

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE ESCUELA DE INGENIERÍA

MODELACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR HÍBRIDA CSP+FV PARA POLIGENERACIÓN

CARLOS ANDRÉS VALENZUELA PAREDES

Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:

RODRIGO ESCOBAR MORAGAS

Santiago de Chile, Enero, 2017 © 2017, Carlos Andrés Valenzuela Paredes



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE ESCUELA DE INGENIERÍA

MODELACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR HÍBRIDA CSP+FV PARA POLIGENERACIÓN

CARLOS ANDRÉS VALENZUELA PAREDES

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

RODRIGO ESCOBAR

FRANCISCO SUÁREZ

JOSÉ MIGUEL CARDEMIL

RICARDO GIESEN

Para completar las exigencias del grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Enero, 2017

A mis padres, abuelos, hermana y amigos, que me apoyaron mucho.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a Dios por guiar e iluminar mi camino, en cada momento que lo necesite él estuvo ahí brindándome su protección y fuerza para continuar. Sin su bendición todo hubiera sido más difícil. A mi familia también le agradezco los valores y la formación como persona que me entregaron, además de su apoyo incondicional a pesar muchas veces de la distancia. Todas sus enseñanzas las llevare siempre conmigo. También agradezco a mi profesor supervisor por sus conocimientos y orientación de mi trabajo.

Esto no es más que la conclusión de un camino que comenzó hace 6 años cuando me despedí de mi natal Copiapó para emprender el desafío de estudiar en otra ciudad. Es así como elegí esta universidad y facultad, decisión de la que estaré eternamente agradecido porque la persona que termina el día de hoy es muy distinta a la que comenzó y eso se debió a las oportunidades que se me abrieron en el camino. Agradezco a mis amigos que he conocido a lo largo de estos años en distintos ámbitos desde trabajos voluntarios hasta el capítulo estudiantil, pasando por los que han vivido conmigo, etc, los cuales me han bridado su confianza y apoyo para terminar con éxito esta etapa. De cada uno de ellos he aprendido algo valioso.

Concluye una etapa, pero vendrán más desafíos los cuales espero afrontar siempre con el apoyo de Dios, familia y amigos.

INDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIAii						
AGR	ADE	CIMIENTOSii	ii			
IND	ice d	DE TABLAS vi	ii			
IND	ice d	DE FIGURASvi	ii			
RES	UME	N ж	ci			
ABS	TRA	CTx	ii			
1.	INT 1.1	RODUCCIÓN	1 2			
2.	REV	ISIÓN DE LITERATURA	5			
	2.1	Tecnologías CSP	5			
		2.1.1 Torre con receptor central	6			
		2.1.2 Almacenamiento térmico	9			
		2.1.3 Comparación de tecnologías CSP1	2			
	2.2	Tecnologías FV	3			
		2.2.1 Curva característica	4			
		2.2.2 Tipos de celdas FV	5			
		2.2.3 Comparación de tecnologías FV	6			
		2.2.4 Almacenamiento de energía eléctrica en baterías 1	8			
	2.3	Hibridación CSP+FV	9			
	2.4	Tecnologías de desalinización de agua	4			
		2.4.1 Destilación MSF	5			
		2.4.2 Destilación MED	6			
		2.4.3 Osmosis inversa	8			
		2.4.4 Comparación entre las distintas tecnologías de desalinización 2	9			
	2.5	Integración de CSP y desalinización	0			

3.	OB.	IETIVOS	33					
4.	ME	TODOLOGÍA	34					
	4.1	Softwares	34					
	4.2	Modelo CSP	35					
	4.3	Modelo FV	39					
	4.4	Modelo batería	41					
	4.5	Esquema híbrido CSP+FV	41					
	4.6	Modelo MED						
	4.7	Esquema de la planta CSP+FV+MED	46					
	4.8	Validaciones	50					
		4.8.1 Planta CSP	50					
		4.8.2 Planta FV	52					
		4.8.3 Planta CSP+FV	53					
		4.8.4 Planta MED	54					
	4.9	Evaluación económica	55					
5.	RES	SULTADOS	60					
	5.1	Análisis técnico	60					
		5.1.1 Variación de inclinación de los módulos FV	60					
	5.1.2 Factor de planta							
		5.1.3 Generación eléctrica de la planta CSP+FV y CSP+FV+MED	71					
		5.1.4 Análisis parámetros técnicos de operación	73					
		5.1.4.1 Generación eléctrica anual	74					
		5.1.4.2 Variación de capacidad de las baterías	77					
		5.1.4.3 Horas de operación CSP-MED y horas TES completo	78					
		5.1.4.4 Producción de agua anual	82					
	5.2	Análisis económico	84					
		5.2.1 LCOE de una planta CSP	84					
		5.2.2 LCOE de una planta FV	85					
		5.2.3 LCOE de una planta CSP+FV	86					
		5.2.4 LCOE y LWC de una planta CSP+FV+MED	91					
6.	CO	NCLUSIONES	95					

BIBLIOGRAFÍA	99
ANEXO A: TERMINOLOGÍA UTILIZADA	105
ANEXO B: MODELOS EN EL ENTORNO TRNSYS	108
ANEXO C: PARÁMETROS EN TRNSYS DE LA PLANTA CSP	110
ANEXO D: PARÁMETROS EN TRNSYS DE LA PLANTA FV	112
ANEXO E: PARÁMETROS DE LA PLANTA MED	113

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Propiedades de tres diferentes sales fundidas [3]	11
Tabla 2.2. Comparación de las tecnologías CSP presentadas [3], [23]	12
Tabla 2.3. Comparación de las tecnologías FV dominantes del mercado [29]	17
Tabla 2.4. Características de los principales tipos de baterías [30], [32], [33]	19
Tabla 2.5. Comparación de las principales tecnologías de desalinización [41]	29
Tabla 4.1. Resultados de la validación del modelo CSP con Gemasolar	51
Tabla 4.2. Datos principales de cada planta FV utilizada para la validación	52
Tabla 4.3. Resultados de la validación del modelo FV con Amanecer Solar y DeSoto	53
Tabla 4.4. Resultado de la validación del modelo CSP+FV con Cerro Dominador	54
Tabla 4.5. Resultados de la validación del modelo MED con Sidem 1 y con la planta de	е
Casimiro et al. [46]	55
Tabla 4.6. Parámetros utilizados en el análisis económico con LCOE	57
Tabla 4.7. Parámetros utilizados en el análisis económico con LWC.	59
Tabla 5.1. Desviación estándar y diferencia máxima entre meses para una planta	
CSP+FV en Crucero	62
Tabla 5.2. Desviación estándar y diferencia máxima entre meses para una planta	
CSP+FV en Carrera Pinto.	65
Tabla 5.3. Horas de operación de la turbina y horas TES completo para dos plantas CS	Р
por si sola	80

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Torre con receptor central [20]
Figura 2.2. Esquema de almacenamiento con dos estanques [22]11
Figura 2.3. Curva característica FV [26]14
Figura 2.4. Esquema de una desalinizadora MSF [41]
Figura 2.5. Esquema de una desalinizadora MED [41]27
Figura 4.1. Esquema de la planta CSP
Figura 4.2. Diagrama de la relación SAM-TRNSYS en la modelación CSP
Figura 4.3. Diagrama de flujo del funcionamiento del TES
Figura 4.4. Esquema simplificado de la planta FV
Figura 4.5. Generación CSP neta versus el flujo de sales por el generador de vapor43
Figura 4.6. Modelo TRNSYS de la planta MED45
Figura 4.7. Modos de operación de la planta completa47
Figura 4.8. Modo de operación sin MED, sin limitación de potencia y sin baterías48
Figura 4.9. Modo de operación sin MED, con limitación de potencia y con baterías48
Figura 4.10. Modo de operación con MED, sin compensación y sin baterías49
Figura 4.11. Modo de operación con MED, con compensación y sin baterías50
Figura 4.15. Generación mensual Gemasolar obtenida con SAM y con el modelo CSP.51
Figura 5.1. Generación mensual planta FV de 120 MWdc con módulos inclinados a 0 y
60° en Crucero
Figura 5.2. Generación mensual planta CSP con MS=1,7 y TES=13 horas en Crucero. 61
Figura 5.3. Generación mensual planta FV de 120 MWdc con módulos inclinados a 0 y
60° en Carrera Pinto64
Figura 5.4. Generación mensual planta CSP con MS=1,7 y TES=13 horas en Carrera
Pinto
Figura 5.5. Generación mensual planta CSP+FV con FV de 200 MWdc a 60° y CSP con
MS=1,7 y TES=13 horas en Carrera Pinto

Figura 5.6. Generación anual planta híbrida con CSP de MS=1,7 y TES=13 horas para
distintas inclinaciones y tamaños FV en Carrera Pinto67
Figura 5.7. Factor de planta de configuraciones CSP+FV sin baterías68
Figura 5.8. Factor de planta de configuraciones CSP+FV con baterías69
Figura 5.9. Factor de planta de configuraciones CSP+FV+MED, sin compensación y sin
baterías
Figura 5.10. Factor de planta de configuraciones CSP+FV+MED, con compensación y
sin baterías70
Figura 5.11. Factor de planta de configuraciones CSP+FV+MED, sin compensación y
con baterías71
Figura 5.12. Diferencia en la generación eléctrica de la parte CSP dentro de una planta
CSP+FV y CSP+FV+MED para una configuración fija de 15 horas de TES72
Figura 5.13. Diferencia en la generación eléctrica de la planta híbrida completa entre
configuraciones CSP+FV y CSP+FV+MED para una configuración fija de 15 horas de
TES
Figura 5.14. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV sin limitación
de potencia74
Figura 5.15. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV con limitación
de potencia75
Figura 5.16. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV+MED sin
limitación de potencia76
Figura 5.17. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV+MED con
limitación de potencia77
Figura 5.18. Energía excedente y recuperada con baterías
Figura 5.19. Horas de operación de la turbina del CSP para dos tamaños de planta CSP
dentro de la planta híbrida79
Figura 5.20. Horas de TES completo para dos tamaños de planta CSP dentro de la planta

Figura 5.21. Horas de operación de la turbina y la MED para modos de operación con
compensación y sin compensación de potencia81
Figura 5.22. Producción anual de agua para modos de operación con compensación y sin
compensación de potencia
Figura 5.23. LCOE versus horas de TES para distintos MS de una planta CSP
Figura 5.24. LCOE versus ángulo de inclinación de los módulos FV para distintos
precios del sistema FV instalado
Figura 5.25. LCOE versus MS para distintas horas de TES con tamaño FV fijo en 60
MWdc
Figura 5.26. LCOE versus MS para distintas horas de TES con tamaño FV fijo en 100
MWdc
Figura 5.27. LCOE versus MS para distintas horas de TES con tamaño FV fijo en 140
MWdc
Figura 5.28. LCOE versus tamaño FV para distintos MS y sin limitación de potencia89
Figura 5.29. LCOE versus tamaño FV para distintos MS, con limitación de potencia y un
precio del sistema FV de 1,2 USD/W90
Figura 5.30. LCOE versus tamaño FV para distintos MS, con limitación de potencia y un
precio del sistema FV de 0,8 USD/W91
Figura 5.31. LCOE y LWC para distintas configuraciones CSP+FV+MED con un valor
fijo de 13 horas de TES y diferentes MS y tamaños FV92
Figura 5.32. LCOE y LWC para distintas configuraciones CSP+FV+MED con un valor
fijo de 17 horas de TES y diferentes MS y tamaños FV93
Figura 5.33. LCOE y LWC de todas las configuraciones CSP+FV+MED simuladas94

RESUMEN

La reducción de gases de efecto invernadero y la búsqueda de nuevos suministros hídricos se avizoran como desafíos para los próximos años. En Chile, la integración de energía solar y desalinización de agua de mar se ve como una opción interesante dada la alta radiación solar presente en el desierto de Atacama y el alto consumo de agua en que incurre la minería, abriendo una oportunidad de mercado ideal para la venta de electricidad y agua. Es necesario aprovechar las capacidades de la concentración solar de potencia y las tecnologías fotovoltaicas en su conjunto para lograr reducción de costos sumado a mayor despachabilidad y factor de planta. También se utilizó un enfoque de uso de calor residual con desalinización multi-efecto. Se desarrolló un modelo de la planta completa en TRNSYS con distintos modos de operación y una estrategia de despacho basada en priorizar el fotovoltaico y minimizar las detenciones de la turbina.

De los resultados obtenidos, se infiere que una planta CSP+FV puede lograr una generación eléctrica mensual similar para todos los meses del año, utilizando tamaños FV cercanos a 200 MWdc con inclinación de los módulos mayor a 45°. Sin embargo, esta configuración no entrega la mayor generación eléctrica anual. También se puede mencionar que la hibridación aumenta el factor de planta con respecto al CSP por sí solo y que el uso de baterías no aporta significativamente a la generación eléctrica total. Con respecto a la integración de la planta MED, ésta reduce aproximadamente un 13% la generación de la planta CSP. La máxima producción de agua y menor costo del agua se obtienen con tamaños FV bajos entre 0 y 40 MWdc. La hibridación que produce la mayor cantidad de horas de operación de la turbina es con un tamaño FV de 100 MWdc. Finalmente, dado los precios FV considerados, cuando se impone una limitación a la planta CSP+FV se alcanzan para hibridación con tamaños FV cercanos a 20 MWdc. Con respecto a la planta CSP+FV+MED, el menor costo de la electricidad alcanzado es un 12,7% superior a la planta CSP+FV, pero con el beneficio de la producción de agua.

Palabras Claves: hibridación CSP+FV, TRNSYS, desalinización solar, tecnología MED.

ABSTRACT

Reduce greenhouse gas emissions and increase water supplies are some of the global challenges for humanity in the next years. The integration between solar energy and seawater desalination is an interesting option in northern Chile due to an exceptional solar potential in the Atacama Desert where several mining projects are concentrated. This industry is intensive in water consumption; therefore there is a market opportunity ideal to sell electricity and water. It is necessary take advantage of concentration solar power and photovoltaic technologies in order to reduce costs, increase capacity factor and offer greater dispatchability. Moreover, the approach of the use of waste heat through the multiple effect distillation was used. A model of CSP+PV+MED plant was performed in TRNSYS implementing a dispatch strategy that prioritized PV output and the minimization of turbine shutdowns. Several operation modes were proposed.

From the results of the simulations, it was found that a CSP+PV plant is able to achieve similar monthly electricity production for all months of the year, when a PV capacity about 200 MWdc with modules with tilt angle greater than 45° is used. However, the highest electricity production is not achieved with this configuration. It was also found that hybridizing increases the capacity factor with respect to CSP alone. In addition, batteries do not contribute significantly to the electrical production of the CSP+PV plant. Regarding MED integration, the CSP generation is reduced about 13%, but this electricity loss can be compensated with larger size PV. The maximum water production and lower water cost is obtained with low PV capacities between 0 and 40 MWdc. On the other hand, the highest number of operating hours of the turbine is obtained when the hybridization uses 100 MWdc PV. Finally, a CSP+PV plant achieved the lowest electricity cost with a PV capacity about 20 MWdc, when the operation mode with power limit is used. The CSP+PV+MED achieved a minimum electricity cost of 131.2 USD/MWh, which is 12.7% greater than the minimum achieved by the CSP+PV plant. However, the benefit is the freshwater production.

Keywords: hybrid CSP+PV, TRNSYS, solar desalination, MED technology.

1. INTRODUCCIÓN

Desde hace algunos años, una parte importante de la población mundial ha empezado a ver los efectos de un cambio climático en ciernes. Los países, en general, reconocen que el cambio climático es un problema de toda la humanidad y reconocen la necesidad de una respuesta progresiva y eficaz ante tal amenaza apremiante [1]. El gran aumento que han manifestado las emisiones de CO_2 en las últimas décadas, ligadas a un uso intensivo de combustibles fósiles por parte de la sociedad, ha allanado el camino para esta situación actual. A fines de 2013, sobre el 80% del suministro de energía primaria en el mundo provenía de combustibles fósiles y se emitieron 32.190 Mt de CO_2 , poco más del doble de lo emitido en 1973 [2].

Reducir las emisiones en los años venideros solo será posible con la adopción de un esquema de sustentabilidad donde las energías renovables tendrán un rol fundamental. Sin embargo, aún existen desafíos por superar para una real adopción de formas de generación eléctrica tales como solar o eólica. En particular, un problema que se presenta es el desacople entre la producción y la demanda de energía dada la intermitencia del recurso energético [3]. Sobrellevar la variabilidad del recurso solar ha abierto un campo de investigación y permitido el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de distinta índole en los últimos años [4], [5].

El almacenamiento térmico en sales fundidas, que puede ser fácilmente acoplado a una planta de concentración solar de potencia (CSP), se ha vislumbrado como una opción con gran potencial. Sin embargo, esto es todavía costosa a falta de un desarrollo masivo de proyectos que permita beneficiarse de curvas de aprendizaje y de economías de escala [6]. Lo anterior contrasta con los bajos costos actuales de los módulos fotovoltaicos (FV) y que se espera alcancen reducciones de precios del orden de 30 a 50% a mediados de siglo, con una capacidad instalada que llegara a 1.000 GW alrededor del mundo [7]. Sin embargo, la utilización de tecnologías FV por si solas presentan un bajo factor de planta y su generación está estrechamente ligada a la disponibilidad de radiación solar.

El desafío para los próximos años es aprovechar las capacidades de la energía solar en su conjunto, por un lado la reducción de costos ofrecida por las tecnologías FV y por otro lado la despachabilidad, alto factor de planta y seguridad en el suministro que ofrecen las tecnologías CSP con almacenamiento. Lo anterior se puede lograr a través de un esquema de integración de ambas tecnologías dentro de una planta híbrida CSP+FV. Esto permitirá entre otras cosas competir directamente con las tecnologías fósiles que hoy aportan suministro base a los sistemas eléctricos.

Otro de los grandes desafíos que se avizoran en el futuro es lidiar con la falta de recursos hídricos en el planeta [8]. Una serie de factores tales como aumento de la población, expansión industrial, desarrollo de la agricultura han llevado a un aumento de la demanda de agua, lo cual en varios países ha ido de la mano con desarrollo de tecnologías de desalinización de agua de mar para suministrar parte del recurso hídrico [9]. Los proyectos solares CSP requieren agua en su funcionamiento y se emplazan generalmente en zonas desérticas lo cual se ve como un problema. Sin embargo, estos proyectos también ofrecen calor residual ideal para el acople de desalinizadoras activadas por energía térmica.

1.1 Contexto chileno

La matriz energética chilena está basada principalmente en combustibles fósiles. De acuerdo al balance energético realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el año 2014 sobre un 70% de la oferta de energía primaria en el país provino de petróleo, gas natural o carbón [10]. Sin embargo, en generación eléctrica las fuentes renovables han tenido una participación importante desde fines del siglo XX, principalmente debido a los recursos hídricos con que cuenta el país. En la última década la generación con fuentes renovables, principalmente hídricas, ha estado en un rango de 30 a 40%, dependiendo del año hidrológico [11].

Cuando se analiza el consumo final de energía en el país se puede identificar que la industria y la minería fueron los mayores consumidores de energía en el año 2014 [10]. Existen correlaciones entre el desarrollo de los países y su consumo energético lo cual muestra que un crecimiento en la actividad económica genera un aumento de la demanda de energía. Históricamente esto ha ocurrido en el país y se espera que el crecimiento de la demanda energética se mantenga en los próximos años, mientras Chile avance en su proceso de desarrollo económico.

Chile es un país con alta disponibilidad de recursos energéticos renovables distribuidos a lo largo de su territorio. En particular, el desierto de Atacama puede ser catalogado como uno de los mejores lugares en el mundo en cuanto a radiación solar [12]. Esto ha llevado a un desarrollo de proyectos solares que muestran un crecimiento acelerado en los últimos años, pasando de 2 MW fotovoltaicos en operación a fines de 2012 hasta 848 MW fotovoltaicos en operación a fines de 2012 hasta 848 MW fotovoltaicos en operación a fines de 2015, con un factor de planta promedio de 30%. Asimismo, los proyectos solares en construcción a fines de 2015 sumaban 2.305 MW, considerando 110 MW de tecnología CSP [13].

Con respecto al mercado eléctrico chileno, el suministro físico de la demanda se efectúa a mínimo costo para el sistema y es coordinado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Dentro de este esquema, los costos marginales de los proyectos fotovoltaicos hacen que su generación sea siempre despachada. Además, se puede mencionar que los precios de los proyectos FV han alcanzado la paridad de generación [14], es decir, la tarifa requerida por los inversores para obtener rentabilidad es igual o menor a los precios que ofrece el mercado. Los precios ofrecidos por proyectos FV en las última licitación eléctrica alcanzaron niveles de 29 USD/MWh [15].

A nivel de gobierno, hay dos enfoques de política energética. En el corto plazo existe la ley conocida como 20/25 que establece una meta de inserción de un 20% de energía renovable no convencional (ERNC) a la generación eléctrica al año 2025. Se estableció una curva de crecimiento con los valores a cumplir cada año para llegar a la meta, la cual hasta ahora ha sido ampliamente superada [13]. En el largo plazo se creó una hoja de ruta al año 2050 que propone metas en distintos ámbitos tales como: al 2050 Chile se debe encontrar entre los 3 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico y al menos el 70% de la generación eléctrica nacional debe provenir de energías renovables. Al 2035 se debe completar la interconexión con los países vecinos. Además, el 60% de la generación eléctrica debe provenir de energías renovables. Al 2030 el país debe reducir al menos un 30% sus emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 2007 [11].

Chile, así como muchas regiones del planeta, está experimentando cambios de precipitaciones que están alterando los sistemas hidrológicos, afectando a los recursos hídricos en términos de cantidad y calidad [16]. Lo anterior sumando al desarrollo económico del país que se sigue sustentando en la minería, intensiva en consumo de agua, hacen necesaria la búsqueda de nuevos suministros hídricos, principalmente en el norte del país. En efecto, en regiones del norte de Chile se manifiesta un alto estrés hídrico [17], lo cual es una relación entre el nivel de demanda y el nivel de disponibilidad de agua en un lugar específico.

Como solución a la escasez de agua en territorio nacional ya se ha empezado a utilizar la desalinización de agua de mar principalmente con la tecnología de osmosis inversa.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

En este capítulo se hace una exposición de distintos aspectos a tener en cuenta para una mejor compresión de la tesis. Así también se revisa cual es el estado del arte de las tecnologías y de las investigaciones previas en el tema de la hibridación CSP+FV y la desalinización con energía solar.

2.1 Tecnologías CSP

A pesar de que el hombre desde hace cientos de años ha utilizado la energía solar térmica en distintas aplicaciones, el uso de métodos de concentración de la energía solar es más cercano en el tiempo. Aún más cercano es el desarrollo comercial de las tecnologías de concentración solar de potencia que comenzó en la década de los 80 en California, Estados Unidos, con la puesta en marcha de las primeras plantas cilindroparabólico del complejo solar térmico SEGS en el desierto de Mojave. Con respecto a las tecnologías de torre con receptor central estas comenzaron su desarrollo comercial recién en el año 2007 con la puesta en marcha de la planta PS10 en Sevilla, España.

Las tecnologías CSP han mostrado un gran crecimiento en los últimos años, pasando de 0,6 GW de capacidad instalada a fines de 2009 a 3,6 GW de capacidad instalada a fines de 2013 dado principalmente por el impulso en España a la energía solar durante ese periodo de tiempo. Las proyecciones al año 2050 de la *International Energy Agency* (IEA, por su sigla en inglés) son que la generación eléctrica con CSP alcance un 11% de la generación eléctrica total del mundo [6].

El funcionamiento de las actuales tecnologías CSP se basa en concentrar ópticamente la radiación solar para producir calor. La concentración puede ser obtenida por reflexión o refracción con el uso de espejos o lentes. El calor permite generar vapor, el cual es usado para mover turbinas que producen energía mecánica la cual es transformada en energía eléctrica a través de un generador. Es importante mencionar que todas las tecnologías CSP requieren de algún sistema de seguimiento solar para que la

superficie de colección esté siempre perpendicular a los rayos solares. Otra característica importante es la capacidad de almacenar calor, lo cual permite continuar produciendo electricidad durante la noche o durante periodos nubosos. El almacenamiento térmico es actualmente mucho más barato que almacenar electricidad en baterías [18]. Además del almacenamiento, es posible usar respaldo con combustibles fósiles o biomasa para permitir una operación de carga base durante todo el año.

La mejor ubicación para plantas CSP son las regiones desérticas del mundo, dada su alta disponibilidad de irradiación directa normal (DNI - *Direct Normal Irradiance*, por su sigla en inglés). Debido a la falta de líneas de transmisión desde estos lugares aislados a los grandes centros de consumo es que surge como una atractiva posibilidad la combinación de CSP con otros sistemas que requieran energía térmica o eléctrica para funcionar, tales como desalinización [18]. Existen cuatro principales tipos de plantas CSP: colectores Fresnel, colectores de disco parabólico, colectores cilindro-parabólico y torre con receptor central. A continuación se explica solo la tecnología de torre con receptor central ya que esta se utilizara a lo largo presente trabajo. También se explica las formas de almacenamiento térmico disponibles hoy en el mercado y se realiza una comparación de la tecnología de torre con receptor central con respecto a las otras tecnologías CSP plantas para justificar su elección.

2.1.1 Torre con receptor central

La tecnología de torre con receptor central es un concepto que surgió recién en la última década, aun así ofrece las mejores proyecciones de reducción de costos entre las tecnologías CSP para el futuro [6]. La instalación CSP más grande del mundo actualmente (Ivanpah, en Estados Unidos) corresponde a esta tecnología. Este sistema se basa en el uso de espejos de grandes dimensiones, llamados heliostatos, que cuentan con seguimiento solar en dos ejes para concentrar la radiación solar en un receptor ubicado sobre una torre. El concepto detrás de este sistema tiene similitudes a los colectores Fresnel (uso de espejos planos) y similitudes a los colectores de disco parabólico (uso de concentración puntual). La eficiencia teórica de conversión de energía solar a eléctrica es la segunda mayor de las plantas CSP, detrás del disco parabólico [6].

Las temperaturas alcanzadas en los sistemas de torre con receptor central son entre 800 y más de 1.000°C. Con flujos sobre el receptor de 200 a 1.000 kW/m² [18]. Esta tecnología aún no posee un diseño dominante en el mercado. Existen plantas con generación directa de vapor en el receptor (PS10 y PS20, ambas en España) o con flujo de sales fundidas a través del receptor y posterior intercambiador de calor para generar el vapor necesario de un ciclo Rankine (Gemasolar, también en España).

La forma geométrica del receptor muestra distintos diseños posibles que incluyen receptores cilíndricos o de cavidad. Los receptores cilíndricos consisten en tuberías verticales que se exponen al flujo concentrado de energía. Los receptores de cavidad consisten en un hueco en forma de ventana que permite la entrada del flujo concentrado de energía. La forma óptima es una función de la radiación absorbida, las perdidas térmicas, costos y diseño del campo de heliostatos. Como regla general, para usar un ciclo Rankine se sugiere un receptor cilíndrico, lo que permite tener un amplio campo de heliostatos. Para usar un ciclo Brayton (temperaturas necesarias de alrededor de 1.000°C) se sugiere un receptor de cavidad con una torre de gran altura y menor tamaño del campo de heliostatos [18].

Los últimos avances en el uso de torres con receptor central apuntan al uso de ciclo Brayton en conjunto con ciclo Rankine formando un ciclo combinado solar, aunque aún esto está en etapa experimental, con proyectos demostrativos ya construidos y con proyecciones comerciales a mediano y largo plazo [19], [20]. En una etapa aún más temprana de investigación está la utilización de vapor supercrítico o dióxido de carbono como fluidos de trabajo [3].

Algunos aspectos generales que cabe mencionar respecto a la tecnología de torre con receptor central son: el área de transferencia de calor en el receptor debe ser la mínima posible para reducir las grandes pérdidas de calor que se producen en ese sitio dado el alto gradiente de temperatura con el ambiente. El campo solar de heliostatos corresponde al principal costo de inversión del sistema dada la envergadura de los espejos y el sistema de control individual necesario. La figura 2.2 muestra un esquema del sistema de torre con receptor central.



Figura 2.1. Torre con receptor central [21].

Las ventajas de este tipo de tecnología son la posibilidad de alcanzar altas temperaturas, la posibilidad de usar distintas formas de almacenamiento térmico [3] y el gran potencial de reducción de costos que se espera a futuro [6]. Se puede mencionar que el terreno no es problema para la instalación de los heliostatos ya que no se requiere gran preparación del mismo dado el control individualizado de cada uno. Comparado con la tecnología cilindro-parabólico hay un ahorro de tuberías y por ende perdidas hidráulicas asociadas o posibilidades de fugas. Algunas dificultades de la tecnología de torre con receptor central son un control más complejo comparado con las otras tecnologías CSP, no es un sistema modular y posee menos madurez comercial que cilindro-parabólico y por ende más riesgo para la inversión.

2.1.2 Almacenamiento térmico

La adopción de sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES - *Thermal Energy Storage*, por su sigla en inglés) se ha vuelto algo común en las plantas CSP que se han construido en los últimos años, así también en las plantas que se están construyendo actualmente o se están diseñando para el futuro. Sobre el 80% de las plantas CSP que se están construyendo tienen TES y ese porcentaje aumenta a 88% en plantas cilindro-parabólico y torre con receptor central [3]. Lo anterior se debe a la mejora en la despachabilidad, mitigación de las fluctuaciones en la generación eléctrica como consecuencia de las condiciones atmosféricas y la extensión del suministro energético más allá de las horas de sol entregando potencia base. El calor puede ser almacenado de tres maneras: como calor latente, como calor sensible y termoquímico.

El almacenamiento en calor sensible se basa incrementos de temperatura. Si la temperatura de una sustancia se incrementa, su energía contenida también aumenta. La energía absorbida por un material cuando aumenta su temperatura o la energía disipada cuando disminuye su temperatura se llama calor sensible. En este caso se puede usar como medio de almacenamiento un sólido o un líquido. Los ejemplos de medios sólidos son concreto y materiales cerámicos. Los ejemplos de medios líquidos son sales fundidas, aceites minerales y aceites sintéticos [5].

El almacenamiento en calor latente se basa en procesos de cambios de fase. Los procesos de cambio de fase de un material desde sólido a líquido o de líquido a gas absorben energía para luego liberarla cuando el proceso de cambio de fase se revierte. Una de las ventajas de este tipo de almacenamiento es su reducido tamaño. Sin embargo, se ha observado una degradación del rendimiento después de un cierto número de ciclos [5].

El almacenamiento termoquímico por su parte se basa en el uso de reacciones químicas reversibles y endotérmicas. Cuando una reacción química de disociación toma lugar se absorbe calor que luego puede ser recuperado con la reacción química de síntesis, todo esto mientras la reacción involucrada sea reversible. Entre las ventajas que se mencionan para este concepto esta su larga duración a temperatura ambiente.

Los almacenamientos termoquímico y con cambio de fase prometen grandes oportunidades, pero están todavía sujetos a investigación para una aplicación práctica. Todas las plantas CSP con TES actualmente utilizan el concepto de calor sensible. Para realizar la selección del tipo y diseño del esquema de almacenamiento hay varios factores económicos, técnicos y medioambientales involucrados. Desde el punto de vista técnico, hay requerimientos como: alta densidad energética en el medio de almacenamiento, buena transferencia de calor entre fluido de transferencia de calor y medio de almacenamiento si corresponde (en algunos casos es el mismo), bajas perdidas térmicas, estabilidad química y mecánica del medio de almacenamiento, entre otros [5]. Dado los criterios anteriores, una de las formas de TES que se ha impuesto en los diseños de plantas CSP desde el 2006 corresponde a las sales fundidas [6].

Las sales fundidas más comunes son Hitec, Hitec XL y sal solar, aunque se han formulado otras mezclas que aún no son comerciales [22]. La sal solar, compuesta de 60% NaNO₃ y 40% KNO₃, es relativamente barata y tiene la más alta temperatura de operación. Sin embargo, se solidifica a 220°C lo que implica un cuidado en la temperatura del sistema y la adopción de sistemas anti solidificación. La empresa chilena SQM es una de los mayores productoras a nivel mundial de sal solar [21]. La sales Hitec se basan en la sal solar y se le agregan aditivos que permiten un punto de congelamiento más bajo, pero alcanzan temperaturas máximas un poco menores [3]. En la tabla 2.1 se puede observar un cuadro comparativo de las sales fundidas mencionadas anteriormente.

El esquema de almacenamiento más común en las plantas CSP es con dos estanques, uno frio y otro caliente tal como se muestra en la figura 2.2. Desde el estanque frio se hace pasar las sales hacia el estanque caliente obteniendo calor desde el campo solar ya sea directamente o indirectamente El intercambio directo es usado principalmente en sistemas de torre con receptor central y permite usar las sales fundidas en una doble función como fluido de transferencia de calor (HTF - Heat Transfer Fluid, por su sigla en inglés) y como medio de almacenamiento. Durante las noches se hace pasar las sales del estanque caliente al frio para aportar calor al ciclo Rankine y aumentar las horas de funcionamiento.

Sal	Composición (% peso)	Punto de	Máx.	Costo
		fusión (°C)	temperatura (°C)	(USD/kg)
Sal solar	NaNO ₃ -KNO ₃ (60-40)	220	585	0,49
Hitec	NaNO ₃ -KNO ₃ -NaNO ₂	142	450-538	0,93
	(7-53-40)			
Hitec XL	NaNO ₃ -KNO ₃ -Ca(NO ₃) ₂	120	480-505	1,43
	(7-45-48)			

Tabla 2.1. Propiedades de tres diferentes sales fundidas [3].



Figura 2.2. Esquema de almacenamiento con dos estanques [23].

2.1.3 Comparación de tecnologías CSP

Al comparar las distintas tecnologías CSP se pueden ver diferencias importantes desde el concepto a la aplicación práctica de cada una. La tabla 2.2 muestra un cuadro comparativo con algunos parámetros y características de cada tecnología. Se puede observar que la tecnología de torre con receptor central ofrece madurez comercial, altas temperaturas de operación, altas eficiencias teóricas y prácticas, y alto factor de planta al utilizar TES. Lo anterior sumado a las proyecciones futuras de reducción de precios de esta tecnología y las proyecciones de un amplio desarrollo tecnológico hacen que desde aquí en adelante el presente trabajo se enfoque en una parte CSP compuesta por un sistema de torre con receptor central.

	Cilíndro-	Torre con	Colectores	Disco	
	parabólico	receptor	lineales	Parabólico	
		central	Fresnel		
Madurez comercial	Probada	Probada en la	Algunas	En fase de	
	desde los	última decada	plantas en	demostración	
	años 80		operación		
Capacidad típica (MW)	10-300	10-200	10-200	0,01-0,025	
Temp. operación (°C)	290-390	290-565	250-390	550-750	
	(aceite	(agua/vapor)	(aceite		
	térmico)		térmico)		
Eficiencia máxima (%)	14-20	23-35	18	31	
Eficiencia real (%)	13-15	14-18	9-13	22-24	
Factor de planta (%)	40-53	65-80	22-24	~25	
Fluido de trabajo	uido de trabajo Aceite		Agua/vapor,	Aire,	
probados	térmico,	sales	aceite	hidrogeno,	
	agua/vapor	fundidas, aire	térmico	helio	

Tabla 2.2. Comparación de las tecnologías CSP presentadas [3], [24].

2.2 Tecnologías FV

La energía solar fotovoltaica es una de las formas de generación que más ha crecido en cuanto a capacidad instalada en el mundo en los últimos años. De acuerdo a la IEA, este crecimiento ha sido de un 49% promedio por año en la última década. A comienzos de 2014 había 150 GW instalados y se espera que a 2050 la capacidad llegue a 4.600 GW aportando un 16% de la electricidad del mundo [25]. La abrupta caída en los precios, manifestada en la reducción de cinco veces el costo de los módulos FV y en tres veces el costo de los sistemas FV instalados en los últimos 6 años se explica en parte por la irrupción de China en el mercado, las economías de escala y la madurez tecnológica.

Algunas ventajas de la energía solar fotovoltaica son su confiabilidad, simplicidad y modularidad, además de ser un método de conversión directa de energía solar en electricidad. Es una tecnología que puede ser usada en prácticamente cualquier parte del mundo al basar su funcionamiento en la radiación global, en ese sentido es más versátil que la CSP que requiere exclusivamente altos niveles de radiación directa.

El funcionamiento de este tipo de generación se basa en el efecto fotoeléctrico, por el cual un material semiconductor es capaz de transformar la energía contenida en los fotones provenientes de la radiación solar en un flujo de electrones y por ende en una corriente eléctrica. Las tecnologías actuales de las celdas FV se basan en el silicio (Si) como material semiconductor, el cual es dopado con otros elementos como boro o fosforo para producir un exceso y un déficit de electrones en lo que se conoce como unión P-N. Esta unión favorece que se produzca el flujo de electrones. Los tres tipos más comunes de celdas FV son de silicio monocristalino, policristalino y amorfo. La eficiencia máxima teórica de una celda de una juntura es de 33,7% de acuerdo a la ecuación de Shockley and Queisser [26]. Las últimas investigaciones en el campo de la energía solar fotovoltaica apuntan a la unión de varias junturas o materiales para captar de mejor manera el espectro de radiación solar y aumentar la eficiencia teórica. Otra área

de investigación en energía solar fotovoltaica es la reducción de las perdidas térmicas y de eficiencia que se producen por el calentamiento de las celdas [26]. Cabe mencionar que una unión de celdas en serie o paralelo da lugar a un módulo FV, que es el tamaño común que se encuentra en el mercado, y una unión de módulos a un arreglo.

2.2.1 Curva característica

La curva característica (I-V) representada en la figura 2.3, muestra el rendimiento de una celda, módulo o arreglo FV para una cierta radiación incidente y a una temperatura externa fija. Cuando la celda está en corto circuito el voltaje es cero y la corriente es máxima (Isc). A su vez cuando la celda está en circuito abierto el voltaje es máximo (Voc) y la corriente que circula nula. En ambos casos la potencia entregada es cero. Entre las dos situaciones mencionadas anteriormente la celda posee una resistencia y hay una potencia mayor a cero. Existe un punto óptimo de operación llamado punto de potencia máxima (MPP - *Maximum Power Point*, por su sigla en inglés) que se alcanza con una cierta combinación de corriente y voltaje.



Figura 2.3. Curva característica FV [27].

El rendimiento de un módulo FV y las respectivas curvas de operación se especifican a ciertas condiciones. Estas condiciones pueden ser dos: condición estándar de testeo o temperatura normal de operación de la celda (NOCT – *Normal Operation Cell Temperature*, por su sigla en inglés). La primera define una irradiación de 1.000 W/m² y temperatura de operación de la celda de 25°C. La segunda define una irradiación de 800 W/m², una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s [18]. La curva I-V cambia con la irradiación incidente y con la temperatura externa, por ende para cada combinación de temperatura e irradiación se debe variar el voltaje de operación de la celda FV para maximizar la corriente. Lo anterior se hace con un elemento de control llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT - *Maximum Power Point Tracker*, por su sigla en inglés) que en instalaciones grandes está incluido en el inversor de cada arreglo FV.

Con respecto a condiciones que afectan el funcionamiento normal de un arreglo FV se pueden mencionar las sombras y el ensuciamiento. Sombra parcial o total en una celda genera una caída de voltaje que puede terminar en cortocircuito local con gran pérdida de potencia debido a retorno de electrones (flujo inverso). También el sombreamiento puede resultar en diferentes curvas I-V dentro de un arreglo llevando a desajustes de la corriente y a varios MPP. Para solucionar ese problema se utilizan diodos, los cuales actúan como *by-pass* y permiten el funcionamiento de los otros módulos en caso de falla o sombreamiento de alguno. El ensuciamiento por su parte disminuye la potencia entregada por el arreglo FV al reducir la transmitancia de la superficie del módulo, disminuyendo la irradiación que alcanza las celdas [28].

2.2.2 Tipos de celdas FV

Desde los años 70 a la actualidad ha habido grandes progresos en la industria fotovoltaica. En un principio se comenzó usando celdas de cadmio-telurio (CdTe) y de silicio monocristalino. Hoy hay una gran variedad de materiales para las celdas FV y

algunas tecnologías emergentes han surgido en los últimos años. De acuerdo al *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, por su sigla en inglés) dentro de todas las tecnologías FV, la eficiencia más alta alcanzada en laboratorio es de un 46% [29]. Los tipos de celdas se pueden dividir a grandes rasgos en 4 categorías principales: celdas de silicio cristalino, celdas de capa delgada, celdas multijuntura y otras tecnologías. Cada una de ellas puede incluir concentradores fotovoltaicos (CPV - *Concentrator Photovoltaic*, por sus sigla en inglés). Las celdas de silicio cristalino actualmente dominan el mercado FV con una participación del 90% Las celdas de capa delgada representan cerca del 10%. CPV representa menos del 1%, pero creciendo significativamente [25]. Las celdas de silicio cristalino serán las utilizadas a lo largo del presente trabajo y se procederán a detallar a continuación junto con una comparación con respecto a otras tecnologías FV para justificar su elección.

a) Celdas de silicio cristalino

Estas celdas pueden ser de dos tipos: fabricadas de un monocristal (celdas monocristalinas), casi sin impurezas ni defectos, o fabricadas con numerosos granos monocristalinos (celdas policristalinas). El proceso de fabricación de una celda de silicio monocristalino es más complejo y por ende más costoso. Sin embargo, la gran capacidad de producción que han alcanzado en general las celdas cristalinas de silicio han bajado los costos de producción. La eficiencia alcanzada por las celdas monocristalinas comerciales ronda el 14-17%, en algunos casos se alcanza hasta el 20%. Las celdas policristalinas tienen eficiencias típicas de 13-15% y algunas pueden llegar a 17% [18]. Una desventaja de las celdas cristalinas de silicio es su alto coeficiente de temperatura comparado a otras tecnologías (0,4–0,5%/°C), es decir, a mayor temperatura de operación de la celda se produce un decrecimiento de la potencia entregada.

2.2.3 Comparación de tecnologías FV

Al comparar las distintas tecnologías FV se pueden apreciar diferencias en la madurez comercial, la complejidad de fabricación, la eficiencia, etc. La tabla 2.3

muestra un cuadro comparativo que resume algunas características de los dos tipos de celdas más importantes del mercado, silicio cristalino y capa delgada. Se puede observar que las celdas de silicio cristalino alcanzan las eficiencias promedio más altas, pero su rendimiento decae con el aumento de temperatura, además son un poco más caras que las de capa delgada. Para el desarrollo del presente trabajo se seleccionó un módulo FV de silicio monocristalino ya que se privilegió la mayor eficiencia y que en las plantas instaladas actualmente en el norte de Chile se ha usado esta tecnología.

Tipo de celda	Silicio	0			Capa delgada						
	Mono		Poli		CdTe		CIGS		Si amorfo		
Eficiencia	14-17%		13-15%		9-11%		10-12%		5-7%		
Rendimiento	Cae 10	-15%	Cae 20%		Cae ~0%		Cae ~0%		Cae ~0%		
con altas T°											
Costos	Más	alto	Más	bajo	que	El	más	Más	bajos	Más	bajos
	dentro	de	mono	crista	lino	bajo		que	silicio	que	silicio
	silicio					dentro de		cristalino.		cristalino.	
	cristalino.		capa		L						
						delg	ada.				
Otros	Tecnol	ogía	Opció	'n		El uso de		Tecno	ología	Requ	iere
detalles	amplia	mente	económica		Cd		que	ha	más (espacio	
	usada desde		debid	o a	su	pres	enta	alcan	zado	que la	as otras
	hace varios re		relación		cierta		eficiencias		tecno	logías.	
	años.		rendimiento/		toxicidad sobre 20%.						
			costo.								

Tabla 2.3. Comparación de las tecnologías FV dominantes del mercado [30].

2.2.4 Almacenamiento de energía eléctrica en baterías

Balancear el suministro y la demanda de energía es algo complejo de realizar cuando se utilizan energías renovables intermitentes, entre las que se encuentra la energía solar fotovoltaica. De ahí surge la opción de implementar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica que permitan por un lado responder a fluctuaciones cortas y desajustes entre demanda y generación o por otro lado aumentar el factor de planta generando en horas en que no hay recurso solar [31]. Existen varios sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, siendo el más utilizado el bombeo de agua con cerca del 99% de capacidad instalada en el mundo, seguido de almacenamiento en aire comprimido y posteriormente una variedad de tipos de baterías con un capacidad instalada marginal [32]. Tradicionalmente las baterías no han sido utilizadas para almacenamiento en gran escala debido a sus costos [31].

El uso de bombeo de agua o de almacenamiento en aire comprimido requiere de condiciones geográficas particulares para su instalación [33], no así el uso de baterías lo que da versatilidad a estas últimas para ser integradas como respaldo de una planta solar. Cabe mencionar que la ubicación de una planta solar se basa en factores tales como radiación disponible, conectividad a redes de transmisión, etc.

Entre los principales tipos de baterías se puede mencionar: plomo-ácido (Pb-ácido), litio-ión (Li-ión), níquel-cadmio (Ni-Cd), sodio-azufre (Na-S), redox de vanadio (V), zinc-bromo (Zn-Br). La tabla 2.4 muestra un resumen de algunas características importantes de cada tipo de batería.

Las baterías de Pb-ácido son las más antiguas, fáciles de fabricar y presentan los costos más bajos, sin embargo no pueden ser descargadas totalmente, su carga es lenta y tienen un límite de ciclos de carga/descarga [30]. Las baterías de Li-ión por su parte son una tecnología que ha crecido aceleradamente en el último tiempo principalmente en aplicaciones de pequeña escala, ofrecen alta eficiencia (cercana a 100%) y alta densidad energética, pero los costos de fabricación son altos aunque con expectativas de

reducción al masificarse en los próximos años [33]. Con respecto a las baterías de Ni-Cd se puede decir que resisten altas temperaturas, sin embargo no rinden bien en aplicaciones de potencia peak [30]. Las baterías de Na-S son una tecnología que funciona a alta temperatura (300-350°C) por lo que requieren de un cuidado térmico especial, poseen alta densidad de energía y eficiencia. Además, las aplicaciones de mayor escala (>100 MW) han sido desarrolladas con este tipo de batería [30]. Las baterías de V y Zn-Br corresponden a baterías de flujo, tienen una alta densidad de energía, pero su desventaja es su baja capacidad [30].

Tabla 2.4. Características de los principales tipos de baterías [31], [33], [34].

Tecnología	Capacidad	Duración	Eficiencia	Vida útil	Costos
	(MW)	descarga	(%)		(USD/kWh)
Pb-ácido	<50	1 min-8 h	85	3-12 años	50-310
Li-ión	<50	-	85-98	5-15 años	1.000-2.000
Ni-Cd	<50	1 min-8 h	60-70	15-20 años	400-2.400
Na-S	<350	<8 h	75-86	5 años	180-500
V	<3	<10 h	70-85	10 años	175-1.000
Zn-Br	<1	<4 h	75	2000 ciclos	200-600

A pesar de que las baterías pueden ser usadas para una variedad de funciones específicas como regulación de frecuencia, soporte de voltaje, reserva en giro, entre otras [33], en el presente trabajo el enfoque será su uso para almacenar energía fotovoltaica que puede ser cortada en ciertos momentos de operación de la planta CSP+FV solo con el objetivo de aumentar el factor de planta.

2.3 Hibridación CSP+FV

Con respecto a los trabajos e investigaciones que se han realizado hasta ahora sobre la integración de CSP con FV se puede mencionar lo propuesto por Platzer [35] quien buscó responder la pregunta de si la combinación CSP con FV puede alcanzar un LCOE menor y mayor despachabilidad que FV o CSP por sí solos. Como no hay un *software* específico para analizar una planta híbrida se simuló por separado una planta FV y una planta CSP con TES. Para la planta CSP se varió la capacidad de TES y el MS. Para la planta FV se varió el factor de escala con respecto al tamaño CSP. Se usaron costos típicos (no específicos para un lugar y mercado) y se variaron para hacer un análisis de sensibilidad del LCOE.

Platzer [35] consideró una planta CSP de tecnología cilindro-parabólico de 50 MW similar a Andasol 1, es decir, utilizando aceite térmico como HTF y dos estanques de sales fundidas como TES, no tiene respaldo fósil. Para FV se utilizó una tecnología CPV con 30% de eficiencia de los módulos, 98% de eficiencia del inversor y 96% de disponibilidad anual. La simulación fue realizada considerando datos meteorológicos de Dagget (California, Estados Unidos). Las simulaciones se realizaron en Excel con un modelo horario cuasiestático. La integración se enfocó a producir electricidad durante el día con la tecnología barata FV y cargar el almacenamiento del CSP. Siempre que haya disponibilidad del FV, el CSP solo funcionará para llenar las brechas hasta una generación de 50 MW totales ya que la prioridad es cargar el TES. La turbina puede operar solo después de que el TES está completo o cuando el FV no entrega la potencia nominal de 50 MW.

Las principales conclusiones derivadas del trabajo son que efectivamente baja el LCOE al combinar CSP y FV, además aumentan las horas de operación de la planta completa y las horas en que el TES está disponible (despachabilidad). También se encontró que el LCOE de la planta híbrida sigue disminuyendo a medida que se aumenta el tamaño FV ya que no se impone ningún tipo de limitación a la potencia entregada a la red.

Otro trabajo disponible sobre integración CSP con FV fue desarrollado por Castillo [36] quien en su tesis de magister presenta una configuración óptima de planta híbrida para el mercado sudafricano. Se utilizaron los *softwares* Matlab y TRNSYS para modelar las tecnologías FV y CSP. La herramienta de optimización fue DYESOPT que requiere una serie de parámetros e *inputs* relacionados a la tecnología y la ubicación. Sobre tecnología se requieren los datos técnicos, además de funciones de costos para estimar inversión inicial y operación y mantenimiento (O&M). De ubicación se necesitan datos del mercado y meteorológicos. Con la información de la tecnología se hace una simulación estática para obtener el punto nominal de operación. Luego se usa un año típico meteorológico (TMY – *Typical Meteorological Year*, por su sigla en inglés) y se hace una simulación transiente para un año completo. Se encontró que CSP por si solo ofrece un LCOE más bajo que CSP+FV, pero esta última tiene mayor factor de planta.

Castillo [36] propuso una estrategia de despacho anticipada (con los datos de radiación de hasta dos días posteriores) con la intención de saber el monto de sal disponible por día y de realizar una programación de las horas de operación CSP. Para el control de la planta híbrida se usó un controlador PID que regula el flujo de sales hacia el generador de vapor para que la potencia de la turbina este en los valores de operación deseados. La estrategia de despacho también tiene la prioridad de trabajar durante las horas *peaks* en cuanto a tarifas. Esto significa que el TES debe estar siempre disponible para cubrir las horas *peaks*. El punto mínimo de funcionamiento de la turbina CSP se estableció en 30%. La turbina no se apaga durante el día a menos que no haya TES.

Green, Diep, Dunn y Dent [37] propusieron un esquema de planta híbrida en el norte de Chile para alcanzar un factor de planta de casi 90%. Entre las principales conclusiones del trabajo se puede mencionar que una configuración efectiva para obtener un alto factor de planta es con módulos FV inclinados a 45° (optimización de generación en invierno) para minimizar las diferencias de generación durante el año. Además, la estrategia de despacho CSP debe responder al FV y de acuerdo a niveles de prioridad. También se desprende que son necesarias otras métricas para evaluar la factibilidad de una instalación híbrida tales como consolidación de días óptimos, variabilidad solar diaria y variabilidad mensual. La consolidación de días óptimos corresponde al número promedio de días que pasan antes de que la DNI diaria caiga bajo un cierto nivel, la variabilidad solar diaria es un parámetro que se determina comparando la DNI de un día y el anterior a ese, por su parte la variabilidad mensual compara totales de DNI entre meses.

La tecnología CSP analizada por Green et al. [37] fue torre con receptor central. Se utilizó un diseño de 100 MW, múltiplo solar (MS) de 2,6 y 14 horas de TES. El concepto de múltiplo solar se explica en el anexo A. La planta FV utilizada fue de 60 MWac. La configuración es fija, ya que el trabajo no busca optimizar una planta híbrida, sino que busca proponer una estrategia de despacho que permita unir la generación CSP y FV en busca de un alto factor de planta. Para simular el sistema híbrido se usó el *software* SmartDispatch y se asignaron tres niveles de prioridad: 50, 100 y 130 MW. La primera prioridad fue despachar 50 MW de manera constante, la segunda entregar 100 MW siempre que sea posible y la tercera entregar todo lo posible sujeto a las restricciones de transmisión.

El trabajo de Green et al. [37] no utilizó en su análisis variables económicas como costo nivelado de la energía (LCOE - *Levalized Cost of Energy*, por su sigla en inglés), por eso propone inclinación FV optimizada para invierno a pesar de que su generación anual sea menor que con inclinación a latitud. En este trabajo el tamaño FV es menor al CSP y eso permite que no haya problemas con la operación de la turbina bajo su carga mínima.

Otro trabajo en el tema de hibridación CSP+FV fue desarrollado Larchet [38] quien propuso un modelo de hibridación para operar a carga base en el mercado chileno. El modelo va más allá de solo integrar FV y CSP, al incluir baterías y respaldo fósil. También se utilizaron los softwares DYESOPT, Matlab y TRNSYS. Se simuló con los datos meteorológicos de un archivo TMY de Calama, Chile.

De acuerdo al modelo de integración de Larchet [38], FV es la primera prioridad, luego CSP y tercero baterías. Existen dos modos de despacho: priorizar FV/baterías o

minimizar las detenciones de la turbina. La primera estrategia hace que la demanda sea abastecida con FV o batería y la turbina del sistema CSP se apaga sí se requiere menos de la potencia mínima establecida (30% de la potencia nominal). En la segunda estrategia si se requiere menos de la potencia mínima la turbina no se apaga, sino que funciona al mínimo enviando la energía sobrante FV a baterías. También se definieron seis modos de operación que combinan los distintos elementos de la planta.

Larchet [38] también utilizó un controlador PID para que la potencia del sistema CSP sea en concordancia con la potencia del sistema FV. Una vez que se tienen los datos de la simulación dinámica se hace un cálculo económico de LCOE. Se usó un LCOE que incluye depreciación acelerada, deducción de impuestos y préstamo bancario, además de las inversiones iniciales, los costos de O&M y la generación eléctrica de los distintos componentes. Los costos se obtuvieron de tres maneras distintas, en algunos casos el costo del componente se calculó usando un valor referencial multiplicado por una relación entre el tamaño del componente y el tamaño referencial, donde los coeficientes de escala se obtienen de literatura. En otros casos se usaron costos específicos (USD/W) y un tercer caso es basado en datos reales de proveedores.

Se llevó a cabo una optimización multi-objetivo buscando minimizar la inversión inicial y el LCOE. Se determinó que la mejor opción, en términos económicos, es implementar respaldo fósil por sobre implementar FV o baterías. Si se busca minimizar las emisiones de CO2 y LCOE se prefiere la implementación de FV, batería tampoco es favorable en este caso. Es económicamente viable una planta híbrida entre CSP y FV para operar a carga base en comparación a CSP por si solo y a híbrido FV-fósil.

Finalmente, Parrado, Girard, Simon y Fuentealba [39] presentaron un estudio sobre el LCOE de una planta híbrida en el desierto de Atacama al año 2050. Este trabajo estimó el LCOE de tres configuraciones de planta solar de 50 MW. Una planta corresponde a FV, otra a CSP con 15 horas de TES y una tercera a una planta híbrida CSP+FV constituida por 20 MW FV y 30 MW CSP con 15 horas de TES. Los cálculos fueron hechos basados en dos escenarios proyectados al 2050, un escenario es el *Blue*
Map y el otro es el *Roadmap*, ambos de la IEA. Cada escenario da una proyección al 2050 con diferentes penetraciones de mercado.

El procedimiento seguido por Parrado et al. [39] es en primer lugar calcular los costos de inversión actuales de una planta FV y otra CSP. El segundo paso es ajustar curvas para los distintos escenarios futuros, que permitan modelar el aprendizaje tecnológico y así obtener la capacidad instalada proyectada al año 2050. Con un coeficiente de aprendizaje y la capacidad instalada global se pude obtener los costos de inversión al año 2050 para cada tecnología. Los factores de rendimiento de los sistemas FV y CSP fueron obtenidos mediante simulación de cada una de las plantas en el *software* SAM. Los valores para la planta híbrida fueron calculados de acuerdo al porcentaje de cada tecnología dentro de la planta total. La simulación computacional fue hecha en Matlab.

Parrado et al. [39] consideró una planta FV de 50 MW con módulos inclinados a latitud y de silicio monocristalino. La planta CSP es cilindro-parabólico de 50 MW con 15 horas de TES. Este trabajo está enfocado principalmente al análisis económico, dejando de lado las variables técnicas de una planta híbrida. La tarea realizada fue principalmente el cálculo de costos proyectados por medio de ajuste de curvas. No se mencionan aspectos como estrategias de despacho y factor de planta. Tampoco se evalúan distintas configuraciones de FV y CSP dentro de la planta híbrida.

2.4 Tecnologías de desalinización de agua

El incremento en la demanda de agua en el mundo dado por la industrialización y mejora en la calidad de vida de la gente ha llevado al desarrollo, durante las últimas décadas, de tecnologías de desalinización de agua de mar. Las diferentes tecnologías de desalinización se pueden clasificar según: que se extrae del agua de mar, el proceso de separación adoptado o el tipo de energía usada [40]. Una de las clasificaciones más comunes es según proceso de separación adoptado y ahí se encuentran dos tipos: térmicos o por membrana permeable.

Las tecnologías térmicas con mayor grado de desarrollo son: destilación flash multifase (MSF – *Multi Stage Flash*, por su sigla en inglés) y destilación multi-efecto (MED -*Multiple Effect Distillation*, por su sigla en inglés). Con menor grado de desarrollo o aún en etapas de investigación se encuentran tecnologías térmicas como compresión de vapor, desalinización por congelación y desalinización por adsorción [41].

Con respecto a las tecnologías de membrana permeable la más desarrollada es la osmosis inversa (RO – *Reverse Osmosis*, por sus sigla en inglés) y en etapa temprana de desarrollo se puede nombrar la electrodiálisis [40]. Dado que las tecnologías predominantes en el mercado actual de desalinizadoras son las tecnologías MSF, MED y RO, éstas se procederán a explicar a continuación.

2.4.1 Destilación MSF

Las plantas MSF tienen múltiples etapas (o cámaras), donde el agua de mar ingresa por una tubería cerrada a cada una de ellas. Cada cámara posee vapor en su interior, por ende se produce un intercambio de calor en la superficie de la tubería, donde el agua de mar se va precalentando y el vapor va condensando. La alimentación de agua de mar comienza en la última etapa y avanza hasta la primera etapa adquiriendo calor. Una vez que sale de la primera etapa pasa por un intercambiador de calor donde aumenta aún más su temperatura. En esta parte el calor lo aporta un flujo de vapor proveniente de la salida de una turbina o directamente de una caldera. El agua de mar caliente reingresa a la primera etapa, pero esta vez se descarga de manera directa. Dado que la presión en cada cámara es la presión de saturación (se mantiene con una bomba de vacío), el agua descargada evapora de manera rápida. El vapor generado es el que se mencionó al principio, que cubre cada cámara y que luego condensa en la superficie de la tubería que lleva el agua de mar. El condesado es recolectado y corresponde al agua fresca obtenida. El agua de mar caliente que no evapora en la primera cámara pasa a la segunda (a una presión de saturación menor) y así sucesivamente hasta llegar a la última etapa y salir como salmuera. En la figura 2.4 se puede ver un esquema de una planta MSF.



Figura 2.4. Esquema de una desalinizadora MSF [42].

En este tipo de plantas el vapor de alimentación es generalmente saturado a una temperatura entre 90 y 110°C. El número de etapas varía entre 4 y 40 [42]. El consumo eléctrico parásito de la MSF está asociado principalmente a las bombas y válvulas de vacío. Los costos de producción de agua de una unidad MSF pueden ser bajados incrementando la capacidad de la planta. El coeficiente de rendimiento (CR), que se encuentra explicado en el anexo A, esta entre 6 y 8 (para 12 etapas) y podría ser incrementado aumentando la diferencia de temperatura entre la salmuera caliente y la temperatura de entrada del agua de mar [41].

2.4.2 Destilación MED

Las plantas MED también tienen múltiples etapas (o efectos) aunque en este tipo de tecnología el agua de mar es rociada sobre las tuberías que pasan por cada etapa y que en su interior llevan vapor. Así, en la superficie de cada tubería se produce una evaporación del agua de mar donde el vapor generado se usa en la etapa siguiente. En la primera etapa ingresa vapor proveniente ya sea de la salida de una turbina o directamente de una caldera el que luego es retornado a su ciclo como condensado. El agua de mar rociada en la primera etapa tiene dos opciones: la primera es que puede

evaporar y el vapor es dirigido por una tubería al intercambiador de calor de la segunda etapa y así sucesivamente puede ocurrir el mismo proceso hasta la última etapa. La segunda opción es no evaporar y por ende resulta en salmuera la cual se junta con la proveniente de las etapas posteriores y se retira del sistema. El agua desalinizada finalmente corresponde al vapor que sale de cada intercambiador de calor y al vapor que sale de la última etapa, el cual como último trabajo pasa por un precalentador para aportar calor al agua de mar antes de ser rociada. En la figura 2.5 se ve un esquema de una planta MED.



Figura 2.5. Esquema de una desalinizadora MED [42].

En este tipo de plantas el vapor de alimentación es generalmente saturado a una temperatura cercana a 70°C y en las últimas etapas del proceso se llega a temperaturas de 30-40°C. La energía eléctrica utilizada en el proceso es para accionar las diferentes bombas. El CR se encuentra en valores cercanos a 8-12, pero se puede incrementar con el número de etapas o con la aplicación de sistemas de compresión de vapor. Comúnmente las plantas MED tienen entre 2 y 16 etapas, aunque se han diseñado algunas con más, sin embargo hay una limitación que corresponde al área de transferencia de calor para que el sistema siga siendo competitivamente económico. Una

diferencia de temperatura entre las etapas menor a 2°C genera que las áreas de transferencia de calor sean muy elevadas [43].

Existen diferentes configuraciones de planta MED entre las que se puede mencionar: con alimentación hacia adelante (FF – *Forward Feed*, por su sigla en inglés), con alimentación hacia atrás (BF - *Backward Feed*, por su sigla en inglés) y con alimentación paralela (PF – *Parallel Feed*, por sus sigla en inglés) [44]. En la configuración FF el agua de mar luego de salir del precalentador es toda suministrada a la primera etapa, con la temperatura más alta. La salmuera resultante de cada etapa es rociada sobre el siguiente. Esta configuración puede o no tener recalentadores entre las etapas, si los tiene aumenta el coeficiente de rendimiento. En la configuración BF el agua de mar que sale del precalentador es suministrada a la última etapa, con la temperatura más baja. La salmuera resultante actúa como agua de alimentación a ser rociada en la siguiente etapa y así sucesivamente hasta llegar a la primera. La particularidad de esta configuración es que el agua de alimentación y el vapor fluyen en dirección opuesta. Finalmente, en la alimentación paralela el agua que sale del precalentador se rocía de manera igualitaria entre las distintas etapas y corresponde al esquema mostrado en la figura 2.5.

2.4.3 Osmosis inversa

Las plantas de desalinización de osmosis inversa, a diferencia de las anteriores, solo requieren energía eléctrica para su funcionamiento y no necesitan un flujo de vapor que aporte energía térmica. El consumo eléctrico solo depende de la salinidad del agua de alimentación y de la calidad del agua buscada. Desde el punto de vista fenomenológico, esta tecnología se basa en contrarrestar el proceso osmótico natural que ocurre cuando se tiene líquidos de diferentes concentraciones separados por una membrana semipermeable y el flujo se establece espontáneamente desde la zona de menor concentración a mayor concentración de soluto. Realizar osmosis inversa implica aplicar una presión hidrostática superior a la presión osmótica en el lado de mayor concentración. En el caso del agua de mar se busca establecer un flujo de agua con sal concentrada a través de la membrana semi-permeable lo que permite retener la sal y dejar pasar el agua desalada [40].

El proceso tiene básicamente cuatro partes: pre-tratamiento, bombeo de alta presión, membrana y post-tratamiento. El pretratamiento consiste en filtración, esterilización y adición de químicos. El bombeo de alta presión consiste en generar la presión necesaria para forzar al agua a pasar por la membrana. Aquí se utiliza la energía eléctrica para impulsar las bombas a presiones entre 55 y 82 bar. Luego de pasar por la membrana, al agua desalada se le aplican post-tratamientos como cloración, remoción de gases y ajuste de PH para dejarla apta para el consumo humano [42].

2.4.4 Comparación entre las distintas tecnologías de desalinización

Al comparar las principales tecnologías de desalinización se puede apreciar que más allá de su principio de funcionamiento, también difieren en otras características como capacidades de generación de agua, consumo especifico de energía, calidad del agua obtenida, entre otras. Todas estas características son importantes para tomar una decisión de que tecnología utilizar en un caso específico. La tabla 2.5 resume algunos parámetros de las tres principales tecnologías de desalinización.

Tecnología	Capacidad	Consumo de	Consumo de	Calidad CR
	típica por	energía eléctrica	energía térmica	del agua
	unidad (m ³ /día)	(kWh/m^3)	(MJ/m^3)	(ppm)
MSF	10.000-35.000	2,5-5	190-282	~10 8-12
MED	600-30.000	1,5-2,5	145-230	~10 10-16
RO	<395.000	4-6	-	400-500 -

Tabla 2.5. Comparación de las principales tecnologías de desalinización [42].

A pesar de que el tipo de tecnología más usada actualmente en el mundo es la osmosis inversa, cuando se busca integrar la energía solar (CSP) con desalinizadoras, las plantas térmicas resultan ser competitivas ya que consumen energía térmica que se está rechazando en el condensador del ciclo Rankine [42]. Dentro de las tecnologías térmicas, la MED aparece como más atractiva dado su bajo consumo energético comparado a MSF, además utiliza condiciones del vapor de alimentación más favorables (menor temperatura y presión) en cuanto a disminución de eficiencia del ciclo Rankine y es una tecnología que puede operar a carga parcial [45]. Debido a lo anterior, desde aquí en adelante el presente trabajo se enfocara en el uso de una desalinizadora MED.

2.5 Integración de CSP y desalinización

Con respecto a los trabajos e investigaciones que se han realizado hasta ahora sobre la integración de CSP y MED se puede mencionar lo propuesto por Palenzuela, Alarcon-Padilla, Zaragoza y Blanco [46] quienes buscaron cual es la mejor configuración de CSP más desalinizadora para un par de lugares: Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos y Almería, España. Se realizó un análisis tecno-económico comparativo entre CSP+MED y CSP+RO basado en parámetros como la eficiencia, el LCOE y el costo nivelado del agua (LWC – *Levalized Water Cost*, por su sigla en inglés).

Palenzuela et al. [46] como parte CSP consideró la tecnología de cilindro-parabólico con tres tipos distintos de condensador y 50 MWe de capacidad nominal. Se integró un TES de 6,5 horas. Para la planta MED se utilizó una de 12 efectos en Abu Dhabi y una de 14 efectos en Almería, debido a la salinidad del agua en cada lugar. La producción de agua obtenida en Abu Dhabi fue de 35.607 m³/día con un CR de 8,4. Para Almería por su parte se obtuvo una producción de agua de 42.927 m³/día y un CR de 10. Además, se consideraron variantes de planta MED integrando o no compresión de vapor. Cabe mencionar que las simulaciones fueron para un punto de operación y no transientes. Entre las principales conclusiones del trabajo se encuentran que la planta MED sin compresión de vapor resulta ser más eficiente. Para Abu Dhabi resulta mejor

termodinámica y económicamente una planta MED que una RO. Para Almería, existe solo un caso en que usar una planta RO es más eficiente, que es cuando el condensador del ciclo Rankine es de tipo evaporativo. Con respecto a los costos, existe un LWC ligeramente menor cuando se utiliza RO, pero a su vez el LCOE es más alto con RO que algunas configuraciones con MED.

Otro trabajo con respecto a la integración de CSP y MED es el de Casimiro et al. [47], quien modeló una planta MED FF en TRNSYS y la integró a una planta CSP, todo esto en SAM. El trabajo se enfoca en el detalle del control de la planta MED y un caso estudio con la planta completa funcionando en San Diego, Estados Unidos.

Casimiro et al. [47] utilizó una parte CSP de tecnología cilindro-parabólico con 111 MWe de capacidad nominal y 6 horas de TES. La planta MED utilizada fue de 12 efectos capaz de producir 16.400 m³/día de agua. En paralelo a la planta MED se diseñó un circuito de refrigeración capaz de recibir 156 MWt, por su parte la MED fue diseñada para recibir 62,5 MWt ya que el objetivo es que la planta MED opere la mayor cantidad de tiempo a capacidad nominal incluso si la CSP opera a carga variable. Debido a lo anterior el sobrante de calor se envía al circuito de refrigeración que es más grande y tiene la capacidad de condensar todo el *output* de la turbina si es necesario. Así, las fluctuaciones diarias son compensadas por el circuito de refrigeración, que es un componente más resiliente y fácil de operar, y no por la planta MED. En este trabajo se concluyó que la integración de una MED (con un circuito de refrigeración en paralelo) actuando en cogeneración con una CSP puede ser factible y tiene el potencial de ser económicamente interesante. Además, el esquema planteado con MED reduce en un 5% la generación de energía eléctrica de la planta MED.

Trieb et al. [48] también exploró en las opciones de desalinizar agua de mar utilizando como base una planta CSP y presentó cual es el estado del arte en este tema. Se proponen algunas formas de integración de plantas RO y MED, y se analizan algunas barreras de entrada para este tipo de tecnología en la región del norte de África y el medio oriente. Ortega-Delgado, García-Rodríguez y Alarcón-Padilla [49] también revisaron el estado del arte en el tema de integración CSP y desalinizadoras, además propusieron una planta de cilindro-parabólico con generación directa de vapor de 5 MWe unida a una MED y a una RO, realizando una comparación entre ambas para decidir la mejor configuración. Se encontró que el LWC de la planta utilizando RO es menor que usando MED. Finalmente, se puede mencionar el trabajo de Frantz y Seifert [45], quienes modelaron una planta MED PF en estado estacionario integrada a una CSP. Se simulo la planta completa en Al-Kosseir, Egipto. Se optimizó la planta MED obteniendo una correlación para el CR como función de la temperatura del vapor de alimentación.

A partir de la revisión de literatura, enfocada tanto al contexto tecnológico como a las investigaciones previas en los temas relacionados con el presente trabajo, se puede decir que existe una falta de estudios que exploren específicamente la integración de desalinización a una planta híbrida CSP+FV. En la actualidad existen no más de 7 estudios sobre la integración de CSP y FV, entre los cuales se aprecian distintas formas de integración y distintas tecnologías utilizadas tales como cilindro parabólico o módulos fotovoltaicos CPV. Con respecto a los trabajos sobre poligeneración y en particular desalinización de agua de mar asociada a una planta CSP, se puede decir que también son escasos y utilizan en general plantas CSP distintas a torre con receptor central.

3. OBJETIVOS

El objetivo general de esta tesis consiste en diseñar, modelar y optimizar una planta solar híbrida entre un sistema de concentración con tecnología de torre con receptor central y almacenamiento térmico, junto a un sistema fotovoltaico. Además, se busca analizar la poligeneración de productos integrando una planta desalinizadora de agua para aprovechar el calor residual. Dentro de los objetivos específicos se encuentran los siguientes:

• Desarrollar un modelo de planta CSP, de planta FV y un método de integración de ambas que permita lograr un perfil de potencia base.

• Realizar una selección tecnológica de la planta de desalinización que mejor se adapte a las condiciones de la planta híbrida y desarrollar la modelación respectiva.

• Plantear distintos modos de operación de la planta completa para ajustarse a diferentes escenarios de despacho.

• Estudiar el uso de baterías y la modelación de las mismas para integrarlas como respaldo de la planta híbrida.

• Determinar los parámetros de la planta de poligeneración completa que sean factibles técnicamente para las configuraciones CSP + FV y CSP + FV + desalinizadora.

• Determinar el múltiplo solar, las horas de almacenamiento térmico, el tamaño de la planta FV y la inclinación de los módulos FV que minimizan parámetros económicos.

4. METODOLOGÍA

En este capítulo se explica en detalle cómo se lleva a cabo la modelación de los distintos componentes de la planta a simular. También se exponen los procedimientos de validación de cada tecnología, los supuestos tomados en cuenta y los parámetros que gobiernan la simulación.

4.1 Softwares

Para modelar la planta CSP, la planta FV, el módulo MED y las baterías se utilizó principalmente el *software* comercial TRNSYS ya que este permite la integración de todos los modelos desarrollados. También se utilizó el *software* comercial SAM en la modelación especifica de la planta CSP y FV por si solas.

TRNSYS es un entorno que permite la simulación de sistemas transitorios para lo cual usa datos meteorológicos para un año a nivel horario en distintos formatos, entre ellos TMY. Desarrollado por la Universidad de Wisconsin-Madison este *software* posee una estructura abierta y modular. Los usuarios pueden modificar los modelos de los componentes existentes usando distintos lenguajes de programación. Además, TRNSYS se puede conectar fácilmente a otras aplicaciones para pre o postproceso como Excel o Matlab [50].

El funcionamiento de TRNSYS se basa principalmente en dos partes. La primera es el núcleo que lee y procesa los archivos de entrada, resuelve iterativamente el problema, determina convergencias, grafica las variables del sistema, determina propiedades termofísicas, invierte matrices, lleva a cabo regresiones lineales, etc. La segunda parte es la librería de componentes que incluye del orden de 150 modelos.

SAM por su parte, es un modelo computacional que calcula métricas de rendimiento y métricas financieras de sistemas de energía renovable. Es desarrollado por NREL y su objetivo es facilitar las decisiones hechas por las personas envueltas en la industria de la energía renovable. SAM puede simular sistemas FV, CSP, de agua caliente sanitaria, geotérmica, etc. El modelo financiero puede representar estructuras financieras para proyectos de distinto tamaño desde residencial a gran escala [51]. A grandes rasgos, para llevar cabo las simulaciones se requiere dar información sobre lugar, tipo de equipamiento del sistema, costos de instalar y operar el sistema, incentivos financieros, entre otros. El motor de cálculo de SAM hasta la versión 2014 era TRNSYS, sin embargo desde la versión 2015 los cálculos se procesan a través de un *solver* específicamente desarrollado para SAM.

4.2 Modelo CSP

La planta CSP considerada corresponde a una de torre con receptor central de 100 MWe de capacidad nominal más almacenamiento en sales fundidas, la cual hace funcionar un ciclo Rankine convencional sin regeneración que posee una turbina de 115 MWe brutos. La modelación se realizó usando principalmente componentes de la librería STEC de TRNSYS [52]. La planta termosolar corresponde a un campo de heliostatos que concentran la radiación en un receptor central. Por el receptor circula un flujo de sales fundidas que se calientan y luego a través de una serie de intercambiadores de calor (conjunto generador de vapor) aportan energía al ciclo Rankine. El modelo de ciclo Rankine está basado en los ejemplos de la librería STEC, conforme al utilizado en [53]. El esquema de ciclo Rankine considera: una sección generadora de vapor compuesta por economizador, evaporador y sobrecalentador, tres secciones de turbina, dos extracciones, un condensador, un desaireador, dos bombas, un subenfriador y un precalentador de agua. En la figura 4.1 se puede ver el esquema de la planta CSP utilizada.



Figura 4.1. Esquema de la planta CSP.

Para hacer un modelo funcional en TRNSYS se requieren algunos elementos de control, además de seleccionar los componentes específicos para cada necesidad. En el anexo B se muestra el modelo completo de la planta CSP en el entorno TRNSYS.

Se desarrollaron varios elementos de control. Uno de ellos tiene la función de controlar la potencia que llega al receptor para mantenerla dentro de ciertos márgenes de diseño dados por el tamaño de la planta, desenfocando heliostatos si es necesario. La potencia máxima que puede recibir el receptor se establece de la simulación en SAM para un MS definido. Otro elemento de control que se definió tiene por función manejar dos aspectos, por un lado que la temperatura del circuito de sales fundidas no caiga bajo 290°C cuando no hay flujo por el receptor en las noches. Por otro lado se debe controlar que el flujo de sales fundidas cuando el TES está lleno sea el nominal, ya que el TES no puede recibir más sales, esto último implica de alguna manera desenfocar heliostatos para alcanzar un flujo nominal a través el receptor.

También se desarrolló un elemento para controlar que no pase un flujo de sales a través del generador de vapor, menor al mínimo establecido para que funcione la turbina del ciclo Rankine. La potencia mínima de la turbina fue seleccionada en un 25% de la potencia bruta lo que se condice con valores reportados por [54]–[56]. Para establecer el consumo de la bomba que debe subir el flujo de sales a la torre se definió un elemento

con el objetivo de descontar ese consumo parásito a la potencia de la turbina. El resto de elementos utilizados corresponden a componentes de las librerías de TRNSYS y sus principales parámetros de diseño se encuentran especificados en el anexo C.

Un aspecto importante a mencionar, dada la naturaleza variable de la energía solar, es el funcionamiento de la turbina en carga parcial. El componente utilizado para modelar cada etapa de turbina establece la presión de entrada a partir de la presión de salida, el flujo másico y valores de referencia para el punto de diseño usando la ley de la elipse de Stodola [52]. Esta ley establece que hay relaciones entre flujo másico, presión y temperatura que se mantienen constantes con los cambios de carga, específicamente existe una relación proporcional entre gasto másico y la presión a la entrada y a la salida de la turbina. Esta relación tiene una constante de proporcionalidad la cual puede ser obtenida a partir de las condiciones de diseño, así se puede obtener una expresión que permite hallar la presión de entrada a cada etapa de la turbina para cargas distintas a la de diseño [57]. El valor a partir del cual se comienzan a realizar los cálculos es la presión del condensador la cual debe ser fija. También se podrían dejar las presiones de extracción fijas, pero esto haría variar la presión en el condensador lo cual no es el camino a seguir en este trabajo dado que en algún momento se requieren condiciones fijas al implementar la planta MED.

Algunos elementos de la planta CSP que requieren un cálculo específico son los que componen el generador de vapor. Específicamente se requiere obtener los coeficientes de transferencia de calor en el punto de diseño para el economizador, evaporador y sobrecalentador, que se calcularon utilizando la ecuación 4.1. Esta ecuación fue establecida por Wagner [58], la cual sirve de base para el modelo CSP de torre con receptor central utilizado en SAM.

$$UA = UA_{ref} \left(\frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_{ref}}\right)^{0,8}$$
(4.1)

Donde, UA corresponde al coeficiente de transferencia de calor del elemento, \dot{m}_1 corresponde al flujo de sales fundidas que pasa por el elemento en el punto de diseño, UA_{ref} y \dot{m}_{ref} son valores referenciales dados por Wagner y son propios de cada elemento. Cuando el sistema opera a carga parcial, los componentes en TRNSYS utilizan una relación similar a la ecuación 4.1 para estimar los coeficientes de transferencia de calor fuera del punto de diseño.

Existen algunos parámetros para la planta CSP que varían de acuerdo a la configuración específica de MS y horas de TES, los cuales fueron obtenidos al correr una simulación de la misma configuración de planta en SAM. En la figura 4.2 se muestra un diagrama que explica de donde vienen estos parámetros usados en TRNSYS.



Figura 4.2. Diagrama de la relación SAM-TRNSYS en la modelación CSP.

El último aspecto a considerar para comprender el funcionamiento del modelo de planta CSP es cómo funciona el algoritmo que controla el almacenamiento. Un diagrama de flujo explicativo se muestra en la figura 4.3, donde F. receptor corresponde al flujo de sales que pasa por el receptor central y F. nominal corresponde al flujo de sales necesario para que el ciclo Rankine opere a capacidad nominal.



Figura 4.3. Diagrama de flujo del funcionamiento del TES.

4.3 Modelo FV

La planta FV utilizada está basada en el parque fotovoltaico Amanecer Solar CAP [59] ubicado en la comuna de Diego de Almagro, Chile. Esta instalación tiene una potencia de 100 MWdc con módulos con seguimiento en un eje, lo cual para efectos de este trabajo no se considerara, ya que lo módulos simulados tienen una inclinación fija. En la figura 4.4 se muestra un esquema simple de planta FV con un inversor. En el anexo B se encuentra el modelo TRNSYS de la planta FV.



Figura 4.4. Esquema simplificado de la planta FV.

El módulo FV simulado corresponde al modelo MEMC-330 de SunEdison [60] . El inversor por su parte corresponde al modelo RPS TL 1460 de Bonfiglioli [61]. En el anexo D se encuentran los principales parámetros utilizados en cada componente del modelo en TRNSYS. La modelación es realizada para un arreglo FV que considera 232 módulos en paralelo y 18 módulos en serie con un inversor, por ende para escalar el tamaño de la planta FV se varía el número de inversores del sistema y se multiplica la energía generada.

Se seleccionó el modelo de radiación difusa de Pérez (1988), por ser el más complejo y que entrega resultados más cercanos a la realidad [62], además está presente tanto en SAM como en TRNSYS lo que permite comparar los resultados de las simulaciones en ambos *softwares*.

Con respecto a los elementos de control utilizados se puede mencionar dos: parámetros y ensuciamiento. En el elemento "parámetros" se definen las pérdidas en la parte de corriente alterna y de corriente continua del sistema FV, el número de inversores y la tasa de ensuciamiento. Estos valores se dan a otros componentes para modelar el funcionamiento real de la planta FV. Por otra parte, en el elemento ensuciamiento se aplica un porcentaje de descuento a la radiación incidente en cada módulo FV, ya que la tasa de ensuciamiento no es despreciable en el desierto de Atacama.

Existen datos de distintas plantas alrededor del mundo sobre el ensuciamiento, el cual es altamente variable, por ejemplo en lugares donde la lluvia es común el ensuciamiento puede disminuir el rendimiento menos de un 3% anual, por otra parte en lugares donde se debe hacer limpieza manual de los módulos FV el ensuciamiento puede llegar a 10-15% mensual [63]. Para el presente trabajo se definió la tasa de ensuciamiento en 10% mensual, lo cual se condice con los resultados de mediciones llevadas a cabo en el desierto de Atacama [64]. Este valor también está acorde a la frecuencia de limpieza presupuestada para la planta FV Amanecer Solar CAP [59].

4.4 Modelo batería

Para la modelación de las baterías se utilizó el componente tipo 47a en TRNSYS, el cual modela una batería de Pb-ácido y solo realiza un balance de energía, sin entrar en detalles de voltajes y corrientes. Se escogió este modelo simplificado ya que el foco del presente trabajo no está en el uso de baterías, sino que estas son una propuesta solamente. Además, para el control de la batería se agregaron algunos elementos externos para asegurar que no se sobrepasen los márgenes de carga y descarga. Por lo mismo, se definió una profundidad de descarga del 60%, es decir, la batería a lo menos debe conservar el 40% de su capacidad todo el tiempo. En el componente en TRNSYS se definieron dos parámetros, por un lado la capacidad máxima en MWh, la cual puede ser ajustada para distintas simulaciones y por otro lado se definió una eficiencia de carga de 90%. Este último parámetro implícitamente podría llevar consigo las perdidas por transformación de corriente AC-DC que se producen al integrar las baterías en el lado AC del sistema.

Cabe mencionar que el uso de las baterías se activa solo en algunos modos de operación que se especifican en la sección 4.7. Para el resto de casos este elemento se encuentra desactivado. Además, las baterías solo almacenan energía proveniente del sistema FV, no del CSP y tienen la capacidad de despachar hasta 100 MWe para cubrir la potencia nominal de la planta completa.

4.5 Esquema híbrido CSP+FV

El algoritmo de integración de la planta CSP y la planta FV se basa en priorizar el despacho de la planta FV, por ende la generación de la planta CSP responde a la generación FV para alcanzar en su conjunto la potencia nominal de 100 MWe. Además, se busca minimizar el número de veces que se apaga la turbina de la planta CSP ya que numerosas partidas inciden en mayores mantenciones por solicitaciones termomecánicas y en reducción de la vida útil de la turbina la cual generalmente está limitada a cerca de 10.000 partidas [65]. También para una respuesta rápida de la planta CSP y

para reducir tensiones y daños en la turbina, las partidas deben ser "en caliente", es decir, se debe tratar de mantener temperaturas en los componentes metálicos principales sobre 200°C [65]. Dado lo anterior, el algoritmo de integración establece que cuando se requiere menos potencia CSP que el mínimo establecido para la turbina, esta última genera a potencia mínima y no se apaga, produciendo que la planta completa genere sobre lo nominal. Las únicas veces en que se apaga la turbina CSP es cuando la potencia FV supera la potencia nominal o cuando se acaba el TES.

Para llevar a cabo la integración CSP+FV, en primer lugar el consumo parásito que produce la bomba que sube el flujo de sales a la torre es asociado al *output* FV. Lo anterior se realiza por dos motivos principales:

- La energía producida con FV es más barata que la energía producida con CSP.
- El flujo de sales que pasa a través del receptor aumenta con la radiación solar disponible, así también aumenta el poder producido con la planta FV con la radiación solar disponible, por ende el consumo parásito y el *output* FV responden de manera similar en el tiempo.

El segundo paso de la integración es calcular la potencia necesaria de parte del sistema CSP para completar la potencia nominal de la planta híbrida. Una vez que se tiene la potencia solicitada a la planta CSP, la variable que se controla es el *output* neto CSP ($\dot{W}_{CSP neto}$), el cual depende directamente del flujo de sales que pasa por el generador de vapor (\dot{m}_{sales}). Luego de realizar varias simulaciones se encontró la siguiente relación lineal entre la potencia neta generada por la planta CSP y el flujo de sales que pasan por el generador de vapor.

$$\dot{W}_{CSP neto} = 0,000044 \,\dot{m}_{sales}$$
 (4.2)

La figura 4.5 muestra el comportamiento de la generación neta de la planta CSP con respecto al flujo de sales que pasan por el generador de vapor para el rango de funcionamiento de la turbina. El flujo mínimo de sales fundidas es 600.000 kg/h lo que

implica una generación bruta de la turbina de 29 MWe (un 25% de la potencia bruta nominal de la turbina establecida en 115 MWe). El flujo máximo corresponde a 2.600.000 kg/h lo que implica una generación bruta de la turbina de 120 MWe (un 104% de la potencia nominal bruta de la turbina). Cabe mencionar que para determinar la generación neta se debe aplicar a la generación bruta un factor de pérdidas parasitas constantes de 3%.



Figura 4.5. Generación CSP neta versus el flujo de sales por el generador de vapor.

Finalmente, un aspecto importante de la integración CSP+FV se refiere a la potencia máxima que puede entregar el sistema, lo que de aquí en adelante se conocerá como el concepto de limitación de potencia. Debido a restricciones de la red eléctrica, contratos de suministro u otros factores es posible que exista un escenario en que la planta híbrida solo deba entregar potencia nominal. La integración de una planta CSP con una FV puede generar en varias ocasiones sobre la potencia nominal dependiendo del tamaño del campo FV. El algoritmo de integración CSP+FV considera que si se impone una limitación a potencia nominal, se cortan las puntas de generación. Por otra parte, si no se impone limitación se inyecta toda la potencia generada a la red. El escenario sin

limitación de potencia se sustentaría en el funcionamiento del mercado eléctrico chileno donde se despacha a mínimo costo marginal, por ende las plantas de energía solar son prioritariamente despachadas.

En el escenario con limitación de potencia surge el uso de baterías, las cuales dentro del algoritmo de integración CSP+FV tienen la tercera prioridad de despacho. Su objetivo es aprovechar y almacenar la energía que se genera sobre lo nominal y es cortada, para despacharla una vez que se acaba el TES.

4.6 Modelo MED

La planta de desalinización modelada es de tipo MED FF con 12 efectos y 11 precalentadores la cual funciona con un flujo de vapor saturado a 31,2 kPa y 70°C. Se escogió esta configuración de planta (FF) porque tiene mayor eficiencia [43] y se escogieron las condiciones del vapor de tal manera de reducir lo menos posible la generación eléctrica de la planta CSP, pero aun así permitiendo el funcionamiento de una MED. Para la modelación de la planta MED se usaron las ecuaciones dadas por Darwish, Al-Juwayhel y Abdulraheim [66] las que permiten un análisis simplificado utilizando entre otros los siguientes supuestos:

- Igual vapor (masa) generado en cada efecto, excepto el primero.
- Igual diferencia de temperatura entre efectos.
- Igual incremento de temperatura en los precalentadores.
- Igual calor específico para el agua de alimentación y la salmuera para un rango de salinidades específico.

Las ecuaciones permiten determinar el coeficiente de rendimiento de la planta dado unos parámetros iniciales que se encuentran en el anexo E. Estos parámetros fueron utilizados por Darwish et al. [66] para modelar una planta MED FF real. Luego de implementar las ecuaciones en Excel se obtuvo un CR para la planta MED simulada de 10,05.

En TRNSYS la modelación se realizó simulando el funcionamiento de la planta MED como un condensador. De este componente se puede obtener el calor transferido que equivale al calor aportado en el primer efecto y así utilizar la ecuación 4.3 [66] para obtener la producción de agua.

$$D_{t} = \frac{Q_{med} CR}{\lambda_{s} \rho}$$
(4.3)

Donde, D_t corresponde a la generación de agua en m³/h, Q_{med} corresponde al calor aportado a la planta MED en kJ/h y obtenido del condensador de TRNSYS, CR es el coeficiente de rendimiento obtenido en Excel, λ_s es el calor latente a una temperatura de 70°C (2.333 kJ/kg) y ρ es la densidad el agua (1.000 kg/m³). En la figura 4.6 se muestra el modelo de la planta MED en el entorno TRNSYS.



Figura 4.6. Modelo TRNSYS de la planta MED.

Dado el funcionamiento transiente del sistema es que se impusieron ciertas restricciones para asegurar el buen funcionamiento de la planta MED. En primer lugar se

debe comprobar que las condiciones termodinámicas de entrada sean constantes (temperatura y presión), sin embargo puede variar el flujo másico y la calidad del vapor. Por este motivo se implementó la planta MED en paralelo al condensador original del ciclo Rankine para desviar el flujo si las condiciones mínimas de operación de la planta MED no se cumplen, tal como se aprecia en la figura 4.6. El elemento de control que regula el funcionamiento de la planta MED deja pasar el flujo de vapor hacia la MED solo si la carga térmica es mayor al 50% de la carga nominal establecida en 190 MWt, basándose en una restricción impuesta por Casimiro et al. [47]. Se implementó un elemento con la ecuación 4.3 para calcular la cantidad de agua producida y además determinar el consumo unitario de 1,5 kWh/m³ de agua producida [67].

Un último aspecto a mencionar es que la planta MED se debe mantener en *stand-by* mientras no opera, esto es manteniendo las condiciones de temperatura y de vacío ya que una partida en frio de este sistema puede tomar hasta 2 horas y 30 minutos [47].

4.7 Esquema de la planta CSP+FV+MED

La planta completa integrando CSP, FV, baterías y MED se puede ver en el anexo B. Un elemento de control a considerar es el define la forma de operación de la planta de acuerdo a los modos de operación que se muestran en la figura 4.7. Cuando se habla de limitación de potencia, se corta la generación eléctrica sobre lo nominal tal como se explicó en la sección 4.5. Cuando se habla de compensación de potencia se refiere a aumentar la generación de la turbina de tal modo que la baja por integrar la planta MED sea compensada y la potencia nominal se mantenga en 100 MWe. Lo anterior se puede realizar ya que en general las turbinas pueden generar hasta un 105% de su potencia nominal bruta de diseño, es decir, se podría generar hasta 120 MWe brutos lo que alcanza para compensar la potencia que pierde la turbina al integrar la planta MED dado su consumo parásito y por aumentar la presión de salida del ciclo Rankine desde 6,8 kPa a 31,2 kPa.



Figura 4.7. Modos de operación de la planta completa.

El funcionamiento de algunos modos de operación se puede observar en las figuras siguientes. Para efectos comparativos se simuló cada caso con las mismas condiciones de ubicación, configuración de planta (MS=1,9; TES=13 horas; FV=140 MWdc) y para cinco días entre el 2 de enero y el 6 de enero.

La figura 4.8 muestra el caso CSP+FV, sin limitación de potencia y sin baterías. Se puede apreciar que la generación del sistema híbrido supera la potencia nominal de 100 MWe varias veces, además el sistema CSP se apaga solo cuando el FV supera los 100 MWe. Por último, cuando se llena el TES, el CSP genera a potencia nominal produciendo una punta de generación híbrida más pronunciada.

La figura 4.9 muestra el caso CSP+FV, con limitación de potencia y con baterías. Se puede ver que se corta la generación FV. La curva CSP se mantiene igual que en la figura 4.8 ya que la limitación de potencia solo afecta a la generación FV. La batería se carga poco durante estos días simulados, por eso solo puede aportar una pequeña porción de la generación de la planta completa.



Figura 4.8. Modo de operación sin MED, sin limitación de potencia y sin baterías.



Figura 4.9. Modo de operación sin MED, con limitación de potencia y con baterías.

La figura 4.10 muestra dos modos de operación ya que corresponde a la planta CSP+FV+MED, sin compensación, sin baterías y con o sin limitación de potencia. Aquí se puede apreciar que la potencia nominal de la planta CSP disminuye por tener integrada la planta MED a un valor ~87 MWe. Durante el día aún se puede alcanzar los 100 MWe dado que se suma la generación FV, sin embargo en las noches esto no es posible. También se puede ver la magnitud de la energía FV cortada en el caso con limitación, lo cual se convierte en energía perdida si no se implementan baterías.



Figura 4.10. Modo de operación con MED, sin compensación y sin baterías.

La figura 4.11 por su parte también muestra dos modos de operación que corresponden a la planta CSP+FV+MED, con compensación, sin baterías y con o sin limitación de potencia. Se puede apreciar que la compensación permite mantener la potencia nominal de la planta CSP en 100 MWe, pero eso implica una mayor profundidad en la descarga del estanque caliente del TES. Se puede apreciar que al inicio del día 6 de enero cae la generación híbrida, situación que no ocurre en el modo de operación sin compensación de potencia (ver figura 4.10).



Figura 4.11. Modo de operación con MED, con compensación y sin baterías.

4.8 Validaciones

4.8.1 Planta CSP

El modelo CSP se ajustó para permitir la simulación de la planta Gemasolar y así validar que la generación anual sea equivalente a la reportada en la realidad. En este caso se usó un archivo con datos meteorológicos de Sevilla, España. Los parámetros que se ajustaron de acuerdo a los datos de Gemasolar [68] fueron la temperatura alcanzada por las sales fundidas en el receptor (565°C), el área de los heliostatos (119 m²), la altura de la torre (140 m) y la potencia bruta de la misma (19,9 MW). Los coeficientes de transferencia de calor del generador de vapor se calcularon para el nuevo punto de diseño. El resto de parámetros se mantuvo igual con respecto al modelo CSP original (ver anexo C). Se estableció el MS en 2,5 y las horas de TES en 15.

Debido a que Gemasolar posee un sistema de respaldo fósil y el modelo CSP no lo tiene, la comparación real se realiza versus la generación de Gemasolar sin considerar el respaldo fósil del 15%. También se hizo una simulación de la planta en SAM para considerar el respaldo fósil. La tabla 4.1 muestra los resultados de la validación.

Tabla 4.1. Resultados de la validación del modelo CSP con Gemasolar.

Métrica	Valor reportado	Simulación en	Modelo CSP en
	[68]	SAM	TRNSYS
Generación anual con respaldo	110.000	113.758	-
fósil de 15% (MWh)			
Generación anual sin respaldo	95.652	97.195	100.063
fósil (MWh)			
Diferencia porcentual respecto	-	1,6%	4,6%
al valor sin respaldo fósil			

La figura 4.15 muestra la generación mensual de Gemasolar obtenida con la simulación en SAM y con el modelo CSP en TRNSYS.



Figura 4.12. Generación mensual Gemasolar obtenida con SAM y con el modelo CSP.

Las diferencias entre lo reportado por Gemasolar y el modelo CSP se deben a la falta de todos los parámetros necesarios para la simulación, lo que implico hacer algunas suposiciones. También puede incidir el detalle del campo de heliostatos, el cual en TRNSYS no se considera, pero en SAM sí.

4.8.2 Planta FV

Se utilizaron los datos de dos instalaciones reales: Amanecer Solar CAP y DeSoto. El objetivo es validar que la generación eléctrica anual sea equivalente a la reportada por las plantas reales. Para simular Amanecer Solar se utilizó un archivo TMY3 de Carrera Pinto, Copiapó, Chile. Para simular DeSoto se utilizó un archivo TMY3 del suroeste de Florida, Estados Unidos.

Amanecer Solar tiene una capacidad de 100 MWdc, ha estado funcionando desde 2014 y es la planta de referencia para elaborar el modelo FV. DeSoto por su parte es una planta de 27,6 MWdc que ha estado funcionando desde 2009. La validación se realiza con respecto a dos plantas que tienen distinta capacidad, distinta configuración y a su vez están en zonas geográficas diferentes. La tabla 4.2 muestra los datos principales a considerar al simular cada planta.

Parámetro	Amanecer Solar CAP [59]	DeSoto [62]	
Módulo FV	MEMC-330 SunEdison	SunPower T5-SPR-305	
Inversor	RPS TL 1460 Bonfiglioli	Estándar de 96% de eficiencia	
	(73 inversores)	y 420 kW (64 inversores)	
Ensuciamiento mensual	10%	5%	
Seguimiento	En 1 eje	En 1 eje	
Configuración	18 módulos en serie y 232	12 módulos en serie y 118 en	
	en paralelo	paralelo	

Al igual que la validación CSP, también se usó el *software* SAM para simular las plantas FV y tener una referencia. La tabla 4.3 presenta los resultados de la validación del modelo FV.

Métrica	Valor	Simulación	Modelo FV
	reportado	en SAM	en TRNSYS
Generación anual Amanecer Solar (GWh)	270	290,2	277,3
Diferencia respecto al valor reportado	-	7,5%	2,7%
Generación anual DeSoto (GWh)	52,2	50,3	52,3
Diferencia respecto al valor reportado	-	-3,6%	0,2%

Tabla 4.3. Resultados de la validación del modelo FV con Amanecer Solar y DeSoto.

Las diferencias que se aprecian en la tabla 4.3 se pueden explicar por parámetros no considerados en la simulación, tales como sombreamiento, el ensuciamiento especifico de la planta considerada o detenciones programadas para mantenimiento de la planta FV.

4.8.3 Planta CSP+FV

Se simuló una planta CSP+FV con los datos disponibles de la planta en construcción Cerro Dominador, de propiedad de Abengoa, para validar que la generación anual sea equivalente a la estimada por la compañía. Se utilizó un archivo TMY3 de Crucero, María Elena, Chile. Este sitio se encuentra a aproximadamente 50 km de Cerro Dominador, lugar donde se construye la planta solar.

Los parámetros CSP que se ajustaron de acuerdo a los datos de Cerro Dominador [69], [70] fueron la temperatura alcanzada por las sales fundidas en el receptor (550°C), la temperatura mínima de las sales (300°C), el área de los heliostatos (140 m²), la altura de la torre (243 m) y la potencia neta que entrega la turbina (110 MWe). Los coeficientes de transferencia de calor del economizador, evaporador y sobrecalentador se calcularon para el nuevo punto de diseño. Las horas de TES se establecieron en 17,5.

Por su parte los parámetros FV que se ajustaron fueron el modelo del módulo FV, la configuración del arreglo FV (20 módulos en serie y 322 en paralelo), el número de inversores (67) y la potencia máxima que puede entregar cada uno (1.500 kWac). El tamaño de la planta FV se estableció en 120 MWdc.

Existen algunos parámetros que no se dan a conocer por parte de la empresa, los cuales debieron ser supuestos. Entre estos se puede mencionar el MS, que fue obtenido de tal manera de alcanzar el número conocido de 10.600 heliostatos. La eficiencia isentrópica de las turbinas se supuso de tal manera de alcanzar una generación nominal CSP de 110 MWe. El resto de parámetros se mantuvo igual con respecto al modelo CSP original.

En la tabla 4.4 se muestra el resultado de la validación. Cabe mencionar que la planta CSP de Cerro Dominador utiliza un aerocondensador, elemento no presente en TRNSYS, además no se conoce con exactitud cuál es la forma de integración entre CSP y FV, estos dos temas pueden ser causa de discrepancia entre la planta de referencia y el modelo CSP+FV.

Tabla 4.4. Resultado de la	validación del	modelo CSP+FV	con Cerro Domin	ador
----------------------------	----------------	---------------	-----------------	------

Métrica	Valor	Modelo CSP+FV	Diferencia respecto al
	reportado [71]	en TRNSYS	valor reportado
Generación anual (GWh)	950	927,9	-2,3%

4.8.4 Planta MED

Para validar el modelo MED se usaron dos plantas con distintas configuraciones con el objetivo de obtener el coeficiente de rendimiento de cada una y comprobar que sea equivalente al reportado en la realidad. Una planta es la Sidem 1, utilizada por Darwish et al. [66], la cual además sirve de referencia para realizar el modelo MED. La otra planta es la que utilizó Casimiro et al. [47]. Sidem 1 es una planta MED FF con 12 efectos y 11 precalentadores, con una capacidad de generación de 139 kg/s de agua desalinizada, los parámetros son esencialmente los mismos que se encuentran en el anexo E. La planta usada por Casimiro et al. [47] es una MED FF con 12 efectos y sin precalentadores que se armó con datos provenientes de una MED experimental en la Plataforma Solar de Almería y con datos de una MED comercial en Italia. Esta planta tiene una capacidad de generación de 780 m³/h. Algunos parámetros que cambian respecto al modelo MED original son el coeficiente de transferencia de calor de los efectos (2,4 kWh/m² °C), la temperatura del agua de mar (18,5°C) y las salinidades involucradas en el proceso (33-50 g/kg). La tabla 4.5 muestra los resultados de la validación.

Tabla 4.5. Resultados de la validación del modelo MED con Sidem 1 y con la planta de Casimiro et al. [47].

Métrica	Valor reportado	Modelo MED
CR de la planta Sidem 1	9,8	10,05
Diferencia respecto al valor reportado	-	2,6%
CR de la planta de Casimiro et al.	6,5	6,96
Diferencia respecto al valor reportado	-	7,1%

4.9 Evaluación económica

Para llevar a cabo una evaluación económica que permita optimizar los parámetros de la planta híbrida se utilizó el LCOE, el cual se define como el costo de generar energía eléctrica en USD/MWh y permite comparar distintas tecnologías de generación. El cálculo del LCOE se realiza según la siguiente ecuación adaptada de [72]:

$$LCOE = \frac{I_{CSP} + I_{FV} + \sum_{t=1}^{n} \frac{O\&M_{t}}{(1+i)^{t}}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_{t}}{(1+i)^{t}}}$$
(4.4)

Donde, I_{CSP} corresponde a la inversión inicial de la planta CSP, I_{FV} corresponde a la inversión inicial de la planta FV, $O\&M_t$ son los costos anuales de operación y mantenimiento más costos asociados a seguros en el año t, E_t es la generación anual de energía de la planta híbrida en el año t. Finalmente, i corresponde a la tasa de descuento aplicada y n corresponde a la vida útil del proyecto.

Los costos $0\&M_t$ a su vez se pueden descomponer en distintos ítems tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$O\&M_t = CV_{CSP} E_{CSP} + S_{CSP} I_{CSP} + CF_{CSP} T_{CSP} + CF_{FV} T_{FV} + S_{FV} I_{FV}$$
(4.5)

Donde, CV_{CSP} es el costo variable por generación de la planta CSP, E_{CSP} es la generación anual de energía de la planta CSP, S_{CSP} es el porcentaje destinado a seguros para la planta CSP, I_{CSP} es la inversión inicial de la planta CSP, CF_{CSP} es el costo fijo de O&M para la planta CSP y T_{CSP} corresponde a la capacidad nominal de la planta CSP. Con respecto a la planta FV, se tiene CF_{FV} que corresponde al costo fijo de O&M para la planta FV, se tiene CF_{FV} que corresponde al costo fijo de O&M para la planta FV, se tiene CF_{FV} que corresponde al costo fijo de O&M para la planta FV, se tiene CF_{FV} que corresponde al costo fijo de O&M para la planta FV, T_{FV} corresponde a la capacidad de la planta FV en MWdc, S_{FV} es el porcentaje destinado a seguros para la planta FV e I_{FV} es la inversión inicial de la planta FV.

El valor I_{CSP} se obtiene con el *software* SAM, utilizando el detalle de valores para cada parte de la planta que fueron obtenidos de [73] y se encuentran especificados en la tabla 4.6. Al variar la configuración de planta CSP (MS y TES) varía también la inversión inicial involucrada. El valor I_{FV} se obtiene multiplicando el precio en USD/W para un sistema FV instalado, por el tamaño de la planta FV en MWdc. Los demás ítems involucrados en el cálculo del LCOE se especifican en la tabla 4.6.

La tasa de descuento utilizada se obtuvo de [72]. La inflación corresponde al valor dado por el Banco Central de Chile [74]. Cabe mencionar que no se consideraron incentivos estatales, ni tasas de impuestos en la evaluación del LCOE. Se consideró un factor de degradación anual de la generación eléctrica para FV de 0,7%, lo cual corresponde al entregado por el fabricante del módulo simulado [60] y también al promedio para módulos de silicio cristalino [75]. El factor de degradación CSP es despreciable (a lo más 0,2%) y hay pocos estudios al respecto [76].

Planta	Parámetro	Valor	Unidad
CSP	Costos directos (CD):		
	Preparación del sitio	15	USD/m ² heliostatos
	Campo de heliostatos	170	USD/m ² heliostatos
	Costo fijo torre	3.000.000	USD
	Exponente escala costo de torre	0,0113	-
	Costo de referencia receptor	110.000.000	USD
	Exponente escala costo de receptor	0,7	
	Almacenamiento	27	USD/kWht
	Balance de planta	350	USD/kW bruto
	Bloque de potencia	1.200	USD/kW bruto
	Contingencia	7	% de CD
	Costos indirectos (CI):		
	Diseño y desarrollo del proyecto	11	% de CD
	Costos de terreno	10.000	USD/acre
	O&M:		
	Costo variable (CV _{CSP})	4	USD/MWh
	Costo fijo por capacidad (CF_{CSP})	65	USD/kW nominal
FV	Costo fijo por capacidad (CF_{FV})	20	USD/kWdc
Ambas	Margen de seguros (S_{CSP} y S_{FV})	0,5	% inversión inicial
	Tasa de descuento (i)	8	%
	Vida útil del proyecto (n)	25	Años

Tabla 4.6. Parámetros utilizados en el análisis económico con LCOE.

Cuando se evalúa la planta híbrida más desalinizadora se debe calcular además del LCOE, el LWC que se define como el costo de generar agua en USD/m³. Este se evalúa según la siguiente ecuación adaptada de [77]:

$$LWC = \frac{I_{MED} + \sum_{t=1}^{n} \frac{OM_{t}}{(1+i)^{t}}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{D_{t}}{(1+i)^{t}}}$$
(4.6)

Donde, I_{MED} corresponde a la inversión inicial de la planta MED, OM_t son los costos anuales de la planta MED en el año t considerando operación y mantenimiento, D_t es la generación anual de agua en el año t. Finalmente, *i* corresponde a la tasa de descuento utilizada y n corresponde a la vida útil del proyecto.

Los costos OM_t a su vez se pueden descomponer en distintos ítems tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$OM_{t} = CV_{Quimica} D_{t} + CV_{RH} D_{t} + CF_{MED} I_{MED}$$
(4.7)

Donde, $CV_{Quimica}$ corresponde al costo variable por tratamiento químico del agua generada anual, CV_{RH} corresponde al costo asociado a recursos humanos para labores de operación y mantenimiento que se realizan en la planta y depende de la cantidad de agua generada anual, CF_{MED} corresponde a un costo fijo de operación y mantenimiento y se evalúa como un porcentaje de la inversión inicial. La tabla 4.7 muestra el detalle de los valores considerados en el cálculo de la inversión inicial de la planta MED y los parámetros usados para el cálculo del LWC.

Cabe mencionar que el costo específico para la planta MED completa está dentro del margen (800-1.500 USD/m³ día) que entrega [78]. La capacidad de diseño de la planta MED se obtuvo de las simulaciones realizadas con el modelo de poligeneración, del cual se obtuvo una capacidad de generación del orden de 2.500 m³/h.

Valor	Unidad
500	USD/m ³ día
20	USD/m ³ día
961	USD/m ³ día
5	%
60.000	m ³ /día
93.303.000	USD
2	% inversión inicial
0,025	USD/m ³ año
0,1	USD/m ³ año
	Valor 500 20 961 5 60.000 93.303.000 2 0,025 0,1

Tabla 4.7. Parámetros utilizados en el análisis económico con LWC.
5. RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos con los distintos modelos desarrollados y los distintos modos de operación evaluados. En primer lugar se lleva a cabo un análisis técnico donde se evalúan parámetros como generación eléctrica mensual, factor de planta, horas de funcionamiento, aporte CSP, FV o baterías dentro de la generación completa, entre otros. En segundo lugar se lleva a cabo un análisis económico donde se presentan los resultados del cálculo de LCOE y LWC que permiten optimizar la configuración de la planta híbrida con poligeneración.

El lugar escogido para simular la planta solar es el norte de Chile, específicamente Crucero, sitio que se encuentra en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta. Las coordenadas en grados decimales del lugar son latitud -22,28 y longitud -69,60 con una elevación de 1.200 msnm. Este sitio se encuentra cercano a subestaciones de transmisión eléctrica lo que representa una ventaja para la instalación de sistemas de generación. Se utilizó un archivo TMY3 para realizar las simulaciones, donde el total anual de DNI es de 3.388 kWh/m², condición ideal para desarrollar proyectos CSP.

5.1 Análisis técnico

5.1.1 Variación de inclinación de los módulos FV

En este caso se simuló una planta CSP+FV, sin limitación de potencia y sin baterías, con el objetivo de ver cuál es la influencia de la inclinación de los módulos FV en la generación eléctrica mensual que alcanza la planta híbrida durante el año. La figura 5.1 muestra la generación mensual de la planta FV por si sola con módulos fijos inclinados a 0° y a 60° para un tamaño de 120 MWdc. Se puede apreciar el efecto que tiene variar la inclinación en la forma de producir durante el año ya que la inclinación a 0° favorece la producción en verano y la inclinación a 60° favorece la producción en invierno. La figura 5.2 por su parte muestra la generación mensual de la generación mensual de la planta CSP por si sola con

una configuración de MS=1,7 y TES=13 horas. En esta se puede apreciar una baja esperable en invierno, pero también existe una baja en febrero lo que se explica por el fenómeno conocido como invierno altiplánico que produce nubosidad y precipitaciones en el norte de Chile durante algunos periodos del verano.



Figura 5.1. Generación mensual planta FV de 120 MWdc con módulos inclinados a 0 y 60° en Crucero.



Figura 5.2. Generación mensual planta CSP con MS=1,7 y TES=13 horas en Crucero.

Se simuló la planta CSP+FV con distintos tamaños FV entre 100 y 200 MWdc, ya que con menores tamaños la planta FV aporta poca generación comparado a la CSP y tiene un efecto marginal en cambiar la tendencia en la generación mensual a lo largo del año. Para cada tamaño FV se varió la inclinación de los módulos entre 0 y 60°, es decir, pasando de una configuración óptima en verano a una óptima en invierno. La configuración CSP se mantuvo fija en MS=1,7 y TES=13 horas.

Para evaluar el impacto que tiene variar el tamaño FV y la inclinación de los módulos en la generación mensual de la planta híbrida se propusieron dos métricas: desviación estándar de la generación mensual (con el objetivo de evaluar la dispersión) y diferencia porcentual entre el mes que más produce y el que menos produce. La planta CSP sola (ver figura 5.2) posee una desviación estándar de 7.800 MWh y una diferencia entre la producción de octubre (máxima) y febrero (mínima) de un 43%. La tabla 5.1 muestra los resultados de las dos métricas para las simulaciones de la planta híbrida.

Tabla 5.1. Desviación estándar y diferencia máxima entre meses para una planta CSP+FV en Crucero.

		Tamaño FV (MWdc)					
Inclinación	Métrica	100	120	140	160	180	200
0°	Des. estándar (MWh)	9.644	9.855	9.910	10.374	10.992	11.661
	Δ mes máx-mín (%)	35	33	32	31	31	30
15°	Des. estándar (MWh)	8.712	8.631	8.561	8.842	9.112	9.599
	Δ mes máx-mín (%)	35	34	32	31	31	30
30°	Des. estándar (MWh)	7.957	7.853	7.664	7.697	7.896	8.054
	Δ mes máx-mín (%)	36	34	33	32	32	31
45°	Des. estándar (MWh)	7.534	7.386	7.314	7.254	7.282	7.484
	Δ mes máx-mín (%)	37	36	35	33	33	32
60°	Des. estándar (MWh)	7.385	7.243	7.259	7.303	7.441	7.765
	Δ mes máx-mín (%)	39	37	36	35	34	35

De la tabla 5.1 se desprende que hibridar produce en todos los casos una reducción, respecto a la planta CSP por sí sola, de la diferencia máxima entre meses. Además, solo con inclinaciones altas (>30°) se logra menor desviación estándar entre las producciones mensuales que la planta CSP por sí sola. Otro punto importante a mencionar es que la mínima diferencia entre meses se alcanza con una inclinación baja de los módulos FV (0°) y un tamaño FV alto (200 MWdc), por otra parte la menor desviación estándar se alcanza con un tamaño FV bajo (120 MWdc) y una inclinación de los módulos FV alta (60°). Esta discrepancia que no permite encontrar la mejor configuración se produce dado el efecto local del invierno altiplánico que reduce la radiación en febrero. Inclinar los módulos a 60° reduce la generación FV en verano (ver figura 5.1) lo que produce que crezca la diferencia entre el mes que menos produce (febrero) y el mes que más produce. Sin embargo, la desviación estándar disminuye dado que la mayor generación FV en invierno compensa la menor generación CSP en invierno.

Para eliminar el efecto local asociado al invierno altiplánico se utilizaron datos meteorológicos de un lugar a mayor latitud. Este lugar corresponde a Carrera Pinto ubicado en la comuna de Copiapó, Región de Atacama. Las coordenadas en grados decimales del lugar son latitud -26,96 y longitud -69,85 con una elevación de 1.800 msnm. También se utilizó un archivo de datos meteorológicos TMY3 y el total anual de DNI es similar a Crucero.

Se simularon exactamente los mismos casos que en Crucero y con el mismo modo de operación de la planta híbrida. La figura 5.3 muestra la generación mensual de la planta FV con módulos fijos inclinados a 0° y a 60° para un tamaño de 120 MWdc. La figura 5.4 muestra la generación mensual de la planta CSP con una configuración de MS=1,7 y TES=13 horas, donde se aprecia que la única baja en la producción es en invierno. Se utilizaron las mismas dos métricas del caso de Crucero y los resultados para la simulación de la planta híbrida se muestran en la tabla 5.2. En Carrera Pinto, la planta CSP por si sola (ver figura 4.4) tiene una desviación estándar de 9.159 MWh y una diferencia entre la producción de diciembre (máxima) y mayo (mínima) de un 43%.



Figura 5.3. Generación mensual planta FV de 120 MWdc con módulos inclinados a 0 y 60° en Carrera Pinto.



Figura 5.4. Generación mensual planta CSP con MS=1,7 y TES=13 horas en Carrera Pinto.

		Tamaño FV (MWdc)					
Incli.	Métrica	100	120	140	160	180	200
0°	Des. estándar (MWh)	11.334	11.868	11.977	12.558	13.493	14.182
	Δ mes máx-mín (%)	41	41	41	41	41	41
15°	Des. estándar (MWh)	9.966	9.972	9.984	10.240	10.731	11.263
	Δ mes máx-mín (%)	37	37	35	35	34	34
30°	Des. estándar (MWh)	8.638	8.558	8.092	7.956	8.047	8.378
	Δ mes máx-mín (%)	33	32	30	29	28	28
45°	Des. estándar (MWh)	7.616	7.031	6.461	5.963	5.752	5.743
	Δ mes máx-mín (%)	31	28	26	24	23	22
60°	Des. estándar (MWh)	6.884	6.009	5.116	4.519	3.979	3.527
	Δ mes máx-mín (%)	29	26	22	20	18	16

Tabla 5.2. Desviación estándar y diferencia máxima entre meses para una planta CSP+FV en Carrera Pinto.

De la tabla 5.2 se desprende que contrario al caso de Crucero, aquí si existe una configuración que entrega la menor desviación estándar y la menor diferencia entre meses, lo que corresponde al máximo tamaño FV simulado y la máxima inclinación dada. Esto si se condice con lo esperable dado que maximizar la generación FV en invierno permite compensar la baja en la generación CSP en invierno. En la tabla 5.2 se puede ver también que mayor tamaño FV tiene mayor incidencia en las métricas, es decir, para lograr el objetivo de que la generación mensual sea similar a lo largo del año es necesario que el tamaño FV sea mayor al CSP y no basta un factor de escala¹ 1:1.

La figura 5.5 muestra la generación CSP, FV y total para un planta híbrida compuesta por 200 MWdc FV con inclinación fija a 60° y una parte CSP de 100 MWe nominal con MS=1,7 y TES=13 horas, la cual es la mejor configuración, dentro de los casos simulados, para lograr que la generación mensual sea similar todo el año.

¹ Relación entre el tamaño FV (MWdc) y el tamaño CSP dado por su potencia nominal (MWe).



Figura 5.5. Generación mensual planta CSP+FV con FV de 200 MWdc a 60° y CSP con MS=1,7 y TES=13 horas en Carrera Pinto.

La figura 5.5 muestra que efectivamente se puede aplanar la curva de generación mensual utilizando una inclinación de los módulos FV optimizada para invierno. Utilizando las métricas propuestas se pueden encontrar configuraciones de planta híbrida con una cierta desviación estándar y/o diferencia máxima entre meses que cumplan una restricción impuesta, por ejemplo no superar una diferencia de 10%. Al probar otras configuraciones CSP, variando el MS y las horas de TES, se llegó a tendencias similares a las aquí expuestas, aunque efectivamente se pueden lograr menores desviaciones estándar y menor diferencia máxima entre meses si se tiene mayor MS y mayor TES.

Cabe mencionar que existe una inclinación de los módulos FV que permite maximizar la generación de energía en el año tanto para la planta FV por si sola como para la planta híbrida. Esta inclinación corresponde a un valor cercano a la latitud del lugar tal como se ve en la figura 5.6. La latitud de Carrera Pinto bordea los 27°. Esto quiere decir que el objetivo de aplanar la curva de generación eléctrica mensual a lo largo del año o en otras palabras hacer que todos los meses produzcan lo mismo, no va en la misma dirección que buscar maximizar la generación eléctrica anual.



Figura 5.6. Generación anual planta híbrida con CSP de MS=1,7 y TES=13 horas para distintas inclinaciones y tamaños FV en Carrera Pinto.

5.1.2 Factor de planta

Los modos de operación simulados en este caso corresponden a aquellos con limitación de potencia, de esta manera se asegura que el factor de planta no sobrepase el 100%, así se puede comparar de mejor manera los resultados de las distintas simulaciones. Además, un factor de planta superior al 100% carece de sentido práctico por cuanto se define que el 100% corresponde a la planta funcionando a plena carga todo el año.

Los gráficos aquí presentados muestran el factor de planta de distintas configuraciones de planta híbrida en las cuales se varía el tamaño FV desde 0 a 200 MWdc manteniendo fijo el MS y las horas de TES. Se simularon cinco MS entre 1,5 y 2,3, además de cuatro tamaños de TES entre 11 y 17 horas. Sin embargo, aquí solo se muestran los resultados de los casos extremos ya que el resto de curvas se encuentran entre los límites dados por estos casos. Con respecto al lugar de simulación, éste es Crucero. Con respecto a la inclinación de los módulos FV, ésta es de 23° que corresponde a la latitud del lugar y permite maximizar la generación eléctrica anual.

La figura 5.7 muestra los resultados de una planta CSP+FV sin baterías. Se puede apreciar que aumentar el tamaño FV tiene mayor influencia para MS=1,5 elevando el factor de planta notablemente, no así el caso de MS=2,3. Al ver las curvas con MS=1,5 se aprecia que el TES limita el factor de planta ya que la curva con 11 horas de TES queda por debajo de la curva con 17 horas de TES. Esto mismo ocurre para las curvas con MS=2,3. Otro aspecto que resalta es que las configuraciones con MS=2.3 tienen un factor de planta sobre 80% para todo tamaño FV, por otro lado con MS=1.5 se alcanza un factor de planta sobre 80% para tamaños FV sobre 120 MWdc.



Figura 5.7. Factor de planta de configuraciones CSP+FV sin baterías.

La figura 5.8 muestra los resultados de una planta CSP+FV con baterías para ver la influencia que tienen estas en el factor de planta. La capacidad de las baterías se fijó en 300 MWh (calculado considerando una profundidad de descarga de 60%). Se puede apreciar que con mayores horas de TES la batería aporta menos dado que el CSP por si solo ya aporta bastante al factor de planta. En efecto, al comparar las figuras 5.7 y 5.8 se aprecia que las baterías principalmente elevaron la curvas con TES=11. El máximo aporte de la batería a la generación híbrida completa es de un 11% para el caso de



TES=11, MS=1,5 y 200 MWdc FV. Por el contrario cuando se tiene TES=17, MS=2,3 y 200 MWdc FV la batería solo aporta un 1% de la generación híbrida completa.

Figura 5.8. Factor de planta de configuraciones CSP+FV con baterías.

Las figuras 5.7 y 5.8 muestran que implementar baterías solo aporta con horas de TES bajas (11 en este caso) ya que ambas tecnologías son formas de almacenamiento y compiten entre sí, sin embargo las baterías no son competitivas en términos económicos con respecto a elevar las horas de TES para lograr un alto factor de planta.

Al acoplar la planta MED se produce una baja en el factor de planta tal como se aprecia en las figuras siguientes, debido a que se deja de producir energía eléctrica para producir agua. La figura 5.9 muestra los resultados para la planta CSP+FV+MED, sin compensación de potencia y sin baterías donde se aprecia que la tendencia es similar a la mostrada por la planta CSP+FV (ver figura 5.7), pero los factores de planta alcanzados son menores. Esto se explica porque la planta CSP ahora tiene una potencia nominal ~87 MWe con la implantación de la MED. La figura 5.10 por su parte muestra los resultados de la planta CSP+FV+MED, con compensación de potencia y sin baterías lo que permite ver cuál es el aporte de implementar la compensación. Se puede apreciar que la compensación tiene un real efecto para MS altos (2,3) y horas de TES altas (17), no bastando una condición por sí sola, donde se puede incluso igualar el factor de planta de las configuraciones CSP+FV (ver figura 5.7) cuando se tiene 200 MWdc FV. Para el resto de los casos el aporte de la compensación es marginal.



Figura 5.9. Factor de planta de configuraciones CSP+FV+MED, sin compensación y sin baterías.



Figura 5.10. Factor de planta de configuraciones CSP+FV+MED, con compensación y sin baterías.

La figura 5.11 muestra los resultados para una planta CSP+FV+MED, sin compensación y con baterías para ver el efecto que tienen estas últimas en el factor de planta. Se puede apreciar que la tendencia es similar a la configuración CSP+FV con baterías (ver figura 5.8) y los factores de planta alcanzados con alto tamaño FV son similares también a la planta CSP+FV, esto se explica porque la batería realiza un aporte mayor dado que sustenta la baja en la potencia nominal de la CSP por no tener compensación. Efectivamente, el máximo aporte de la batería a la generación de la planta CSP+FV+MED es de un 13% para el caso de TES=11, MS=1,5 y 200 MWdc FV. Por el contrario cuando se tiene TES=17, MS=2,3 y 200 MWdc FV la batería solo aporta un 1% de la generación híbrida completa.



Figura 5.11. Factor de planta de configuraciones CSP+FV+MED, sin compensación y con baterías.

5.1.3 Generación eléctrica de la planta CSP+FV y CSP+FV+MED

Los modos de operación simulados en este caso son sin limitación de potencia y para la planta CSP+FV+MED es sin compensación de potencia. Se simularon tamaños FV desde 0 a 200 MWdc manteniendo fijo el MS y las horas de TES. Se simularon cinco MS entre 1,5 y 2,3, además de cuatro tamaños de TES entre 11 y 17 horas. Sin embargo, aquí solo se presentan los resultados para 15 horas de TES ya que para las otras horas de TES los resultados son similares. El lugar de simulación es Crucero y los módulos FV están inclinados a latitud.

Integrar la planta MED a una planta CSP produce una reducción en la generación eléctrica de esta última, debido a que se deben ajustar las condiciones de salida de la turbina y existe un consumo eléctrico asociado al funcionamiento de la MED que se resta a la generación CSP. Como se ha mencionado anteriormente la planta CSP simulada pasa de producir 100 MWe nominal en el modo de operación CSP+FV a ~87 MWe nominal en el modo de operación CSP+FV+MED sin compensación de potencia. Las figuras siguientes exploran en la influencia de la MED sobre la planta híbrida cuando se varía el tamaño FV. La figura 5.12 muestra la diferencia porcentual en la generación eléctrica anual de la parte CSP de la planta híbrida para una planta CSP+FV y CSP+FV+MED. Se puede apreciar que con 0 MWdc FV (una planta CSP por sí sola) la diferencia es de 12-13% en la generación anual que se condice con la baja de 100 a 87 MWe de la potencia nominal. A medida que aumenta el tamaño FV, la diferencia varía entre 12 y poco más de 14% para estabilizarse en torno a 14% con tamaños FV altos.



Figura 5.12. Diferencia en la generación eléctrica de la parte CSP dentro de una planta CSP+FV y CSP+FV+MED para una configuración fija de 15 horas de TES.

Al analizar la generación eléctrica anual de la planta híbrida por completo (sumando el aporte CSP y FV) se encuentra que la diferencia entre las configuraciones CSP+FV y CSP+FV+MED se reduce a mayores tamaños FV tal como se aprecia en la figura 5.13.



Figura 5.13. Diferencia en la generación eléctrica de la planta híbrida completa entre configuraciones CSP+FV y CSP+FV+MED para una configuración fija de 15 horas de TES.

La tendencia que se aprecia en la figura 5.13 se explica por la mayor preponderancia que tiene la generación FV dentro de la planta híbrida para mayores tamaños FV. Además, la generación FV no se ve afectada si está o no la MED implementada. Así, a pesar de que la diferencia en la generación CSP es casi constante con y sin MED (ver figura 5.12) la diferencia en la generación híbrida se reduce a medida que aumenta el tamaño FV.

5.1.4 Análisis parámetros técnicos de operación

Se simuló la planta CSP+FV con un configuración fija de CSP establecida en MS=1,9 y TES=13 horas con el objetivo de analizar ciertos parámetros de operación. Se varió el tamaño FV entre 0 y 200 MWdc. El lugar de simulación es Crucero y los

módulos FV están inclinados a latitud. Los modos de operación se variaron para efectos comparativos entre ellos.

5.1.4.1 Generación eléctrica anual

En este caso se llevaron a cabo simulaciones sin baterías. Se busca comparar cual es el efecto de limitar la potencia generada y el efecto de incluir la MED en la generación eléctrica anual de la planta híbrida para distintos tamaños de planta FV. La figura 5.14 muestra el caso CSP+FV sin limitación de potencia. Se puede apreciar que al no imponer limitación de potencia la producción total aumenta linealmente con el aumento del tamaño FV. Además, la participación FV empieza a tener mayor preponderancia, en efecto con 200 MWdc la parte FV aporta un 44% de la generación total.



Figura 5.14. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV sin limitación de potencia.

Otro aspecto a destacar en la figura 5.14 es la reducción en la generación CSP a medida que aumenta el tamaño FV. Esto se debe a que el CSP produce menos ya sea porque se requiere que actúe como respaldo cuando el FV es menor a 100 MWdc o se requiere que no funcione en el día cuando el FV puede sustentar por si solo la potencia

nominal de 100 MWe. Así, dada la forma de integración CSP+FV se privilegia el llenado del TES y cuando se llena de despacha de todas maneras el CSP, pero si el TES se llena durante el día existe energía disponible que se pierde por desenfoque de heliostatos. En este caso con 200 MWdc la generación CSP es un 13% menor a la generación CSP con 0 MWdc.

La figura 5.15 muestra el caso CSP+FV con limitación de potencia. Se puede apreciar que imponer limitación de potencia solo afecta la generación FV ya que esta se corta si es necesario, manteniendo inalterable la generación CSP. Con 200 MWdc la parte FV aporta un 32% de la generación total. Con respecto a la producción total se aprecia que existe un cierto límite a pesar de aumentar el tamaño FV, esto también se vio en la sección 5.1.2 cuando se analizó el factor de planta.



Figura 5.15. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV con limitación de potencia.

La figura 5.16 muestra el caso CSP+FV+MED sin limitación de potencia. Al realizar la comparación con el caso CSP+FV (ver figura 5.14) se aprecia que la tendencia es igual, pero la generación es menor, en efecto con 200 MWdc la generación total se redujo un 8%, la generación CSP se redujo un 14% y la generación FV se mantuvo



inalterable comparado al caso CSP+FV. Además, ahora con 200 MWdc la parte FV aporta un 48% de la generación total.

Figura 5.16. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV+MED sin limitación de potencia.

Por último se tiene el caso CSP+FV+MED con limitación de potencia que se muestra en la figura 5.17. Se aprecia que la tendencia es similar al caso CSP+FV (ver figura 5.15) y que la producción es menor. Con 200 MWdc la generación total se redujo un 8%, la generación CSP se redujo un 14% y la producción FV se mantuvo inalterable comparado al caso CSP+FV. Además, ahora con 200 MWdc la parte FV aporta un 36% de la generación total.



Figura 5.17. Aporte FV y CSP en la generación anual de plantas CSP+FV+MED con limitación de potencia.

5.1.4.2 Variación de capacidad de las baterías

Cuando se impone limitación de potencia se corta energía FV como se ha mencionado anteriormente. Esta energía que se deja de aprovechar se puede almacenar en baterías para ser despachada posteriormente. En la figura 5.18 se muestra la magnitud de la energía excedente para distintos tamaños FV en el caso específico simulado (MS=1,9 y TES=13 horas), además de la energía recuperada con distintas capacidades de baterías (calculadas considerando un 60% de profundidad de descarga).

Se puede ver que al imponer limitación de potencia la energía que se genera sobre los 100 MWe nominal puede llegar a ser importante para el caso de tamaños FV sobre 100 MWdc, de ahí que exista un excedente de energía anual elevado. También se puede ver que las baterías no permiten recuperar del todo esa energía desperdiciada en este modo de operación. Además, se aprecia que las curvas de energía recuperada tienen un cierto límite a pesar de seguir elevando el tamaño FV.



Figura 5.18. Energía excedente y recuperada con baterías.

5.1.4.3 Horas de operación CSP-MED y horas TES completo

En este caso se llevaron a cabo simulaciones sin baterías y sin limitación de potencia. Cabe mencionar que imponer o no limitación de potencia no influye en los parámetros aquí analizados. La figura 5.19 muestra el número de horas de operación en el año de la turbina del CSP para distintos tamaños FV, además se comparan dos configuraciones CSP. La figura 5.20 por su parte muestra el número de horas en el año que está el TES completo para distintos tamaños FV y también se comparan las dos configuraciones CSP. La tabla 5.3 muestra los dos parámetros analizados (horas de operación de la turbina y horas de TES completo) para plantas CSP por si solas con MS óptimos en 13 y 17 horas de TES.



Figura 5.19. Horas de operación de la turbina del CSP para dos tamaños de planta CSP dentro de la planta híbrida.



Figura 5.20. Horas de TES completo para dos tamaños de planta CSP dentro de la planta híbrida.

Parámetro	TES=13 horas MS=2,5	TES=17 horas MS=2,6
Horas de operación de la turbina	7799	8113
Horas TES completo	438	419

Tabla 5.3. Horas de operación de la turbina y horas TES completo para dos plantas CSP por si sola.

De la figura 5.19 se desprende que las horas de operación de la turbina siguen una tendencia al alza entre 0 y 100 MWdc FV para luego seguir una tendencia a la baja con tamaños FV mayores a 100 MWdc. La tendencia al alza se produce porque en ese rango de tamaños FV se mantienen las horas de funcionamiento normal durante el día (aunque a carga parcial) y además se produce más por las horas de almacenamiento logradas al hibridar. La tendencia a la baja por su parte se produce porque en ese rango de tamaños FV se produce con FV durante el día y no se requiere CSP, así CSP produce solo de noche y limitado por las horas de TES. En efecto, cuando se aumenta el TES y el MS también aumentan las horas de operación de la turbina. Cabe mencionar que con 0 MWdc las horas de operación de la turbina son bajas debido a que el MS del CSP está subdimensionado (por estar en hibridación con FV), el MS correcto para un CSP por si solo es el que se muestra en la tabla 5.3. Otro aspecto a destacar de la figura 5.19 es que el máximo número de horas de operación de la turbina se alcanza para un factor de escala 1:1 y ese valor es mayor al que alcanza una planta CSP por si sola y que se muestra en la tabla 5.3. Efectivamente, con TES=13 horas, MS=1,9 y 100 MWdc FV se alcanzaron 8.030 horas de operación de la turbina. Para el caso de TES=17 horas, MS=2,3 y 100 MWdc FV se alcanzaron 8.212 horas de operación de la turbina.

De la figura 5.20 se desprende que las horas que esta el TES completo aumentan cuando aumenta el tamaño FV. Esto se debe a que mayor tamaño FV reduce el uso de CSP y se puede destinar más flujo de sales al TES. En este caso específico se ve que el TES con 17 horas está más horas completo debido al mayor MS, siendo este último parámetro más importante tal como se ve en la tabla 5.3 donde el TES de 17 horas esta

menos horas completo que el TES de 13 horas, para MS similares. El hecho de tener más horas el TES disponible permite que la turbina del CSP opere más horas tal como se ve en la figura 5.19.

La figura 5.21 muestra las horas de operación de la turbina y las horas de operación de la planta MED en el año para modos de operación con compensación y sin compensación de potencia. Las horas de operación de la turbina del CSP para el caso CSP+FV+MED sin compensación (línea azul) son similares al caso CS+FV (ver figura 5.19), ambos con una parte CSP de MS=1,9 y TES=13 horas.





De la figura 5.21 se desprende que la tendencia en las horas operación de la planta MED es similar a la tendencia que sigue las horas de operación de la turbina. Sin embargo, el punto de inflexión de la curva para el caso de la MED ocurre a menores tamaños FV. Esto se explica porque existen restricciones impuestas al funcionamiento de la planta MED (mínimo un 50% de la carga térmica nominal para operar) y al funcionamiento de la turbina (mínimo un 25% de la potencia bruta nominal para operar)

que hacen que se genere un margen aprox. entre 29 y 50 MWe de generación CSP en el cual la planta MED no funciona y la turbina sí, por ende esta última trabaja más horas en el año. Se puede ver también que el máximo de horas de operación de la MED se alcanza para una hibridación con 60 MWdc. Este valor se explica porque para tamaños FV entre 60 y 100 MWdc la operación CSP es de respaldo para llegar a la potencia nominal de 100 MWe y se genera entre el mínimo y 50 MWe, por ende la MED no funciona. Para tamaños FV menores a 50 MWdc la planta CSP también opera como respaldo, pero a potencias sobre 50 MWe y la planta MED si puede funcionar.

Cuando se compara la situación con y sin compensación de potencia se aprecia que las horas de funcionamiento de la planta MED y de la turbina disminuyen cuando se implementa compensación de potencia. La explicación está en que la compensación reduce las horas de TES completo y las horas de TES disponible ya que se requiere más flujo de sales para aumentar la generación bruta de la turbina, por ende disminuyen las horas de operación de la misma y eso conlleva a un menor funcionamiento de la MED. De ahí que la compensación realmente sirve cuando el TES y el MS son altos. Sin embargo, es preciso mencionar que la utilización de compensación aumenta las horas de funcionamiento a carga nominal.

5.1.4.4 Producción de agua anual

En este caso se llevaron a cabo simulaciones sin baterías y sin limitación de potencia. La figura 5.22 muestra la producción anual de agua con respecto al tamaño FV para modos de operación con y sin compensación de potencia. Se aprecia que no existe gran diferencia en aplicar compensación o no, aunque la curva con compensación tiende a ir por debajo. Esto se puede explicar por las menores horas de funcionamiento de la planta MED (ver figura 5.21), sin embargo con compensación la turbina genera más tiempo a potencia nominal que a carga parcial y la MED también genera más tiempo a carga nominal, por ende eso hace que las diferencias en la producción de agua para ambos modos de operación no sean grandes.

Otro aspecto destacable de la figura 5.22 es la tendencia de la curva de generación de agua con respecto al tamaño FV. Se aprecia que la tendencia está acorde a las horas de operación de la planta MED (ver figura 5.21) ya que en el rango entre 0 y 60 MWdc la producción de agua es casi constante (aumentan las horas de funcionamiento, pero se compensa con funcionamiento a carga parcial), luego decae en el rango entre 60 y 120 MWdc que coincide con la disminución de las horas de operación de la planta MED y finalmente tiende a subir y estabilizarse en el rango entre 120 y 200 MWdc lo que coincide con la estabilización de las horas de funcionamiento de la planta MED.



Figura 5.22. Producción anual de agua para modos de operación con compensación y sin compensación de potencia.

Cabe mencionar que la producción de agua nominal de la planta MED es del orden de 2.500 m³/h, por ende un factor de planta MED de 100% corresponde a una generación anual de agua de 21.900.000 m³. Para el caso específico simulado (MS=1,9 y TES=13 horas) se puede alcanzar un factor de planta MED del orden de 73% (16.000.000 m³) el cual puede aumentar si cambia la configuración del CSP simulada a una con mayor TES y mayor MS.

5.2 Análisis económico

5.2.1 LCOE de una planta CSP

En este caso se simularon distintas configuraciones de planta CSP en Crucero. La configuración óptima se obtiene minimizando el LCOE, el cual se calculó de acuerdo a la metodología y parámetros expuestos en la sección 4.9. La figura 5.23 muestra el LCOE versus horas de TES para distintos MS donde se aprecia que el mínimo LCOE se alcanza para una configuración con TES=14 horas y MS=2,5. El valor mínimo alcanzado corresponde a 116,5 USD/MWh. Este valor está dentro de las proyecciones de la IEA para las tecnologías CSP con almacenamiento en el año 2020 [6]. Además, este valor es cercano al que tiene como referencia la planta CSP Redstone en Sudáfrica, la cual entrara en operación en 2018, con 124 USD/MWh [80]. Es esperable que en Chile el LCOE de las plantas CSP sea menor dada las mejores condiciones de radiación solar.



Figura 5.23. LCOE versus horas de TES para distintos MS de una planta CSP.

La tendencia que muestran las curvas de la figura 5.23 se explica porque menores MS implican una configuración óptima con menores horas de TES. Cuando se supera un MS de 2,5 el óptimo sigue siendo en torno a 14-16 horas de TES ya que seguir agrandando el TES no aporta una mayor generación que compense los costos económicos involucrados.

5.2.2 LCOE de una planta FV

En este caso se simularon distintas configuraciones de planta FV en Crucero. La configuración óptima se obtiene minimizando el LCOE, el cual se calculó de acuerdo a la metodología y parámetros expuestos en la sección 4.9. El tamaño de planta se mantuvo fija en 100 MWdc dado que escalar este tamaño no varía el LCOE porque aunque aumenten los costos de inversión se genera más energía eléctrica de manera proporcional al ser un sistema que está diseñado de manera modular. La figura 5.24 muestra el LCOE versus ángulo de inclinación para distintos precios del sistema FV instalado donde se aprecia que el mínimo LCOE se alcanza para una configuración con inclinación entre 20 y 30° (cercana a la latitud de lugar de 23°).



Figura 5.24. LCOE versus ángulo de inclinación de los módulos FV para distintos precios del sistema FV instalado.

De la figura 5.24 se desprende que el precio del sistema FV instalado es un parámetro que incide de manera importante en el LCOE. Para Chile, un precio entre 1 y 1,2 USD/W puede ser alcanzable en la actualidad. Según la IEA, en 2013 el costo más bajo alcanzado por un sistema FV de gran escala fue de 1,4 USD/W en China y Alemania [25]. Con respecto al LCOE, cuando la radicación global horizontal alcanza niveles anuales superiores a 2.000 kWh/m² las plantas FV de gran escala pueden alcanzar un LCOE de 80 USD/MWh con información del año 2013 [25]. Utilizando un precio de 1,2 USD/W la planta FV en Crucero alcanza un LCOE mínimo de 69 USD/MWh y con un precio de 1 USD/W el LCOE mínimo es de 60 USD/MWh.

5.2.3 LCOE de una planta CSP+FV

En esta sección se presenta el LCOE que alcanzan distintas configuraciones de planta CSP+FV. Se simularon tamaños de planta FV entre 0 y 200 MWdc, cinco MS entre 1,5 y 2,3 más cuatro tamaños de TES entre 11 y 17 horas. El lugar seleccionado para la simulación es Crucero y los módulos FV están inclinados a latitud. El precio establecido para el sistema FV instalado es de 1,2 USD/W. Los modos de operación corresponden a sin limitación y con limitación de potencia, no considerando el uso de baterías.

En las tres figuras siguientes se muestra el LCOE versus MS para distintos tamaños de TES manteniendo fijo el tamaño de la planta FV. Las tres figuras corresponden a simulaciones sin limitación de potencia. La figura 5.25 muestra los resultados para un tamaño FV bajo, la figura 5.26 corresponde a un tamaño FV medio y la figura 5.27 muestra los resultados para un tamaño FV alto.



Figura 5.25. LCOE versus MS para distintas horas de TES con tamaño FV fijo en 60 MWdc.



Figura 5.26. LCOE versus MS para distintas horas de TES con tamaño FV fijo en 100 MWdc.



Figura 5.27. LCOE versus MS para distintas horas de TES con tamaño FV fijo en 140 MWdc.

De las tres figuras anteriores se desprende que al no haber limitación de potencia, un tamaño FV mayor implica un LCOE menor. En efecto, la figura 5.25 muestra un LCOE mínimo de 117,4 USD/MWh, la figura 5.26 muestra un LCOE mínimo de 116,6 USD/MWh y la figura 5.27 muestra un LCOE mínimo de 115 USD/MWh. Un aspecto destacable es que existe un tamaño de TES que siempre minimiza el LCOE y corresponde a 13 horas, convirtiendo esta configuración de TES en la óptima para una planta CSP+FV. Además, se puede mencionar que a medida que aumenta el tamaño FV los menores LCOE se alcanzan con menor MS y esto se cumple para cualquier tamaño de TES. Para ejemplificar, la curva con TES=11 alcanza un mínimo LCOE con MS=1,9 cuando el FV es de 60 MWdc (ver figura 5.25), por otra parte cuando el FV es de 140 MWdc la curva con TES=11 alcanza un mínimo LCOE con MS=1,5 (ver figura 5.27). Así, se puede decir que al no haber limitación de potencia no existe un MS óptimo ya que depende del tamaño FV considerado.



La figura 5.28 muestra el LCOE versus tamaño FV para distintos MS con TES=13 horas fijo. Como se mencionó anteriormente TES=13 horas minimiza el LCOE.

Figura 5.28. LCOE versus tamaño FV para distintos MS y sin limitación de potencia.

Tamaño FV (MWdc)

TES=13 horas (sin limitación)

De la figura 5.28 se desprende que al no haber limitación de potencia, no se pude encontrar una configuración CSP+FV óptima que minimice el LCOE ya que tamaños FV mayores implican siempre menor LCOE. La tendencia que se aprecia en la figura 5.28 es la misma para otras horas de TES. Además, se puede decir que sin limitación de potencia con un tamaño FV superior a 140 MWdc y un precio del sistema FV instalado de 1,2 USD/W ya se encuentran LCOE menores al alcanzado por la planta CSP por si sola óptima (116,5 USD/MWh).

La figura 5.29 también muestra el LCOE versus tamaño FV para distintos MS con TES=13 horas fijo, pero en este caso el modo de operación es con limitación de potencia. Al comparar con otros tamaños de TES se encontró que 13 horas sigue entregando el mínimo LCOE.

1,2 USD/W



Figura 5.29. LCOE versus tamaño FV para distintos MS, con limitación de potencia y un precio del sistema FV de 1,2 USD/W.

De la figura 5.29 se desprende que para tamaños FV bajos el LCOE es el mismo al caso sin limitación de potencia que se mostró en la figura 5.28, pero desde 60 MWdc la tendencia es distinta ya que aumentar el tamaño FV no produce una generación de energía eléctrica que compense los costos dado que se corta la generación sobre lo nominal. En este caso si se puede encontrar un tamaño FV óptimo para cada MS y además una configuración CSP+FV óptima general que de todas maneras depende del precio del sistema FV involucrado. Cuando se considera un precio del sistema FV instalado de 1,2 USD/W y limitación de potencia la configuración que entrega el menor LCOE es con TES=13 horas, MS=2,3 y tamaño FV de 20 MWdc con módulos inclinados a latitud. El LCOE mínimo alcanzado es 116,4 USD/MWh, muy similar a la planta CSP por si sola óptima (116,5 USD/MWh).

La figura 5.30 muestra el LCOE versus tamaño FV para distintos MS con TES=13 horas fijo, con limitación de potencia, pero ahora con un precio del sistema FV de 0,8 USD/W. Se puede apreciar que en este caso los tamaños FV óptimos para cada MS son

mayores, además la configuración CSP+FV que entrega el menor LCOE cambio respecto al caso mostrado en la figura 5.29. Con TES=13 horas, MS=1,9 y tamaño FV de 80 MWdc con módulos inclinados a latitud se alcanza un LCOE mínimo de 114,6 USD/MWh.



Figura 5.30. LCOE versus tamaño FV para distintos MS, con limitación de potencia y un precio del sistema FV de 0,8 USD/W.

5.2.4 LCOE y LWC de una planta CSP+FV+MED

En esta sección se presenta el LCOE y el LWC de distintas configuraciones de planta híbrida con poligeneración. Se simularon tamaños de planta FV entre 0 y 200 MWdc, cinco MS entre 1,5 y 2,3, además de cuatro tamaños de TES entre 11 y 17 horas. El lugar seleccionado para la simulación es Crucero y los módulos FV están inclinados a latitud. El precio seleccionado para el sistema FV instalado es de 1,2 USD/W, el resto de parámetros necesarios para el cálculo del LCOE y LWC se encuentran en la sección 4.9. El modo de operación corresponde a aquel con limitación y sin compensación de potencia. Además, no se consideró el uso de baterías.

Un aspecto importante a mencionar en los cálculos económicos realizados en esta sección es que no se consideró el consumo eléctrico que implica mover el agua de mar por medio de bombas hasta el lugar seleccionado ya que se asume como parte de otro sistema. Así, el LCOE de la planta completa no se ve impactado por una reducción de la generación eléctrica al realizar bombeo. La figura 5.31 muestra el LCOE versus LWC para diferentes MS y tamaños FV manteniendo fijo el tamaño del TES en 13 horas. La figura 5.32 por su parte corresponde a una configuración con TES de 17 horas. El sentido de la flecha indica un aumento en el MS desde 1,5 a 2,3 con un paso de avance de 0,2.



Figura 5.31. LCOE y LWC para distintas configuraciones CSP+FV+MED con un valor fijo de 13 horas de TES y diferentes MS y tamaños FV.

De la figura 5.31 se desprende que el menor LWC se alcanza con pequeños tamaños FV, es decir, en un rango entre 0 y 40 MWdc, lo cual se explica por la mayor generación de agua cuando el tamaño FV dentro de la planta híbrida es bajo (ver figura 5.22). Además, para cada tamaño FV el menor LWC es alcanzado para MS de 2,3.



Figura 5.32. LCOE y LWC para distintas configuraciones CSP+FV+MED con un valor fijo de 17 horas de TES y diferentes MS y tamaños FV.

La figura 5.32 muestra una tendencia similar a la figura 5.31, pero los valores de LCOE tienden a ser mayores, así ratifica el hecho ya mencionado anteriormente de que la configuración de TES=13 horas minimiza el costo de la electricidad. De ambas figuras se desprende que para tamaños FV entre 0 y 40 MWdc el LCOE y LWC decrecen cuando el MS aumenta. Con tamaños FV entre 80 y 120 MWdc la tendencia muestra que se obtiene un mínimo LCOE para un MS de 1,9. Finalmente, para tamaños FV entre 160 y 200 MWdc el LCOE aumenta cuando el MS aumenta.

La figura 5.33 muestra un gráfico de dispersión entre LCOE y LWC donde se han colocado todas las configuraciones CSP+FV+MED simuladas dentro del modo de operación con limitación de potencia, sin compensación de potencia y sin baterías. Se han remarcado 4 puntos que corresponden a los siguientes: mínimo LCOE (rojo), máxima generación eléctrica (amarillo), mínimo LWC y máxima producción de agua (verde), y mejor combinación entre LCOE y LWC dentro de los casos simulados (negro).



Figura 5.33. LCOE y LWC de todas las configuraciones CSP+FV+MED simuladas.

De los puntos remarcados en la figura 5.33 se desprende que diferentes objetivos implican diferentes configuraciones de planta CSP+FV+MED. El mínimo LCOE corresponde a 131,2 USD/MWh, lo cual implica un aumento de 12,7% con respecto al mínimo LCOE alcanzado por una planta CSP+FV, aunque el beneficio es la producción de 13,4 millones de m³ de agua desalinizada al año. El mínimo LCOE se logra con una configuración de TES=13 horas, MS=1,9 y tamaño FV de 100 MWdc.

Con respecto al LWC, el mínimo valor (0,68 USD/m³) se alcanza con una configuración de TES=17 horas, MS=2,3 y tamaño FV de 0 MWdc. Esto implica un aumento del LCOE hasta 138,3 USD/MWh y una producción de agua de 19,3 millones de m³. Se puede apreciar que la configuración que minimiza el LWC es aquella que no utiliza capacidad FV, lo cual se explica porque la generación de agua está estrechamente relacionada a la producción CSP y la hibridación reduce esta última.

La configuración que representa la mejor combinación entre los parámetros LCOE y LWC corresponde a TES=15 horas, MS=2,3 y tamaño FV de 40 MWdc. Esta entrega un LCOE de 131,9 USD/MWh y un LWC de 0,69 USD/m³.

6. CONCLUSIONES

El norte de Chile presenta condiciones favorables para el desarrollo de proyectos de energía solar y es una zona que requiere de nuevos recursos hídricos, por eso se analizó la factibilidad de una combinación CSP+FV+MED para producir potencia eléctrica y agua. La tecnología de desalinización seleccionada fue la MED ya que permite usar calor residual, utilizando menos energía que la osmosis inversa y presentando ventajas comparativas respecto a la tecnología MSF. Las distintas partes del esquema completo de poligeneración fueron modeladas por separado y luego en conjunto, basado en diferentes modos de operación y una estrategia de despacho que prioriza el FV y minimizar las detenciones de la turbina del CSP. Los resultados se enfocaron a la obtención de parámetros técnicos y variables económicas para en su conjunto proponer la mejor configuración de planta completa en el norte de Chile.

Del análisis técnico se concluyó que una planta CSP+FV puede lograr una generación eléctrica mensual similar para todos los meses del año, pero sujeto a ciertas restricciones: en primer lugar el tamaño FV debe ser alto, es decir, con un factor de escala cercano a 2:1 con respecto al tamaño del CSP. En segundo lugar la inclinación de los módulos FV debe ser optimizada para invierno, es decir, mayor a 45° dada la latitud de los lugares simulados. Esta configuración no maximiza la generación eléctrica anual de la planta híbrida, lo que si ocurre cuando se inclinan los módulos FV a latitud. Se propusieron dos métricas para evaluar el cumplimiento de que los meses produzcan de manera similar durante todo el año: desviación estándar y diferencia entre el mes que más produce y el que menos produce. Se obtuvo que una configuración CSP con TES=13 horas y MS=1,7 más una planta FV de 200 MWdc con módulos inclinados a 60° redujo la desviación estándar desde 9.159 a 3.527 MWh y la diferencia entre el mes que más produce y el que menos produce desde 43 a 16% con respecto a la planta CSP por si sola. La búsqueda de una generación eléctrica mensual similar para todos los meses del año entrega una configuración CSP+FV distinta a la configuración óptima de las plantas por
separado, la cual para el caso CSP es con mayor tamaño de TES y MS, y para el caso FV es con inclinación de los módulos a latitud.

Al analizar el factor de planta de distintas configuraciones propuestas se concluyó que la hibridación tiene la capacidad de aumentar el factor de planta con respecto al CSP por sí solo, sin embargo existen ciertas particularidades: en primer lugar, un mayor tamaño FV incide más en el factor de planta cuando el MS del CSP es bajo, es decir, cercano a 1,5. En segundo lugar, el uso de baterías solo puede elevar el factor de planta cuando el tamaño del TES es bajo, es decir, a niveles de 11 horas o menos. Esto se debe a que TES y baterías son sistemas de almacenamiento que compiten entre sí. Cuando se tiene 17 horas de TES, el aporte de las baterías a la generación de la planta híbrida es marginal. En tercer lugar, al implementar la MED el factor de planta disminuye, además el modo de operación con compensación de potencia solo se justifica cuando TES y MS son altos, es decir, TES sobre 15 horas y MS sobre 2, dado que este modo de operación implica una mayor descarga del TES.

Implementar la planta MED redujo la generación eléctrica anual del CSP dentro de la planta híbrida un valor constante del orden de 13%, independiente del tamaño FV considerado y del modo de operación. Esto ocurre porque para implementar la MED se ajustan las condiciones de salida de la turbina y además existe una perdida parasita asociada a la turbina. Cuando se analizó la generación eléctrica anual de la planta completa se encontró que a medida que aumentaba el tamaño FV disminuía la diferencia entre los casos CSP+FV y CSP+FV+MED, partiendo desde un 13% sin FV hasta un 8% cuando el FV alcanzaba 200 MWdc. Lo anterior ocurre por la mayor preponderancia que alcanza la generación FV dentro de la generación completa. Efectivamente con 200 MWdc la parte FV puede aportar sobre el 40% de la generación de la planta híbrida en el modo de operación sin limitación de potencia.

Otro parámetro que se analizó fue las horas de operación de la turbina del CSP y la planta MED concluyendo que estas siguen una tendencia clara cuando se varía el tamaño FV. Las horas de operación de la turbina aumentan para tamaños FV desde 0 a 100 MWdc debido a que se mantienen las horas de funcionamiento normal durante el día, aunque a carga parcial, y se produce más por el aumento de las horas de TES disponibles logradas al hibridar. Por otra parte, las horas de operación de la turbina disminuyen para tamaños FV desde 100 a 200 MWdc porque durante el día se produce solo con FV al superar la potencia nominal de la planta híbrida y no se requiere CSP, el cual produce principalmente de noche o si el TES se llena. Con respecto a la planta MED, las horas de operación aumentan para tamaños FV desde 0 a 60 MWdc ya que en ese rango se requiere que el CSP produzca más de 50 MWe y se cumple la condición mínima de operación de la MED que es un 50% de la carga térmica nominal. Por otra parte, las horas de operación de la MED disminuyen para tamaños FV desde 60 a 120 MWdc porque en ese rango se requiere que el CSP produzca menos de 50 MWe, no cumpliéndose la condición mínima de encendido de la MED. Para tamaños FV desde 120 a 200 MWdc las horas de operación de la MED se estabilizan.

Cuando se analiza la generación de electricidad de la planta híbrida, ésta se maximiza para un tamaño FV entre 0 y 100 MWdc, donde ocurre un efecto de compensación entre más horas de operación de la turbina del CSP, pero a su vez mayor trabajo a carga parcial. Así, más horas de funcionamiento CSP no siempre implica más generación eléctrica de la planta híbrida. Cuando se analiza la producción de agua de la planta híbrida se encuentra que ésta se maximiza para un tamaño FV entre 0 y 60 MWdc, donde también hay un efecto compensación entre las horas de funcionamiento de la MED y trabajo a carga parcial, por ende la máxima producción de agua no siempre se logra cuando la MED opera más horas en el año.

Del análisis económico se concluyó que el LCOE de una planta CSP+FV puede ser menor al de una planta CSP para tamaños FV sobre 140 MWdc si no se impone limitación de potencia y se considera un precio del sistema FV instalado de 1,2 USD/W. Con un tamaño FV de 200 MWdc se pueden alcanzar LCOE de la planta híbrida del orden de 110 USD/MWh que se comparan con el LCOE mínimo de 116,5 USD/MWh calculado para una planta CSP en Crucero. Por otra parte, cuando se utiliza el modo de operación con limitación de potencia existe una configuración específica CSP+FV que minimiza el LCOE y corresponde a TES=13 horas, MS=2,3 y 20 MWdc FV lo que entrega un LCOE de 116,4 USD/MWh, considerando un precio del sistema FV instalado de 1,2 USD/W. Sin embargo, la configuración que minimiza el LCOE es sensible al precio del sistema FV instalado ya que si este disminuye a 0,8 USD/W el LCOE mínimo cambia a 114,6 USD/MWh con una configuración óptima compuesta por 80 MWdc FV, TES=13 horas y MS=1,9.

Con respecto al LCOE y LWC de la planta CSP+FV+MED se concluyó que el menor LWC se alcanza para tamaños FV bajos entre 0 y 40 MWdc, y MS de 2,3. También se concluyó que la configuración de planta CSP+FV+MED se debe seleccionar en base al objetivo buscado ya sea minimizar el LCOE o el LWC, una combinación de ambos parámetros o maximizar la generación eléctrica. La configuración que minimiza el LCOE entrega un valor de 131,2 USD/MWh, lo cual implica un aumento de 12,7% con respecto al mínimo LCOE alcanzado por una planta CSP+FV. Por otra parte, la configuración que minimiza el LWC entrega un valor de 0,68 USD/m³. La configuración que representa la mejor combinación entre ambos parámetros económicos corresponde a TES=15 horas, MS=2,3 y tamaño FV de 40 MWdc. Esta entrega un LCOE de 131,9 USD/MWh y un LWC de 0,69 USD/m³.

Finalmente, las recomendaciones para futuros trabajos son la utilización de datos de radiación con mayor resolución temporal, dado que el control del despacho CSP en respuesta al FV puede variar en minutos por la aparición de nubosidad u otras condiciones. Si se decide profundizar en el uso de baterías se recomienda usar de NaS por su funcionamiento a alta temperatura, condición alcanzable con tecnologías CSP. También es recomendable estudiar el uso de RO y realizar un análisis económico comparativo con la utilización de MED. Por último es aconsejable incluir en el diseño y en el análisis económico de la planta el bombeo de agua desde el mar.

BIBLIOGRAFÍA

Naciones Unidas, "Convención Marco sobre el Cambio Climático." París, 2015. [1]

IEA, Key World Energy Statistics. 2015. [2]

M. Liu, N. H. S. Tay, S. Bell, M. Belusko, R. Jacob, G. Will, W. Saman, and F. Bruno, "Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 1411–1432, 2016. [3]

H. Singh, R. P. Saini, and J. S. Saini, "A review on packed bed solar energy storage systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, pp. 1059–1069, 2010. [4]

A. Gil, M. Medrano, I. Martorell, A. Lázaro, P. Dolado, B. Zalva, and L. Cabeza, "State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation . Part 1 — Concepts, materials and modellization," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, pp. 31–55, 2010. [5]

IEA, Technology Roadmap Solar Thermal Electricity. Paris, France, 2014. [6]

IEA, World Energy Outlook. Paris, France, 2015. [7]

Naciones Unidas, "Informe de las Naciones Unidas Sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos en el Mundo," 2016. [8]

N. Ghaffour, T. M. Missimer, and G. L. Amy, "Technical review and evaluation of the economics of water desalination : Current and future challenges for better water supply sustainability," *Desalination*, vol. 309, pp. 197–207, 2013. [9]

CNE, "BNE 2014 - Balance Energía Global," 2014. [Online]. Available: http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/111597/-/. [10]

Ministerio de Energía, Energía 2050 Política Energética de Chile. 2015. [11]

R. A. Escobar, C. Cortés, A. Pino, M. Salgado, E. B. Pereira, F. Ramos, J. Boland, and J. Cardemil, "Estimating the potential for solar energy utilization in Chile by satellitederived data and ground station measurements," *Sol. Energy*, vol. 121, pp. 139–151, 2015. [12]

CIFES, "Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno Enero 2016," Santiago, Chile, 2016. [13]

Creara, "PV GRID PARITY MONITOR Utility-scale 2nd issue," 2015. [14]

Ministerio de Energía, "Histórica Licitación de Suministro Eléctrico," 2016. [Online]. Available: http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/historica-licitacion-de-0. [15]

A. Stehr, P. Debels, and J. Luis, "Modelación de la respuesta hidrológica al cambio climático: experiencias de dos cuencas de la zona centro-sur de Chile," *Tecnol. y Ciencias del Agua*, vol. 1, pp. 37–58, 2010. [16]

Naciones Unidas, "The United Nations World Water Development Report," 2016. [17]

S. Kalogirou, Solar Energy Engineering: Processes and Systems, 2da ed. 2013. [18]

M. Quero, R. Korzynietz, M. Ebert, A. A. Jiménez, A. Río, and J. A. Brioso, "Solugas – Operation experience of the first solar hybrid gas turbine system at MW scale," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1820–1830, 2014. [19]

P. Schwarzbozl, R. Buck, C. Sugarmen, A. Ring, P. Altwegg, and J. Enrile, "Solar gas turbine systems : Design , cost and perspectives," *Sol. Energy*, vol. 80, pp. 1231–1240, 2006. [20]

SQM, "Sales termosolares. Energía solar concentrada (CSP)." [Online]. Available: http://www.sqm.com/es-es/productos/quimicosindustriales/salestermo-solares/energiasolarconcentrada(csp).aspx. [21]

A. G. Fernández, S. Ushak, H. Galleguillos, and F. J. Pérez, "Development of new molten salts with LiNO3 and Ca(NO3)2 for energy storage in CSP plants," *Appl. Energy*, vol. 119, no. 3, pp. 131–140, 2014. [22]

J. I. Ortega, J. I. Burgaleta, and F. M. Téllez, "Central Receiver System Solar Power Plant Using Molten Salt as Heat Transfer Fluid," *Sol. Energy Eng.*, vol. 130, pp. 1–6, 2008. [23]

IRENA, "Renewable energy technologies: cost analysis series concentrating solar power," 2012. [24]

IEA, Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy. Paris, France, 2014. [25]

L. Zhu, Aa. Raman, K. X. Wang, M. A. Anoma, and S. Fan, "Radiative cooling of solar cells," *Optica*, vol. 1, no. 1, pp. 24–26, 2014. [26]

R. Mayfield, "The Highs and Lows of Photovoltaic System Calculations," *EC&M*, 2012. [27]

M. J. Adinoyi and S. A. M. Said, "Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules," *Renew. Energy*, vol. 60, pp. 633–636, 2013. [28]

NREL, "Best Research-Cell Efficiencies." [Online]. Available: http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg. [29]

Solar Power Authority, "How to Choose the Right Panels for a Solar PV System." [Online]. Available: https://www.solarpowerauthority.com/how-to-choose-solar-panels/. [30]

A. Poullikkas, "A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 778–788, 2013. [31]

EPRI, "Electricity Energy Storage Technology Options," 2010. [32]

A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. B. Chen, A. L. Cotter, D. T. Bradshaw, and W. D. Gauntlett, "DOE / EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA," 2013. [33]

International Electrotechnical Commission (IEC), Electrical Energy Storage. [34]

W. Platzer, "PV – Enhanced Solar Thermal Power," *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 477–486, 2014. [35]

L. Castillo, "Techno-economic Analysis of Combined Hybrid Concentrating Solar and Photovoltaic Power Plants : a case study for optimizing solar energy integration into the South African electricity grid," KTH School of Industrial Engineering and Management, 2014. [36]

A. Green, C. Diep, R. Dunn, and J. Dent, "High capacity factor CSP-PV hybrid systems," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 2049–2059, 2015. [37]

K. Larchet, "Solar PV-CSP Hybridisation for Baseload Generation A Techno-economic Analysis for the Chilean Market," KTH School of Industrial Engineering and Management, 2015. [38]

C. Parrado, A. Girard, F. Simon, and E. Fuentealba, "2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic) -CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile," *Energy*, vol. 94, pp. 422–430, 2016. [39]

A. Cipollina, G. Micale, and L. Rizzuti, Seawater Desalination. Springer, 2009. [40]

H. Sharon and K. S. Reddy, "A review of solar energy driven desalination technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1080–1118, 2015. [41]

A. Al-Karaghouli and L. Kazmerski, "Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 343–356, 2013. [42]

M. A. Sharaf, A. S. Nafey, and L. García-rodríguez, "Exergy and thermo-economic analyses of a combined solar organic cycle with multi effect distillation (MED) desalination process," *Desalination*, vol. 272, pp. 135–147, 2011. [43]

M. A. Darwish and H. K. Abdulrahim, "Feed water arrangements in a multi-effect desalting system," *Desalination*, vol. 228, pp. 30–54, 2008. [44]

C. Frantz and B. Seifert, "Thermal analysis of a multi effect distillation plant powered by a solar tower plant," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1928–1937, 2015. [45]

P. Palenzuela, D. C. Alarcón-padilla, G. Zaragoza, and J. Blanco, "Comparison between CSP + MED and CSP + RO in Mediterranean area and MENA region: Techno-economic analysis," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1938–1947, 2015. [46]

S. Casimiro, J. Cardoso, D. Alarcón-padilla, and C. Turchi, "Modeling multi effect distillation powered by CSP in TRNSYS," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2241–2250, 2014. [47]

F. Trieb, H. Müller-steinhagen, J. Kern, and J. Scharfe, "Technologies for large scale seawater desalination using concentrated solar radiation," *Desalination*, vol. 235, pp. 33–43, 2009. [48]

B. Ortega-delgado, L. García-rodríguez, and D. Alarcón-padilla, "Thermoeconomic comparison of integrating seawater desalination processes in a concentrating solar power

plant of 5 MWe," Desalination, vol. 392, pp. 102–117, 2016. [49]

University of Wisconsin-Madison, TRNSYS A Transient System Simulation Program. 2005. [50]

N. Blair, A. P. Dobos, J. Freeman, T. Neises, M. Wagner, T. Ferguson, P. Gilman, and S. Janzou, "System Advisor Model, SAM 2014 . 1 . 14: General Description," 2014. [51]

P. Schwarzbözl, "A TRNSYS Model Library for Solar Thermal Electric Components (STEC) Reference Manual," 2006. [52]

Y. Noureddine, K. Abdalah, and M. Kamal, "Study of Performance of a Solar Power Tower (15 MW) Simulation and results," in *SolarPACES*, 2012. [53]

L. Balling, "Flexible future for combined cycle," *Modern Power Systems*, pp. 61–65, 2010. [54]

SIEMENS, "Steam turbines for CSP plants," 2010. [55]

Mitsubishi Heavy Industries, "Tandem Steam Turbine for Cogeneration Power Plant (Optimization for Min . Load Operation)," *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, vol. 44, no. 4, pp. 4–5, 2007. [56]

D. H. Cooke, "Modeling of off-design multistage turbine pressures by stodola's ellipse." Bechtel Power Corporation, Houston, US, 1983. [57]

M. J. Wagner, "Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants," University of Wisconsin-Madison, 2008. [58]

KAS Ingeniería, "Declaración de impacto ambiental Parque Fotovoltaico Llano de Llampos." Santiago, Chile, 2012. [59]

SunEdison, "MEMC SILVANTISTM M330 MODULE." 2013. [60]

Bonfiglioli, "RPS TL System (Multi MPPT configuration)". [61]

J. Freeman, J. Whitmore, L. Kaffine, N. Blair, and A. P. Dobos, "System Advisor Model: Flat Plate Photovoltaic Performance Modeling Validation Report," 2013. [62]

R. Bkayrat, "Lessons learnt with PV power plants in the US desert." First Solar, Saudi Arabia, 2013. [63]

E. Soto, "Technical and economic model of losses by deposition of dust on photovoltaic modules in Atacama desert of Chile." Phineal, Santiago, Chile, 2015. [64]

R. Guédez, J. Spelling, B. Laumert, and T. Fransson, "Reducing the Number of Turbine Starts in Concentrating Solar Power Plants Through the Integration of Thermal Energy Storage," in *Proceedings of ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference and Exposition*, 2016, pp. 1–10. [65]

M. A. Darwish, F. Al-Juwayhel, and H. K. Abdulraheim, "Multi-effect boiling systems from an energy viewpoint," *Desalination*, vol. 194, pp. 22–39, 2006. [66]

F. Trieb, "Concentrating Solar Power for Seawater Desalination," Sttutgart, Germany,

2007. [67]

NREL, "System Advisor Model (SAM) Case Study: Gemasolar," 2013. [68]

Sustentable S.A, "Declaración de impacto ambiental Planta Solar Cerro Dominador." Santiago, Chile, 2013. [69]

NREL, "Concentrating Solar Power Projects, Atacama 1." [Online]. Available: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=3275. [70]

HeliosCSP, "Abengoa secures PPA for its Concentrated Solar Power (CSP) and Photovoltaic (PV) plants in Chile," 2014. [Online]. Available: http://helioscsp.com/abengoa-secures-ppa-for-its-concentrated-solar-power-csp-and-photovoltaic-pv-plants-in-chile/. [71]

W. Short, D. J. Packey, and T. Holt, "A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies," 1995. [72]

C. S. Turchi and G. A. Heath, "Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM)," 2013. [73]

Banco Central de Chile, "Informe de política monetaria marzo 2016," 2016. [74]

D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review," 2012. [75]

J. Hernández-Moro and J. M. Martínez-Duart, "Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 119–132, 2013. [76]

F. Verdier, "MENA Regional Water Outlook Part II Desalination Using Renewable Energy," 2011. [77]

IRENA, "Water Desalination Using Renewable Energy Technology Brief," 2012. [78]

H. T. El-Dessouky and H. M. Ettouney, *Fundamentals of Salt Water Desalination*. 2012. [79]

NREL, "Concentrating Solar Power Projects, Redstone Solar Thermal Power Plant." [Online]. Available:

http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=4289. [80]

NREL, "Glossary of Solar Radiation Resource Terms." [Online]. Available: http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_g.html. [81]

S. Wilcox and W. Marion, "Users Manual for TMY3 Data Sets," 2008. [82]

Anexos

ANEXO A: TERMINOLOGÍA UTILIZADA

Componentes de la radiación solar

La radiación proveniente del sol se divide principalmente en dos componentes, por un lado la componente directa (DNI) que corresponde a la radiación recibida desde el sol, sin ser dispersada por la atmosfera, y por otro lado la componente difusa (DHI -*Diffuse Horizontal Irradiance*, por su sigla en inglés) que corresponde a la radiación recibida desde el sol que ha sufrido un cambio de dirección por dispersión en la atmósfera. La dispersión atmosférica se produce por la acción de nubosidad u otros componentes del aire como pueden ser aerosoles. En algunos casos también se considera una tercera componente de la radiación que es la reflejada, ya sea por superficies alrededor del punto de interés o por el mismo suelo. Sin embargo, para propósitos prácticos la suma de las componentes directa y difusa se denomina radiación global (GHI - *Global Horizontal Irradiance*, por su sigla en inglés) [81]. En la figura A.1 se ilustran las diferentes componentes de la radiación solar.



Figura A.1. Componentes de la radiación solar en la superficie terrestre [81].

Para la evaluación de un proyecto CSP la componente de interés es la DNI debido a que esta puede ser reflejada por medio de una serie de espejos en una dirección particular y conocida hacia un receptor donde se concentra la energía recibida.

Para la evaluación de un proyecto FV la componente de interés es la GHI ya que esta tecnología no necesita reflejar los rayos solares en busca de concentración, sino que transforma directamente toda la radiación disponible, dentro de un margen del espectro solar, en electricidad.

Año típico meteorológico

Un año típico meteorológico (TMY) corresponde a un set de datos con valores horarios de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento y otros parámetros meteorológicos para un lugar específico en un año completo. Se construye con meses seleccionados de distintos años de acuerdo a un algoritmo que determina el mes más representativo.

El procedimiento para elaborar un TMY fue desarrollado por *Sandia National Laboratories*. En primer lugar, se definen nueve índices diarios: temperaturas de bulbo seco y de puntos de rocío máximos, mínimos y promedio; velocidad del viento máxima y promedio; y radiación solar global horizontal. Por cada índice se calcula el valor de la función de distribución acumulada en un mes específico y se compara con el valor promedio de largo plazo a través de la función Finkelstein-Schafer (FS) identificando nueve valores FS por mes. Estos valores se suman de manera ponderada asignando un cierto peso a cada índice. De esta manera se seleccionan cinco meses candidatos que tienen la menor suma ponderada. Posteriormente se hace una refinación estadística para seleccionar el mes más representativo y que forma parte del TMY [82].

Como se mencionó anteriormente, cada índice tiene un cierto peso dentro de una suma ponderada para seleccionar los meses representativos, sin embargo este peso puede variar, lo que ha dado lugar a la elaboración de una segunda y tercera generación de TMY, identificados como TMY2 Y TMY3.

Un TMY representa las condiciones típicas sobre un largo periodo de tiempo, por lo general 30 años. La selección de condiciones meteorológicas típicas para un lugar dado es crucial en las simulaciones computacionales para predecir el rendimiento de sistemas solares. La simulación de un sistema para un año promedio puede proveer una buena estimación del comportamiento del sistema a largo plazo [18].

Múltiplo solar

El múltiplo solar (MS) corresponde a la relación entre la potencia absorbida en el receptor del campo solar en el punto de diseño y la potencia que requiere el bloque de potencia para que el funcionamiento sea a capacidad nominal. Un MS mayor a 1 implica un sobredimensionamiento del sistema lo que da la posibilidad de usar almacenamiento.

Coeficiente de rendimiento

El término coeficiente de rendimiento (CR) se refiere a las plantas desalinizadoras térmicas y corresponde a la relación entre el agua fresca producida (kg/s) y el vapor necesario para llevar a cabo el proceso de desalinización (kg/s). Es una relación constante y propia de cada planta y depende de la configuración de la misma, además de las condiciones del agua de mar.



ANEXO B: MODELOS EN EL ENTORNO TRNSYS

Figura B.1. Modelo de la planta CSP.



Figura B.2. Modelo de la planta FV.



Figura B.3. Modelo completo de la planta poligeneradora.

Componente	Tipo TRNSYS	Parámetro/Input	Valor	Unidad
Procesador de datos	15			
meteorológicos				_
Campo de	394	Área heliostato	144,375	m^2
heliostatos		Reflectividad	0,9	-
Receptor central	395	Eficiencia	0,96	-
		Temperatura objetivo	574	°C
		Presión	1	bar
		Calor especifico del fluido	1,516	kJ/kgK
Estanque caliente	39	Calor especifico del fluido	1,542	kJ/kgK
		Densidad del fluido	1.725	kg/m ³
		Temperatura	574	°C
		Coef. de perdidas húmedo	0,4	W/m^2K
		Coef. de perdidas seco	0,25	W/m^2K
Estanque frio	39	Calor especifico del fluido	1,493	kJ/kgK
		Densidad del fluido	1.906	kg/m ³
		Temperatura	290	°C
		Coef. de perdidas húmedo	0,4	W/m^2K
		Coef. de perdidas seco	0,25	W/m^2K
Sobrecalentador	315	Coef. de transferencia de calor	552.177	W/K
		Exponente UA	0,8	-
		Cp del fluido caliente	1,530	kJ/kgK
Evaporador	316	Coef. de transferencia de calor	980.594	W/K
		Exponente UA	0,8	-
		Cp del fluido caliente	1,507	kJ/kgK
Economizador	315	Coef. de transferencia de calor	657.590	W/K
		Exponente UA	2	
		Cp del fluido caliente	1,495	kJ/kgK
Etapas de la turbina	318	Eficiencia	0,9	-
-		Flujo de diseño	335.000	kg/h
		Presión de entrada	100	bar
		Primera Extracción	20	bar
		Segunda Extracción	5	bar
		Presión de salida	0,068	bar

ANEXO C: PARÁMETROS EN TRNSYS DE LA PLANTA CSP

Componente	Tipo TRNSYS	Parámetro/Input	Valor	Unidad
Condensador	383	ΔT entre la salida del agua de refrigeración y T° de condensación	5	°C
		Incremento de T° en el agua de refrigeración	10	°C
		T° de entrada del agua refrigeración	23,5	°C
Subenfriador	320	Coef. de transferencia de calor	21.240	kJ/kgK
Precalentador	317	Coef. de transferencia de calor	186.840	kJ/kgK
Bombas	390	Eficiencia	0,85	-
Generador eléctrico	375	Perdidas parasitas	3	%

Los valores de diseño aquí mostrados fueron obtenidos principalmente del *software* SAM para una planta CSP de torre con receptor central con una turbina de 115 MWe bruto.

Componente	Tipo TRNSYS	Parámetro/Input	Valor	Unidad
Procesador de datos meteorológicos	15			
Arreglo FV	94	Corriente de corto circuito del módulo (Voc)	9,5	А
		Voltaje de circuito abierto del módulo (Isc)	45	V
		Temperatura de referencia	298	Κ
		Irradiación de referencia	1000	W/m^2
		Voltaje del módulo en el punto máximo	37,5	V
		Corriente del módulo en el punto máximo	8,8	А
		Coeficiente de temperatura de Isc	0,005	-
		Coeficiente de temperatura de Voc	-0,15	-
		Número de celdas en serie	72	-
		Número de módulos en serie	18	-
		Número de módulos en paralelo	232	-
		Temperatura del módulo NOCT	46	°C
		Temperatura ambiente NOCT	293	Κ
		Irradiación NOCT	800	W/m^2
		Área del módulo	1,956	m^2
		Τα	0,95	-
		Ancho de banda del	1,12	-
		semiconductor		
Inversor	48	Eficiencia	0,984	-
		Carga demandada	5.150.000	kJ/h
Control	-	Perdidas AC	1	%
		Perdidas DC	4,44	%

ANEXO D: PARÁMETROS EN TRNSYS DE LA PLANTA FV

Los parámetros aquí expuestos corresponden a los informados por fabricante del módulo MEMC-330 SunEdison, el cual fue utilizado para realizar las simulaciones.

Parámetro	Valor	Unidad
Coef. de transferencia de calor de los efectos	3	kWh/m ² °C
Coef. de transferencia de calor de los precalentadores y condensador	2,6	kWh/m ² °C
Número de efectos	12	-
T° de saturación del primer efecto	65	°C
T° de salida de la salmuera	38	°C
T° del agua de mar	28	°C
T° del agua de alimentación a la salida del condensador	35	°C
Cp de la salmuera y del agua de mar	4	kJ/kg°C
Calor latente promedio	2.333	kJ/kg
Salinidad del agua de alimentación	46	g/kg
Salinidad máxima permitida	72	g/kg

ANEXO E: PARÁMETROS DE LA PLANTA MED