo variable de limpieza por turno considerando además de lo anterior:
 - Consumo y costo de agua industrial por turno
 - Consumo y costo de combustible por turno
- Dada la superficie reflectora total y el número de heliostatos, se calcula el número de turnos de limpieza requerido para un ciclo de limpieza completo del campo heliostático. El costo variable del ciclo de limpieza es la suma del costo variable de agua y combustible.
- Para un soiling rate y un requerimiento de limpieza dados, se calcula la “frecuencia de limpieza requerida” como se indica en el ejemplo de la Ilustración 22, o equivalentemente, el tiempo teórico entre ciclos de limpieza para obtener el factor de limpieza requerido si el campo se pudiera limpiar instantáneamente.

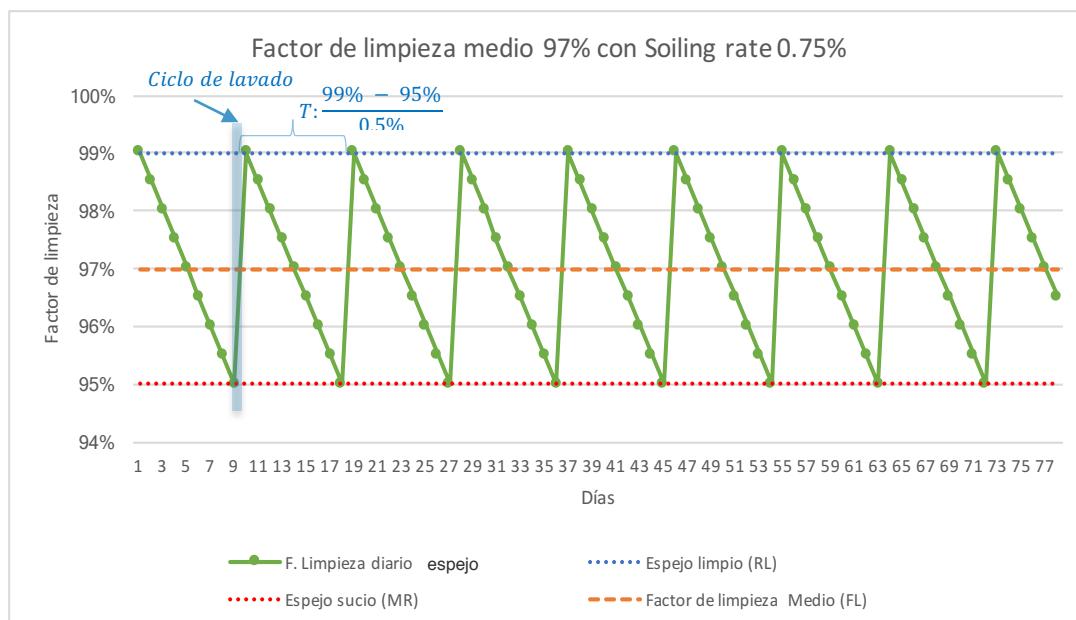


Ilustración 22 Modelo simplificado de soiling rate, factor de limpieza y periodo de limpieza. Elaboración propia

- A partir de la frecuencia de limpieza obtenida, se calcula el número anual de ciclos de limpieza requerido y con éste obtiene el número de turnos requeridos en un año para obtener el factor de limpieza requerido.
- A partir del número anual de turnos requeridos, se calcula el mínimo número de camiones de limpieza tal que se cubren todos los turnos requeridos en un año. Para esto se supone que los camiones realizan dos turnos diarios de 8.5 horas (fuera de horario de máxima radiación solar) y que trabajan 7 días de la semana.
- Para calcular el costo del personal de limpieza, se supone que por cada camión se contratan 3 operarios entre quienes se reparten los 2 turnos diarios los 7 días de la semana, consecuentemente con una carga horaria semanal de 40 horas.
- Finalmente, el costo anual de limpieza se calcula para un soiling rate y un factor de limpieza dado, como:

$$C_{limpieza} = (Q_{turnos} \cdot CV_{turnos}) + (Q_{camiones} \cdot AVI_{camión}) + (Q_{operarios} \cdot Sueldo_{operarios}^{anual})$$

Donde,

- $C_{limpieza}$: Costo anual de limpieza del campo heliostático
- Q_{turnos} : Número de turnos de camión requeridos en el año para obtener factor de limpieza
- CV_{turnos} : Costo variable de cada turno (costo agua + costo combustible)
- $Q_{camiones}$: Número mínimo de camiones requerido para cubrir turnos anuales
- $AVI_{camión}$: Anualidad de inversión de un camión de limpieza
- $Q_{operarios}$: Cantidad de operarios contratados para limpieza ($3 \cdot Q_{camiones}$)
- $Sueldo_{operarios}^{anual}$: Sueldo anual de operario de limpieza.

6.1.2 Estimación de costos de limpieza en Chile, España y Marruecos

Considerando el sistema y costos de limpieza propuestos en la sección previa, se calculó el costo de limpieza de la central CSP definida en el caso de estudio (110 MW, SM 2.4, TES 13.5 horas, 8700 heliostatos, 1.282.337 m² de superficie reflectora) y se compararon los costos de limpieza obtenidos para la misma configuración de proyectos en Chile, España y Marruecos considerando los siguientes parámetros de entrada:

Tabla 4 Parámetros de Costos de limpieza de campo heliostático en Chile, España y Marruecos.

Parámetros	Agua industrial [USD/M3]	Diésel [USD/M3]	Camión de limpieza [MUSD/camión]	Sueldo operario (mín) [USD/persona año]	Fuente
Chile	7	1090	420	4.680	Propia
España	0,374	1550	350	11.195	WorldBank
Marruecos	0,429	1100	350	3.665	WorldBank

Los costos de limpieza según Soiling Rate para un factor de limpieza de 96% se muestran en la Ilustración 23

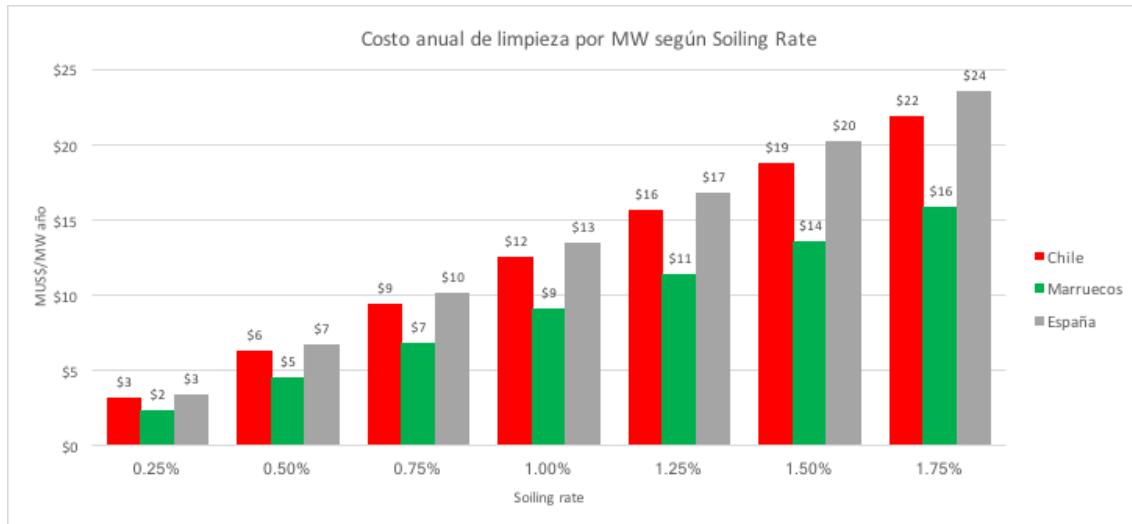


Ilustración 23 Costos de limpieza de campo heliostático en Chile, España y Marruecos para factor de limpieza de 96%.
Elaboración propia

En base a los resultados expresados en la Ilustración 23, se ve que considerando el sistema de limpieza conceptualizado se puede observar que:

- Los costos del sistema de limpieza en Chile no difieren de manera gravitante respecto de los costos en los países comparados. En particular los costos en Marruecos son alrededor de 30%

menores y en España cerca de 10% mayores. Esto a pesar del alto costo del agua supuesto para el caso del Desierto de Atacama el cual alcanza un valor de más de 17 veces el valor en España.

- El costo de limpieza es altamente dependiente del soiling rate diario alcanzando una variación de hasta 300% para diferencias de 0,5 puntos de soiling rate.

Los costos de limpieza similares observados para un mismo nivel de soiling rate pueden ser explicados a partir de la Tabla 5, donde se calculó el costo variable por turno de limpieza, y los costos fijos asociados a la inversión en camiones y sueldo del personal.

Tabla 5 Costos variables y fijos de sistema de limpieza en Chile, España y Marruecos. Elaboración a partir de Tabla 4

Costos	Variable por turno [USD/turno]	AVI ⁷ Camión [MUSD/año]	Personal de limpieza [USD/persona año]
Chile	188	8,212	4,680
España	185	6,843	11,195
Marruecos	134	6,843	3,665

Según se observa en la Tabla 5, y considerando que para cada país se consideró un mismo número de turnos y de camiones para cada soiling rate, se puede deducir lo siguiente:

- Los costos variables por turno son similares entre Chile y España, donde el alto costo del agua en Chile equipara el mayor costo de combustible en España.
- Los costos variables por turno en Marruecos son menores que Chile y España, ya que Marruecos tiene un costo de agua similar a España (bajo) y un costo de combustible similar a Chile (medio).
- Los costos fijos en España son más altos que en Chile y Marruecos dado el alto costo del personal. El costo de personal en Chile es levemente mayor que en Marruecos.

Si bien como resultado del presente ejercicio, se ve que para un soiling rate dado, los costos de limpieza en Chile son similares a los de España y levemente superiores a los de Marruecos, a pesar del gran costo del agua en el desierto de Atacama. Sin embargo, para comparar de manera válida los costos de limpieza entre países, se debe considerar el nivel de soiling rate esperado en cada locación de proyecto. Sin perjuicio de la escasez de datos de soiling rate en CSP en Chile, se consideraron valores mínimos en torno al 0,1% diario en base a datos de soiling fotovoltaico levantados por un estudio CORFO ejecutado el 2016 por la Universidad de Santiago [29] en tanto, para valores máximos se consideró lo comunicado por el académico y consultor experto Dr. Rodrigo Escobar en base a su experiencia en Chile en proyectos de CST operativos [31]. Los parámetros considerados se enuncian en la Tabla 6.

Tabla 6 Soiling rate esperado en Chile, España y Marruecos

Soiling rate CSP esperado			
País	Mín [%]	Máx [%]	Fuente
Chile	0,1	1,1	[29] [30] [31]
España	0,2	0,5	[11] [15] (válido para PSA)
Marruecos	0,1	1,5	[32]

⁷ Anualidad del Valor de Inversión en 20 años a 10%.

Considerando los niveles de soiling rate de la Tabla 6, los costos de limpieza en Chile, España y Marruecos obtenidos con la presente metodología se muestran en la Ilustración 24 a partir de la cual se puede observar lo siguiente:

- En el caso de un alto soiling rate (~1%) los costos de limpieza en Chile pueden ser significativamente más caros (~3 veces) que en España (PSA) producto del comparativamente bajo nivel de soiling rate de este país.
- En caso de un soiling rate bajo en Chile, el costo de limpieza está en el mismo orden de magnitud que España (PSA) y similar al costo de limpieza de bajo soiling rate en Marruecos
- El soiling rate máximo considerado en Marruecos implica los costos de limpieza más altos de todos los casos considerados seguidos por el caso de máximo soiling rate en Chile.

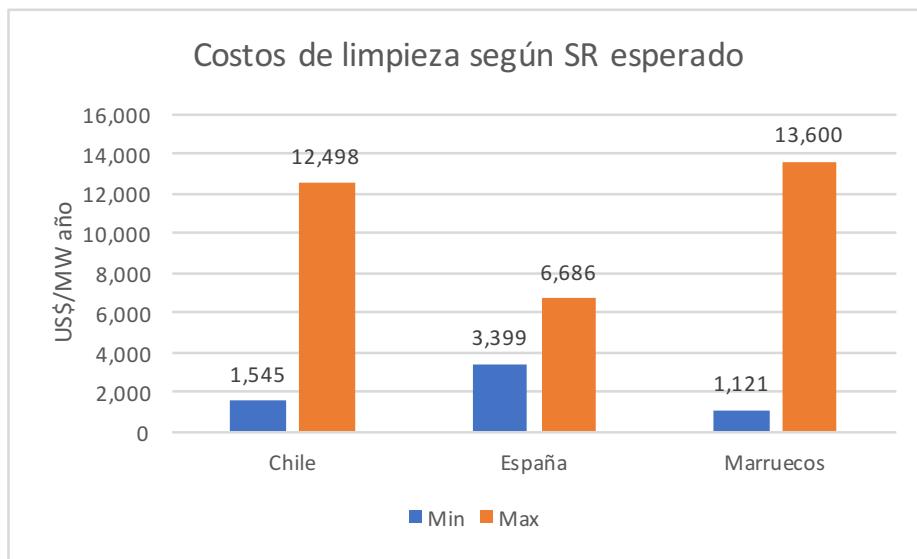


Ilustración 24 Costos de limpieza esperados según Soiling Rate esperado en Chile, España (PSA) y Marruecos

Cabe destacar que el soiling rate CSP se trata de un fenómeno local y que está determinado también por la exposición y ángulos de movimiento del campo heliostático como es el caso en Marruecos [32] por lo que el presente análisis no puede ser extendido a proyectos específicos y es válido como una comparación general entre países.

6.1.3 Sensibilidad de LCOE a costos de limpieza en Chile

Además de una noción respecto de la magnitud de costos de limpieza de campo heliostático esperado en Chile, cabe preguntarse como afectarían estos costos la rentabilidad de un proyecto específico en el caso de Chile y cuan sensible sería la competitividad de éste a ciertos factores que impacten en el costo de limpieza. A continuación, se presenta un análisis de sensibilidad del LCOE del proyecto CSP definido en el caso de estudio para variaciones en el soiling rate, costo del agua y costo de combustible. Para este fin, se consideró una variación posible de las variables mencionadas la cual se muestra en la Tabla 7. Cabe destacar que el análisis de sensibilidad se realiza considerando variaciones para un sistema con un costo de limpieza de referencia (dado por los parámetros de referencia) de 467 MUS\$ año.

Tabla 7 Definición de variación de parámetros de sensibilidad LCOE

Parámetro Sensibilidad	Valor 0%	Delta Variación (+-25%)
Soiling rate diario	0,4%	+- 0,1%
Costo de agua	7 USD/M3	+- 1,75 USD/M3
Costo de diésel	1000 USD/M3	+- 250 USD/M3

A partir de los parámetros de la Tabla 7, se obtuvo el costo de limpieza anual según la variación en cada parámetro y a partir de este, se varió el costo fijo anual de operación de la planta CSP del caso de estudio, obteniendo así la sensibilidad del LCOE del proyecto a los parámetros que afectan el costo de limpieza según se muestra en la Ilustración 25. Más detalles respecto a la construcción de esta sensibilidad pueden ser consultados en el Anexo 9.2.1.

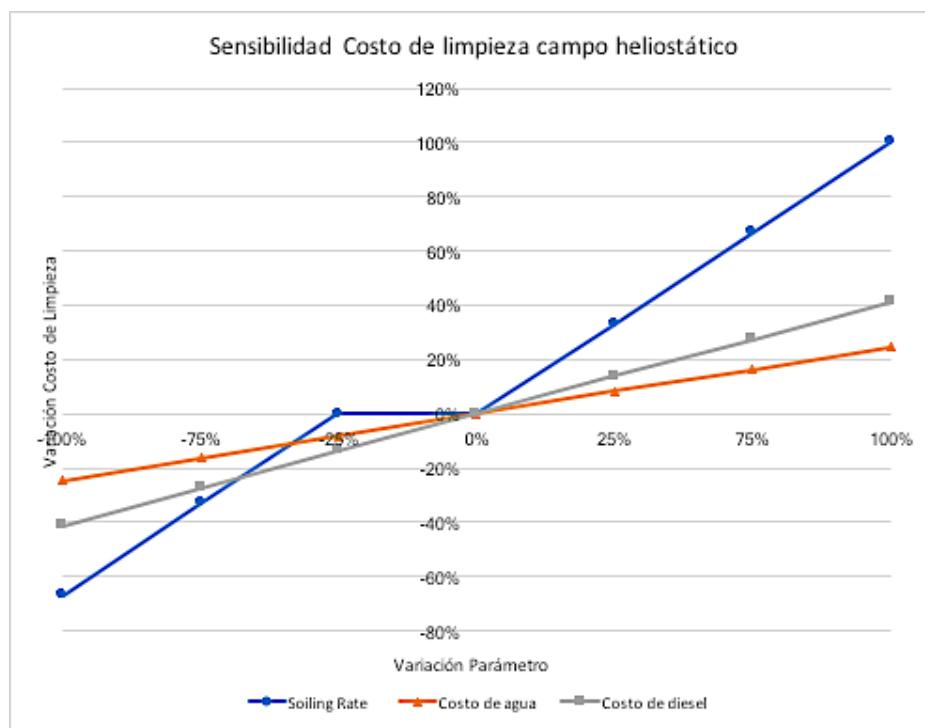


Ilustración 25 Sensibilidad Costo de limpieza en Chile. 0% equivale a 467 MUS\$ anual. Elaboración propia

A partir de esta ilustración se puede deducir que:

- El factor más sensible de la función de costos definida es el nivel de soiling rate pudiendo incluso provocar una variación de hasta 100% sobre el costo para una variación de SR de 100% (equivalente a 0,4 puntos de SR). Esto se explica porque una variación en el SR, implica una variación en el número de turnos anuales necesarios para mantener el factor de limpieza y por lo tanto implica la necesidad de contar con un mayor número de camiones de limpieza aumentando fuertemente el costo fijo del sistema de limpieza.
- Para una variación de 25% de SR (de 0,4% a 0,3%) El número de turnos no varía suficiente para afectar el número de camiones necesarios para mantener el factor de limpieza, razón por la cual el costo de limpieza se mantiene estable en ese tramo.
- El costo del combustible de los camiones es más sensible para los costos totales de limpieza que el costo del agua. Esto se debe a la mayor preponderancia del costo de diésel (~75%) en el costo variable por turno respecto del costo del agua (~25%) incluso considerando el agua “cara” (7 USD/M³) del desierto de Atacama.

Además del impacto de los parámetros analizados en el Costo anual de limpieza para la planta CSP del caso de estudio, se evaluó el impacto de la variación de estos parámetros en el LCOE del mismo proyecto. Para esto, se consideró que los costos de limpieza constituyen parte de los costos fijos de

operación por capacidad (USD/kW año) del proyecto (~10% del costo fijo anual de operación). Para ello se consideró un caso inicial, de costos operacionales fijos de 69 USD/kW año [12] y se varió este número en función del incremento o ahorro producido por el costo de limpieza según la variación de los parámetros de limpieza de la sensibilización anterior. El LCOE fue calculado usando la función parametrics de SAM y considerando el caso de estudio ya mencionado. Los resultados se muestran en la Ilustración 26.

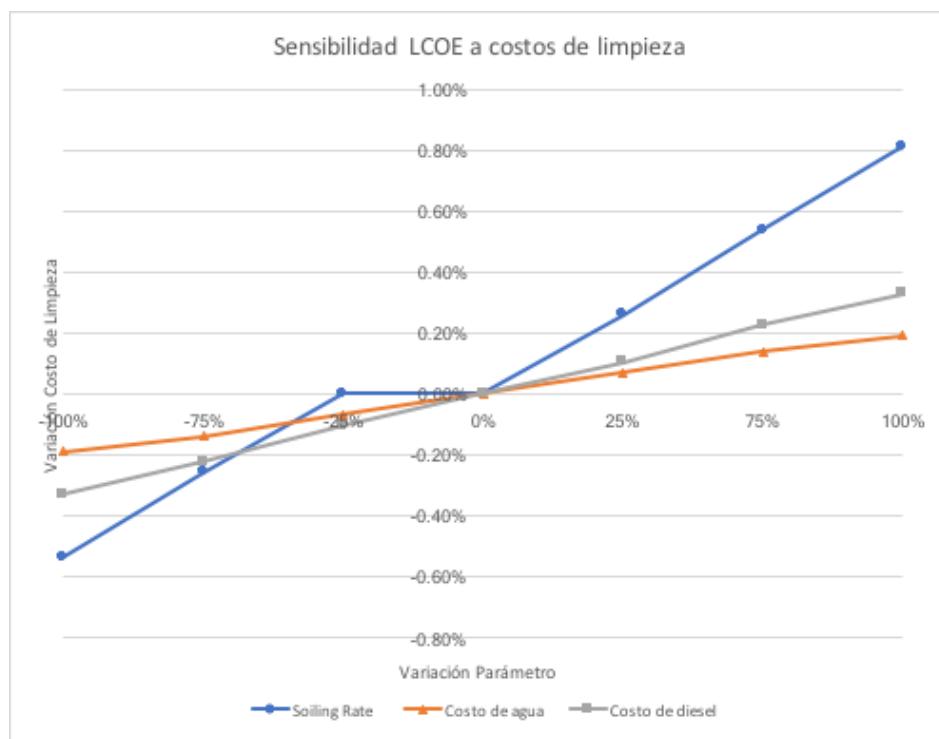


Ilustración 26 Sensibilidad LCOE CSP de torre en Chile a parámetros de Costos de limpieza

De la ilustración previa, se puede deducir lo siguiente:

- La variación de costos de limpieza producto de variación en los parámetros de entrada de este tiene un bajo impacto en el LCOE de la planta.
- Considerar los costos de limpieza como un costo fijo por capacidad anual, implica que la sensibilidad del LCOE respecto de los parámetros que definen los costos de limpieza sigue el mismo patrón de sensibilidad que esta última, pero con menor impacto.
- El SR es un parámetro que podría afectar del orden de hasta 1% el LCOE del proyecto para niveles de SR de 0,8%. En el gráfico una variación de 0,4% de SR diario, implica una diferencia de 0,8% en el LCOE, razón por la cual se deduce que el SR diario cuando no es considerado, puede implicar una incertidumbre de magnitud acotada en el proyecto.

6.2 Impacto del modelo de despacho chileno en el diseño óptimo de la planta

Para evaluar el impacto de los modelos de despacho para centrales CSP con almacenamiento en Chile, se realizaron las siguientes actividades:

6.2.1 Comparación de ingresos de central CSP operando con diferentes criterios de despacho

Para comparar la diferencia de ingresos spot que una central CSP de torre con almacenamiento en sales y con una configuración fija, puede obtener operando bajo diferentes criterios de despacho se realizó el siguiente análisis:

- Se simuló la operación de la planta en la red chilena al año 2021 suponiendo despacho centralizado. Para esto se utilizó el software de predespacho o Unit Comitment (UC) AMEBA⁸. AMEBA se trata de un software de Unit Commitment para determinar el predespacho de un sistema eléctrico y, por lo tanto, considera la operación de la CSP de manera muy simplificada como se explicó previamente, sin incorporar de manera detallada eficiencias de la turbina, del sistema de almacenamiento, pérdidas, restricciones técnicas de operación del sistema de gestión de calor, soiling, atenuación atmosférica, y otros parámetros que un software de diseño como SAM si considera. Se consideró el precio spot de energía como una variable exógena al despacho de la propia planta. Este ejercicio permitió obtener la generación horaria de la planta y el precio spot en la barra de inyección.
- Se simuló la operación de la planta utilizando diferentes criterios de despacho. Para esto se utilizó el software SAM y la herramienta de “Time of Delivery Factors” o TOD, a través de los cuales se crearon diferentes señales de control sobre la planta, a partir de los cuales se optimizó el despacho horario de la central cada 12 horas sobre horizontes de 48 horas. Los TOD se definieron para cada hora de cada mes del año considerando días hábiles típicos y fines de semana. En particular los criterios de despacho fueron: Autodespacho con TOD en base a señal de precio (TOD: Spot Price), Despacho Centralizado con TOD en base a señal de generación (TOD: UC Dispatch) y Despacho sin señal de control o sin TOD (No TOD).
- Con la operación horaria de cada central según cada criterio de despacho y con el vector de precios spot simulado en AMEBA, se calcularon los ingresos spot de cada caso.

A continuación, desde la Ilustración 27 hasta la Ilustración 32 se muestran las diferentes colocaciones mensuales de energía de la misma central considerando diferentes criterios de despacho.

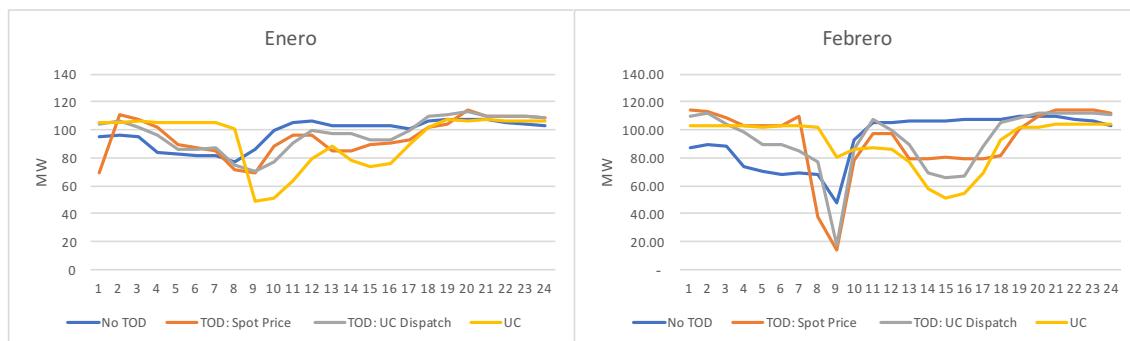


Ilustración 27 Colocación de energía según Despacho Enero y Febrero. Elaboración propia

⁸ Gentileza de Carlos Suazo M. Experto en modelación y asesor del Ministerio de Energía de Chile

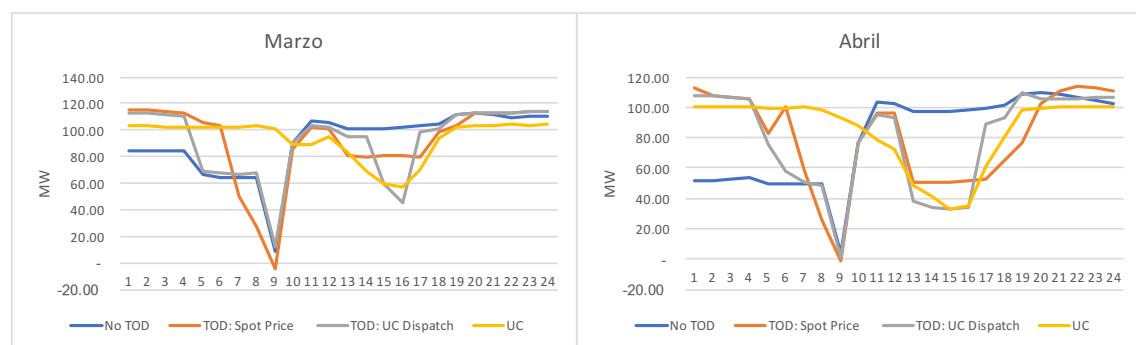


Ilustración 28 Colocación de energía según Despacho Marzo y Abril. Elaboración propia

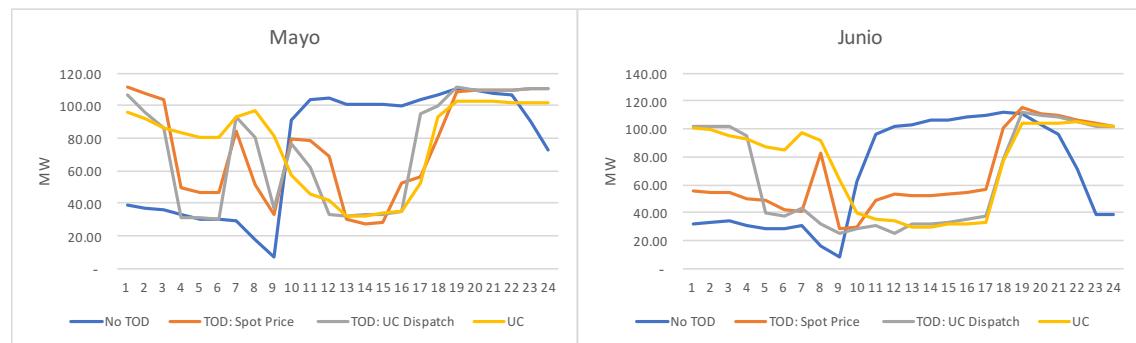


Ilustración 29 Colocación de energía según Despacho Mayo y Junio. Elaboración propia

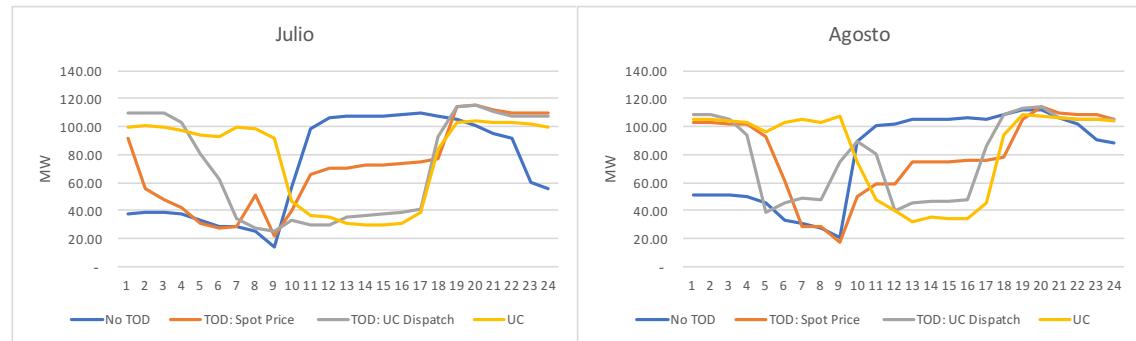


Ilustración 30 Colocación de energía según Despacho Julio y Agosto. Elaboración propia

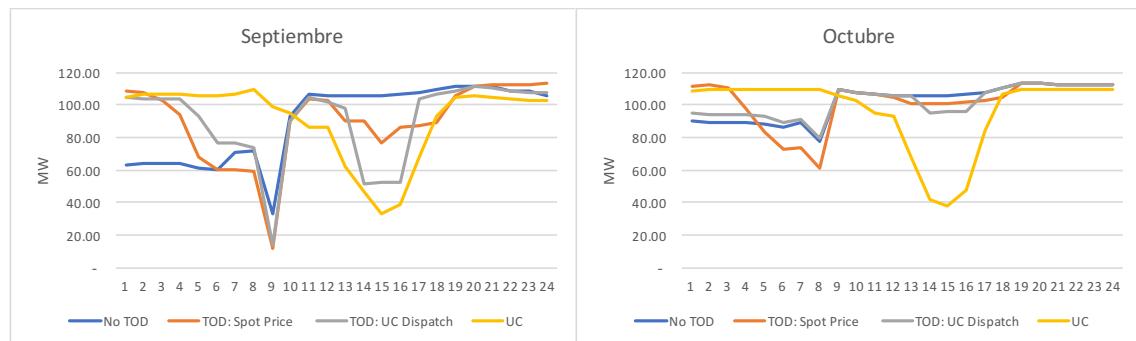


Ilustración 31 Colocación de energía según Despacho Septiembre y Octubre. Elaboración propia

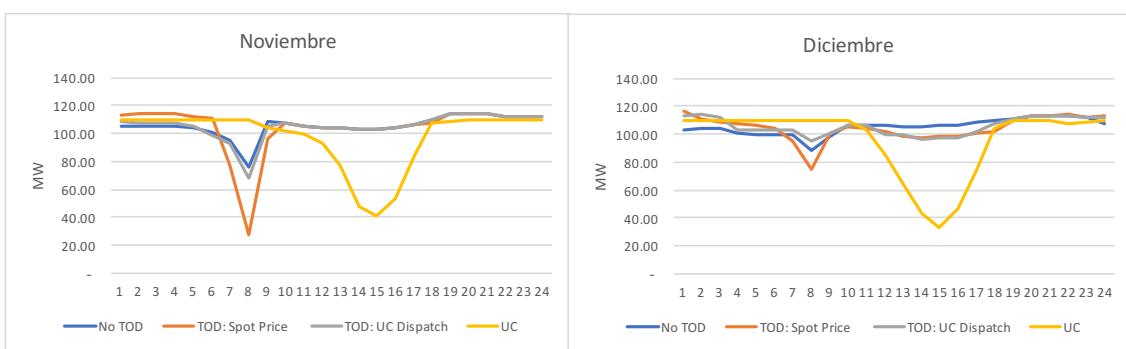


Ilustración 32 Colocación de energía según Despacho Noviembre y Diciembre. Elaboración propia

De las ilustraciones previas se puede deducir lo siguiente:

- Distintos criterios de operación conllevan a diferentes curvas de operación de una misma planta.
- En el caso de una planta CSP de torre con almacenamiento en Chile, las diferencias en las curvas de despacho se acrecientan en los meses desde marzo a septiembre, dado que la disponibilidad de DNI disminuye (días más cortos) y por lo tanto la energía disponible para despachar disminuye también. Para los meses desde octubre a febrero, la energía disponible para despachar aumenta y las diferencias de operación según criterio de despacho disminuyen fuertemente.
- En Chile, los meses de verano, con alta disponibilidad de energía, la CSP con almacenamiento opera como central de base. Esto se explica por la configuración específicamente estudiada que permite funcionar con curva de base a potencia máxima en verano. En invierno la operación de la central depende del criterio de despacho, sin embargo, tanto para un despacho centralizado como para un autodespacho con señal de precio la operación de la central opera como tecnología de punta o *peakier* privilegiando la colocación de energía en horario punta.
- La operación simulada en el software de Unit Commitment AMEBA siempre tiene un patrón distinto al obtenido en SAM. Si bien existen diferencias entre la curva de despacho obtenida en AMEBA respecto de las curvas obtenidas en SAM, la curva de despacho de SAM en base a TOD creados a partir del despacho esperado en AMEBA, logra el mayor nivel de cercanía a la curva de despacho de AMEBA. Estas diferencias, son del todo esperables ya que AMEBA como se explicó previamente, no incorpora de manera detallada parámetros técnicos que SAM si considera.
- La operación de la planta sin señal de control coloca la energía en el sistema durante horas solares almacenando el remanente de energía y despachando la central en la noche inmediatamente después de las horas solares.
- La operación de la planta con señal de control centralizado (TOD basado en generación obtenida en AMEBA) dependiendo de la disponibilidad de energía en el mes específico del año, tiende a concentrar la colocación de energía de la planta en el horario punta chileno (18:00-23:00) en tanto reduce la potencia de despacho paulatinamente durante la noche y lo mantiene bajo durante el día. Sin perjuicio de lo anterior en meses de verano, por contar con gran disponibilidad de energía mantiene una operación de base en torno a la potencia máxima con leves disminuciones en horas solares. Esto se explica por la gran capacidad instalada fotovoltaica en el sistema chileno la cual reduce el requerimiento de potencia y el costo marginal durante horas solares y estresa intensamente el sistema al reducir su disponibilidad de manera drástica al final del día elevando

el costo marginal y exigiendo la capacidad de toma de carga y de partida de las demás centrales del sistema. En este contexto, es perfectamente lógico que la CSP con almacenamiento privilegie almacenar energía durante el día en horas de invierno para colocar su energía en horas de demanda de punta cuando el sistema más lo requiere. En verano en cambio, no tiene sentido disminuir el despacho de la central ya que en estos meses la disponibilidad de energía de la central estudiada es tal que permite generar 24 horas a potencia máxima.

- La operación de la planta con señal de control basada en señal de precio (TOD basado en costo marginal obtenido en AMEBA) es similar a la operación bajo despacho centralizado. Esto tiene sentido ya que el costo marginal tiene el mismo patrón de comportamiento que lo requerido por el despachador central a la central CSP. Además, la central CSP no puede almacenar energía por más de un día (puede hacerlo técnicamente pero no tiene sentido ya que implica desaprovechar la energía del día siguiente) por lo tanto bajo una lógica de autodespacho, debe decidir colocar su energía diaria para maximizar sus ingresos spot cada día. De esta forma la colocación de energía se maximiza a horario punta (costo marginal punta) y se reduce durante horas solares (bajos costos marginales)

Además de las curvas de generación, se obtuvo el factor de planta anual obtenido para la configuración según cada criterio de despacho según se muestra en la Tabla 8 Factor de planta CSP según criterio de despacho.

Tabla 8 Factor de planta CSP según criterio de despacho

Tipo de despacho	Sin TOD	TOD UC	TOD precio spot
Factor de planta %	79,96%	79,60%	79,63%

Como se puede ver en la tabla previa, el factor de planta anual no cambia de manera relevante según el criterio de despacho. Esto se explica porque la CSP dependiendo del despacho decide a qué hora de un mismo día colocar la energía, sin embargo, en cada caso decide inyectar toda la energía disponible dentro de un mismo día evitando el posterior vertimiento⁹. Esto tiene sentido a menos que el vertimiento fuese técnicamente necesario o requerido a nivel central (ninguno de estos fenómenos fue considerado en el presente análisis). Las diferencias en factor de planta se explican por las diferencias de eficiencia en cada criterio de despacho donde la mayor eficiencia es alcanzada en el caso sin TOD o sin restricciones adicionales a maximizar la producción de la planta.

Tabla 9 LCOE según criterio de despacho. Elaboración propia

Tipo de despacho	Sin TOD	TOD UC	TOD precio spot
LCOE US\$/MWh	77,4	77,7	77,7

Como se muestra en la Tabla 9, el caso sin TOD es el que minimiza el LCOE ya que maximiza la generación de energía eléctrica minimizando la operación de planta en puntos ineficientes. Sin embargo, se obtiene tal cual se obtuvo un factor de planta anual similar, también un LCOE similar para cada caso, ya que la configuración de la planta es fija (mismo CAPEX y mismo costo financiero) y el OPEX es muy similar (factor de planta similar) por lo tanto el LCOE no revela información respecto de las diferencias de utilidad de cada configuración. Esto implica que la optimización de la

⁹Este término viene de las centrales hidroeléctricas de embalse cuando el caudal de alimentación aumenta más de lo que la central puede generar y deben verter agua por tener el embalse lleno. Este mismo término se utiliza con otras tecnologías en cuando deben desperdiciar o no utilizar energía que estuvo disponible a ciertas horas.

planta en el caso de optimizar el LCOE, debe hacerse para un criterio de despacho fijo pues no es independiente.

Para observar las diferencias de utilidad de cada configuración, se debe observar el ingreso spot (ingresos por generación – costos de generación) de la planta para cada criterio de despacho.

Tabla 10 Ingresos spot CSP según criterio de despacho

Tipo de despacho	Sin TOD	TOD UC	TOD precio spot
Ingreso spot MMUS\$ año	40,7	41,9	42,1
Diferencias		+2,9%	+3,4%

Como se muestra en la Tabla 10, y como es de esperarse, considerando el costo marginal del despacho centralizado emulado en AMEBA como una variable exógena de precios, los ingresos spot son mayores para una planta con autodespacho siguiendo una señal de precio, levemente menores para una planta con despacho centralizado (-0,5%) y menores para una planta sin señal de control en su despacho (-3,4%).

6.2.2 Despacho esperado de centrales CSP con almacenamiento en Chile

Las curvas de despacho observadas en la sección anterior revelan que la operación esperada para centrales CSP con almacenamiento el 2021 sería la de una central denominada “de punta” o peaker, la cual prioriza la colocación de energía justamente en horario punta o de máxima demanda lo cual ocurre entre las 18:00 y las 23:00 como es el típico caso de sistemas con una fuerte componente de demanda residencial. Este hecho se origina por la fuerte componente fotovoltaica de la capacidad instalada, lo que a su vez está motivado por una brusca caída en los costos de inversión de esta tecnología que ha alcanzado valores record de LCOE por debajo de los 30 USD/MWh. Es razonable suponer que en la red chilena a partir del 2021 habrá aún más capacidad FV instalada (o al menos la misma), razón por la cual es también razonable suponer que la CSP con almacenamiento operará en Chile como una central de punta en meses con menor disponibilidad de DNI (otoño-invierno-primavera) y como central de base en verano independientemente de si se opera bajo una lógica de despacho centralizado o autodespacho según se vió en 6.2.1. Esto revela además que la operación como central de base todo el año no tiene sentido económico para estas plantas, más aún desperdiciaría el valor de gestionabilidad de la planta y su sistema de almacenamiento independiente el criterio de despacho.

Por otro lado, cabe preguntarse si las curvas de autodespacho cambiarían en casos en que la central CSP contara con un PPA. Al respecto es necesario comprender la forma en que las centrales generan utilidades por concepto de energía en el mercado chileno.

En primer lugar, existe una utilidad denominada utilidad operacional, dado por la generación de la central, por el costo de generación y por el precio spot en la barra de inyección

$$\text{Utilidad operacional: } E_{\text{generada}} \cdot (P_{\text{inyección}}^{\text{spot}} - C_{\text{generación}})$$

Además, las centrales que cuentan con contratos de abastecimiento de energía a clientes, perciben una utilidad por comercialización de energía, la cual es determinada por el costo de retirar energía del sistema para abastecer al cliente, por el precio de venta de energía que el cliente paga al generador o PPA y por la cantidad de energía que el consumidor compra:

$$\text{Utilidad comercialización: } E_{\text{comercializada}} \cdot (P_{PPA} - P_{\text{retiro}}^{\text{spot}})$$

En el mercado chileno, la energía generada por un generador no es necesariamente igual a la energía comercializada por el mismo en el caso de que este cuente con un PPA. Además, el precio spot en la barra de retiro no es necesariamente el mismo que el de la barra de inyección.

Considerando las dos ecuaciones previamente enunciadas y las curvas de generación por criterio de despacho se puede deducir para plantas CSP operando en el mercado chileno lo siguiente:

- Para centrales CSP sin PPA: El despacho centralizado es similar al autodespacho con señal de precio dada por los costos marginales ya que la capacidad de gestión de almacenamiento menor a un día obliga tanto al despachador central como al autodespachador, colocar la energía durante el día. Mientras el despachador central prioriza generar durante el horario de mayor demanda para reducir los costos, el autodespachador elige maximizar su generación durante el horario punta cuando el costo marginal es más elevado.
- Para centrales CSP con PPA: El despacho centralizado no se verá afectado por el PPA. El autodespacho, en cambio, podría verse afectado si la generación de la central CSP pudiera afectar los costos marginales de inyección y retiro. Para centrales con PPA, el generador debe maximizar no solo su utilidad operacional sino la suma entre la utilidad operacional y la utilidad de comercialización. Si la generación CSP puede afectar el precio, entonces el despacho no será necesariamente similar al despacho del caso centralizado o al autodespacho sin PPA. La posibilidad de una central CSP de 100 MW de influir en los costos marginales en sistemas interconectados como el chileno (>20GW el 2021) se considera baja, sin embargo, debe ser estudiada para cada proyecto específico para poder concluir respecto al autodespacho óptimo.

6.2.3 Diseño óptimo de centrales CSP con almacenamiento en Chile considerando criterios de despacho

Para determinar el diseño óptimo de centrales CSP según criterio de despacho, se propone el siguiente procedimiento de trabajo

- Determinación de una configuración inicial a ser evaluada. Esta configuración inicial implica un tamaño nominal de turbina (ej: 100MW) de SM y de horas de acumulación, así como la definición de los parámetros técnicos de operación de la planta, sus costos y sus supuestos financieros. La configuración inicial del presente estudio se consideró el caso de estudio.
- Una vez determinada la configuración inicial, se debe simular dicha configuración inicial de CSP en software de Unit Commitment bajo un escenario factible de expansión del sistema chileno definido por el desarrollador. A partir de esto se obtiene una señal de control en base a patrón de costos marginales anuales. Para el presente estudio se realizó dicho ejercicio con el software AMEBA.
- Una vez simulada la configuración inicial, se debe optimizar en software de diseño, la configuración que maximiza la rentabilidad del proyecto. Para esto debe parametrizarse: Tamaño de turbina, tamaño del SM (afectando dimensiones del receptor, tamaño de la torre y layout del campo solar) y horas de almacenamiento y se debe optimizar la operación de la central CSP considerando la señal de precio obtenida a partir del costo marginal en la simulación del Unit

Commitment (la operación con señal de precio es equivalente a la operación con despacho centralizado). Para el presente estudio, se optimizó la configuración de la central en SAM.

- Para determinar la configuración que maximiza la rentabilidad, se debe determinar la variable de optimización, la cual puede variar dependiendo del tipo de PPA con el cual cuente la central CSP. Para efectos de simplificación, el presente estudio asume una central sin PPA y se optimiza el LCOE de la planta. Esta simplificación no es válida para centrales CSP con PPA convencional, pero es válida para un estudio genérico como éste.

La elección de configuración de la planta afecta directamente el CAPEX y el factor de planta del proyecto en evaluación lo cual a su vez puede implicar diferencias en el costo financiero de proyectos CSP con distinto dimensionamiento. Para proyectos específicos este nivel de detalle debe ser abordado específicamente con toda la información disponible. Para el presente análisis se supuso que el financiamiento del proyecto no varía según su configuración. La Tabla 11 muestra los parámetros del campo solar y el CAPEX de configuración estudiada.

Tabla 11 Parámetros considerados en optimización de CSP con almacenamiento en Chile

Múltiplo Solar SM		2.7	2.8	2.9	3	3.1	3.2
Altura receptor m		18.6	18.5	19.3	20.3	19.7	19.4
Diámetro receptor m		19.4	20.2	20.0	20.4	20.1	21.7
Altura torre m		198.6	201.7	203.7	215.6	210.1	213.8
Cantidad de helióstatos		8096	8407	8689	8950	9312	9654
CAPEX según horas TES MMUS\$	12 hrs	506,1	514,8	523,6	532,7	538,9	548,6
	13 hrs	512,3	520,9	529,7	538,8	545,2	554,8
	14 hrs	518,5	527,1	535,9	544,9	551,3	560,9
	15 hrs	524,6	533,3	542,1	551,2	557,5	567,1
	16 hrs	530,8	539,5	548,2	557,3	563,7	573,3

La Ilustración 33 muestra los resultados de la configuración óptima obtenida para el caso chileno considerando los supuestos técnicos y económicos enunciados en la definición del caso de estudio, una operación de central de punta según se vio en la sección anterior y un tamaño de turbina fijo de 110 MW. El óptimo considerando estos criterios de despachos es una configuración de SM 2,9 y TES 14 horas, distinto del óptimo del caso de optimización sin señal de precio correspondiente a la configuración inicial (SM 2,75 TES 13,5 horas).

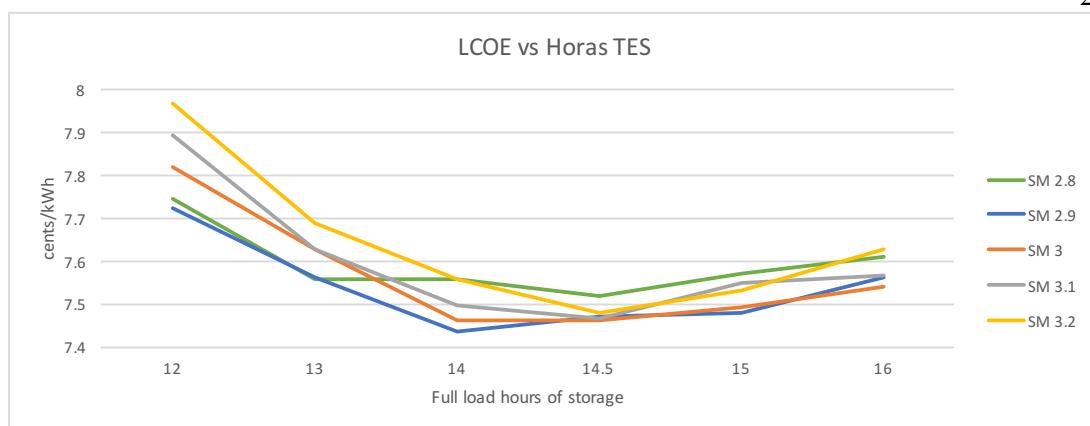


Ilustración 33 LCOE de central CSP de torre con almacenamiento optimizada en Atacama

7 Fomento CSP de torre con almacenamiento en Chile

Como se vió en el presente informe, el desarrollo de CSP en Chile puede ser beneficioso para la red chilena desde el punto de vista del operador central y tiene grandes ventajas competitivas para instalarse en el norte de Chile desde el punto de vista del desarrollador. Sin embargo, existen ciertos factores críticos para el desarrollo de proyectos CSP con almacenamiento que pueden influir fuertemente en la rentabilidad o en el éxito de estos proyectos y que aportan incertidumbre.

Para fomentar el desarrollo de estas tecnologías en el país es necesario reducir incertidumbres asociadas a factores locales cuantificables y a factores de incertidumbre regulatoria respecto al tipo de despacho que regirá la operación de este tipo de centrales. A continuación, se proponen acciones concretas que aporten a reducir esta incertidumbre y fomentar el desarrollo CSP en Chile

7.1.1 Medición de soiling, atenuación atmosférica y corrosión CSP en el desierto de Atacama

La cuantificación del soiling rate, de la atenuación atmosférica y de los índices de corrosividad en el desierto de Atacama es posible de realizar mediante campañas de medición anuales.

Se propone realizar campañas de medición con granularidad válida para permitir la implementación de mapas de cada una de éstas variables en Chile, disminuyendo la incertidumbre de los desarrolladores y contribuyendo a la mejor comprensión del medio local respecto de los fenómenos climatológicos y atmosféricos que afectan el diseño de proyectos CSP en el desierto de Atacama. La importancia de que este levantamiento de información lo realice una agencia pública radica en la necesidad de proveer esta información de forma pública reduciendo brechas de información entre actores y consecuentemente aumentando la competitividad de los proyectos.

Además, se propone fomentar decididamente la creación de tecnología y servicios CSP en Chile. Como se ha visto a lo largo del presente informe, la tecnología CSP tiene aún desafíos que resolver y Chile, en su condición de zona propicia para el desarrollo de CSP puede liderar el desarrollo de tecnología y soluciones para CSP con sistemas de almacenamiento si se apuesta a largo plazo

En particular se propone:

- En las estaciones de medición de recurso solar y variables meteorológicas del Ministerio de Energía, instalar por iniciativa y financiamiento de agencias públicas, equipos para medición de soiling rate en espejos, ya disponibles comercialmente en el mundo, basadas en montajes que incluyen la utilización de pirhelíómetros sobre espejos y la medición a través de equipos reflectómetros sobre arreglos de espejos dispuestos en posición fija. Utilizar las instalaciones del Ministerio permitirá reducir costos de instalación, complementar y mejorar la data sobre

radiación solar en Chile. Los resultados deben ser provistos de manera pública y para ellos se recomienda utilizar la plataforma Explorador Solar del propio ministerio.

- Encargar la elaboración de un mapa de atenuación atmosférica para proyectos CSP de torre en el desierto de Atacama. A diferencia del soiling rate, el estudio de la atenuación atmosférica en campos heliostáticos no está maduro comercialmente, por lo que se propone la creación de instrumentos de financiamiento público como bienes públicos o contratos tecnológicos de CORFO para promover la investigación por parte de universidades y empresas de tecnología para el desarrollo de un mapa de esta variable, considerando para locaciones de medición potenciales zonas de desarrollo de proyectos CSP de torre e información meteorológica relevante para la extensión geográfica del mapa más allá de los puntos de medición.
- Encargar la elaboración de un mapa de corrosividad en espejos para proyectos CSP de torre en el desierto de Atacama. Se propone la creación de instrumentos de financiamiento público como bienes públicos o contratos tecnológicos de CORFO para promover la investigación por parte de universidades y empresas de tecnología para el desarrollo de un mapa de esta variable, considerando para locaciones de medición potenciales zonas de desarrollo de proyectos CSP de torre e información meteorológica relevante para la extensión geográfica del mapa más allá de los puntos de medición. Además, se propone impulsar el estudio de la corrosividad en entornos cercanos a actividades mineras dado el potencial impacto que pueda haber por parte de esta actividad en el mencionado índice.
- Promover el desarrollo de soluciones tecnológicas desarrolladas en Chile para abordar los tópicos mencionados anteriormente mediante capitales destinados a la innovación. En sentido se propone incorporar CSP en las líneas de trabajo del Programa Estratégico de Manufactura avanzada, enfocar esfuerzos de financiamiento CORFO en soluciones tecnológicas CSP, apoyar el estudio y desarrollo de soluciones en las existentes Plataforma Solar de Antofagasta, y en el futuro Instituto Internacional Solar Minero.
- Promover el desarrollo de jornadas de trabajo, enseñanza y promoción de CSP con empresas eléctricas, proveedores potenciales de partes y piezas CSP y consumidores intensivos de energía eléctrica y térmica. En particular, se propone realizar talleres enfocados en empresas consumidoras de energía (calor o electricidad) mostrando las ventajas técnicas y económicas de la CSP y CST (concentración solar de energía térmica) y los mecanismos de integración que existen con procesos industriales. Se constató en la Plataforma Solar de Almería que gran parte de los proyectos de investigación nacen de iniciativas privadas y de empresas que activamente proponen y desarrollan en conjunto con los expertos de la PSA soluciones tecnológicas a los desafíos detectados. Esta cultura organizacional puede ser adoptada en Chile mediante el fomento por parte de agencias públicas de desarrollo económico y energético a la comprensión por parte de las empresas del funcionamiento de la tecnología CSP.

7.1.2 Estudios para la definición de criterio de despacho CSP en Chile

La incertidumbre regulatoria asociada a la definición pendiente del criterio de despacho de las tecnologías CSP con almacenamiento en Chile debe ser resuelta a la brevedad. En este sentido, es crucial que los reguladores y agencias que participen en la definición de los criterios consideren las especificidades técnicas de la tecnología. En particular a la luz de la información recopilada en el presente informe, se considera que la operación centralizada en línea es impracticable dado la complejidad de controlar el input variable de potencia proveniente del campo solar al intercambiador

de calor. Por otro lado, el presente informe plantea que la operación centralizada de una planta CSP no será distinta, en términos de colocación de energía, de una operación con autodespacho. En este sentido, se propone realizar estudios comparativos detallados para validar estos resultados

Dado lo anterior, se propone considerar para las centrales CSP con almacenamiento un criterio de autodespacho supervisado por el CEN. De la experiencia española, se sabe que es posible operar dentro de un intervalo esperado para cierto nivel de confianza dado un pronóstico. La operación de la central CSP podrá quedar bajo el criterio del operador de la planta el cual será informado con antelación semanal y diaria al CEN, que a su vez podrá solicitar con antelación pertinente, correcciones en las consignas de despacho solicitadas dentro de lo que las condiciones de radiación y de la planta permitan.

7.1.3 Perfeccionamiento de licitaciones a clientes regulados

Como se comentó en el presente informe, las licitaciones de energía a clientes regulados no le permiten a las centrales CSP ofertar energía con toda la competitividad que estas centrales tienen.

Como se vio en el presente informe, se espera que la operación de las centrales CSP con almacenamiento (independiente de si es autodespacho o despacho centralizado) sea de “punta” en otoño, invierno y primavera y de “base” en verano. Se propone incorporar en las licitaciones la posibilidad de realizar ofertas con condiciones tipo *all or nothing* permitiéndole a las centrales CSP ofertar en cada bloque (A B o C) una cantidad distinta de sub-bloques según la operación esperada de la central CSP en el sistema chileno de manera de asimilar la oferta a la curva de generación. Esto es equivalente a lo que realizan hoy las centrales FV en el bloque B y que les permite ser competitivas. En el caso de CSP con almacenamiento es un riesgo ofertar en los 3 bloques A B C sin condicionar la adjudicación conjunta de las tres ofertas simultáneamente ya que podrían darse casos como que la planta CSP se adjudique solo energía en horario punta.

Además, se propone que las licitaciones incluyan consideraciones en las curvas de disponibilidad de generación de las centrales que respaldan las ofertas de manera de incorporar criterios de seguridad de suministro en el proceso y no solamente precio como lo ha sido históricamente.

7.1.4 Formación de capital humano avanzado y proveedores CSP

Se propone promover de manera decidida la formación de capital humano avanzado a nivel técnico en tecnología termosolar. Esto permitirá crear una masa crítica de profesionales con alta preparación en estas tecnologías que pueda abordar los factores críticos aquí planteados y los que surjan en la medida en que se desarrollen proyectos CSP en Chile.

En este sentido se propone específicamente enfocar programas de becas provistas por el gobierno de Chile en programas de energía termosolar, tales como la beca provista por el programa 4E de GIZ en Chile para el desarrollo del presente trabajo, y asegurar paralelamente financiamiento y espacios de trabajo para profesionales, emprendedores y técnicos avanzados en tecnología termosolar.

El financiamiento de formación de capital humano debe asegurar no solo la formación académica sino también la consolidación laboral de los formados en líneas de investigación y desarrollo termosolar dentro de las propias agencias públicas, científicas, startups y académicas incumbentes tales como el Comité de Desarrollo Solar, Solar Energy Research Centre, Plataforma Solar de Antofagasta, o el Instituto Internacional Solar Minero entre otros.

Para esto se propone promover alianzas estratégicas en líneas específicas de trabajo entre instituciones internacionales de alta competencia como DLR en Alemania, NREL en E.E.U.U., ENEA en Italia entre otros con instituciones chilenas incumbentes que puedan desarrollar investigaciones conjuntas y aprendizajes mutuos en el desarrollo de tecnología termosolar.

7.1.5 Estrategias de fomento directo

Finalmente se propone considerar estrategias de fomento directo de tecnologías CSP de almacenamiento. Acorde a los entrevistados, lo más importante para promover la maduración tecnológica de CSP con almacenamiento es asegurar un volumen de proyectos que permita la reducción de costos de esta tecnología. En la medida en que el volumen de proyectos sea desarrollado en un mismo entorno geográfico estas reducciones de costo se obtendrán además por economías de escala y de locación. En este sentido el proyecto Distrito Tecnológico Solar del Comité Solar, el cual propone la implementación de proyectos CSP con participación del estado en preinversión y equity, debe concentrar esfuerzos en asegurar un volumen de proyectos más que mega proyectos singulares.

8 Conclusiones

La CSP de torre con almacenamiento es una tecnología ad portas de alcanzar un desarrollo comercial explosivo en el mundo, con un gran pipeline de proyectos de este tipo en diferentes ubicaciones del mundo. Chile ofrece condiciones excepcionales para el desarrollo de esta tecnología en el desierto de Atacama y para ser la sede de la maduración comercial de ésta dada su extremadamente intensa radiación normal directa y la singularidad del propio desierto de Atacama.

Por otro lado, la flexibilidad y la gestionabilidad de esta tecnología ofrece un valor adicional muy requerido por las redes chilenas capas de complementar de manera limpia y eficiente la integración de capacidad de generación renovable de perfil variable en la red como lo es la tecnología FV y eólica. Se prevé que en Chile las plantas CSP con almacenamiento operarán como centrales de punta.

Sin embargo, el éxito en el desarrollo de esta tecnología en Chile requiere la gestión de ciertos factores críticos importantes tanto tecnológicos asociados a la CSP de torre en general como locales asociados a la incertidumbre de ciertos parámetros locales que pueden afectar la operación de estas plantas además de la incertidumbre regulatoria existente en Chile respecto de los criterios de operación que regirán en el país para esta tecnología. Estos factores críticos son además una oportunidad para desarrollar soluciones tecnológicas aplicadas en Chile y posicionar al país como centro de desarrollo tecnológico CSP.

Como se pudo constatar en visitas técnicas a plantas CSP con almacenamiento operativas en Andalucía y en entrevistas con científicos y expertos CSP tanto en Chile como en el mundo, esta tecnología puede operar exitosamente y ser económicamente viable si se diseña y opera bajo altas normas de calidad y con clara certidumbre regulatoria respecto de su operación. Los desafíos técnicos pueden ser abordados, las incertidumbres en las condiciones locales pueden ser estudiadas y la incertidumbre regulatoria puede y debe ser resuelta en el corto plazo. Esto beneficiará no solo el desarrollo de este tipo de plantas en la red chilena si no que traerá beneficios a la propia condición de operación de la red y ofrecerá oportunidades amplias al desarrollo económico y tecnológico si se realiza de manera correcta.

9 Anexos

9.1 Definición conceptual del caso de estudio.

Para el permitir análisis específicos en el presente estudio, se estableció un diseño conceptual de planta CSP de torre como base de trabajo del presente de 110 MW de potencia bruta, con 12 horas de almacenamiento en sales fundidas y factor múltiplo solar (SM) 2.4.

La elección de dicha configuración se basa en dos principales factores:

- Tendencias observadas en los proyectos CSP de torre en desarrollo, los cuales han convergido al entorno de orden de magnitud de 100 MWe.
- Una optimización preliminar utilizando el software SAM (desarrollado por NREL, de libre distribución) para determinar el entorno de horas de almacenamiento y del SM que serían pertinentes analizar para el desarrollo de torres CSP de 100 MW en la zona de Diego de Almagro donde actualmente se desarrolla el proyecto Distrito Tecnológico Solar.

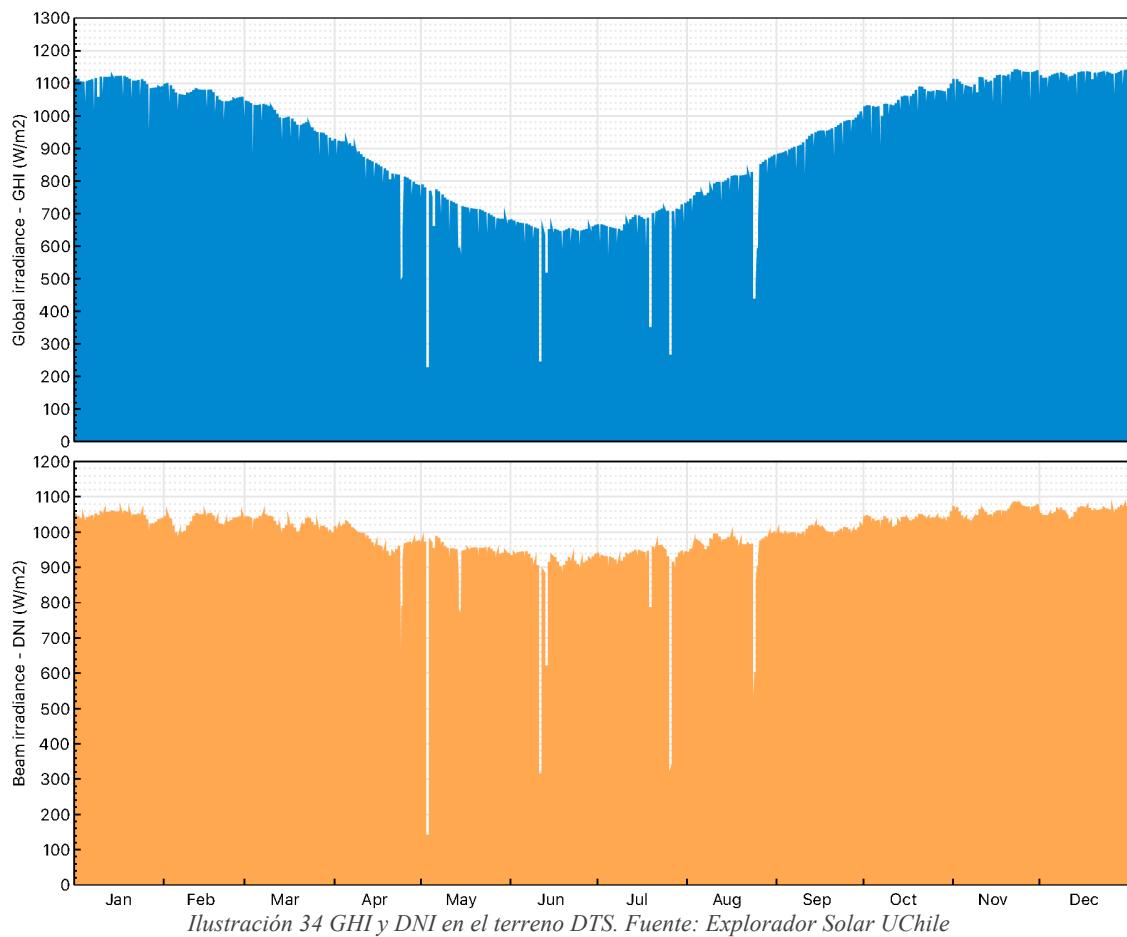
El detalle de los parámetros escogidos es el siguiente:

9.1.1 Datos de recurso solar y meteorológicos

En el presente estudio se trabajó con datos de recurso solar y meteorológicos para la zona de Diego de Almagro (N -26.3 E -69.9), a una elevación de 1081 msnm obtenidos de la plataforma de libre distribución de datos “Explorador Solar” desarrollado por el Ministerio de Energía de Chile. En particular se trabajó con los datos TMY para SAM calculados por la misma. Los datos más relevantes se enuncian en la Tabla 12 e Ilustración 34:

Dato	Valor	Comentarios
Radiación Global Horizontal GHI	6,73 kWh/m ² /día	Promedio anual en 24h
Radiación Normal Directa DNI	9,63 kWh/m ² /día	Promedio anual en 24h
Radiación Difusa Horizontal	0,68 kWh/m ² /día	Promedio anual en 24h
Temperatura	15,9 °C	Promedio anual en 24h
Velocidad de viento	4,0 m/s	Promedio anual en 24h

Tabla 12 Dato de recurso considerados para diseño. Fuente: Explorador Solar



9.1.2 Condiciones nominales del sistema

Para el presente estudio se consideró un sistema con las siguientes características nominales:

Parámetro	Valor nominal	Comentario
Parámetros del Campo Heliostático		
Punto de Diseño DNI	1000 W/m ²	
Múltiplo Solar	2,75	
Múltiplo Campo Heliostático	1	
Torre y Receptor		
T ° Caliente de fluido caloportador	574 °C	
T ° fría de fluido caloportador	290 °C	
Sistema de acumulación		
Horas de almacenamiento a plena carga	13,5 horas	
Bloque de Potencia		
Potencia bruta	110 MW	eléctrica
Potencia neta	100 MW	eléctrica
Eficiencia ciclo térmico dry cooling	0,412	

Tabla 13 Parámetros nominales del sistema

9.1.3 Campo heliostático, Torre y Receptor

Para establecer el caso de estudio, se optimizó el layout del campo solar y las condiciones de la torre como variables dependientes del múltiplo solar, es decir, para cada múltiplo solar que se evaluó, se consideraron condiciones de layout de campo y de torre específicas ya que no tiene sentido mantener estas variables fijas debido a su alta interdependencia. La optimización del layout y las características de la torre se realizó en SAM. Las características del campo heliostático y la torre receptora son las siguientes:

Parámetro	Valor nominal	Comentario
Campo Heliostático		
Superficie reflectora	144 m ²	cuadrado
Reflectividad pura de espejos	0,97	
Número de heliostatos	8.882	
Superficie reflectora total	1.282.337 m ²	
Disponibilidad de heliostatos	99%	Availability
Atenuación Atmosférica y Ensuciamiento		
Coeficiente polinomial 0	0,0045	
Coeficiente polinomial 1	0,07 [1/km]	
Coeficiente polinomial 2	-0,02 [1/km ²]	
Coeficiente polinomial 3	0,002845 [1/km ³]	
Pérdida promedio por atenuación	5,2%	Scatering promedio anual
Reflectividad promedio anual	94%	Incluye soiling
Geometría del Campo		
Máxima distancia heliostato-torre	8,5 torres	Fx. de altura de torre
Mínima distancia heliostato-torre	0,75 torres	Fx. de altura de torre
Torre y receptor		
Altura de la torre	198,6 m	
Altura del receptor	18,5 m	
Diámetro receptor	18,4 m	
Número de paneles del receptor	20	HTF frío ascendente por faceta sur
Fluido caloportador	60%NaNO ₃ 40%KNO ₃	
Material Receptor	Acero Inoxidable	AISI316
Largo Tuberías	500 m	
Pérdidas promedio en tuberías	10,2 kW/m	

Tabla 14 Parámetros campo heliostático y torre receptora

9.1.4 Bloque de Potencia

Para establecer las condiciones del bloque de potencia se consideraron los valores por defecto del programa SAM

Parámetro	Valor nominal	Comentario
Parámetros generales		
Potencia de bombeo de HTF	0,55 kW/kg/s	En el ciclo de potencia
Fracción de potencia para stand by	20%	
Tiempo de partida (SAM)	30 minutos	
Potencia de partida requerida	50%	

Potencia Mínima de operación	25%	Mínimo técnico de la turbina
Potencia Máxima de operación	105%	
Enfriamiento de ciclo de rankine	Aerocondensación	
Presión de vapor de operación	100 bar	Boiler

9.1.5 Sistema de Almacenamiento

Parámetro	Valor nominal	Comentario
Parámetros generales		
Tipo de sistema	Doble tanque sales	
Volumen tanques	18.305 m3	

9.1.6 Optimización

Finalmente, considerando la caracterización técnica mencionada en los puntos anteriores y los datos de recurso especificados, se optimizó en tres etapas la configuración de la planta considerando una planta de tamaño de 110 MW de potencia bruta, en un análisis de sensibilidad del costo nivelado de la energía respecto de las horas de acumulación y del tamaño del campo solar. Las consideraciones de costo y parámetros financieros de la optimización son explicadas en detalle en el capítulo 5.1.1.

Primera Optimización preliminar

Se varió el factor de múltiplo solar entre 1,6 y 3,2 en pasos de 0,4 y considerando para cada tamaño de campo, características específicas del campo solar, torre y receptor. Para cada factor SM se calculó el número óptimo de horas de almacenamiento en función del costo nivelado de la energía.

El óptimo en esta primera optimización fue un SM 2.6 con 14 horas de acumulación como se muestra en la Ilustración 35 LCOE, Primera optimización preliminar

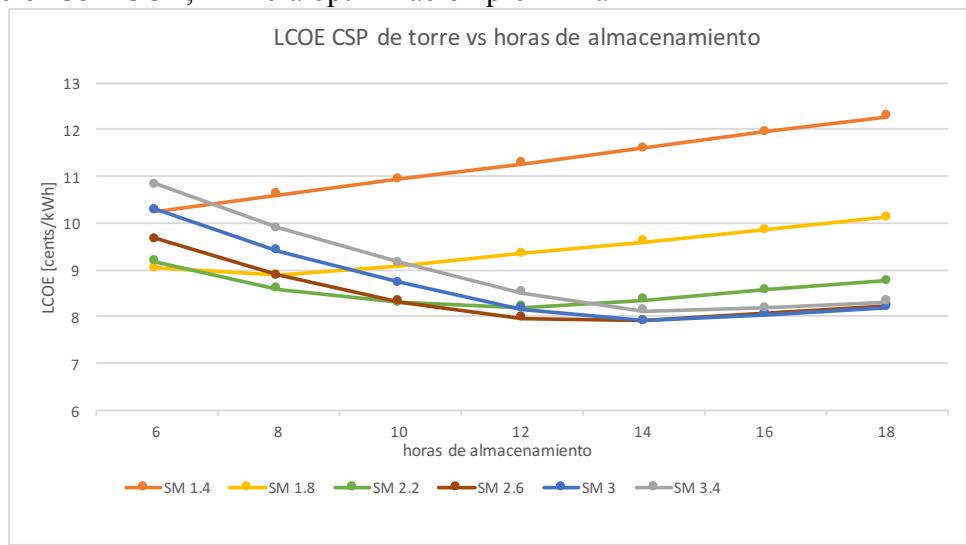


Ilustración 35 LCOE, Primera optimización preliminar

Segunda Optimización preliminar

Se varió el factor de múltiplo solar entre 2,4 y 2,8 en pasos de 0,1 y variando las horas de acumulación entre 12 y 15 para cada configuración,

El óptimo en esta segunda optimización fue un SM 2.7 con 13 horas de acumulación como se muestra en la Ilustración 36

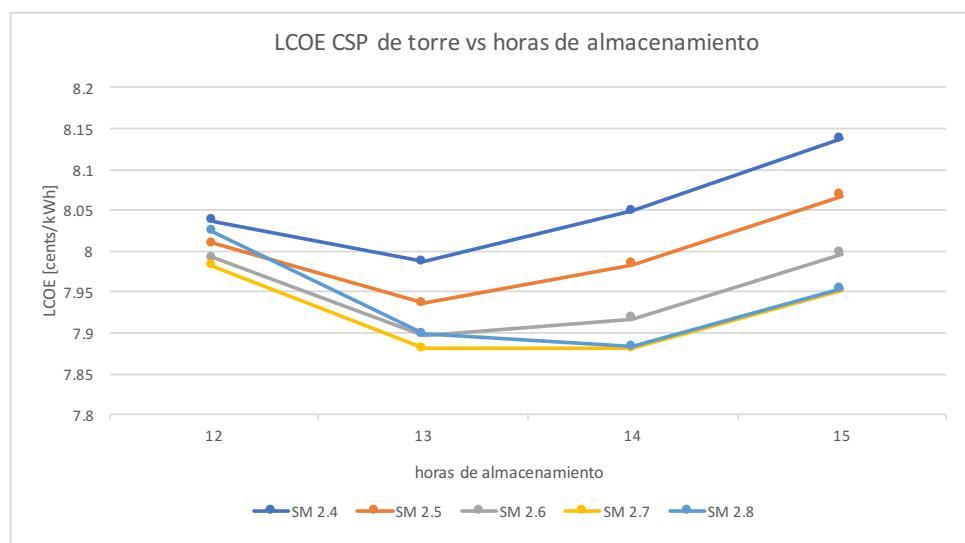


Ilustración 36 LCOE, Segunda optimización preliminar

Tercera Optimización preliminar

Finalmente, para obtener la configuración del caso de estudio, se varió el factor de múltiplo solar entre 2,4 y 2,8 en pasos de 0,1 y variando las horas de acumulación entre 12,5 y 14,5 para cada configuración,

El óptimo en esta tercera etapa de optimización fue un SM 2,75 con 13,5 horas de acumulación como se muestra en la Ilustración 37. Esta configuración se consideró para la realización del presente estudio. Cabe resaltar que gran parte de los valores técnicos enunciados respecto del campo solar, número de heliostatos, altura de la torre y otros relacionados al campo solar del sistema hacen referencia a esta configuración. La producción de energía anual de esta configuración en la locación es de 830 GWh año con un factor de planta teórico de 93%.

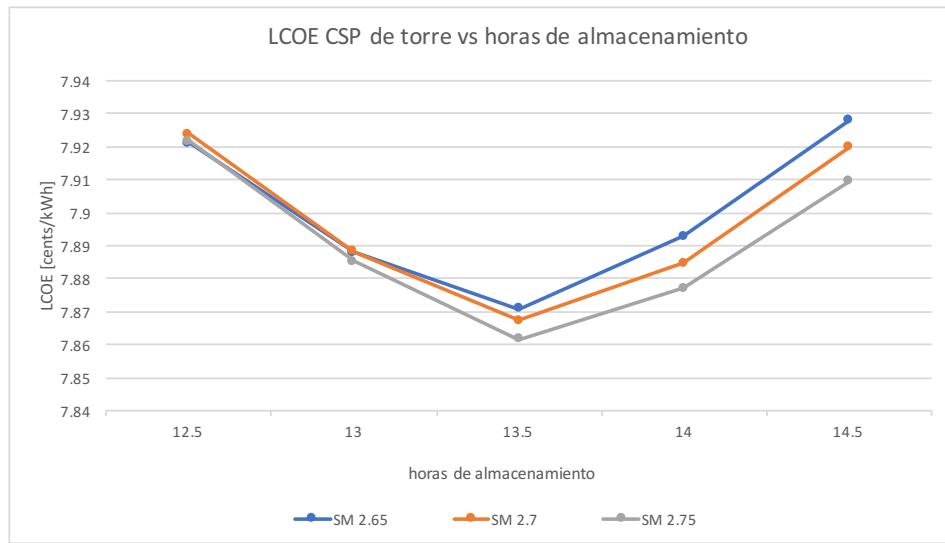


Ilustración 37 LCOE, Tercera optimización preliminar

9.2 Sensibilización de LCOE respecto al soiling

9.2.1 Parámetros específicos del sistema de limpieza

Los parámetros del sistema de limpieza utilizando camiones con cepillos y agua a presión para campo heliostático se explicitan en la Tabla 15.

Tabla 15 Parámetros de sistema de limpieza

Concepto	Valor	Comentario
Superficie de limpieza	1.282.337 m ²	Superficie reflectora
Factor de limpieza	96%	Requerido
Horas Humanas de lavado por m ²	1,5 min/100 m ²	[10]
Horas Humanas de lavado por ciclo	320,6 HH/ciclo	Lavado de todo el campo
Personal por camión	2 trabajadores	[22]
Tiempo total por ciclo de lavado	20 horas	Lavar todo el campo
Consumo Específico Diesel	15 lts/hr	[14]
Consumo Diesel por lavado	2,4 m ³ /ciclo	
Consumo Específico de agua	0,0007 m ³ /m ²	Agua por superficie reflectora
Costo Diésel Chile	1000 USD/m ³	
Costo Agua Chile	7 USD/m ³	
Costo Camión Europa	350 MUSD	Con brushers y manguera a presión

9.3 Sumario de visitas técnicas y entrevistas realizadas

En el contexto del presente trabajo se llevaron a cabo las siguientes visitas técnicas:

9.3.1 Visitas Plataforma Solar de Almería PSA

Se visitó la PSA en múltiples ocasiones en compañía del grupo de DLR que trabaja rutinariamente allá. Además, se realizó una visita técnica por las instalaciones de la Plataforma donde se visitaron 3 torres de concentración, sistemas de tratamiento solar de agua, equipos de hornos solares, sistemas de prueba de sales fundidas, laboratorio de envejecimiento de materiales, sistemas de pruebas de equipos CSP de cilindro parabólico entre otros.



Ilustración 38 Centro de visitas Plataforma Solar de Almería. Foto propia



Ilustración 39 Torre de concentración en PSA. Foto propia

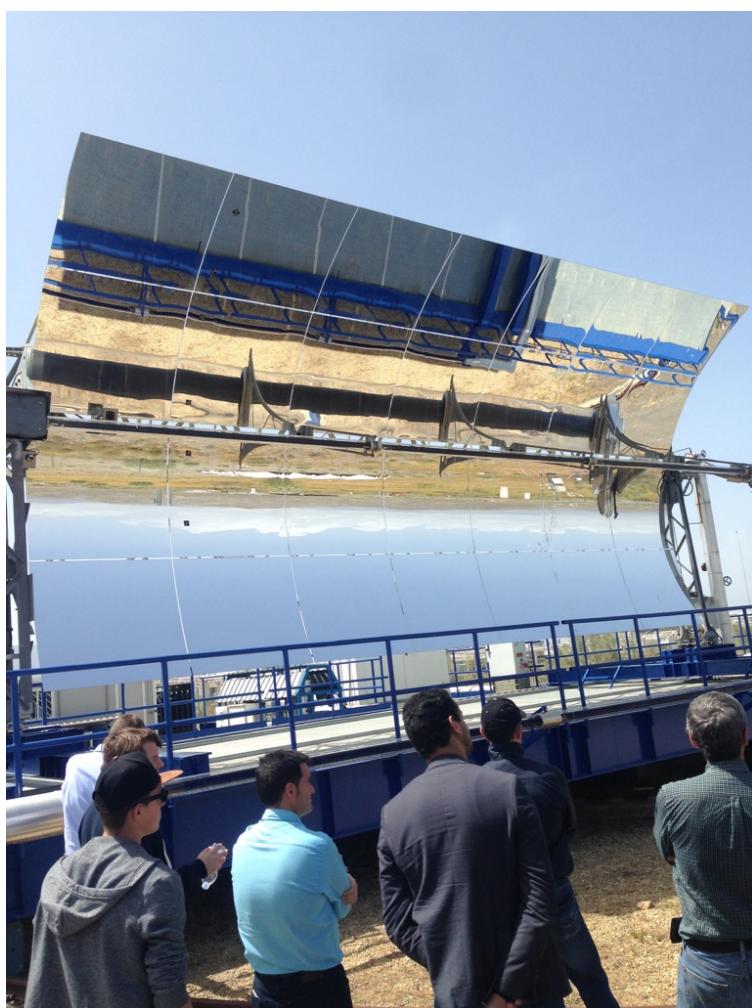


Ilustración 40 Cilindro parabólico con seguimiento en dos ejes para testeо de componentes en PSA. Foto propia



Ilustración 41 Vista externa de horno solar en PSA. Foto propia.

9.3.2 Visita técnica a Andasol 3

Se realizó una visita técnica a la planta de cilindro parabólico de 50 MW con almacenamiento en sales fundidas Andasol 3 en compañía del Ingeniero de DLR Daniel Benítez. En la misma visita se realizó una reunión con el jefe de planta Luis del Valle.



Ilustración 42 Vista panorámica de campo solar, sistema de almacenamiento en sales y bloque de potencia Andasol 3. Foto propia

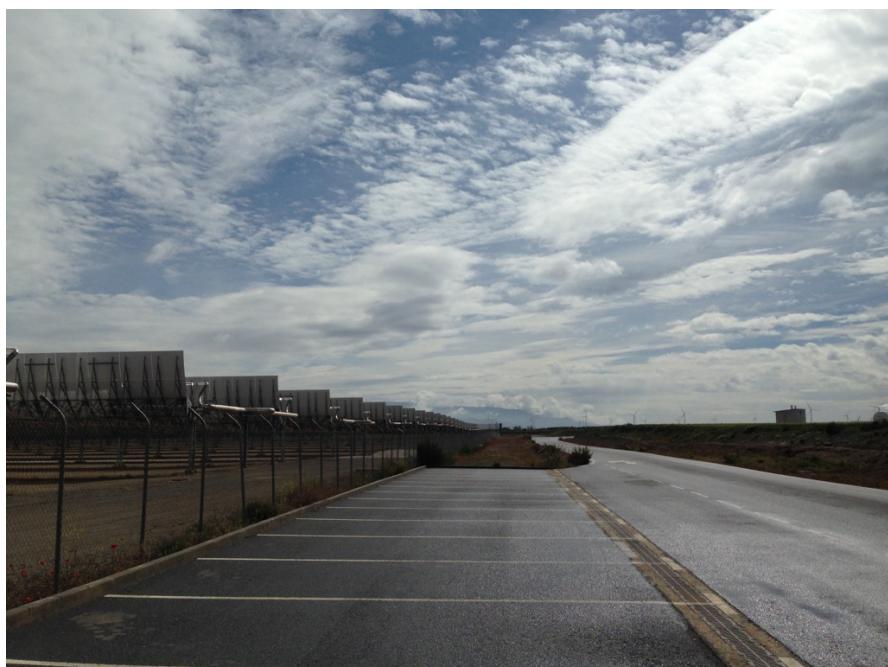


Ilustración 43 Vista de Andasol 3 con parque eólico (sin relación) en el fondo. Foto propia

9.3.3 Visitas técnicas a centrales Valle 1, 2 y Gema Solar

Se realizaron visitas técnicas a las plantas de SENER, Valle 1 y 2 de 50 MW cada una con tecnología de cilindro parabólico con almacenamiento en sales fundidas. En esta misma jornada se visitó la planta de CSP torre Gema Solar de 20 MW.



Ilustración 44 Vista de Valle 1. Foto propia



Ilustración 45 Vista a la distancia de Gema Solar. Foto propia



Ilustración 46 Vista de Gema Solar. Foto propia

9.3.4 Entrevistas

Además de las visitas técnicas se sostuvieron entrevistas técnicas y reuniones de trabajo con expertos del mundo científico, de empresas de desarrollo, de consultoría y académicos incluyendo expertos de instituciones chilenas, españolas y alemanas. En particular se sostuvieron las siguientes reuniones de trabajo:

- Daniel Benítez, ingeniero experto CSP en DLR. Múltiples sesiones de trabajo en Almería y comentarios del presente informe.
- Peter Heller, científico experto CSP DLR. Reunión de trabajo en Almería.
- Eckard Lupfert, científico experto CSP en DLR. Reunión de trabajo en Almería.
- Christoph Richter científico experto CSP DLR. Reuniones de trabajo en Almería
- Fabian Wolfertstetter, científico experto en soiling CSP en DLR. Reunión de trabajo en Almería y orientación en el presente informe.
- Eduardo Zarza, científico experto en CSP en PSA. Reunión de trabajo en PSA, Almería.
- Rogelio Peón, ejecutivo experto en desarrollo CSP. Reunión de trabajo en Almería.
- Rainer Kistener, científico desarrollador y consultor experto CSP. Dos reuniones de trabajo en Almería.
- Luis del Valle, ingeniero experto en operación CSP. Reunión de trabajo en Andasol 3.
- Sergio Rellosa y Miguel Domingo, ingenieros y ejecutivos expertos en diseño y desarrollo CSP de torre. Reuniones de trabajo en Sevilla.
- Luis Crespo, científico y ejecutivo experto en CSP. Reunión de trabajo telefónica.
- Rodrigo Escobar, científico experto CSP. Reunión de trabajo telefónica.
- Aitor Marzo, científico experto CSP. Reunión de trabajo telefónica
- Raul Cordero, científico experto en ciencias del clima. Reunión de trabajo telefónica

10 Referencias

- [1] NREL, «NREL Quantifies es Value of CSP to the Grid,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62503.pdf>.
- [2] P. D. M. M. J. Jorgenson, «Estimating the Value of Utility- Scale Solar Technologies in California Under a 40% Renewable Portfolio Standard,» Denver, 2014.
- [3] M. Mehos, J. Jorgenson, P. Denholm, C. Turchi, NREL, «An assessment of the net value of CSP systems integrated with thermal energy storage,» de *International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, SolarPACES 2014*, Denver, 2014.
- [4] R. S. a. P. D. M. I. Seyed Hossein Madaeni, «How Thermal Energy Storage Enhances the Economic Viability of Concentrating Solar Power,» 2012.
- [5] J. Forrester, «The Value of CSP with Thermal Energy Storage in Providing Grid Stability,» 2014.
- [6] D. L. Crespo, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre factores críticos en desarrollo de proyectos CSP*, Madrid, 2017.
- [7] Comisión Nacional de Energía, «Establece los plazos, requisitos y condiciones, a los que se deberán sujetar las licitaciones de suministro de energía para satisfacer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1076837&idParte=0&idVersion=>.
- [8] NREL, Sandia National Laboratories, SunShot, On the path to SunShot: Advancing Concentrating Solar Power Technology, Performance, and Dispatchability, Denver, 2016.
- [9] D. E. E. C. d. D. Lupfert, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre factores críticos en operación de proyectos CSP de torre*, Almería, 2017.
- [10] M. D. - I. y. D. r. e. a. d. E. R. e. S. Sergio Reloso, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre factores críticos en desarrollo de proyectos CSP en Atacama*, Sevilla, 2017.
- [11] D. E. D. a. C. e. P. S. d. A. Zarza, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre factores críticos en operación de proyectos CSP*, Plataforma Solar de Almería, 2017.
- [12] Craig Turchi - Experto CSP NREL, «Comunicado personalmente en base al estudio de costos "O&M Labor requirements based on Parabolic Trough Study, NREL/TP-550-47605" para la elaboración del presente estudio en base,» 2017.
- [13] e. a. Rodrigo Escobar, «Estimating the potential for solar energy utilization in Chile by satellite-derived data and ground station measurements».
- [14] D. I. C. e. D. Benitez, *Comunicado personalmente durante estadía en DLR Almería para elaboración del presente trabajo*, Almería, 2017.
- [15] D. F. Wolfertstetter, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo*, Almería, 2017.
- [16] D. A. E. e. a. a. U. d. A. Marzo, *Comunicado personalmente en entrevista para el desarrollo del presente trabajo*, Antofagasta, 2017.
- [17] A. M. Jesus Ballestrin, «Solar radiation attenuation in solar tower plants,» Almería, 2011.
- [18] Rogelio Peón - Director de tecnología en TSK, *Comunicado personalmente en entrevista realizada para el presente trabajo*, Almería, 2017.
- [19] M. C. F.-R. B. A. M. Ballestrín, «Measurement of solar extinction in tower plants with digital cameras,» Almería.

[20] Natalie Hanrieder, Felix Wehringer, Stefan Wilbert, Fabian Wolfertstetter, Robert Pitz-Paal, Antonio Campos, Volker Quaschning - DLR, CIEMAT, PSA, «DETERMINATION OF BEAM ATTENUATION IN TOWER PLANTS,» Almería.

[21] Solar PACES, IEA, «Guideline for Bankable STE Yield Assessment,» IEA, 2017.

[22] L. D. V. J. d. o. d. p. Andasol3, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre factores críticos en operación de planta Andasol 3*, Guadix, 2017.

[23] GIZ Programa 4E, «Potencial Industrial de Chile para el Desarrollo de una Industria Solar,» Santiago, 2017.

[24] DLR, M+W, Fundación Chile, «Estudio para determinar el mix tecnológico del proyecto Distrito Tecnológico Solar,» Santiago, 2017.

[25] Comité de Desarrollo de la Industria de la Energía Solar, «Programa Energía Solar,» 5 Junio 2017. [En línea]. Available: <http://www.programaenergiasolar.cl/comite-solar/deserto-de-atacama/>. [Último acceso: 5 Junio 2017].

[26] C. E. L. C. Starke, «Assessing the performance of Concentrated Solar Power plants in selected locations of Chile».

[27] NREL, «Base de datos de proyectos CSP - SolarPACES,» [En línea]. Available: www.nrel.gov/csp/solarpaces. [Último acceso: 1 Junio 2017].

[28] Solar GIS, ESMAP, WORLD BANK GROUP, «Solar Global Altlas,» [En línea]. Available: <http://globalsolaratlas.info/?c=35.297326,-115.229599,10&s=35.359936,-115.638313>. [Último acceso: 5 Junio 2017].

[29] Dr Raul Cordero, Universidad de Santiago de Chile, «Proyecto de Bien Público CORFO (Chile) Corporación de Fomento de la Producción, Preis 15BP-45364 “Soiling effect on PV modules in Northern Chile” 2015-2017,» Santiago, 2017.

[30] D. R. E. e. f. a. e. U. d. S. d. C. Cordero, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre ensuciamiento en el norte Chile*, Santiago, 2017.

[31] D. R. E. C. e. P. U. C. d. C. Escobar, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre condiciones de ensuciamiento en el desierto de Atacama*, Santiago, 2017.

[32] F. A. S. R.-P. Alami Merrouni, «Investigation of Soiling Effect on Different Solar Mirror Materials under Moroccan Climate,» de *SolarPACES*, 2014.

[33] Arnaud Lambert / Thomas Grandry / Sebastián Michels / Xavier Degive / Julio González - Engie Lab, «GIZ – Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago, 2017.

[34] A. Dobos / P. Gilman - National Renewable Energy Laboratory / M. Kasberg - Pariveda Solutions, «WREF 2012: P50/P90 ANALYSIS FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS USING THE SYSTEM ADVISOR MODEL,» de *2012 World Renewable Energy Forum Denver, Colorado May 13-17, 2012*, Denver, 2012.

[35] R. E. C. y. m. C. e. C. V. Kestiner, *Comunicado personalmente en entrevista para el presente trabajo sobre factores críticos en desarrollo de proyectos CSP*, Almería, 2017.