

inodú

energy & sustainability

INFORME CUARTA EMISIÓN - LICITACIÓN N° 610-4-LE19

ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE COSTOS POR
TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN

PREPARADO PARA:



23 de diciembre, 2019

[PAGINA EN BLANCO INTENCIONALMENTE]

CONTENIDO DE INFORME

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
2	OBJETIVO.....	7
3	INTRODUCCIÓN.....	8
3.1	Aspectos Generales del Reporte.....	8
3.2	Contexto del Sistema Eléctrico	8
3.3	Atributos que Contribuyen a la Flexibilidad de la Operación del Sistema.....	10
4	IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INTERÉS.....	14
5	ANÁLISIS DE LAS OPCIONES IDENTIFICADAS.....	15
5.1	Generación Térmica (gas / carbón).....	15
5.1.1	Central de Ciclo Abierto y Ciclo Combinado	15
5.1.2	Conjunto de Motores a Gas	21
5.1.3	Adaptación de Centrales a Carbón	26
5.2	Generación Renovable	33
5.2.1	Hidroeléctrica de Pasada	33
5.2.2	Hidroeléctrica de Embalse	37
5.2.3	Central Fotovoltaica.....	41
5.2.4	Central Eólica	45
5.2.5	Central de Biomasa	49
5.2.6	Central de Biogás	51
5.3	Opciones Emergentes	53
5.3.1	Concentración Solar de Potencia (CSP).....	53
5.3.2	Central de Bombeo	57
5.3.3	Central Geotérmica.....	61
5.3.4	Sistema de Almacenamiento en Baterías	64
5.3.5	Central Fotovoltaica & Almacenamiento en Baterías.....	70
5.3.6	Central Eólica & Almacenamiento en Baterías	73
5.3.7	Central de Almacenamiento en Aire Comprimido.....	76
6	CONCLUSIONES.....	80
7	ANEXO 1: PLAZOS DE DESARROLLO	82

8	ANEXO 2: CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y OPERACIONALES DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO SEGÚN MISO.....	85
9	REFERENCIAS.....	90

1 RESUMEN EJECUTIVO

Este reporte tiene la intención de facilitar una revisión de costos de inversión para distintas tecnologías de generación de manera que la Comisión Nacional de Energía (CNE) pueda considerar los valores propuestos en el proceso de definición de programas indicativos de obras de generación y transmisión que realiza en cada definición semestral de precio de nudo de corto plazo. Adicionalmente, la CNE podrá considerar los valores propuestos para elaborar el informe anual de costos de tecnologías de generación u otro tipo de evaluaciones, por ejemplo, en procesos asociados a la planificación anual de la transmisión.

Se han identificado y evaluado las siguientes opciones:

- Centrales Térmicas.
 - Central de Ciclo Abierto y Ciclo Combinado.
 - Central de Motores a Gas.
 - Adaptación de Central a Carbón (reducción de mínimo técnico).
- Centrales Renovables.
 - Central Hidroeléctrica de Pasada.
 - Central Hidroeléctrica de Embalse.
 - Central Fotovoltaica.
 - Central Eólica.
 - Central de Biomasa.
 - Central de Biogás.
- Opciones Emergentes.
 - Central de Concentración Solar de Potencia.
 - Sistema de Almacenamiento por Bombeo.
 - Central Geotérmica.
 - Sistema de Almacenamiento en Baterías.
 - Central Fotovoltaica con Almacenamiento en Baterías.
 - Central Eólica con Almacenamiento en Baterías.
 - Sistema de Almacenamiento por Aire Comprimado (CAES).

En cada caso se desarrolló una estructura de costos (nivel 1) para identificar los principales aspectos que explican los costos de inversión de proyectos estándares de las distintas tecnologías evaluadas. La síntesis de los costos unitarios determinados se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1: Síntesis de opciones evaluadas

Tipo de Sistema	Capacidad	Plazo de desarrollo (meses)	Costo Unitario (kUSD/MW)	Comentario
Centrales Térmicas				
Ciclo Abierto	211 MW	27 - 34	675	
Ciclo Combinado	630 MW	51 - 71	898	
Motores a Gas	108 MW	31 - 40	894	
	46 MW	23 - 51	1139	
Adaptación de Central a Carbón	-	12 - 15		Reducción de mínimo técnico. Inversión: kUSD 250 por unidad.
Centrales Renovables				
Hidroeléctrica de Pasada	2,9 MW	32 - 69	3423	Altamente dependiente del emplazamiento
	52 MW	72 - 96	3923	Altamente dependiente del emplazamiento
Hidroeléctrica de Embalse	78,3 MW	87 - 205	4439	Altamente dependiente del emplazamiento
Fotovoltaica	3 - 9 MW	21 - 25	923 - 993	
	50 - 100 MW	35 - 64	669 - 742	
Eólica	100 - 250 MW	53 - 85	1448 - 1492	
Biomasa	10 MW	26 - 46	3801	Incluye sistema de almacenamiento y preparación biomasa
	10 MW	26 - 46	3170	No incluye sistema de almacenamiento y preparación biomasa
Biogas	3,3 MW	19 - 29	1144	
Opciones Emergentes				
Concentración Solar de Potencia	115 MW @ 13 hrs	58 - 72	5282	Generación 24 horas
	115 MW @ 13 hrs	58 - 72	4700	Generación sólo nocturna
	115 MW @ 5 hrs	58 - 72	4162	
Central de Bombeo	449 - 513 MW @ 10 hrs	88 - 114	2151 - 2409	Altamente dependiente del emplazamiento
Geotérmica	50 MW	86 - 90	6822	Greenfield
	50 MW	20 - 29	4321	Brownfield
BESS	5 - 25 MW @ 5 hrs	43 - 56	2124 - 2634	Aplicación gestión de energía ERNC
	10 MW @ 0,25 hrs	43 - 56	629	Aplicación Servicios Complementarios
	200 MW @ 0,25 hrs	43 - 56	368	Aplicación como activo de transmisión (N-1)
Híbrida Solar Fotovoltaica & BESS	9 MW PV; 5 MW @ 5 hrs	21 - 25	1950	Se considera como base la capacidad de la central PV
	50 - 100 MW PV; 25 MW @ 5 hrs	35 - 64	1067 - 1539	Se considera como base la capacidad de la central PV
Híbrida Eólica & BESS	100 MW; 25 MW @ 5 hrs	53 - 85	1891	Se considera como base la capacidad de la central eólica
CAES	100 MW @ 5 - 10 hrs	70 - 91	2575 - 2895	Altamente dependiente del costo de la caverna
	250 MW @ 5 - 10 hrs	70 - 91	2020 - 2281	Altamente dependiente del costo de la caverna

La Tabla 1 también indica el rango de plazo (en meses) de desarrollo estimados de cada una de las alternativas. Para realizar la estimación se consideró los plazos asociados a estudios de factibilidad, estudios preliminares, tramitación en el SEA, construcción y puesta en marcha de proyectos seleccionados (detalles en Anexo 1).

2 OBJETIVO

La Resolución Exenta CNE N° 293 de mayo de 2019 define como objetivo determinar los costos de inversión, costos fijos de operación, costos variables no combustibles y consumos específicos representativos de centrales generadoras de energía eléctrica de las distintas tecnologías presentes en el mercado eléctrico nacional e internacional que cuenten con un determinado grado de madurez técnico y económico. Adicionalmente, se propondrá un esquema de actualización de estos costos identificando las principales variables que inciden en su evolución.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar el estado y evolución del desarrollo de las distintas tecnologías de generación existentes en el Sistema Eléctrico Nacional, y de aquellas disponibles en el mercado internacional.
2. Determinar los costos de inversión, costos fijos y costos variables no combustibles, desagregados por partidas de costos, de las distintas tecnologías de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, identificando aquellos costos que resultan dependientes, en forma relevante, respecto de la ubicación de la central.
3. Determinar consumos específicos representativos por cada tecnología en los casos que corresponda.
4. Determinar categorías representativas de las partidas de costos para proyectos de generación de las distintas alternativas tecnológicas.
5. Determinar el costo unitario de inversión representativo por tecnología según fuente de generación y ubicación geográfica en el territorio nacional.
6. Analizar las capacidades técnicas de las distintas tecnologías de generación en el Sistema Eléctrico Nacional para proveer flexibilidad a la operación del sistema y evaluar los mayores costos que podrían significar esas capacidades técnicas.
7. Proponer una metodología de actualización de los costos de inversión unitarios, de los costos fijos de operación y de los costos variables no combustibles por tecnología de generación, identificando para cada uno de ellos las principales variables que inciden en su evolución.

3 INTRODUCCIÓN

3.1 Aspectos Generales del Reporte

En cada fijación semestral de precio de nudo de corto plazo, la Comisión Nacional de Energía debe determinar un programa de obras de generación y transmisión, de carácter indicativo, que minimice el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamientos durante el periodo de estudio (DFL 4, Art. 162º; DS 86, Art. 37º).

Este reporte tiene la intención de facilitar una actualización de costos de inversión para distintas tecnologías de generación. En cada caso se desarrolla una estructura de costos para identificar los principales aspectos que explican los costos de inversión de proyectos estándares de las distintas tecnologías evaluadas. Mediante la valorización de las distintas partidas de costo se busca también definir costos de inversión unitarios referenciales válidos para el Sistema Eléctrico Nacional.

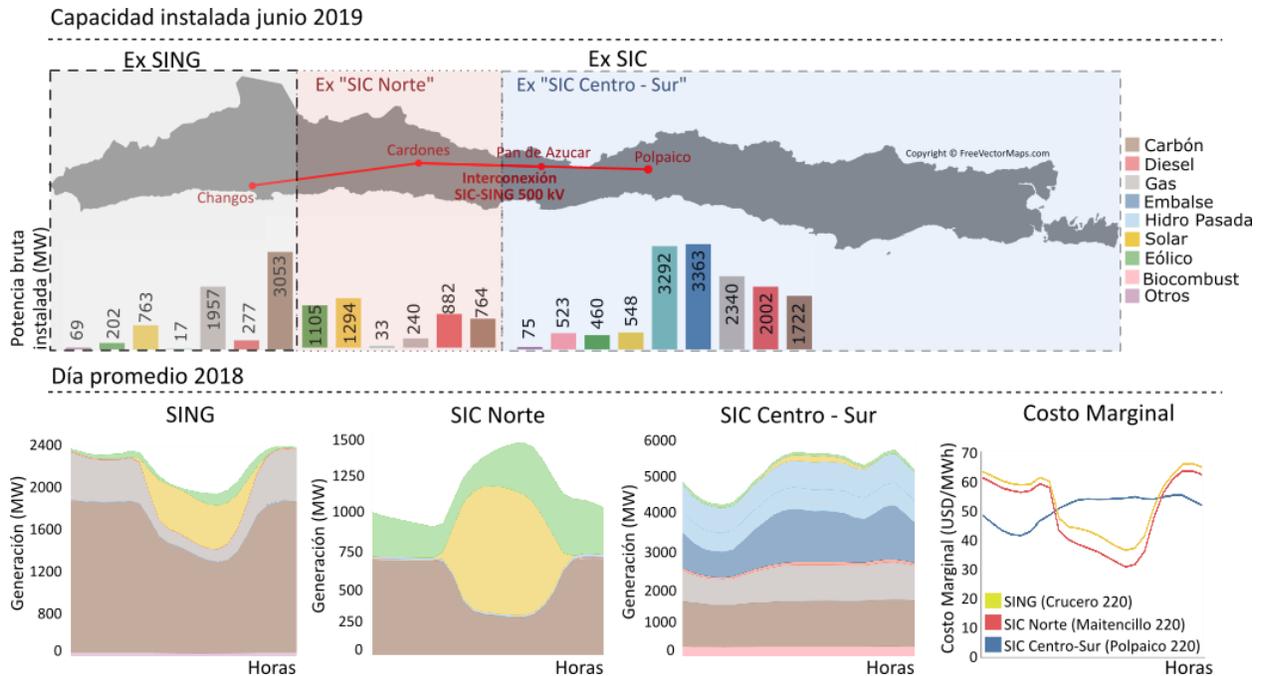
Se han considerado distintas fuentes de información, como por ejemplo: información que la Comisión ha solicitado a los desarrolladores, información que proponentes de obras de transmisión han presentado a la CNE en el contexto del proceso de planificación de la transmisión 2019, información que el Consultor ha solicitado a diversos proveedores, y distintas referencias internacionales. Adicionalmente, se han evaluado las partidas de costos de cada una de las tecnologías del Informe de Costos de Tecnologías de Generación que anualmente publica la Comisión.

Este informe se ha estructurado de la siguiente forma:

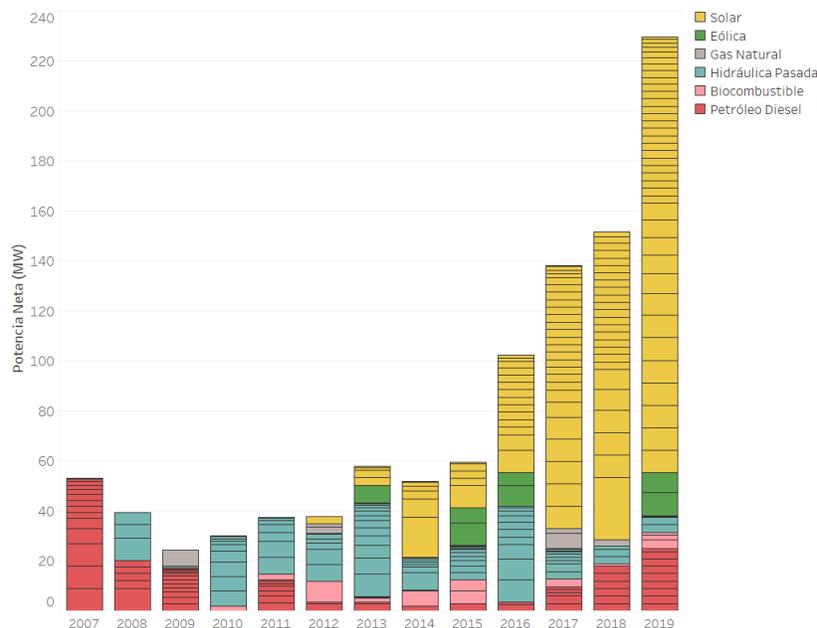
- En el Capítulo 3 se presenta contextualiza la inserción de energía renovable variable en el Sistema Eléctrico Nacional.
- En el Capítulo 4 se presenta un listado de las tecnologías que han sido validadas como de interés para el presente análisis.
- En el Capítulo 5 se presenta el análisis de las distintas tecnologías identificadas.
- Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones del estudio.

3.2 Contexto del Sistema Eléctrico

La Figura 1 sintetiza el contexto del Sistema Eléctrico Nacional; se presenta la capacidad instalada (2019) en la parte superior y, en la parte inferior, la operación de un día promedio durante el año 2018.



Por su parte, la Figura 2 ilustra la evolución de capacidad instalada de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) desde el año 2007 a la fecha. Se observa recientemente una creciente tendencia a instalar proyectos PMGD de generación solar fotovoltaica.



Producto del creciente desarrollo de centrales de energía renovable variable, la demanda neta (diferencia entre la demanda y la generación renovable variable) enfrenta una rampa importante al final del horario

solar. Como se ilustra en el Figura 3, se espera un crecimiento de las variaciones de demanda neta en un periodo de tres horas al final del horario solar durante los próximos años.

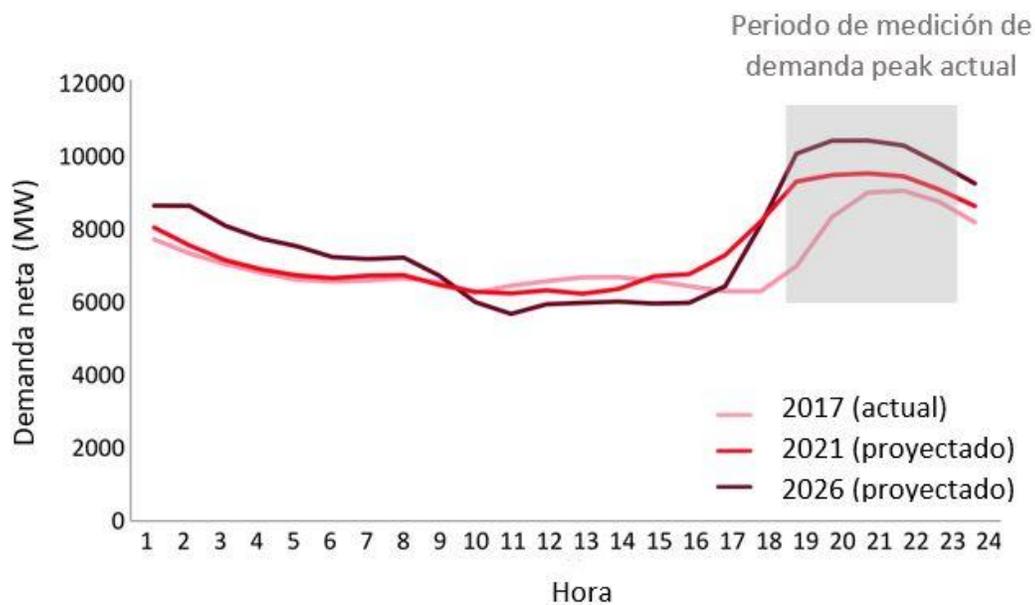


Figura 3: Evolución proyectada de la demanda neta del sistema eléctrico (Fuente: Elaboración propia [1])

3.3 Atributos que Contribuyen a la Flexibilidad de la Operación del Sistema

La regulación vigente no cuenta con una definición particular del concepto Flexibilidad Operacional o Requerimiento de Flexibilidad Operacional de corto plazo. El concepto de flexibilidad operacional de corto plazo es una propiedad “no tradicional” del sistema eléctrico, cuya definición tiene diversas dimensiones [2]. Una definición de flexibilidad operacional a nivel de sistema eléctrico es *la capacidad del sistema de modificar su producción en X MW, en un tiempo Y, a costo Z* [3] [4]. La definición indicada anteriormente también puede ser evaluada a nivel individual de central o sistema de almacenamiento.

La flexibilidad del sistema eléctrico (en su conjunto) en un momento determinado depende del estado operacional de los componentes del sistema, es decir, de qué centrales y sistemas de almacenamiento están presentes en un determinado instante, el nivel de producción de dichas centrales, el nivel de energía almacenada en los sistemas de almacenamiento y la existencia de limitaciones que puedan afectar la producción (o capacidad de cambio de producción) de las centrales y sistemas de almacenamiento, como por ejemplo la activación de restricciones de capacidad de transferencia de líneas de transmisión.

Se pueden distinguir **dos tipos de flexibilidad operacional** en los sistemas eléctricos [2]:

- Flexibilidad operacional asociada a **requerimientos de balance** del sistema eléctrico. De acuerdo a un estudio publicado por el Coordinador [5], los requerimientos de balance se producen por:
 - Variaciones instantáneas en periodos menores a 15 minutos de:
 - La demanda, y

- La generación renovable variable.
- Falla de centrales y desconexión de demanda,
- Desviación en el pronóstico¹, en periodos de una hora, de:
 - La demanda, y
 - La generación renovable variable.

Los requerimientos de flexibilidad operacional asociados a los requerimientos de balance del sistema están directamente relacionados a la definición de servicios complementarios de regulación de frecuencia, en decir, control rápido de frecuencia, control primario de frecuencia, control secundario de frecuencia y control terciario de frecuencia, los que además están interrelacionados.

- Flexibilidad operacional asociada a **requerimientos de variabilidad** para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico. Este tipo de flexibilidad tiene relación a la necesidad de enfrentar cambios de la demanda neta en periodos de una a varias horas, es decir, **adecuar** el suministro provisto por unidades de generación gestionables y sistemas de almacenamiento a las necesidades de la demanda neta del sistema eléctrico. Para ello un conjunto de unidades de generación gestionables requieren ciclar, ya sea en modo prendido / apagado, o entre mínimo técnico y potencia nominal; por su parte, los sistemas de almacenamiento deberán cambiar su nivel de inyección / retiro del sistema. Por lo tanto, se requiere capacidad flexible, efectiva para los requerimientos de variabilidad de la demanda neta del sistema eléctrico.

A medida que aumenta la penetración de generación renovable variable en el sistema eléctrico, la matriz de generación tiende a adecuarse a la reducción de la necesidad de operar centrales de manera continua a capacidad nominal mediante la utilización de sistemas diseñados, tanto por sus parámetros técnicos como por su estructura de costos, para tener un menor factor de utilización.

Estos sistemas pueden ser centrales de ciclo combinado (CCGT), centrales de ciclo abierto (OCGT), motores a gas, sistemas de almacenamiento (central de bombeo, baterías de al menos 5 horas de duración², sistemas térmicos, sistemas de aire comprimido), y centrales diésel. A excepción de las unidades de ciclo combinado, en general estos sistemas son más flexibles, en términos de *turndown*³ y

¹ El error estadístico de la previsión de la demanda neta se determina como la diferencia entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas; a ello se debe agregar la diferencia entre la rampa horaria programada y la rampa horaria efectiva de generación renovable variable [2, p. 35].

² Se indica 5 horas para hacer equivalente el reconocimiento de potencia máxima con las centrales generadoras.

³ Turndown o rango operacional es la diferencia entre la potencia máxima de una unidad y el mínimo técnico.

capacidad de rampa, que las unidades a carbón (con los parámetros técnicos disponibles actualmente en Chile) y pueden proveer servicios de regulación de frecuencia⁴.

Las centrales a carbón también pueden realizar adaptaciones para aumentar su flexibilidad, como por ejemplo reducir los mínimos técnicos mediante el uso de combustible alternativo, o mediante el uso de sólo un pulverizador en esta operación; mejora de procesos y sistemas para realizar embancamiento⁵; mayor digitalización de sus sistemas; entre otros [6] [7] [8].

En un contexto de alta integración de Energía Renovable Variable (ERV), el valor de los activos gestionables se medirá de una manera distinta a la que se ha utilizado históricamente; es decir, otras propiedades, adicionales al valor de inversión, costo variable a capacidad nominal y emisiones a carga nominal, serán relevantes para definir la competitividad de los activos y permitir una operación más económica del sistema eléctrico en su conjunto. En la Figura 4 se presenta la evolución posible del sistema, representada por la curva de duración de la demanda neta y la generación renovable variable coincidente. También se indican los factores que definen la ventaja competitiva de los activos flexibles en un contexto de alta penetración Energía Renovable Variable.

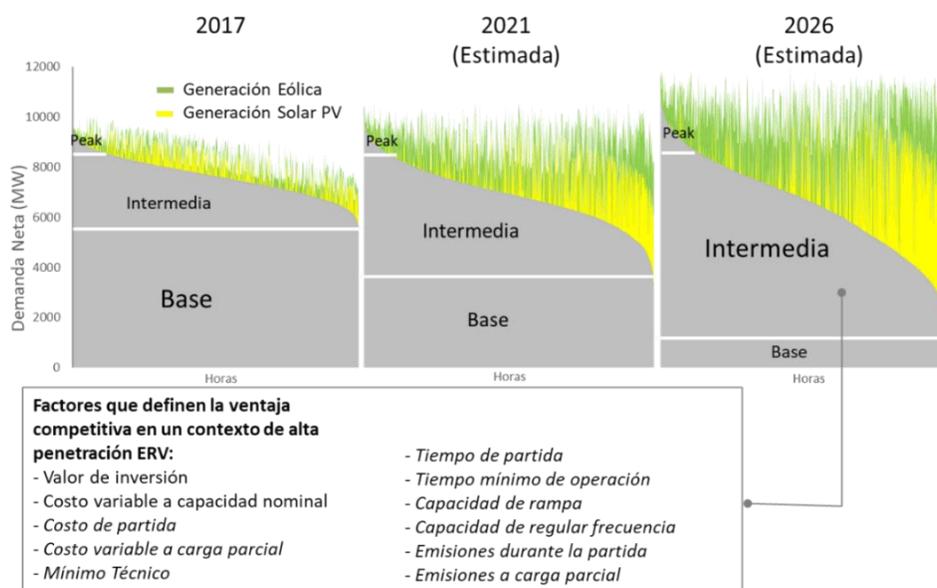


Figura 4: Competitividad de centrales termoeléctricas en un contexto de alta penetración de energía renovable variable.

Fuente: Elaboración propia.

En California se considera que los recursos tienen capacidad flexible si son capaces de mantener o aumentar su producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad

⁴ El mínimo técnico de centrales CCGT, con cumplimiento de normativa ambiental, restringe la flexibilidad de estas unidades. Esto se debe a que los requerimientos del DS 13 en Chile para unidades de gas operando a carga parcial es más estricto que los requerimientos establecidos en Estados Unidos y Europa para el mismo tipo de unidades [111].

⁵ El embancamiento de unidades térmicas consiste en mantener las condiciones térmicas de la caldera en caliente sin que se genere energía eléctrica para que luego la unidad pueda volver a generar energía eléctrica rápidamente.

de flexibilidad [9]. Tomando como referencias prácticas internacionales, se ha definido el concepto de Capacidad de Generación Flexible Efectiva [2]. La Capacidad de Generación Flexible Efectiva es capaz de aumentar y mantener, por al menos 3 horas, la producción de energía, o reducir las necesidades de rampa, durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema.

En la Sección 5 se detalla, para cada tipo de sistema de generación, los aspectos relacionados a los atributos que contribuyen a la flexibilidad del sistema.

4 IDENTIFICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE INTERÉS

Se han identificado las tecnologías de generación existentes y aquellas nuevas que podrían interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional. Adicionalmente, se han identificado algunas tecnologías de generación existentes a nivel comercial, que no se encuentran actualmente instaladas en el Sistema Eléctrico Nacional.

En conjunto con la Comisión, se han identificado las siguientes tecnologías de interés:

- Centrales Térmicas.
 - Central de Ciclo Abierto y Ciclo Combinado (detalles en Sección 5.1.1).
 - Central de Motores a Gas (detalles en Sección 5.1.2).
 - Adaptación de Central a Carbón (reducción de mínimo técnico) (detalles en Sección 5.1.3).
- Centrales Renovables.
 - Central Hidroeléctrica de Pasada (detalles en Sección 5.2.1).
 - Central Hidroeléctrica de Embalse (detalles en Sección 5.2.2).
 - Central Fotovoltaica (detalles en Sección 5.2.3).
 - Central Eólica (detalles en Sección 5.2.4).
 - Central de Biomasa (detalles en Sección 5.2.5).
 - Central de Biogás (detalles en Sección 5.2.6).
- Opciones Emergentes.
 - Central de Concentración Solar de Potencia (detalles en Sección 5.3.1).
 - Sistema de Almacenamiento por Bombeo (detalles en Sección 5.3.2).
 - Central Geotérmica (detalles en Sección 5.3.3).
 - Sistema de Almacenamiento en Baterías (detalles en Sección 5.3.4).
 - Central Fotovoltaica con Almacenamiento en Baterías (detalles en Sección 5.3.5).
 - Central Eólica con Almacenamiento en Baterías (detalles en Sección 5.3.6).
 - Sistema de Almacenamiento por Aire Comprimido (detalles en Sección 5.3.7).

5 ANÁLISIS DE LAS OPCIONES IDENTIFICADAS

En esta sección se presenta las distintas opciones evaluadas.

5.1 Generación Térmica (gas / carbón)

En esta sección se presentan las distintas opciones de generación térmica (con combustibles fósiles) que han sido evaluadas.

5.1.1 Central de Ciclo Abierto y Ciclo Combinado

Se analizó la opción de centrales de ciclo abierto y ciclo combinado. En Chile, recientemente se ha desarrollado una central de ciclo abierto de 139 MW en la Región del Biobío y una central de ciclo combinado de 517 MW en Mejillones [10] [11]. Recientemente se ha comenzado el desarrollo de una nueva central de ciclo abierto de 132 MW en la Región del Biobío [12].

a.) Descripción general y estimación de costos

La Tabla 2 presenta las dos opciones evaluadas. La opción 1 corresponde a una central de ciclo abierto de 211 MW; la opción 2 es una central de ciclo combinado en configuración 2 x 1 de 630 MW⁶. Para realizar la estimación de costos se utilizó información facilitada por la CNE [13] e información de referencias internacionales, particularmente del Handbook Gas Turbine World 2019 [14].

La capacidad de una central afecta el costo de inversión. Por ejemplo, entre una unidad de ciclo abierto de 132 MW y una de 143 MW, se puede alcanzar una reducción de 5% en el costo unitario de inversión (USD/kW) [15]. Adicionalmente, es importante notar que aparte de los factores que afectan directamente el costo de estos sistemas de generación, las dinámicas de mercado también pueden influenciar el costo de manera significativa; en este contexto, de acuerdo a lo indicado en Handbook Gas Turbine World 2019, una demanda deprimida, particularmente de unidades de mayor tamaño, ha afectado el mercado, disminuyendo los precios de unidades de ciclo abierto y ciclo combinado [14].

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 57% de los costos de la opción 1 debiera ser indexada al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar). El 43% restante corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexada al IPC. Para la opción 2, el 65% son costos de material importado, por lo tanto, debiera estar indexado al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar)⁷.

⁶ Esta configuración consta de dos turbinas a gas y una turbina de vapor.

⁷ Para realizar la indexación, se evaluó cada componente de costo, indicando si corresponde a material importado o mano de obra internacional; o a una componente de costo nacional. Se asignó porcentajes a cada componente de costos y, en base a la importancia de cada componente de costo, se determinó la ponderación final para el sistema.

Tabla 2: Descripción general y estimación de costos de opciones de Ciclo Abierto y Ciclo combinado⁸

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2
Potencia de la Planta	Tipo	CA	CCGT
Configuración			2x1
Potencia neta	MWe	211	630
Combustible		Gas Natural	
Eficiencia neta (LHV)	%	38,1%	57,0%
Consumo específico neto	Btu/kWh	8.980	5.990
Voltaje de conexión	kV	220	220
Distancia de conexión	km	10	10
Estimación de Costos		Opción 1	Opción 2
Sistema de alimentación de agua y miscelaneos BOP	k USD	2.792	47.667
Turbina a gas y accesorios	k USD	53.140	126.208
HRSg, ductos y chimenea	k USD	0	49.471
Turbina de vapor y generador	k USD	0	74.556
Sistema de enfriamiento	k USD	0	17.750
Accesorios y equipamiento eléctrico	k USD	11.900	42.191
Instrumentación y control	k USD	4.349	15.420
Mejora del sitio	k USD	3.502	10.457
Edificios y estructuras	k USD	4.217	12.591
Costos Indirectos & Utilidad del EPC	k USD	13.469	40.216
Contingencias	k USD	17.680	52.787
Inventario de repuestos	k USD	1.387	4.161
Costo Equipamiento & EPC	k USD	112.436	493.476
Interconexión	k USD	13.133	29.133
Instalaciones para gasoducto	k USD	4.113	4.113
Adquisición de Terreno	k USD	3.790	3.790
Permisos	k USD	700	1.500
Overhead del Desarrollador	k USD	3.373	14.804
Seguros generales	k USD	562	2.467
Compensaciones a la comunidad	k USD	163	163
Utilidades Desarrollador	k USD	4.126	16.404
Costo Desarrollo	k USD	29.961	72.375
Costo Total	k USD	142.397	565.851
Costo Unitario	USD/kW	675	898

⁸ El costo estimado de compensación a comunidades sólo aplica en casos en que la central afecte a comunidades que estén ubicadas a una distancia afectada directamente por el proyecto, por ejemplo, de 5 km en aspectos tales como logística durante etapa de construcción. En el caso de la tabla, se ha asumido una comunidad o grupo humano afectado. Generalmente la compensación puede materializarse de distintas maneras. Se entrega del orden de un 1,0% a 1,5% al momento de emisión favorable de la RCA, el resto se comienza a facilitar al momento de iniciar la construcción y un porcentaje final al inicio de la operación del proyecto. Es importante notar que el monto de la compensación también depende del número de personas afectadas y las condiciones del mercado.

Para efectos del contexto de la evaluación, el consultor no considera relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central en distintos puntos del país, asumiendo que los emplazamientos factibles para instalar una central están cercanos a un gasoducto existente⁹. Para una central de ciclo combinado, otros factores tienen una mayor influencia estructural en los costos, como por ejemplo, la selección y diseño del tipo de sistema de enfriamiento [16].

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 3 indica los costos de operación y mantenimiento estimados.

Tabla 3: Costos de operación y mantenimiento de opciones de Ciclo Abierto y Ciclo combinado

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2
O&M fijo	k USD/año	4.009	11.970
O&M variable	USD/MWhe	3,3	2,0

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

A nivel internacional, de acuerdo a información presentada por EPRI [8], se observa que centrales de ciclo combinado tienen un tiempo de partida de hasta 4 horas; una capacidad de toma de carga de 0,8% a 15% por minuto (en promedio 3%); y un mínimo técnico en promedio equivalente a 65% de la potencia máxima para ciclos combinados en configuración 1 x 1 y a 55% de la potencia máxima para ciclos combinados en configuración 2 x 1. Centrales de ciclo abierto tienen un tiempo de partida de hasta 1 hora; una capacidad de toma de carga de 7% a 30% por minuto (en promedio 14%); y un mínimo técnico en promedio equivalente a 35% - 60% de la potencia máxima.

En la Tabla 4 se sintetizan parámetros técnicos para caracterizar la flexibilidad de centrales a gas tipo OCGT y CCGT existentes en Chile. Los parámetros se han obtenido de los informes de parámetros técnicos informados al Coordinador¹⁰.

⁹ En caso de no ser así, se estima un alza significativa de costos que puede ser entre 10% y 64% dependiendo del tamaño de la unidad y la ubicación. Actualmente no se considera social y económicamente factible el desarrollo de este tipo de infraestructura en emplazamientos alejados de infraestructura de transporte o almacenamiento de gas existente.

¹⁰ Los datos de eficiencia han sido obtenidos de los polinomios que se informaron al ex CDEC SING. El consumo específico a mínimo técnico de la central CCGT se obtuvo considerando configuración 2TG + 1 TV.

Tabla 4: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de central OCGT y CCGT¹¹

		OCGT	CCGT
Potencia Nominal	MW	135	538
Consumo Específico Neto a P. Nominal (% LHV)	%	34,6%	50,1%
Consumo Específico Neto a MTA (% LHV) (**)	%	26,0%	42,2%
Mínimo Técnico	%	35%	38%
Mínimo Técnico	MW	47	102
Mín Nivel de Operación con Restricción Amb. (*)	%	44%	47%
Mín Nivel de Operación con Restricción Amb. (*)	MW	59	127
Turndown Absoluto	MW	76	411
Turndown Relativo	%	56%	76%
Tasa de Toma de Carga	MW/min	11	6,4 - 8,4
Tiempo Mínimo de Operación	hrs	0	0
Tiempo de Partida (Total)	Min	43	249
Desde Inicio hasta Sincronización	Min	35	37
Desde Sincronización hasta Mínimo Técnico	Min	5	205
Desde Mínimo Técnico (MT) hasta MTA	Min	3	7

OCGT: Considerando como referencia parámetros técnicos de Los Guindos (con gas)

CCGT: Considerando como referencia parámetros técnicos de Kelar

Mínimos técnicos y tiempos de partida considerando 1 TG + 0,5 TV

En partida en caliente el tiempo desde sincronización hasta MT es 173 min.

En partida en caliente el tiempo desde mínimo técnico hasta MTA es 3 min.

(*): Supuesto que sistema DLN puede controlar emisiones hasta 44% de la potencia nominal

(**): Estimado

MTA: Mínimo Técnico Ambiental

En la Figura 5 se presenta la capacidad de centrales a gas, instaladas en el sistema interconectado nacional, de aportar servicios complementarios de regulación de frecuencia. Los datos se obtuvieron de las programaciones diarias realizadas por el Coordinador; particularmente se consideró la reserva máxima programada para cada central entre los meses de julio y agosto de 2019.

¹¹ El Mínimo Técnico Ambiental corresponde al mínimo nivel de operación de la unidad termoelectrica considerando las restricciones de carácter ambiental. DLN se refiere a sistema de control de NOx tipo Dry Low NOx. LHV corresponde a "Lower Heating Value".

Los valores de consumo específico neto a potencia nominal y consumo específico neto a Mínimo Técnico Ambiental (MTA) se obtienen de las pruebas de consumo específico de las unidades o los polinomios de consumo específico que se encontraban en la antigua página del ex CDEC SING.

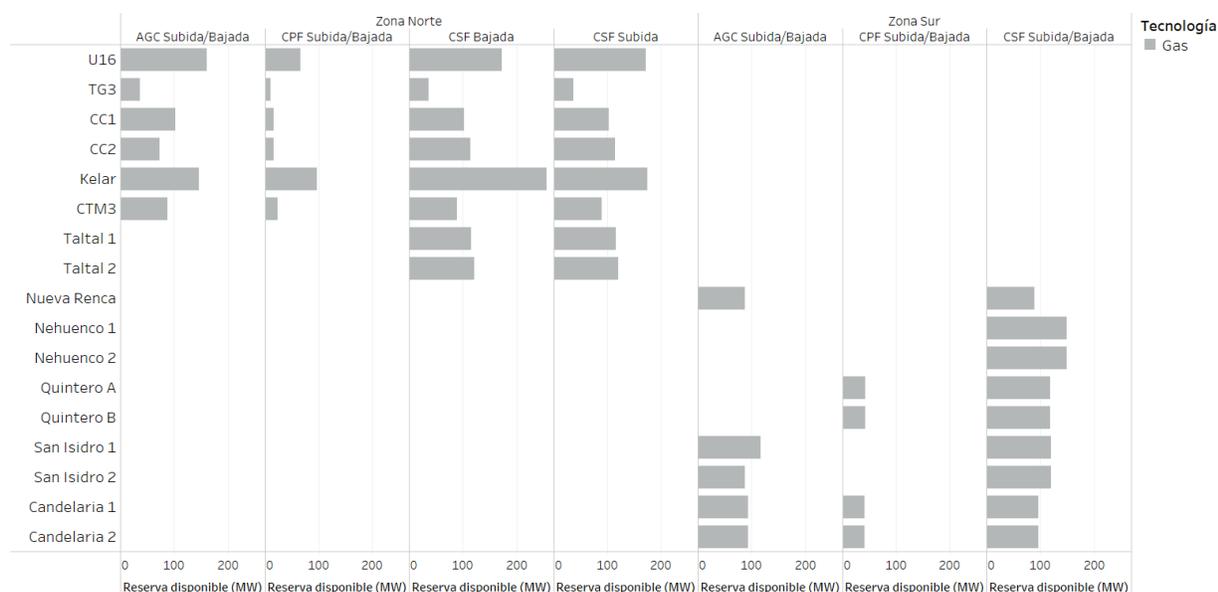


Figura 5: Capacidad de aportar servicios complementarios de regulación de frecuencia de centrales a gas en el Sistema Interconectado Nacional (Fuente Elaboración Propia con datos del Coordinador)

Es posible realizar diversas medidas que contribuyan a aumentar la flexibilidad de una central de ciclo abierto o ciclo combinado; un primer paso es decidir sobre el objetivo de flexibilidad que se desea abordar, por ejemplo: reducir el mínimo técnico, aumentar la rampa de subida y bajada, reducir el tiempo de partida, reducir el tiempo mínimo de operación y tiempo mínimo de detención. Las medidas específicas para aumentar la flexibilidad de una central dependen de la identificación y evaluación de los factores que limitan la flexibilidad de una unidad, lo que debe ser evaluado caso a caso [8]. Entre los factores que pueden limitar la flexibilidad de una unidad se pueden diferenciar aspectos relacionados al diseño de la unidad, aplicación de procedimientos de mantenimiento, prácticas de operación, control de combustión y gestión química para controlar corrosión y agrietamiento de metales.

Exigencias de la norma de emisiones (DS 13), particularmente durante procesos de partida y detención, y en operación a carga parcial de turbinas a gas y ciclos combinados son críticos para establecer la flexibilidad de activos térmicos que contribuirán al proceso de transición hacia una matriz con menos emisiones de gases de efecto invernadero complementando la generación renovable variable [2] [16]. Como se ha indicado en estudios desarrollados por el Ministerio de Energía [16], la definición de un estándar de emisiones para operación de centrales a gas a carga parcial es importante en un contexto donde se cuente con más gas natural en el sistema y el costo de producción de las centrales a gas sea competitivo con el costo de producción de centrales a carbón toda vez que, bajo el estándar de emisiones de NOx vigente en Chile, a operación continua, el turndown relativo de una central de ciclo combinado es menor que el turndown relativo de una central a carbón. La definición mencionada anteriormente se debería efectuar mediante una modificación a la norma de emisiones (DS 13).

La implementación de una medida como la indicada en el párrafo anterior aumentaría la flexibilidad de centrales termoeléctricas a gas sin requerir inversiones ni tiempos de implementación (sólo los correspondientes al proceso regulatorio). La operación a mínimo técnico reducido implica una menor

eficiencia de la unidad termoeléctrica, lo que debiera ser considerado en la programación de la operación y aplicación de procedimientos asociados a cubrir costos no cubiertos por costo marginal del sistema (DS 130, Artículo Tercero).

Finalmente, se debe notar que la operación flexible, con encendidos y apagados frecuentes, por ejemplo, más de 70 encendidos por año, aumenta el estrés térmico sobre los metales, por consiguiente, puede disminuir la confiabilidad de la máquina (i.e.: aumenta el EFOR¹²), aumenta el número de horas equivalentes de operación, y, por lo tanto, el costo variable no combustible. El grado de afectación del ciclaje en una central puede ser gestionado (parcialmente contenido) mediante una revisión de las prácticas de operación y mantenimiento [8]. Para una unidad CCGT que opera en base con costos variables no combustibles de 3,2 USD/MWh, dichos costos de operación pueden aumentar a 6,1 USD/MWh si se tienen aproximadamente 150 partidas tibias por año, y a 8,8 USD/MWh si se tienen aproximadamente 300 partidas tibias por año [17]. No obstante, los efectos de fatiga de materiales no son observables en el corto plazo; dependiendo del estado de la unidad al momento de iniciar la operación flexible, los efectos del ciclaje persistente se pueden observar en un periodo de 2 a 5 años, lo que complejiza la auditoría de costos de operación y mantenimiento.

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

El costo de sistemas de generación de ciclo combinado puede variar entre 20% y 30% dependiendo de definiciones de diseño [14]. Aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación de los sistemas, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor de venta de los sistemas. Recientemente se ha observado una demanda por unidades de ciclo abierto y de ciclo combinado más deprimida, particularmente de unidades de mayor tamaño, situación que ha afectado de manera importante los precios [14].

Las proyecciones de costo se pueden desarrollar de distinta manera. Es posible asumir que las turbinas de ciclo abierto y de ciclo combinado se trata de una tecnología madura, por lo que no se esperan variaciones drásticas de costo, fuera de aquellos asociados directamente a la fabricación (costo de materiales) o por condiciones comerciales particulares.

Para proyectar los costos de materiales, una opción es utilizar el *Material Price Index* que utiliza la Energy Information Administration (EIA) para representar como pueden cambiar precios de materiales (por ejemplo acero y cemento) en el tiempo [19]. Una proyección reciente del *Material Price Index* se presenta en la Figura 6.

No obstante, para el caso particular de los análisis que pueda realizar la CNE en el contexto de los antecedentes presentados en este estudio, se sugiere no asumir escenarios de variación de costos de materiales y sólo intentar reflejar curvas de aprendizaje tecnológico.

¹² EFOR: Equivalent forced outage rate.

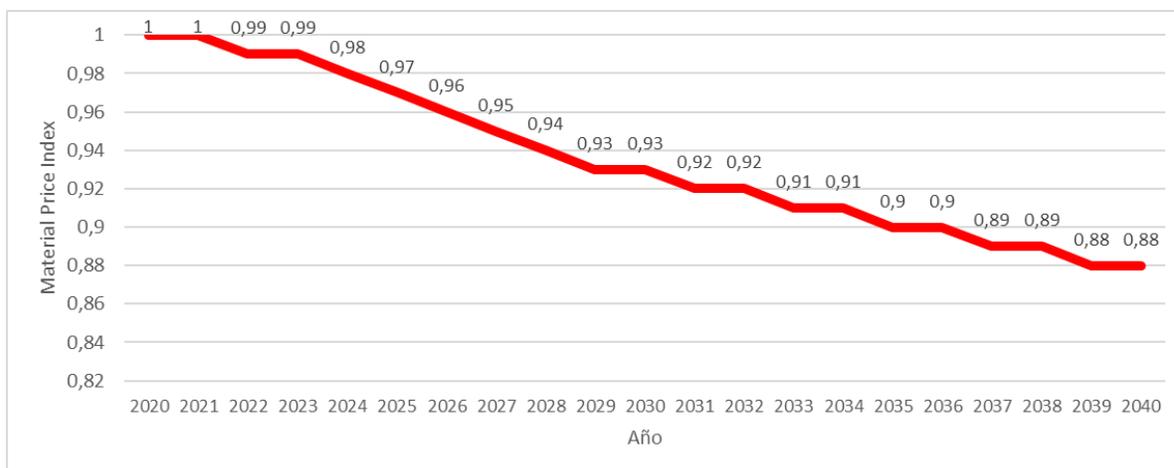


Figura 6: La proyección del *Material Price Index* (Fuente Elaboración Propia con datos de EIA)

De acuerdo a información publicada recientemente por NREL, los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles se pueden asumir constantes [20]. Como se ha indicado anteriormente, los costos variables no combustibles pueden variar de manera importante dependiendo del ciclaje al que se ve expuesto la unidad.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.1.2 Conjunto de Motores a Gas

Entre las alternativas de centrales térmicas, se analizó la opción de un conjunto de motores a gas. En Chile, actualmente se cuenta con una planta de 43 MW de LPG en Teno y la central Newen en la Región del Bío-bío [16]. El proyecto de Teno consideró una inversión de US\$ 30 millones para la instalación de 25 motores, que pueden funcionar con GLP o gas natural, y tienen la intención de ser destinados a respaldar al sistema eléctrico ante la intermitencia de unidades renovables variables [17]. Esta opción también ha estado siendo desarrollada en Argentina utilizando tecnología de Jenbacher como de Wartsilä [18] [19].

a.) Descripción general y estimación de costos

Se evaluaron tres opciones: opción 1 considera un conjunto de 4 motores a gas natural para una planta de 46 MW; la opción 2 considera un conjunto de 7 motores para una planta de 51 MW de gas licuado de petróleo (LPG); la opción 3 considera una planta de 108 MW mediante un conjunto de 6 motores a gas natural. Cada una de las opciones, junto al costo estimado, se presentan en la Tabla 5. Para realizar la estimación de costos se solicitó cotizaciones referenciales a proveedores, como por ejemplo Wartsilä [20] [21] [22] [23] [24] [25].

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 58% de los costos de la opción 1 debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar). El 42% restante corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC. Para la opción 2, el 58% debiera ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar). Para la opción 3, el 65% debiera ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar).

Tabla 5: Descripción general y estimación de costos de opciones de Central de Conjunto de Motores a Gas¹³

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Potencia de la Planta	MWe	46	51	108
Combustible		Gas Natural	LPG	Gas Natural
Potencia Motor	MW/unidad	11,5	7,3	18,0
Número de Unidades	#	4	7	6
Ajuste de emisiones NOx	ppm	45	-	45
Eficiencia neta	%	46,6%	42,2%	45,6%
Consumo específico neto (LHV)	kJ/kWh	7607	8537	7889
Voltaje de conexión	kV	66	66	220
Distancia de conexión	km	1	1	10
Estimación de Costos		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Estructura e Instalación	k USD	7.068	9.442	13.463
Suministro de Equipos Mecánicos y Montaje	k USD	22.450	29.992	42.764
Suministro e instalación Eléctrico e I&C	k USD	4.989	6.665	9.503
Transporte	k USD	3.326	4.443	6.335
Gastos Indirectos del Proyecto	k USD	3.742	4.999	7.127
Inventario de Repuestos	k USD	1.597	1.417	4.161
Costo Equipamiento & EPC	k USD	43.172	55.541	79.192
Interconexión	k USD	331	331	4.333
Instalaciones para gasoducto	k USD	4.113	-	4.113
Adquisición de Terreno	k USD	471	471	906
Permisos	k USD	295	295	700
Contingencias	k USD	1.295	1.666	2.376
Overhead del Desarrollador	k USD	1.295	1.666	2.376
Compensaciones a la comunidad	k USD	163	163	163
Utilidades Desarrollador	k USD	1.274	1.499	2.350
Costo Desarrollo	k USD	9.237	6.091	17.316
Costo Total	k USD	52.409	61.632	96.508
Costo Unitario	USD/kW	1.139	1.204	894

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor no considera relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central en distintos puntos del país. Las cotizaciones recibidas en este caso son para un EPC estimado genérico en cualquier parte del Sistema Eléctrico Nacional. Las variaciones de costos que se pueden dar entre distintos proveedores de tecnología pueden ser más

¹³ El costo estimado de compensación a comunidades sólo aplica en casos en que la central afecte a comunidades que estén ubicadas a una distancia afectada directamente por el proyecto, por ejemplo, de 5 km en aspectos tales como logística durante etapa de construcción. En el caso de la tabla, se ha asumido una comunidad o grupo humano afectado. Generalmente la compensación puede materializarse de distintas maneras. Se entrega del orden de un 1,0% a 1,5% al momento de emisión favorable de la RCA, el resto se comienza a facilitar al momento de iniciar la construcción y un porcentaje final al inicio de la operación del proyecto. Es importante notar que el monto de la compensación también depende del número de personas afectadas y las condiciones del mercado.

relevantes que las variaciones de costos que se pueden tener por instalar el equipamiento en distintas partes del país.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 9 indica los costos de operación y mantenimiento considerados según información de cotizaciones referenciales realizadas a Wärtsilä [26] [27] [28]. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 6: Costos de operación y mantenimiento de opciones de Conjunto de Motores a Gas

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3
O&M fijo	k USD/año	719	805	2.052
O&M variable	USD/MWhe	5,9	6,2	6,3

Los costos de O&M de este tipo de unidades no se ven afectados por la operación flexible (número de partidas y detenciones)¹⁴.

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Como se indicó en la Sección 3.3, en un contexto de alta penetración de generación renovable variable no sólo es importante la eficiencia de una central térmica a potencia nominal, sino también su eficiencia a carga parcial y mínimo técnico. Para la Opción 3 evaluada anteriormente, el mínimo técnico de la central es menor a 10% de la capacidad nominal. En la Figura 7 se presenta la eficiencia neta de un ciclo combinado, una central de ciclo abierto, y una central compuesta por un conjunto de seis motores a gas. Si bien el ciclo combinado es más eficiente a un despacho sobre el 60% de la potencia nominal, la central compuesta por el conjunto de seis motores a gas es más eficiente a niveles menores de despacho porque, del total de motores despachados, se adopta el criterio de mantener sólo 1 motor a carga parcial y el resto a potencia nominal.

¹⁴ Los motores a gas tienen una temperatura de operación menor que la temperatura de operación de unidades de ciclo abierto y ciclo combinado, por lo que el estrés térmico que se produce en los metales es menor.

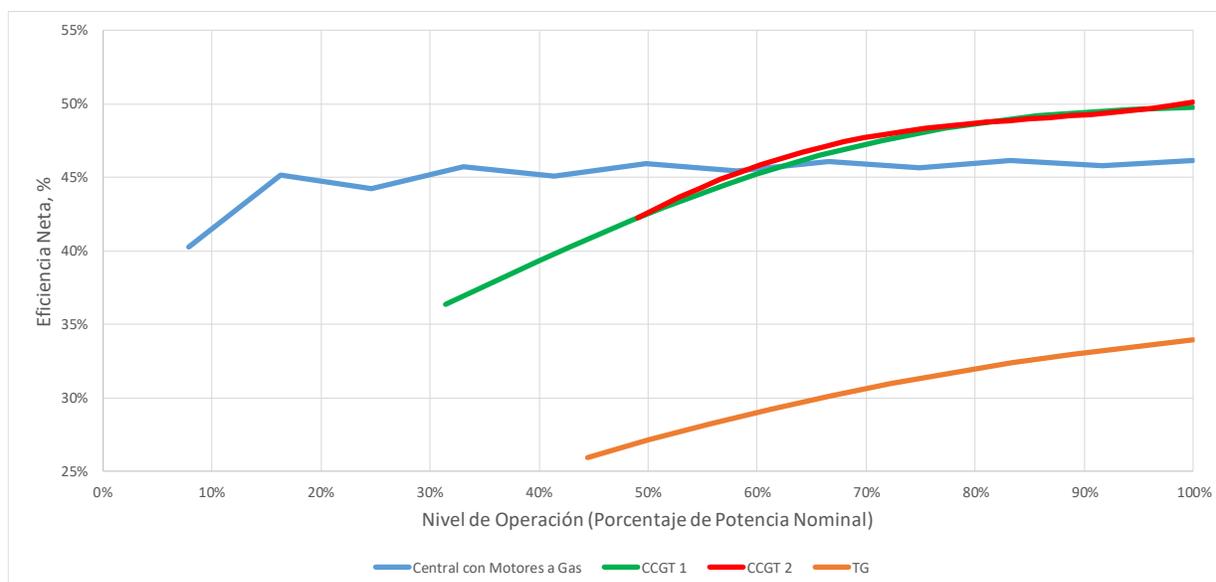


Figura 7: Comparación de eficiencia en el rango de operación de una central de ciclo abierto, central de ciclo combinado y una central con un conjunto de seis motores a gas

Dependiendo del tamaño de la central de motores a gas, el mínimo técnico se puede reducir. Por ejemplo, en una central de motores a gas de tamaño comparable con un ciclo combinado, el mínimo técnico de conjunto de motores a gas puede ser inferior a 2% de la capacidad nominal de la central.

En los sistemas con motores a gas, dependiendo del tipo de motor, el tiempo de sincronización puede llegar a 30 segundos. En función de las condiciones iniciales del sistema al momento de iniciar una partida, se puede alcanzar la potencia nominal de la central entre 2 y 5 minutos (Figura 8 y Figura 9). Estos sistemas pueden ser considerados tanto para suministrar control primario y control secundario de frecuencia. A diferencia de centrales a carbón, OCGT y CCGT, mediante estos sistemas se puede suministrar servicios complementarios para control secundario de frecuencia con parte del sistema detenido.

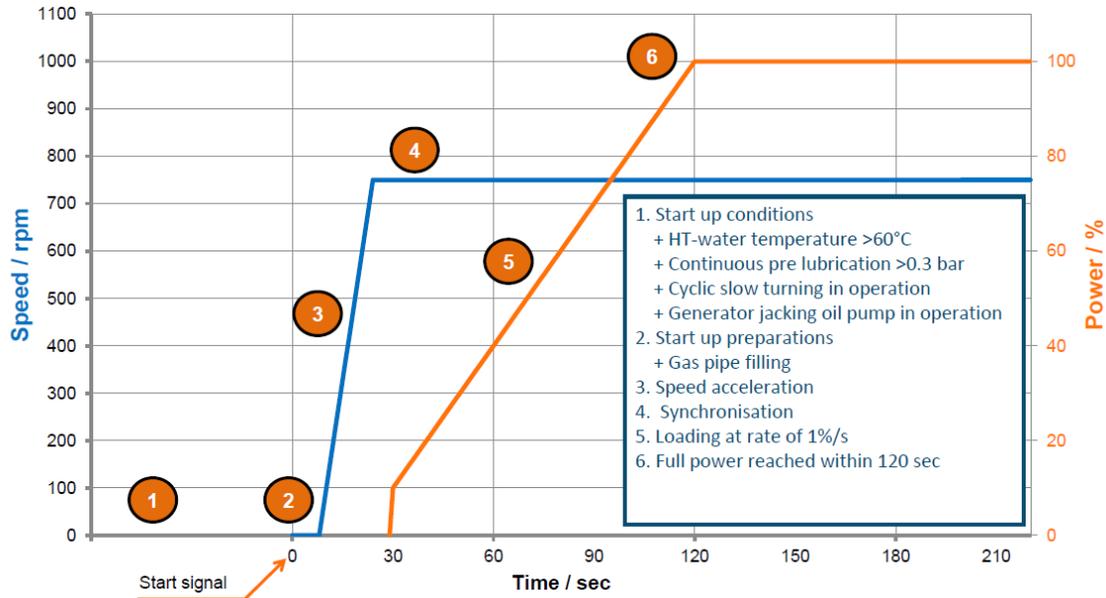


Figura 8: Motores W34SG - Partida con sincronización en 30 seg. y operación a carga nominal en 2 minutos. Fuente: Wärtsilä

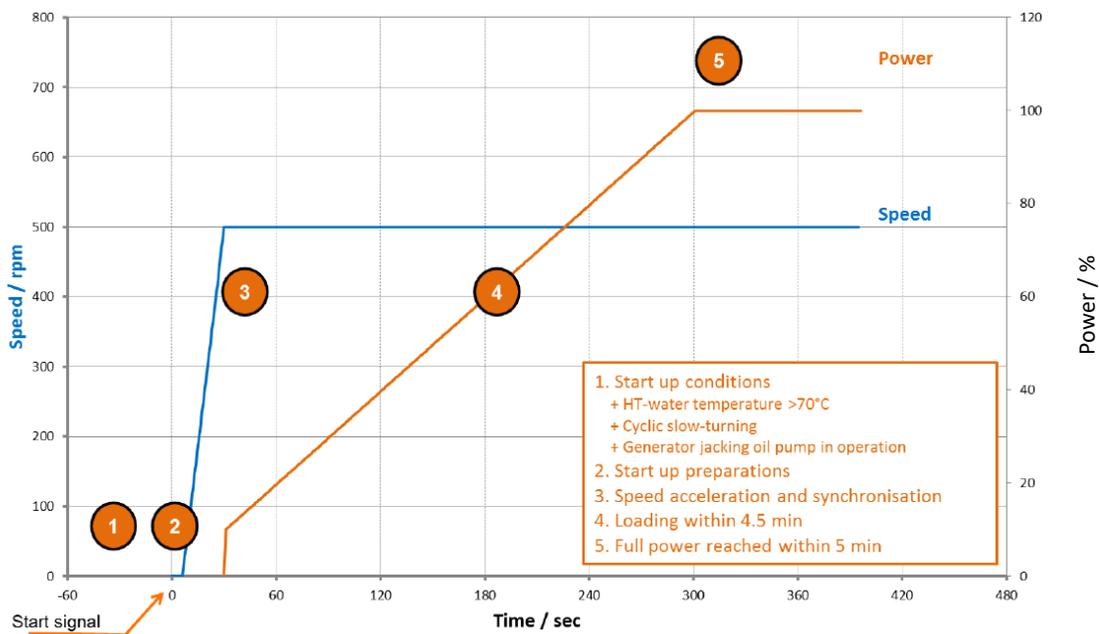


Figura 9: Motores W34SG - Partida con sincronización en 30 seg. y operación a carga nominal en 5 minutos. Fuente: Wärtsilä

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Al igual que en unidades de ciclo abierto o de ciclo combinado, aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación de los sistemas, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor comercial de este tipo de unidades.

Las proyecciones de costo se pueden desarrollar de distinta manera. Es posible asumir que los motores a gas son una tecnología madura, por lo que no se esperan variaciones drásticas de costo, fuera de aquellos asociados directamente a la fabricación (costo de materiales) o por condiciones comerciales particulares.

Como se indicó para el caso de turbinas a gas y unidades de ciclo combinado, para proyectar los costos de materiales, una opción es utilizar el *Material Price Index* que utiliza la EIA [19]. La proyección del *Material Price Index* se presentó en Figura 6 (pg. 21). No obstante, para el caso particular de los análisis que pueda realizar la CNE en el contexto de los antecedentes presentados en este estudio, se sugiere no asumir escenarios de variación de costos de materiales y sólo intentar reflejar curvas de aprendizaje tecnológico.

Los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles se pueden asumir constantes.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.1.3 Adaptación de Centrales a Carbón

En Chile actualmente se cuenta con 26 unidades de generación térmica a carbón. No se contempla el desarrollo de nuevas unidades que no tengan captura y secuestro de CO₂ [29].

Es posible realizar diversas medidas que contribuyan a aumentar la flexibilidad de una central a carbón; un primer paso es decidir sobre el objetivo de flexibilidad que se desea abordar, por ejemplo: reducir el mínimo técnico, aumentar la rampa de subida y bajada, reducir el tiempo de partida, reducir el tiempo mínimo de operación y tiempo mínimo de detención. Las medidas específicas para aumentar la flexibilidad de una central dependen de la identificación y evaluación de los factores que limitan la flexibilidad de una unidad, lo que debe ser evaluado caso a caso [8]. Entre los factores que pueden limitar la flexibilidad de una unidad se pueden diferenciar aspectos relacionados al diseño de la unidad, aplicación de procedimientos de mantenimiento, prácticas de operación, control de combustión y gestión química para controlar corrosión, agrietamiento de metales y la aplicación de normativas ambientales vigentes.

En general, dependiendo de la complejidad y costo de implementación, los cambios para mejorar la flexibilidad de una unidad se pueden clasificar en tres niveles (Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3). El desafío que se considera en este reporte es la adaptación de las centrales existentes mediante cambios en los procedimientos de operación, utilizando los sistemas existentes (medida Nivel 1), de manera que puedan reducir su mínimo técnico y de esa forma mejorar la capacidad de complementar a fuentes de generación renovable variable, sin desmedro de sus desempeños ambientales en cuanto a contaminantes locales o globales¹⁵.

¹⁵ Para el caso de centrales a carbón, se debe verificar que una reducción mayor de mínimos técnicos permita mantener el desempeño de los sistemas de control de emisiones dentro de lo establecido en el DS 13.

El Coordinador, en los últimos años, ha reducido los mínimos técnicos de las centrales a carbón. En general, dado la existencia de sistemas de control de emisiones, la reducción de mínimo técnico de las unidades a carbón no ha afectado el nivel de emisiones significativamente (se ha mantenido el cumplimiento de DS 13). Distinto es el caso de una central de ciclo combinado con sistema DLN (Dry Low NOx), que dada la estructura del sistema, enfrentan desafíos para controlar emisiones a carga parcial dentro del rango establecido en el DS 13. En otros países de la

a.) Descripción general y estimación de costos

Para una central a carbón, la reducción de mínimo técnico tanto como sea posible es la opción más costo efectiva de complementar la generación renovable variable [8] [30]. Ante un escenario de alta penetración de energía renovable, la opción de reducir tanto como sea posible el mínimo técnico es de menor costo e impacto que utilizar partidas y detenciones diarias [7]. Mediante la reducción de mínimos técnicos también se contribuye, de una manera operacional, con objetivos de descarbonización de la matriz de generación [6]. Actualmente existe una amplia dispersión de mínimos técnicos (como porcentaje de la potencia nominal de la unidad), siendo en promedio las centrales de la zona norte las que tienen mejor desempeño.

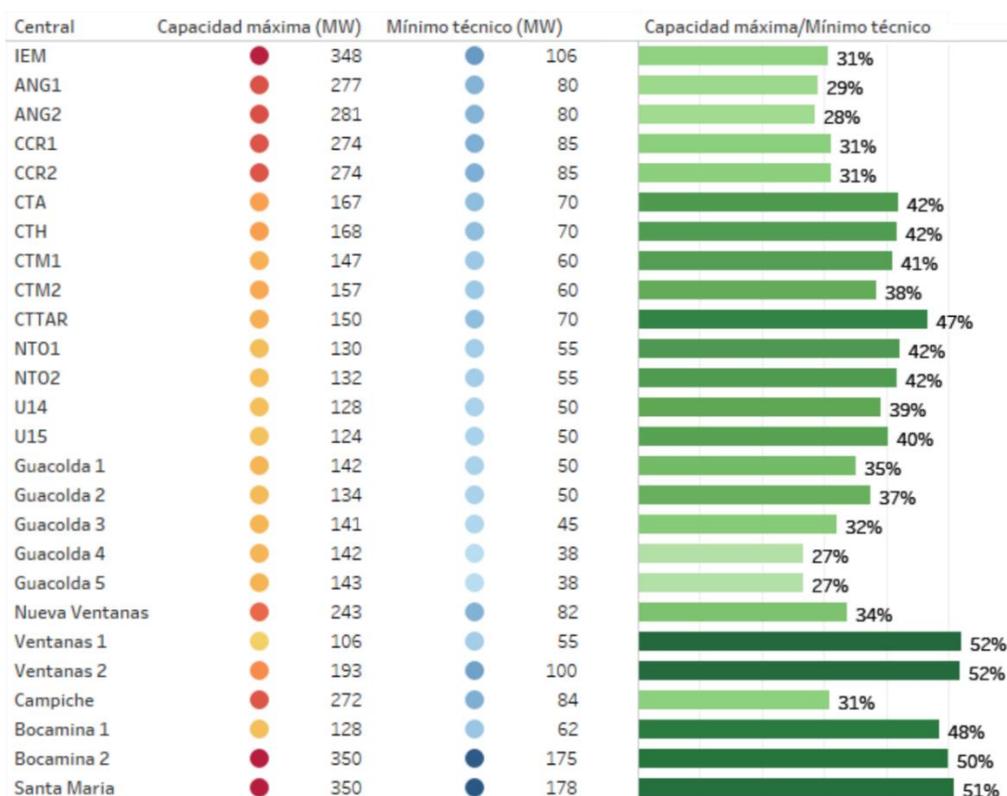


Figura 10: Mínimos técnicos de unidades a carbón en Chile (Elaboración propia en base a datos publicados por el Coordinador en agosto de 2019)

Para una unidad a carbón, históricamente la definición de un mínimo técnico equivalente al 50% de la potencia nominal ha sido una práctica “standard” para los operadores. En dicha potencia, todos los pulverizadores y quemadores de la unidad están en operación, lo que simplifica su gestión y control. Adicionalmente, la temperatura de los gases de combustión es suficientemente alta para permitir la correcta operación del sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR)¹⁶, en caso de que la unidad lo posea

OECD se establecen requerimientos particulares para control de emisiones de unidades de ciclo combinado operando a carga parcial.

¹⁶ Los sistemas SCR (Selective Catalytic Reduction) se utilizan para controlar las emisiones de NOx.

[6]. No obstante, el contexto del mercado eléctrico en Chile ha creado condiciones para disminuir los mínimos técnicos de estas unidades, lo que ya ha sido implementado por los distintos operadores en cierta medida. No obstante, persiste inquietud ante la posibilidad de reducir aún más los mínimos técnicos de unidades a carbón respecto a los valores observados.

La reducción de mínimos técnicos generalmente levanta las siguientes preocupaciones por parte de los operadores de centrales a carbón [6]:

- i. **Estabilidad de llama:** A medida que se reduce la potencia de operación, se reduce el flujo de aire y la alimentación de carbón; y se llega a un límite en que se arriesga la estabilidad de la llama. A cargas muy reducidas, dependiendo de las condiciones de operación de la unidad y el sistema de control (*Burner Management System*), se puede arriesgar un trip de la unidad. No obstante, en algunos casos ha sido posible reducir el mínimo técnico a niveles de 14% – 16% de la potencia nominal de la unidad [8]¹⁷.
- ii. **Pulverizadores:** Los pulverizadores experimentan vibraciones cuando operan bajo el 50% de su carga, por lo que se busca que operen sobre el 50% de su carga. A medida que se reduce la potencia despachada de la unidad, algunos pulverizadores se apagan (Figura 11). Históricamente, los operadores utilizan al menos 2 pulverizadores, lo que limita la potencia mínima que puede alcanzar la unidad. Es posible llegar a potencias más bajas utilizando un solo pulverizador, condición operacional que tiene un mayor riesgo de caída de la central o *trip*¹⁸.

¹⁷ Por ejemplo, según EPRI, las unidades 1 y 2 de Roxboro Station, de Duke Energy, redujeron su mínimo técnico a 57,3 MW y 103,4 MW lo que corresponde a un 14,0% y 15,7% de la potencia nominal de la unidad respectivamente.

¹⁸ No obstante, eso no significa que no deba ser evaluada. Es deseable conocer tasas históricas de pulverizadores.

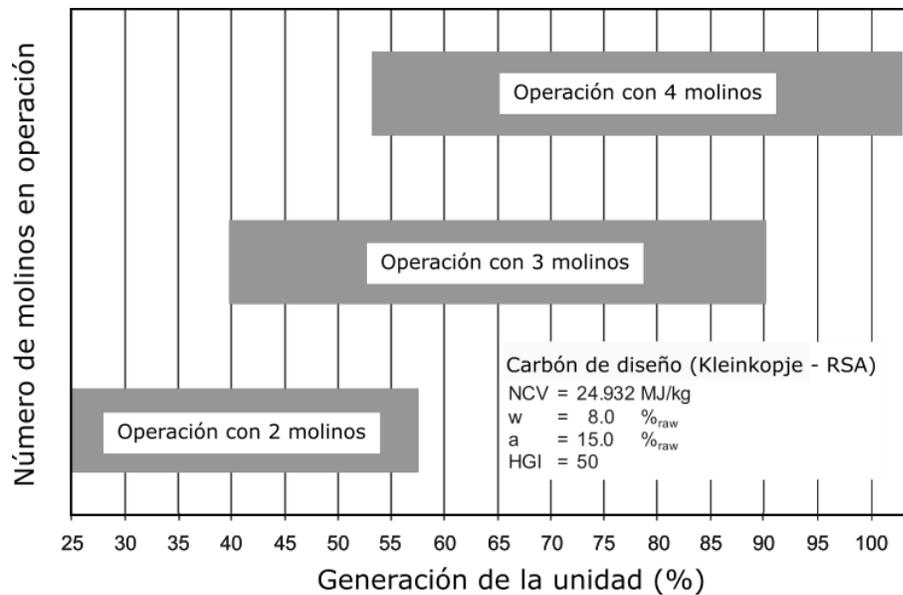


Figura 11: Rango de operación de los pulverizadores en una unidad a carbón en Sudáfrica.

Fuente: Traducido de [31].

- iii. **SCR:** El catalizador para el sistema SCR que controla las emisiones de NO_x opera idealmente con temperaturas de alrededor de 370°C. De acuerdo a la United States Environmental Protection Agency (EPA), un sistema de SCR típico puede tolerar variaciones de temperatura de +/- 93°C y operar de manera efectiva. Si una unidad opera en una potencia mínima que provoque que la temperatura de los gases de combustión disminuya a tal punto que el sistema SCR no es efectivo en el control de las emisiones NO_x, entonces se incumpliría la norma de emisiones vigente en Chile (DS13/2011), haciendo infactible su operación a esa potencia¹⁹.

Se considera que todas las unidades presentes en Chile son capaces de operar utilizando dos molinos al 50% de la carga, en este escenario las centrales podrían acercarse al desempeño que actualmente tienen las unidades de Guacolda.

Una reducción mayor del mínimo técnico implica resolver el desafío de estabilización de la llama en el hogar de la caldera mediante la utilización de quemadores o pilotos de diésel o gas, los que pueden combustionar cantidades relativamente menores de diésel o gas natural durante la operación a mínimo técnico para permitir una llama estable a menores potencias²⁰.

Por lo tanto, el uso de diésel o gas natural en operación a potencia mínima, en conjunto a otras medidas, puede disminuir significativamente el mínimo técnico de las unidades a carbón al orden de 13% - 18% de

¹⁹ No obstante, a futuro, utilizando gas natural, se puede explorar estándares de emisiones a carga parcial.

²⁰ Los desafíos relacionados a la operación de los pulverizadores y al sistema SCR pueden eventualmente ser solucionados mediante nuevas prácticas operacionales, experimentación y cambios procedimentales y regulatorios, permitiendo una reducción del mínimo técnico de unidades de carbón.

la potencia nominal de la unidad, y por consiguiente reducir las emisiones a nivel global en el sistema al permitir mayor penetración de generación solar fotovoltaica y eólica [30].

Utilizando combustible alternativo disponible actualmente en la central (diésel)²¹, se considera que la evaluación por parte de un fabricante de las medidas que se deben tomar para reducir los mínimos técnicos tiene un costo de USD 100 mil por unidad²² [32]. La implementación de estas medidas puede implicar la mejora del sistema de control existente [33], por lo que el costo de implementación se considera del orden de USD 150 mil por unidad.

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 40% de los costos debiera ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar). El 60% restante corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC.

En caso de utilizar combustible alternativo (gas natural), se debe considerar el costo asociado a cambiar los quemadores existentes y el costo de conexión a la red de gas o habilitación de sistema de almacenamiento y distribución de gas licuado mediante transporte en camiones²³.

b.) Costos de operación y mantenimiento

Al reducir el mínimo técnico, manteniendo los deltas de temperatura asociados a las rampas de manera constante, el costo variable no combustible se debiera mantener invariante debido a que no se pronostica un cambio en el ciclo de mantenimiento, costo de mantenimiento diario, ni costo de operación no combustible de la unidad.

El costo variable combustible dependerá de la cantidad de combustible requerido para estabilizar la llama. Para determinar esta cantidad, se requiere realizar pruebas. Algunas unidades en Chile han realizado pruebas para determinar el costo asociado a aumentar las rampas y han determinado un costo de USD 1.000 por día asociado a uso de diésel [34]; no obstante, este valor debe ser evaluado para la aplicación específica que se está planteando en esta sección (reducción de mínimo técnico). Otro aspecto relevante por definir es si el mayor costo de operación se tratará como costo fijo o como parte de los costos variables combustibles declarados al Coordinador.

²¹ Este combustible alternativo se utiliza para los procesos de partida. Actualmente en Chile, en la mayoría de los casos se utiliza diésel; es posible también utilizar gas natural como un combustible alternativo que permite procesos de partida más limpios [17].

²² Para un complejo de 5 unidades el costo estimado puede ser alrededor de USD 330 mil.

²³ La mayoría de las centrales a carbón existentes están emplazadas en las inmediaciones de un gasoducto, o incluso limitan con uno; a excepción de Guacolda [6, p. Anexo A].

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

En la Tabla 7 se sintetizan parámetros técnicos para caracterizar la flexibilidad de dos centrales a carbón en Chile. Los parámetros se han obtenido de los informes de parámetros técnicos informados al Coordinador.

Como benchmark internacional se ha observado una tasa de toma de carga entre 0,6% y 4,0% por minuto, siendo en promedio 1,0% por minuto. De la misma manera, el mínimo técnico observado está en el rango de 14% y 55% de la potencia nominal, siendo en promedio 38%. El tiempo de partida se encuentra en el rango de 2 a 5 horas [8].

Tabla 7: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de central a carbón

		Caso 1	Caso 2
Potencia Nominal (Neta)	MW	142	354
Consumo Específico Neto a P. Nominal	kJ/kWh	10.049	9.287
Consumo Específico Neto a MT	kJ/kWh	13.129	12.424
Mínimo Técnico	%	27%	25%
Mínimo Técnico	MW	38	87
Turndown Absoluto	MW	104	267
Turndown Relativo	%	73%	75%
Tasa de Toma de Carga (*)	MW/min	1,0	4,9
Tasa de Toma de Carga	%/min	1,0%	1,9%
Tiempo Mínimo de Operación (**)	hrs	2	0
Tiempo de Partida Fria (Total)	Min	471	1.014
Desde Inicio hasta Sincronización	Min	396	924
Desde Sincronización hasta Mínimo Técnico	Min	75	90
Tiempo de Partida Caliente (Total)	Min	180	198
Desde Inicio hasta Sincronización	Min	141	192
Desde Sincronización hasta Mínimo Técnico	Min	39	6

Caso 1: Basado en parámetros de Guacolda 4, informados al Coordinador

Caso 2: Basado en parámetros de IEM, informados al Coordinador

(*): Considerando tiempo entre MT y Potencia Nominal en partidas en caliente

(**): Para el caso 2 con partida obligatoria en no más de 96 horas. Caso contrario, operar hasta vaciar silo (máximo: 24 horas)

En la Figura 12 se presenta la capacidad de centrales a carbón, instaladas en el sistema interconectado nacional, de aportar servicios complementarios de regulación de frecuencia. Los datos se obtuvieron de las programaciones diarias realizadas por el Coordinador; particularmente se consideró la reserva máxima programada para cada central entre los meses de julio y agosto de 2019. Para cada caso se presenta el porcentaje respecto de su capacidad nominal.

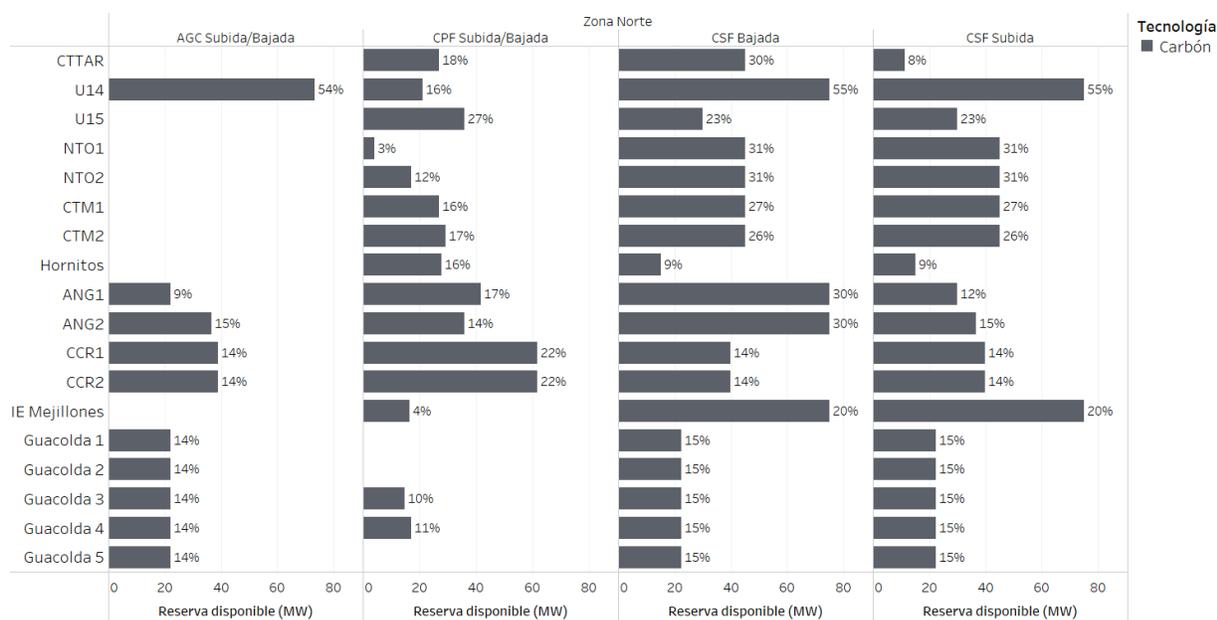


Figura 12: Capacidad de aportar servicios complementarios de regulación de frecuencia de centrales a carbón en el Sistema Interconectado Nacional (Fuente Elaboración Propia con datos del Coordinador)

Finalmente, se debe notar que la operación flexible, con encendidos y apagados frecuentes, por ejemplo, más de 50 encendidos por año, aumenta el estrés térmico sobre los metales, por consiguiente, puede disminuir la confiabilidad de la máquina (i.e.: aumenta el EFOR), aumenta el número de horas equivalentes de operación, y, por lo tanto, el costo variable no combustible. El grado de afectación del ciclaje en una central puede ser gestionado (parcialmente contenido) mediante una revisión de las prácticas de operación y mantenimiento [8]. Los efectos de fatiga de materiales no son observables en el corto plazo; dependiendo del estado de la unidad al momento de iniciar la operación flexible, los efectos del ciclaje persistente se pueden observar en un periodo de 2 a 5 años, lo que complejiza la auditoría de costos de operación y mantenimiento.

Para una unidad a carbón que opera con costos variables no combustibles de 2,5 USD/MWh, se puede tener un aumento a 2,6 USD/MWh en caso de operar la unidad en modo flexible de seguimiento frecuente de la demanda neta (“load following” entre mínimo técnico y potencia nominal, sin encendidos y apagados frecuentes) [17].

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Es posible asumir que el costo de inversión asociado al tipo de adaptación sugerido en esta sección no varía en el tiempo dado que se trata de una tecnología madura. Manteniendo modo de operación sin un ciclaje que involucre partidas y paradas frecuentes, los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles también se pueden asumir constantes. Como se ha indicado anteriormente, los costos variables no combustibles pueden variar de manera importante dependiendo del ciclaje al que se ve expuesto la unidad.

5.2 Generación Renovable

En esta sección se presentan las distintas opciones de generación renovables, en operación actualmente en el país, evaluadas.

5.2.1 Hidroeléctrica de Pasada

Las centrales hidroeléctricas de pasada tradicionalmente han permitido aprovechar recursos renovables en la zona centro y sur de Chile. En algunos casos pueden considerar estanques para permitir regulación intradiaria (gestión de generación por algunas horas). Desafíos sociales, ambientales y económicos han dificultado su desarrollo durante los últimos años principalmente en centrales de mayor tamaño.

a.) Descripción general y estimación de costos

En la Tabla 8 se presenta la descripción general de los sistemas evaluados y su estimación de costos. La opción 1 corresponde a una central minihidráulica de 2,9 MW; la opción 2 corresponde a una central de 52 MW con un estanque de contrapunta que permite a la unidad generar a capacidad máxima durante 2 horas²⁴.

Los costos de la opción 1 han sido estimados considerando estudios previos realizados por la CNE [13] y referencias internacionales, como por ejemplo una publicación del Department of the Interior de Estados Unidos [35]. Los costos de la opción 2 han sido estimados tomando como referencia evaluaciones realizadas a nivel internacional por la Agencia de Cooperación Internacional de Japón [36]. Es importante notar que en general se tiene una amplia dispersión en los costos dependiendo de las condiciones específicas del emplazamiento.

Tomando como referencia la información analizada, para la opción 1 se estimó que el 65% de los costos debieran estar indexados a moneda nacional (IPC), el resto debiera ser indexado al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar). Para la opción 2 el porcentaje indexado a moneda nacional es 63%.

²⁴ La central contempla dos unidades de 26 MW. En promedio, se considera la operación de una unidad en base y la segunda unidad por 4 horas.

Tabla 8: Descripción general y estimación de costos de opciones de central hidroeléctrica de pasada²⁵

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2
Potencia neta	MWe	2,9	52
Altura de caída	m	100	194
Caudal de diseño	m ³ /s	3,5	32
Canalizaciones / Túneles	m	3.000	7.240
Largo de tubería presión	m	1.000	677
Número de turbinas	#	1	2
Generación Promedio Anual	GWh/año	14	255
Capacidad del Estanque de Almacenamiento	MWh	-	104
Línea de transmisión	km	3	30
Voltaje	kV	23	220
Nuevos caminos	km	0,6	16
Estimación de Costos			
		Opción 1	Opción 2
Obras Civiles			
Preparación de faena	k USD	87	10.463
Barrera de Captación, intake y desarenador	k USD	341	6.133
Canalizaciones / Túneles	k USD	985	13.835
Cámara de carga	k USD	235	13.166
Tunel de presión	k USD	-	24.114
Tubería a presión y casa de máquinas	k USD	1.035	5.377
Caminos de acceso	k USD	37	6.055
Costo indirecto (25% costo directo)	k USD	680	19.786
Contingencia (15% costo directo + indirecto)	k USD	408	11.871
Total obras civiles	k USD	3.809	110.801
Equipamiento			
Equipamiento mecánico y estructura hidráulicas	k USD	2.076	8.658
Equipamiento eléctrico	k USD	1.641	38.178
Contingencia (10% costo directo + indirecto)	k USD	372	4.684
Total equipamiento	k USD	4.089	51.519
Interconexión	k USD	761	13.533
Adquisición de Terreno	k USD	181	3.790
Permisos	k USD	100	4.000
Derechos de Agua	k USD	395	8.116
Overhead del Desarrollador	k USD	260	5.276
Seguros generales	k USD	43	879
Compensaciones a la comunidad	k USD	-	163
Utilidades Desarrollador	k USD	289	5.942
Costo Desarrollo	k USD	2.029	41.699
Costo Total	k USD	9.927	204.018
Costo Unitario	USD/kW	3.423	3.923

²⁵ El costo estimado de compensación a comunidades sólo aplica en casos en que la central afecte a comunidades que estén ubicadas a una distancia afectada directamente por el proyecto, por ejemplo, de 5 km en aspectos tales como logística durante etapa de construcción. En el caso de la tabla, se ha asumido una comunidad o grupo humano afectado. Generalmente la compensación puede materializarse de distintas maneras. Se entrega del orden de un 1,0% a 1,5% al momento de emisión favorable de la RCA, el resto se comienza a facilitar al momento de iniciar la construcción y un porcentaje final al inicio de la operación del proyecto. Es importante notar que el monto de la compensación también depende del número de personas afectadas y las condiciones del mercado. La condición indicada es más representativa de centrales ubicadas en la zona centro – sur del país, no así de aquellos que se puedan ubicar en la zona norte.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor no considera relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central en distintos puntos del país. Las características del emplazamiento, y sus efectos en el diseño de una central hidroeléctrica, son más relevantes que posibles diferencias de costo de mano de obra y otro tipo de recargos. Las características del emplazamiento son específicas de cada caso; una evaluación genérica puede llevar a una sobre o sub estimación de costos.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 9 indica los costos de operación y mantenimiento estimados. Tomando como referencia criterios del Japan Internacional Cooperation Agency, se consideró un costo anual equivalente al 0,5% del costo de obras civiles más un 1,5% del costo de equipamiento [36, pp. 20-5]. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 9: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central hidroeléctrica de pasada

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2
O&M fijo	k USD/año	98	1.639
O&M variable	USD/MWhe	0,0	0,0

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, se consideró que las centrales hidroeléctricas de pasada sin capacidad de regulación no son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico²⁶ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico.

Las centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad de regulación actualmente no proveen servicios complementarios de regulación de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional. No obstante, sí pueden aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico²⁷ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema. En la Tabla 10 se ilustran algunos parámetros técnicos de interés.

²⁶ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

²⁷ Asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico.

Tabla 10: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de central hidroeléctrica de pasada con capacidad de regulación

		Caso 1	Caso 2
Potencia Nominal (Neta)	MW	40	155
Tipo de Unidades		Pelton	Francis
Número de Unidades	#	2	2
Mínimo Técnico	%	13%	12%
Mínimo Técnico (*)	MW	5	19
Turndown Absoluto	MW	35	136
Turndown Relativo	%	88%	88%
Tasa de Toma de Carga (**)	MW/min	5,0	50,4
Tasa de Toma de Carga	%/min	17%	43%
Tiempo Mínimo de Operación	hrs	0	0
Tiempo de Partida (Total hasta Mínimo Técnico)	Min	8,8	6,1
Desde Inicio hasta Sincronización	Min	7,8	5,4
Desde Sincronización hasta Mínimo Técnico	Min	1,0	0,7
Desde Mínimo Técnico hasta Potencia Máxima	Min	6,0	2,3

Caso 1: Basado en parámetros de Central San Andrés, informados al Coordinador

Caso 2: Basado en parámetros de Hidroeléctrica La Higuera, informados al Coordinador

(*): Considerando una unidad en funcionamiento

(**): Considerando dos unidades en funcionamiento a MT

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación y montaje de los sistemas, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor comercial del equipamiento y el costo del montaje de este tipo de unidades.

Las proyecciones de costo de centrales hidroeléctricas de pasada se pueden desarrollar de distinta manera [42]. Es posible asumir que una central hidroeléctrica de pasada es una tecnología madura, altamente dependiente de las condiciones del emplazamiento. Manteniendo las condiciones de emplazamiento invariantes, no se esperan variaciones drásticas de costo, fuera de aquellos asociados directamente a la fabricación de equipamiento electromecánico, construcción de infraestructura o condiciones comerciales particulares.

Para el caso particular de los análisis que pueda realizar la CNE en el contexto de los antecedentes presentados en este estudio, se sugiere no asumir escenarios de variación de costos de materiales y sólo intentar reflejar curvas de aprendizaje tecnológico.

Los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles se pueden asumir constantes.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.2.2 Hidroeléctrica de Embalse

Las centrales hidroeléctricas de embalse tradicionalmente han sido consideradas fuentes de energía renovable que permiten otorgar firmeza al sistema mediante la acumulación de agua que puede ser utilizada en escala de semanas y meses de manera costo efectiva. Desafíos sociales, ambientales y económicos han dificultado su desarrollo durante los últimos años. En Chile, se ha tenido la intención de desarrollar embalses multipropósito cuya función primaria es aumentar la capacidad de riesgo de una determinada zona y, adicionalmente, cuenten con la capacidad de generar electricidad [37].

a.) Descripción general y estimación de costos

En la Tabla 11 se presenta la descripción general del sistema evaluado y su estimación de costos. El sistema evaluado corresponde a una central de embalse de 78,3 MW, cuya altura de embalse es 77 metros y su volumen máximo de almacenamiento es de 186 hm³.

Los costos han sido estimados tomando como referencia evaluaciones realizadas a nivel internacional por el Banco Mundial [38]²⁸. Es importante notar que en general se tiene una amplia dispersión en los costos dependiendo de las condiciones específicas del emplazamiento.

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 77% de los costos debieran estar indexados a moneda nacional (IPC), el resto debiera ser indexada al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar).

²⁸ Particularmente se ha tenido como referencia estimaciones realizadas para el proyecto Nam Bak 2B.

Tabla 11: Descripción general y estimación de costos de opciones de central hidroeléctrica de embalse

Descripción del Sistema		Opción 1
Potencia neta	MWe	78,3
Volumen máximo de almacenamiento	hm3	186
Volumen mínimo de almacenamiento	hm3	67
Altura de embalse	m	77
Número de turbinas	#	3
Generación promedio	GWh/año	389
Línea de transmisión	km	50
Voltaje	kV	220
Nuevos caminos	km	25
Superficie afectada	ha	520
Estimación de Costos		Opción 1
Obras Civiles		
Embalse	k USD	80.267
Túneles	k USD	59.151
Captación	k USD	1.268
Tubería de presión	k USD	622
Casa de máquinas y subestación	k USD	2.482
Caminos de acceso	k USD	14.953
Costos directo	k USD	158.744
Costo indirecto (25% costo directo)	k USD	39.686
Contingencia (15% costo directo + indirecto)	k USD	29.764
Total obras civiles	k USD	228.194
Equipamiento		
Equipamiento mecánico y estructura hidráulicas	k USD	24.150
Equipamiento eléctrico	k USD	20.305
Contingencia (10% costo directo + indirecto)	k USD	4.446
Total equipamiento	k USD	48.901
Interconexión	k USD	20.653
Permisos	k USD	4.000
Derechos de Agua	k USD	5.674
Expropiaciones	k USD	10.551
Overhead del Desarrollador	k USD	8.932
Seguros generales	k USD	1.489
Compensaciones a la comunidad	k USD	2.600
Utilidades Desarrollador	k USD	16.550
Costo Desarrollo	k USD	70.449
Costo Total	k USD	347.545
Costo Unitario	USD/kW	4.439

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor no considera relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de embalse en distintos puntos del país. Las características del emplazamiento, y sus efectos en el diseño de una central, son más relevantes que posibles diferencias de costo de mano de obra y otro tipo de recargos. Las características del emplazamiento son específicas de cada caso; una evaluación genérica puede llevar a una sobre o sub estimación de costos.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 12 presenta los costos de operación y mantenimiento estimados. Se consideró un criterio similar al utilizado para centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad de regulación, es decir, se consideró un costo anual equivalente al 0,5% del costo de obras civiles más un 1,5% del costo de equipamiento [36, pp. 20-5]. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 12: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central hidroeléctrica de embalse

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1
O&M fijo	k USD/año	2.344
O&M variable	USD/MWhe	-

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Centrales hidroeléctricas de embalse actualmente proveen servicios complementarios de regulación de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, centrales hidroeléctricas de embalse pueden aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema. En la Tabla 13 se ilustran algunos parámetros técnicos de interés.

Tabla 13: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de central hidroeléctrica de embalse

		Caso 1	Caso 2
Potencia Nominal (Neta) (*)	MW	442	467
Tipo de Unidades		Pelton	Francis
Número de Unidades	#	4	2
Mínimo Técnico	%	0%	17%
Mínimo Técnico (**)	MW	0	80
Turndown Absoluto	MW	442	387
Turndown Relativo	%	100%	83%
Tasa de Toma de Carga (***)	MW/min	>25	>25
Tasa de Toma de Carga	%/min	>22%	>16%
Tiempo Mínimo de Operación	hrs	0	0
Tiempo de Partida (Total hasta Mínimo Técnico)	Min	5,0	8,2
Desde Inicio hasta Sincronización	Min	5,0	3,0
Desde Sincronización hasta Mínimo Técnico	Min	0,0	5,2
Desde Mínimo Técnico hasta Potencia Máxima	Min	ND	ND

Caso 1: Basado en parámetros de Central El Toro, informados al Coordinador

Caso 2: Basado en parámetros de Central Pangue (Unidad 1), informados al Coordinador

(*): Observado en generación real

(**): Considerando una unidad en funcionamiento

(***): Supuesto, no disponible en prueba

ND: No disponible

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación del equipamiento electromecánico y construcción de la infraestructura, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor comercial del equipamiento y el costo de desarrollo de infraestructura.

Las proyecciones de costo se pueden desarrollar de distinta manera. Es posible asumir que una central hidroeléctrica de embalse es una tecnología madura, altamente dependiente de las condiciones del emplazamiento. Manteniendo las condiciones de emplazamiento invariantes, no se esperan variaciones drásticas de costo, fuera de variaciones asociadas directamente a la fabricación de equipamiento electromecánico, construcción o condiciones comerciales particulares.

Para el caso particular de los análisis que pueda realizar la CNE en el contexto de los antecedentes presentados en este estudio, se sugiere no asumir escenarios de variación de costos de materiales y sólo intentar reflejar curvas de aprendizaje tecnológico.

Los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles se pueden asumir constantes.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.2.3 Central Fotovoltaica

Como se ilustra en la Sección 3.2, la generación solar fotovoltaica ha sido ampliamente desarrollada en Chile durante los últimos 5 años. A nivel internacional, recientemente en una licitación en Portugal se alcanzó un record de 16,61 USD/MWh²⁹ para un contrato de generación solar fotovoltaica [39]. De acuerdo a IRENA, durante el año 2018 el costo nivelado de la energía solar se redujo en 13% respecto de los valores medios observados el año 2017 [40].

a.) Descripción general y estimación de costos

La Tabla 14 presenta las cuatro opciones evaluadas. Las opciones 1 y 2 corresponden a un PMGD de 3 y 9 MW respectivamente³⁰. Las opciones 3 y 4 son de 50 y 100 MW respectivamente. Para realizar la estimación de costos se utilizó información facilitada por la CNE e información de referencias internacionales como NREL [41], IRENA [40], PVXchange [42], y encuestas realizadas por el equipo consultor [43]³¹.

Los costos de inversión son altamente dependientes del tipo de fabricante y panel solar fotovoltaico que se utilice; por ejemplo, a finales de 2018 se ha observado un costo promedio de 216 USD/kW para fabricantes de bajo costo, mientras que para fabricantes de paneles más utilizados (mainstream) el costo promedio es 306 USD/kW. El costo de paneles de alta eficiencia alcanzó los 400 USD/kW. En los casos evaluados en la Tabla 14, se utilizó sistemas de bajo costo, con un costo cercano a los sistemas de “bajo costo” indicado anteriormente.

El costo de adquisición de terreno se ha considerado principalmente un costo variable de operación.

²⁹ En la referencia se indica 14,8 Euros/MWh. Para convertir a USD se utilizó tasa de cambio promedio de julio de 2019 (770,12 pesos por euro; 686,06 pesos por dólar).

³⁰ El caso ilustrado indica conexión en 23 kV, no obstante, la diferencia de costo no es significativa para el caso de conexión en 12 kV.

³¹ Para información de costos de inversores.

Tabla 14: Descripción general y estimación de costos de opciones de central solar fotovoltaica

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Potencia de la Planta	MWe	3	9	50	100
Seguimiento		1 eje	1 eje	1 eje	1 eje
Voltaje de conexión	kV	23	23	220	220
Distancia de conexión	km	0,2	3,0	5	5
Estimación de Costos		Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Instalaciones del Parque Fotovoltaico	k USD	1.442	4.312	20.291	39.203
Panel Solar	k USD	813	2.440	11.524	23.048
Inversor	k USD	187	560	3.050	6.000
Sistema de seguimiento	k USD	382	1.145	5.090	8.907
Estación meteorológica	k USD	7	7	7	7
Redes de corriente continua	k USD	53	159	620	1.240
Suministro e instalación Eléctrico e I&C	k USD	225	675	2.998	5.246
Obras Civiles	k USD	277	832	3.234	6.468
Gastos Indirectos del Proyecto	k USD	42	125	623	1.108
Transporte & Seguros	k USD	101	302	1.508	2.680
Costo Equipamiento & EPC	k USD	2.086	6.245	28.654	54.705
Interconexión	k USD	621	1.361	6.033	8.033
Adquisición de Terreno	k USD	30	50	100	100
Permisos	k USD	44	74	295	295
Contingencias	k USD	63	187	860	1.641
Overhead del Desarrollador	k USD	63	187	430	821
Utilidades Desarrollador	k USD	73	203	727	1.312
Costo Desarrollo	k USD	893	2.062	8.445	12.202
Costo Total	k USD	2.979	8.306	37.099	66.907
Costo Unitario	USD/kW	993	923	742	669

Tomando como referencia la información analizada, para la opción 1 se estimó que el 81% de los costos debiera ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC. Para la opción 2 el porcentaje indicado anteriormente debiera ser 83%; para la opción 3 un 85%; y para la opción 4 un 87%.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de fotovoltaica en distintos puntos del país. Las características del tipo de paneles a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión. Posibles diferencias en el costo del terreno se debieran reflejar mediante el costo variable de O&M por costo de arriendo de terreno.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 15 presenta los costos fijos y variables de operación y mantenimiento considerados³². En las opciones 1 y 2 se ha asumido que el costo de uso de suelo es un costo variable considerando un costo de 58 UF/ha/año. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 15: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central solar fotovoltaica

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
O&M fijo	k USD/año	72	216	575	1.150
O&M variable	USD/MWh	2,9	2,9	1,5	1,2

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Se ha desarrollado una experiencia piloto en Chile de operar una planta solar fotovoltaica de 141 MW como proveedor de servicios complementarios [44]. La central fue capaz de proveer servicios de control primario de frecuencia, control secundario de frecuencia y control de tensión.

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, se consideró que las centrales fotovoltaicas no son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad (por seguimiento de la demanda neta) del sistema eléctrico³³ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico.

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Según NREL, el costo de inversión asociado al desarrollo de centrales solares fotovoltaicas de 100 MW se ha reducido entre 75% y 80% entre el año 2010 y 2018. Los principales aspectos que inciden en los costos futuros de los sistemas fotovoltaicos están relacionados al costo de los sistemas principales (paneles solares, el inversor y el sistema de seguimiento), cuyos costos están en evolución en la medida que la generación fotovoltaica continúa desarrollándose a nivel global. También se han observado una reducción importante de costos asociados a instalación y desarrollo [51, p. 7].

Una proyección reciente de costo de paneles solares se presenta en la Figura 13. En noviembre de 2019, el costo de los paneles de bajo costo fue en promedio 0,21 USD/Watt. Para hacer seguimiento al costo de

³² Se asume que los sistemas están instalados a una distancia mayor a 5 – 10 km de zonas de alta contaminación salina. Hay distintas metodologías para manejar el “soiling”, por ejemplo, robots semi automáticos, que permiten controlar la cantidad de agua y minimizar el número de personas (se puede hacer de noche).

Un lavado para una planta de 100 MW puede costar entre 60 – 100 mil dólares. En general la estrategia de limpieza se define en función de diferentes parámetros, como las condiciones de precio del PPA, el costo de energía en el mercado spot, el nivel de soiling en “arrays” particulares de la planta, etc.

³³ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

los paneles se sugiere revisar el Índice de Precios que mensualmente publica PVXchange³⁴ para módulos cristalinos. Se recomienda revisar también el *Annual Technology Baseline (Sección Utility-Scale PV)* que desarrolla NREL [52].

Por su parte, en la Figura 14 se presentan distintas proyecciones de desarrollo de sistemas de generación fotovoltaica (“utility scale”). Las proyecciones han sido publicadas por distintas organizaciones entre los años 2017 y 2018. En el corto plazo, la reducción de costos ha sido significativa y se puede observar al comparar las curvas desarrolladas por Bloomberg New Energy Finance en el año 2017 (línea continua azul) y 2018 (línea continua naranja).

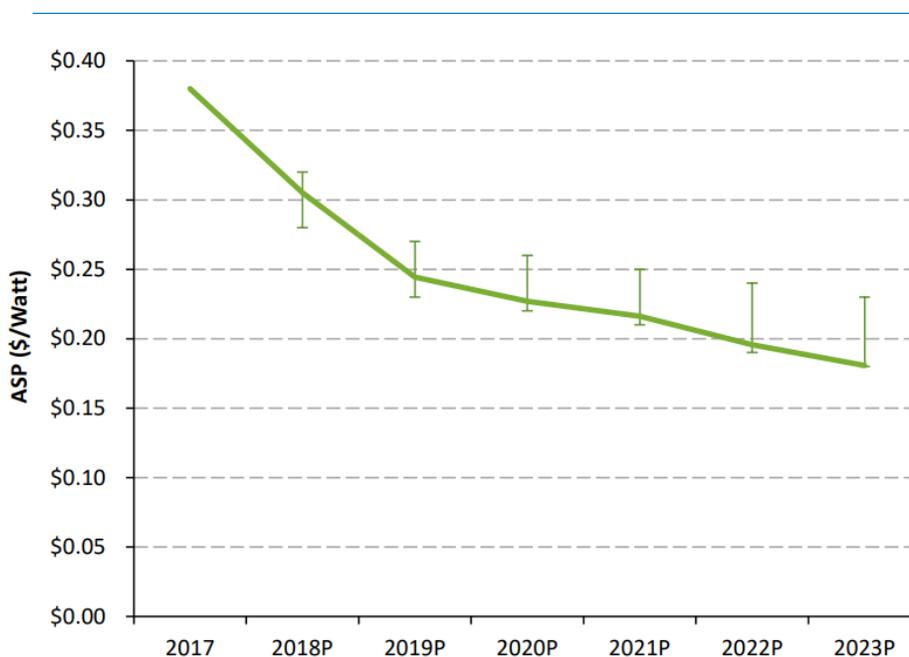
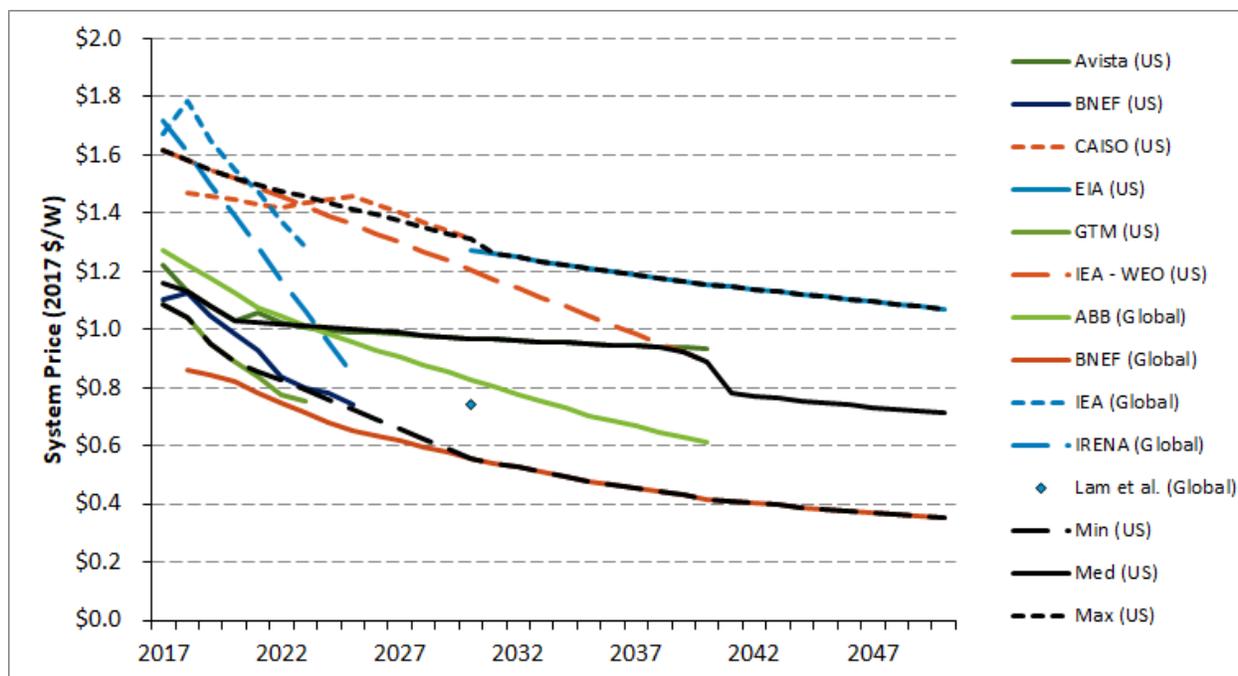


Figura 13: Proyección de mediano plazo de costo de paneles. Fuente: NREL [52]

³⁴ <https://www.pvxchange.com/en/price-index>



Utility-scale PV Overnight Capital Cost Projections, by Source, and "min," "median," and "max" U.S. projections
 Literature sources: (ABB 2017), (Avista 2017), (BNEF 2017), (BNEF 2018), (E3 2017), (EIA 2019), (GTM Research 2018), (IEA 2018) (IEA 2018), (IEA 2018), (IRENA 2016), and (Lam, Branstetter, and Azevedo 2018).

Figura 14: Proyección de costos de sistemas fotovoltaicos Fuente: NREL [52]

Para el caso de centrales solares fotovoltaicas, históricamente las reducciones de CAPEX han estado correlacionadas con las reducciones de costos fijos de operación y mantenimiento. Según NREL, entre el año 2011 y el año 2017 el costo fijo promedio de operación y mantenimiento de centrales solares fotovoltaicas (“utility scale”) se ha reducido en un 50% [52].

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.2.4 Central Eólica

Como se ilustra en la Sección 3.2, la generación eólica ha sido ampliamente desarrollada en Chile durante los últimos 5 años. De acuerdo a IRENA, a nivel internacional, durante el año 2018 el costo nivelado de la energía eólica se redujo en 13% respecto de los valores medios observados el año 2017 [40].

a.) Descripción general y estimación de costos

La Tabla 16 presenta las dos opciones evaluadas (100 y 250 MW). Se han considerado aerogeneradores de 3,3 MW y hasta 137 metros de altura. Para realizar la estimación de costos se utilizó información facilitada por la CNE³⁵; también se han tenido en consideración referencias internacionales como NREL [45], IRENA [40] y DOE [47].

³⁵ El costo de adquisición de terreno se ha considerado principalmente un costo variable de operación.

Tabla 16: Descripción general y estimación de costos de opciones de central eólica³⁶

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2
Potencia de la Planta	MWe	100	250
Potencia Aerogenerador	MW/unidad	3,3	3,3
Altura de Torre	m	137	137
Número de Unidades	#	30	76
Voltaje de conexión	kV	220	220
Distancia de conexión	km	10	10
Estimación de Costos		Opción 1	Opción 2
Equipos principales (aerogeneradores)	k USD	82.882	207.205
Suministro equipo eléctrico e I&C	k USD	6.276	15.691
Obras civiles	k USD	12.519	31.299
Transporte	k USD	5.699	14.248
Montaje Aerogeneradores	k USD	6.226	15.564
Gastos Indirectos del Proyecto	k USD	5.624	14.059
Costo Equipamiento & EPC	k USD	119.226	298.065
Interconexión	k USD	9.533	15.083
Adquisición de Terreno	k USD	100	100
Permisos	k USD	599	599
Contingencias	k USD	11.923	29.807
Overhead del Desarrollador	k USD	3.577	8.942
Utilidades Desarrollador	k USD	3.624	8.815
Compensaciones a la comunidad	k USD	650	650
Costo Desarrollo	k USD	30.006	63.996
Costo Total	k USD	149.232	362.061
Costo Unitario	USD/kW	1.492	1.448

Tomando como referencia la información analizada, para la opción 1 se estimó que el 69% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC. Para la opción 2 el porcentaje indicado anteriormente debiera ser 70%.

³⁶ El costo estimado de compensación a comunidades sólo aplica en casos en que el parque eólico afecte a comunidades que estén ubicadas a una distancia afectada directamente por el proyecto, por ejemplo, de 5 km en aspectos tales como logística durante etapa de construcción, visibilidad o paisaje. En el caso de la tabla, se ha asumido un total de 4 comunidades o grupos humanos afectados. Generalmente la compensación puede materializarse de distintas maneras. Se entrega del orden de un 1,0% a 1,5% al momento de emisión favorable de la RCA, el resto se comienza a facilitar al momento de iniciar la construcción y un porcentaje final al inicio de la operación del proyecto. Es importante notar que el monto de la compensación también depende del número de personas afectadas y las condiciones del mercado. La condición indicada es más representativa de parques ubicados en la zona centro – sur del país, no así de aquellos que se puedan ubicar en la zona norte.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de eólica en distintos puntos del país. Las características del tipo de generadores a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión. Posibles diferencias en el costo del terreno se debieran reflejar mediante el costo variable de O&M por costo de arriendo de terreno.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 17 presenta los costos fijos y variables de operación y mantenimiento considerados para las dos opciones evaluadas. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión. Se ha asumido que el costo de uso de suelo es un costo variable considerando un costo de 43 UF/ha/año.

Tabla 17: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central eólica

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2
O&M fijo	k USD/año	1.300	3.250
O&M variable	USD/MWhe	1,8	1,8

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

La posibilidad de despachar centrales eólicas a una potencia menor a la máxima potencia disponible para las condiciones de viento en un determinado momento posibilita que generación eólica provea una respuesta rápida para ciertos servicios de balance [49]. Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance, por ejemplo, servicio de control terciario de frecuencia, actualmente el Coordinador ha determinado que la mayoría de los parques eólicos pueden proporcionar control terciario de frecuencia hacia abajo, es decir, reducir de manera manual su generación con el propósito de responder a escenarios de sobre frecuencia en el sistema [47].

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, se debe evaluar en qué medida, bajo ciertas circunstancias, las centrales eólicas son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico³⁷ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico.

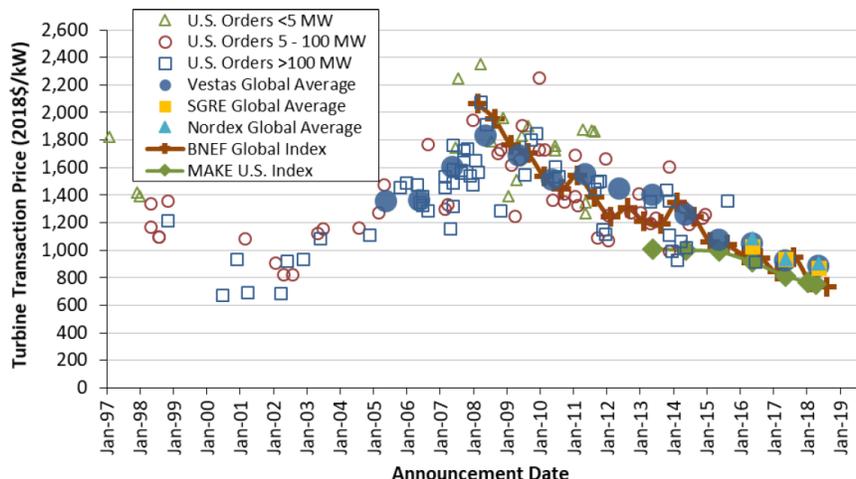
d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Según los datos presentados en un reporte del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), el costo por kilowatt de turbinas eólicas se ha reducido entre 53% y 64% entre el año 2009 y 2019 (Figura 15) [55]³⁸.

³⁷ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

³⁸ Incluyendo el costo de la torre y traslado al terreno del emplazamiento.

Las mayores componentes de costos se explican por el generador eólico y las fundaciones. Como se ha explicado anteriormente, existe una alta dispersión de precios de equipamiento, sobre todo si se comparan proveedores americanos y europeos con proveedores chinos. El costo de turbinas chinas puede ser un 40% inferior al costo de turbinas de otro tipo de fabricantes (Figura 16).



Sources: Berkeley Lab, Vestas, SGRE, BNEF, MAKE

Figura 15: Costos reportados de generadores eólicos. Fuente DOE [55]

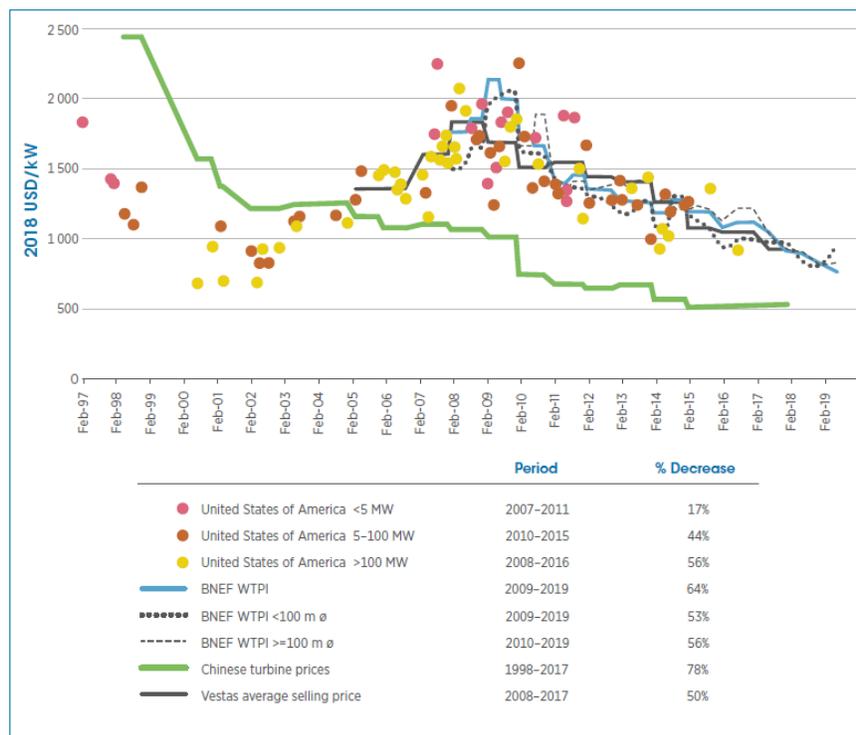


Figura 16: Tendencia de costos de turbinas de generación eólica entre 1997 y 2018. Fuente: Irena [46]

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.2.5 Central de Biomasa

A continuación, se presenta la alternativa de generación por biomasa evaluada.

a.) Descripción general y estimación de costos

La Tabla 18 presenta la descripción del proyecto y la estructura de costos que se ha determinado para este caso. El proyecto corresponde a una central de 10 MW que tiene una caldera de combustión directa (tipo parrilla móvil) que utiliza desechos de biomasa forestal. Para desarrollar la estructura de costos se utilizó información previamente presentada a la CNE [13] e información de referencias internacionales, como por ejemplo estudios desarrollados por GuGen Engineering [46], Oak Ridge National Laboratory [47], EPA Combined Heat and Power Partnership [48], y Harris Group [49].

Tabla 18: Descripción general y estimación de costos de opciones de central de biomasa

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2
Potencia de la Planta	MWe	10	
Combustible		Desecho forestal	
Tipo:		Caldera comb. directa (parrilla móvil)	
Sistema tratamiento de gases		Multiciclón Precipitador electrostático Quemadores low NOx	
Eficiencia neta (HHV)	%	40,4%	
Flujo máximo de vapor (MCR)	t/hr	43 @ 4,24 MPa, 500 °C	
Flujo de combustible (como es recibido)	t/hr	16,8	
Voltaje de conexión	kV	66	
Distancia de conexión	km	3,0	
Sistema de almacenamiento y preparación biomasa		Incluido	No incluido
Estimación de Costos		Opción 1	Opción 2
Caldera & equipos de combustión	k USD	10.467	10.467
Turbo generador	k USD	5.815	5.815
Almacenamiento y preparación de combustible	k USD	5.000	
Balance de planta	k USD	2.908	2.908
Edificios	k USD	1.163	1.163
Construcción	k USD	3.024	3.024
Transporte	k USD	761	611
Gastos Indirectos del Proyecto	k USD	2.622	2.159
Inventario de Repuestos	k USD	1.112	915
Costo Equipamiento & EPC	k USD	32.872	27.062
Interconexión	k USD	1.951	1.951
Adquisición de Terreno	k USD	145	145
Permisos	k USD	147	147
Contingencias	k USD	986	812
Overhead del Desarrollador	k USD	986	812
Utilidades Desarrollador	k USD	927	773
Costo Desarrollo	k USD	5.142	4.640
Costo Total	k USD	38.014	31.701
Costo Unitario	USD/kW	3.801	3.170

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 71% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de biomasa en distintos puntos del país. Las características del tipo de generadores a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 19 presenta los costos fijos y variables de operación y mantenimiento considerados para las dos opciones evaluadas. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 19: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central de biomasa

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2
O&M fijo	k USD/año	558	558
O&M variable	USD/MWhe	5,0	5,0

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

En la Tabla 20 se sintetizan parámetros técnicos para caracterizar la flexibilidad de una central de biomasa. Los parámetros se han obtenido de los informes de parámetros técnicos informados al Coordinador.

Tabla 20: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de central de biomasa

		Caso 1
Potencia Nominal (Neta)	MW	26
Tipo de biomasa		Forestal y agrícola
Humedad promedio	%	55
Poder calorífico promedio de la biomasa	kcal/kg	1.750
Consumo Específico Neto a P. Nominal	kJ/kWh	ND
Consumo Específico Neto a MT	kJ/kWh	ND
Mínimo Técnico	%	42%
Mínimo Técnico	MW	11
Turndown Absoluto	MW	15
Turndown Relativo	%	58%
Tasa de Toma de Carga	MW/min	0,48
Tasa de Toma de Carga	%/min	3,2%
Tiempo Mínimo de Operación	hrs	ND
Tiempo de Partida Fria (Total)	Min	631
Desde Inicio hasta Sincronización	Min	600
Desde Sincronización hasta Mínimo Técnico	Min	23
Desde Mínimo Técnico hasta Carga Nominal	Min	31

Caso 1: Basado en parámetros de Lautaro I, informados al Coordinador

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Al igual que en unidades térmicas convencionales evaluadas, aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación de los sistemas, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor comercial de este tipo de unidades.

Es posible asumir que las centrales de biomasa son una tecnología madura, por lo que no se esperan variaciones drásticas de costo, fuera de aquellos asociados directamente a la fabricación o por condiciones comerciales particulares.

Los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles se pueden asumir constantes.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.2.6 Central de Biogás

A continuación, se presenta la alternativa de generación por biogás evaluada.

a.) Descripción general y estimación de costos

La Tabla 21 presenta la descripción del proyecto y la estructura de costos que se ha determinado para este caso. El proyecto corresponde a una central de 3,3 MW conectada a la red de distribución. Para desarrollar la estructura de costos se utilizó información de referencias internacionales como por ejemplo EPA Combined Heat and Power Partnership [50] y Caterpillar [51]. Se considera que el proyecto se abastece de gas de una planta de biogás (el costo de inversión de la planta de biogás no está incluido y se considera como un costo variable combustible). El proyecto no incluye sistema de recuperación de calor ni sistema de tratamiento de gases³⁹.

³⁹ La norma de emisiones (DS 13) no aplica a este tipo de centrales.

Tabla 21: Descripción general y estimación de costos de opciones de central biogás

Descripción del Sistema		Opción 1
Potencia de la Planta	MWe	3,3
Combustible		Biogas
Potencia Motor	MW/unidad	3,3
Número de Unidades	#	1
Eficiencia neta (HHV)	%	40,4%
Consumo específico neto (HHV)	Btu/kWh	8454
Voltaje de conexión	kV	23
Distancia de conexión	km	1,0
Estimación de Costos		
		Opción 1
Conjunto generador (Genset)	k USD	1.926
Suministro e instalación Eléctrico e I&C	k USD	421
Obras civiles	k USD	50
Transporte	k USD	94
Gastos Indirectos del Proyecto	k USD	224
Inventario de Repuestos	k USD	95
Costo Equipamiento & EPC	k USD	2.810
Interconexión	k USD	661
Adquisición de Terreno	k USD	-
Permisos	k USD	44
Contingencias	k USD	84
Overhead del Desarrollador	k USD	84
Utilidades Desarrollador	k USD	92
Costo Desarrollo	k USD	966
Costo Total	k USD	3.775
Costo Unitario	USD/kW	1.144

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 75% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de biogás en distintos puntos del país. Las características del tipo de generadores a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 22 presenta los costos fijos y variables de operación y mantenimiento considerados para las dos opciones evaluadas. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 22: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central de biogás

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1
O&M fijo	k USD/año	72
O&M variable	USD/MWhe	17,3

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Las características de flexibilidad son similares a una central térmica a gas.

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Al igual que en unidades térmicas convencionales evaluadas, aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación de los sistemas, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor comercial de este tipo de unidades.

Es posible asumir que las centrales de biogás son una tecnología madura, por lo que no se esperan variaciones drásticas de costo, fuera de aquellos asociados directamente a la fabricación o por condiciones comerciales particulares.

Los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles se pueden asumir constantes.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.3 Opciones Emergentes

En esta sección se presentan las distintas opciones emergentes evaluadas.

5.3.1 Concentración Solar de Potencia (CSP)

Los sistemas de concentración solar de potencia utilizan la energía solar térmica para producir electricidad; estos sistemas tienen la capacidad de almacenar grandes volúmenes de energía en sistemas de sales fundidas. De acuerdo a estadísticas de SolarPACES, a junio de 2019 a nivel internacional se cuenta con alrededor de 5700 MW de capacidad instalada, 2200 MW en construcción y 1500 MW en desarrollo [52]. En Chile actualmente existe una planta de 110 MW finalizando su construcción [53].

Los sistemas CSP se han desarrollado mediante distintas arquitecturas [54]; en este reporte se evalúa el sistema tipo torre de concentración. Al año 2015 habían menos de 10 sistemas CSP (tipo torre de concentración) en operación o en etapa de comisionamiento, por lo que en general se trataban de plantas únicas en su tipo, a lo cual se asignaba un riesgo importante de desarrollo y construcción, con el consecuente impacto en costos. No obstante, al año 2016 los costos de inversión han disminuido comparado con aquellos reportados entre los años 2013 y 2015 [55]. De acuerdo a diversas referencias, se espera que las curvas de aprendizaje continúen reduciendo el costo de los sistemas CSP (DLR y IRENA [56], NREL [57], Abengoa [58], Sandia [59], y New Energy Update [60]).

a.) Descripción general y estimación de costos

La Tabla 23 presenta las distintas opciones evaluadas. Todos los sistemas tienen una capacidad de 115 MW, pero se diferencian en su funcionalidad y horas de almacenamiento. Particularmente, se plantearon las siguientes opciones:

- Opción 1: 115 MW, 13 horas de almacenamiento para operación continua (24 horas con CSP).
- Opción 2: 115 MW, 5 horas de almacenamiento para reconocimiento de potencia de suficiencia (aprox. 14 horas de generación con CSP).
- Opción 3: 115 MW, 13 horas de almacenamiento sólo para generación nocturna.

En la Opción 2 y 3 se mantuvo la potencia del receptor constante para tener la opción de ampliar la planta mediante una mayor potencia del campo solar (i.e. expandir el campo de heliostatos) y una mayor capacidad de almacenamiento.

Se consideró costos estimados al año 2020 [61] en función de la curva de reducción de costos estimada a nivel internacional por profesionales de DLR y IRENA para el año 2025 [56].

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 56% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de CSP en distintos puntos del país. Las características del tipo de generadores a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión.

Tabla 23: Descripción general y estimación de costos de opciones de central de concentración solar de potencia

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Potencia	MWe	115	115	115
Horas de Almacenamiento	Hrs	13	5	13
Factor de Planta	%/año	83,6%	55,8%	54,3%
<hr/>				
Potencia del receptor	MWt	642	642	642
Altura Torre	m	196	196	196
Superficie del campo solar	m2	1.219.678	814.432	792.000
Almacenamiento MWh t	MWh-t	3627	1488	3627
DNI de diseño	W/m2	950	950	950
Potencia del Campo Solar	MWt	1159	774	752
DNI anual	kWh/m2/año	3650	3650	3650
Eff. Optica (campo solar->receptor)	%/año	50%	50%	50%
Eff. Receptor->Storage	%/año	95%	95%	95%
Eff. Storage (Storage->Power Block)	%/año	99%	99%	99%
Eff. Power Block (MWh-t->Mwhe)	%/año	43%	43%	43%
Disponibilidad anual %/año	%/año	95,0%	95,0%	95,0%
Eficiencia total anual	%/año	18,9%	18,9%	18,9%
Producción Anual	GWhe/año	841,8	562,1	546,6
Voltaje de conexión	kV	220	220	220
Distancia de conexión	km	10	10	10
<hr/>				
Costos Unitarios		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Bloque de Potencia	USD/kWe	1.185	1.185	1.185
Receptor	USD/kW-t	113	113	113
Campo Solar	USD/m2	123	123	123
Preparación de sitio	USD/m2	9	9	9
Espejos	USD/m2	22	22	22
Actuadores	USD/m2	39	39	39
Estructuras y fundación	USD/m2	36	36	36
Control	USD/m2	3	3	3
Instalación (cableado y fundación)	USD/m2	13	13	13
Torre	USD/m	95.000	95.000	95.000
Almacenamiento Térmico	USD/kWh-t	24	24	24
<hr/>				
Estimación de Costos		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Bloque de Potencia	k USD	136.275	136.275	136.275
Receptor	k USD	72.225	72.225	72.225
Campo Solar	k USD	150.020	100.175	97.416
Torre	k USD	18.620	18.620	18.620
Almacenamiento Térmico	k USD	87.048	35.702	87.048
Costos Indirectos	k USD	46.419	36.300	41.158
Inventario de repuestos	k USD	4.161	4.161	4.161
Costo Equipamiento & EPC	k USD	514.768	403.457	456.903
<hr/>				
Interconexión	k USD	9533	9533	9533
Adquisición de Terreno	k USD	1800	1800	1800
Permisos	k USD	500	500	500
Contingencias	k USD	32.493	25.410	28.811
Overhead del Desarrollador	k USD	13.926	10.890	12.348
Utilidades EPC/Desarrollador	k USD	34.381	27.095	30.594
Costo Desarrollo	k USD	92.633	75.229	83.586
<hr/>				
Costo Total	k USD	607.402	478.686	540.489
Costo Unitario	USD/kW	5.282	4.162	4.700

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 24 indica los costos de operación y mantenimiento estimados para sistemas CSP. De acuerdo a información proporcionada por desarrolladores, los costos fijos son alrededor de 46 USD/kW/año [61] [62]. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión. Se espera que los costos fijos de operación disminuyan en la medida que se construyen nuevos sistemas y se desarrollan nuevas innovaciones.

Tabla 24: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central de concentración solar de potencia

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3
O&M fijo	USD/kWe/año	46	46	46
	k USD/año	5.980	5.980	5.980
O&M variable	USD/MWhe	3,7	3,7	3,7

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance (servicios de control de frecuencia), las centrales CSP pueden proporcionar control de frecuencia. En el caso de la Opción 3 evaluada, el servicio sería provisto sólo durante las horas de generación (noche).

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, las centrales CSP son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico⁴⁰ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico. En la Tabla 25 se presentan ciertos parámetros técnicos para caracterizar la flexibilidad de centrales CSP [63]⁴¹.

Tabla 25: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de central CSP [63]

Métrica	Especificación	Comentario
Tiempo de partida en frío (de 0 a 10% de potencia nominal)	35 - 50 min.	Para planta de 100 MW. Depende de estado de carga de sales, radiación diaria.
Mínimo tiempo de operación	10 - 15 min.	
Mínimo tiempo de apagado	8 - 10 MW/min	A partir del 10% de la capacidad nominal para planta de 100 MW
Tasa de toma de carga		
Mínimo técnico	10% - 20%	De la potencia nominal

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

⁴⁰ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

⁴¹ Datos obtenidos mediante encuestas.

Al igual que los sistemas de generación solar fotovoltaicos, los costos asociados a los sistemas de concentración solar de potencia están se reducen en la medida que el aprendizaje asociado a nuevas instalaciones permite eficientar diseños y procesos. Los sistemas principales sujetos a curvas de aprendizaje son la torre y el campo receptor, el campo solar y el sistema de almacenamiento térmico.

NREL elaboró curvas de proyección de costos de inversión de tecnología CSP el año 2016 [76]. No se cuenta con una proyección reciente de costos confiable⁴².

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.3.2 Central de Bombeo

Los sistemas de almacenamiento por bombeo utilizan el diferencial de altura entre dos cuerpos de agua, uno de los cuales generalmente debe ser desarrollado. Actualmente corresponde al sistema de almacenamiento de energía en grandes volúmenes más utilizado y, de acuerdo a diversas referencias, cuenta con un amplio potencial de desarrollo (World Energy Council [64], Hydro World [65], PV Magazine [66], y Australian National University [67]). No obstante, una de sus limitantes es la necesidad de contar con un emplazamiento adecuado. En Chile se han identificado condiciones favorables para el desarrollo de sistemas de bombeo [68].

a.) Descripción general y estimación de costos

En la Tabla 26 se presenta la descripción general y costos estimados de los tres sistemas evaluados; que corresponden a sistemas bombeo entre 449 y 513 MW, con capacidad de almacenamiento de 10 horas y distintas alturas de caída. Los costos han sido estimados tomando como referencia variaciones del proyecto *Mead* que se ha evaluado por el U.S. Department of the Interior en Estados Unidos [69]⁴³. De acuerdo a un reporte elaborado por Argonne el año 2014, puede existir una amplia dispersión en los costos dependiendo de las condiciones específicas del emplazamiento [70, p. 20]. La eficiencia del sistema aumenta al reducir la razón entre el largo de la tubería entre reservorios (L) y la altura de caída (H).

⁴² Realizada el año 2019.

⁴³ El U.S. Department of the Interior elaboró 9 alternativas para el proyecto Mead. En este caso se ha tomado como referencia y modificado las alternativas 4, 5 y 9c evaluadas originalmente por el U.S. Department of the Interior.

En un ranking de evaluación económica – ambiental las opciones indicadas anteriormente estuvieron rankeadas entre las primeras 20 opciones de 108 alternativas de proyectos de Pumped Storage en Estados Unidos.

Los proyectos originales evaluados por el U.S. Department of the Interior eran de 449, 696 y 1540 MW con 2, 3 y 6 unidades de generación respectivamente. Para plantear proyectos cuya escala estuviera alineada con desarrollos esperables en Chile, se modificó los proyectos originales de manera definir tamaños que no superaran ampliamente los 500 MW.

Si bien las condiciones geográficas pueden ser distintas a las que se podría encontrar en Chile, las evaluadas permiten establecer una referencia de costos ante distintas opciones que permitiría caracterizar el límite superior de costos esperable en Chile para proyectos de similar capacidad.

Tomando como referencia la información analizada, para la Opción 1 y 2 se estimó que el 60% de los costos debieran estar indexados a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC, el resto debiera ser indexado al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar). Para la opción 3, el 57% debieran estar indexados a IPC.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor no considera relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de bombeo en distintos puntos del país. Las características del emplazamiento, y sus efectos en el diseño de una central, son más relevantes que posibles diferencias de costo de mano de obra y otro tipo de recargos. Las características del emplazamiento son específicas de cada caso; una evaluación genérica puede llevar a una sobre o sub estimación de costos.

Tabla 26: Descripción general y estimación de costos de opciones de sistema de almacenamiento por bombeo⁴⁴

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Potencia neta	MWe	449	464	513
Número de unidades	#	2	2	2
Caída (Static head) (H)	m	203	291	721
Volumen de almacenamiento utilizable	hm ³	9,46	6,80	3,10
Energía almacenada	MWh	4.490	4.640	5.133
Horas de almacenamiento	#	10	10	10
Diametro del túnel	m	1 @ 8,53	1 @ 7,32	1 @ 6,70
Diametro de la tubería a presión	m	2 @ 4,57	2 @ 3,66	2 @ 2,43
Distancia Horizontal (intake - descarga)	m	1.417	811	2.753
Largo de la tubería (entre reservorios) (L)	m	1.644	1.135	3.550
Razón L/H		8,11	3,90	4,92
Eficiencia de generación	%	75 - 80	75 - 80	75 - 80
Línea de transmisión	km	20	20	20
Voltaje	kV	220	220	220
Estimación de Costos				
Reservorio superior y embalse				
Embalse	k USD	35.000	28.000	21.000
Captación y bocatoma	k USD	11.156	11.156	11.156
Obras Civiles				
Obra civil de la central	k USD	96.968	96.968	96.968
Captación del reservorio superior	k USD	6.024	3.681	3.012
Shaft vertical	k USD	11.799	9.590	11.082
Túnel horizontal	k USD	37.002	18.067	50.675
Tubería a presión	k USD	4.786	4.795	11.082
Draft tube tunnels & Draft tube gates	k USD	3.116	3.388	6.807
Tailrace tunnels	k USD	37.002	17.445	27.286
Estructura de descarga & canal	k USD	27.778	29.452	27.778
Cámara de compensación	k USD	28.112	28.112	28.112
Draft tube / galería de transformación	k USD	14.503	14.503	14.503
Túneles de acceso	k USD	20.847	13.706	48.726
Underground haul tunnels	k USD	13.387	13.387	13.387
Camino de acceso	k USD	16.101	11.366	4.736
Obras y estructuras miscelaneas	k USD	27.890	27.890	27.890
Instalación de faena y preparación del sitio	k USD	39.403	39.403	39.403
Total obras civiles	k USD	384.719	331.754	411.448
Equipamiento de generación	k USD	220.000	226.000	242.000
Interconexión	k USD	26.088	26.629	28.488
Subtotal Costos Directos	k USD	676.964	623.540	714.093
Contingencia (25%)	k USD	169.241	155.885	178.523
Costos indirectos (25%)	k USD	169.241	155.885	178.523
Costo total de construcción	k USD	1.015.445	935.309	1.071.139
Adquisición de Terreno	k USD	3.790	3.790	3.790
Permisos	k USD	2.000	2.000	2.000
Overhead del Desarrollador	k USD	18.278	16.836	19.281
Seguros generales	k USD	5.077	4.677	5.356
Compensaciones a la comunidad	k USD	163	163	163
Utilidades Desarrollador	k USD	20.309	18.706	21.423
Costo Desarrollo	k USD	1.065.062	981.480	1.123.150
Costo Total	k USD	1.081.565	998.256	1.143.345
Costo Unitario	USD/kW	2.409	2.151	2.227

b.) Costos de operación y mantenimiento

Los costos fijos de operación y mantenimiento se han determinado de una manera similar a la utilizada para centrales hidroeléctricas de embalse (0,5% del costo de infraestructura más 2,0% del costo de equipamiento). Estos costos son equivalentes a la propuesta de 16 k USD/año planteada por un estudio de casos en Australia [71]. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 27: Costos de operación y mantenimiento de opciones de sistema de almacenamiento por bombeo

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3
O&M fijo	k USD/año	9.539	9.495	10.547
O&M variable	USD/MWhe	2,0	2,0	2,0

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, los sistemas de almacenamiento por bombeo son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico⁴⁵ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico. Las características de flexibilidad son similares a las indicadas para centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad de regulación y embalse.

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación y montaje de los sistemas, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor comercial del equipamiento y el costo del montaje de este tipo de centrales.

Es posible asumir que un sistema de almacenamiento por bombeo es una tecnología madura, altamente dependiente de las condiciones del emplazamiento. Manteniendo las condiciones de emplazamiento invariantes, no se esperan variaciones drásticas de costo, fuera de variaciones asociadas directamente a la fabricación de equipamiento electromecánico, construcción de infraestructura o condiciones comerciales particulares.

⁴⁴ El costo estimado de compensación a comunidades sólo aplica en casos en que la central afecte a comunidades que estén ubicadas a una distancia afectada directamente por el proyecto, por ejemplo, de 5 km en aspectos tales como logística durante etapa de construcción. En el caso de la tabla, se ha asumido una comunidad o grupo humano afectado. Generalmente la compensación puede materializarse de distintas maneras. Se entrega del orden de un 1,0% a 1,5% al momento de emisión favorable de la RCA, el resto se comienza a facilitar al momento de iniciar la construcción y un porcentaje final al inicio de la operación del proyecto. Es importante notar que el monto de la compensación también depende del número de personas afectadas y las condiciones del mercado.

⁴⁵ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

Para el caso particular de los análisis que pueda realizar la CNE en el contexto de los antecedentes presentados en este estudio, se sugiere no asumir escenarios de variación de costos de materiales y sólo intentar reflejar curvas de aprendizaje tecnológico.

Los costos fijos de operación y los costos variables no combustibles se pueden asumir constantes.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.3.3 Central Geotérmica

La generación geotérmica es utilizada en países como Estados Unidos, Islandia, Filipinas, Indonesia, Nueva Zelanda, Italia, Kenia y Japón. De acuerdo a un catastro desarrollado por IRENA, a nivel internacional se cuenta con 14.000 MW instalados aproximadamente; durante el año 2018 se instalaron +500 MW en nuevos proyectos [40]. Chile ofrece condiciones favorables para el desarrollo de geotermia [72]. Recientemente se construyó un proyecto de 48 MW, el cual está emplazado a 4500 metros de altura [73]; se ha planteado la intención de expandir su capacidad en 33 MW [74, p. 67].

a.) Descripción general y estimación de costos

En la Tabla 28 se presenta la descripción general y costos estimados para las dos opciones evaluadas. La primera opción consiste en una planta de 50 MW *greenfield*; la segunda opción consiste en una planta de 50 MW *brownfield* que representa la expansión del primer sistema. Considerando la experiencia internacional, se sugiere un factor de planta de 80% para cada opción [40].

Para realizar la evaluación de costos se utilizó información que ha sido levantada por la Mesa de Energía Geotérmica [75, pp. 22-25]. Se revisó otras fuentes internacionales como la Geothermal Energy Association [76] y EPRI [77]. Es importante notar que puede existir una amplia dispersión en los costos dependiendo de las condiciones específicas del emplazamiento. Para la opción 1 se consideró una línea de transmisión de 90 km, 220 kV, con un costo USD 310 mil por kilómetro (alto porcentaje por montaña); se conecta a subestación ya construida.

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 63% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC.

Tabla 28: Descripción general y estimación de costos de opciones de central de geotermia⁴⁶

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2
Potencia de la Planta	MWe	50	50
Comentario			Brownfield
Factor de Planta	%	80%	80%
Voltaje de conexión	kV	220	220
Distancia de conexión	km	90	
Estimación de Costos			
		Opción 1	Opción 2
Exploración de Superficie	k USD	600	-
Vías de acceso hasta concesión y caminos interiores	k USD	1.450	-
Mobilización perforadora	k USD	3.400	-
Plataforma para perforación, contrapozo y piscina de lodos	k USD	3.000	-
Perforación de exploración	k USD	19.200	-
Testeo de pozos	k USD	600	-
Consultoría, ingeniería y gestión de exploración	k USD	2.000	-
Otros e imprevistos	k USD	3.025	-
Costo Etapa de Exploración	k USD	33.275	
Revisión y planificación de factibilidad	k USD	500	475
Pozos productores	k USD	42.000	42.000
Pozos de inyección	k USD	21.000	21.000
Mobilización perforadora	k USD	3.800	3.800
Caminos interiores	k USD	150	
Plataforma para perforación, contrapozo y piscina de lodos	k USD	1.000	1.000
Consultoría, ingeniería y gestión de desarrollo	k USD	2.500	2.375
Otros e imprevistos	k USD	5.676	5.392
Costo Etapa de Desarrollo de Pozos de Producción	k USD	76.626	76.042
Sistemas de recolección, separación y acarreo de vapor	k USD	40.000	20.000
Planta Geotérmica Flash	k USD	84.000	75.600
Subestación eléctrica y sistema de transmisión	k USD	38.900	6.000
Campamento	k USD	7.000	-
Consultoría e ingeniería fase de construcción	k USD	11.000	10.450
Gestión de proyecto en fase de desarrollo y construcción	k USD	12.000	11.400
Puesta en marcha de la planta	k USD	1.400	1.330
Otros e imprevistos de fase de construcción	k USD	19.430	12.478
Costo Equipamiento & EPC	k USD	213.730	137.258
Adquisición de Terreno	k USD	500	
Permisos	k USD	500	
Overhead del Desarrollador	k USD	10.687	2.745
Utilidades Desarrollador	k USD	5.635	
Compensaciones a la Comunidad	k USD	163	
Costo Desarrollo	k USD	17.484	2.745
Costo Total	k USD	341.115	216.045
Costo Unitario	USD/kW	6.822	4.321

⁴⁶ El costo estimado de compensación a comunidades sólo aplica en casos en que la central afecte a comunidades que estén ubicadas a una distancia afectada directamente por el proyecto, por ejemplo, de 5 km en aspectos tales como logística durante etapa de construcción. En el caso de la tabla, se ha asumido una comunidad o grupo humano afectado. Generalmente la compensación puede materializarse de distintas maneras. Se entrega del orden de un 1,0% a 1,5% al momento de emisión favorable de la RCA, el resto se comienza a facilitar al momento de iniciar la construcción y un porcentaje final al inicio de la operación del proyecto. Es importante notar que el monto de la compensación también depende del número de personas afectadas y las condiciones del mercado. La condición indicada es más representativa de centrales ubicadas en la zona centro – sur del país, no así de aquellos que se puedan ubicar en la zona norte.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar una central de geotermia en distintos puntos del país; se sugiere revisar sólo el costo de la línea de conexión en función de la distancia al punto de conexión estimado.

b.) Costos de operación y mantenimiento

Considerando referencias internacionales, se ha considerado un costo fijo de 115 USD/kW/año [40]. Adicionalmente se consideró costos de administración y gestión (Tabla 29).

Tabla 29: Costos de operación y mantenimiento de opciones de central de geotermia

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2
O&M fijo	k USD/año	6.050	6.050
O&M variable	USD/MWhe	0,0	0,0

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de balance (servicios de control de frecuencia), una central de geotermia puede proporcionar control de frecuencia. Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, estas centrales son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico⁴⁷ (por ejemplo, por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico. No obstante, se prefiere que las centrales operen en base (la forma de despacho dependerá de las señales del mercado).

En la Tabla 30 se sintetizan parámetros técnicos para caracterizar la flexibilidad de una central geotérmica. Los parámetros se han obtenido de los informes de parámetros técnicos informados al Coordinador.

⁴⁷ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

Tabla 30: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de central geotérmica

		Caso 1
Potencia Nominal	MW	48
Número de unidades	#	2
Mínimo Técnico	%	18%
Mínimo Técnico (**)	MW	4,3
Turndown Absoluto	MW	44
Turndown Relativo	%	91%
Tasa de Toma de Carga	MW/min	0,8
Tiempo Mínimo de Operación	hrs	0
Tiempo de Partida (Total) (*)	Min	62
Desde Inicio hasta Sincronización	Min	60
Desde Sincronización hasta Mínimo Técnico	Min	2
Desde Mínimo Técnico (MT) hasta Potencia Nominal	Min	25

Caso 1: Considerando como referencia parámetros técnicos de Cerro Pabellón

(*): Considerando partida en caliente. Para partida en frío el tiempo desde inicio a sincronización es 50 - 60 min. Se consideró que el fluido geotérmico de vapor y salmuera se encuentran disponibles en el ingreso a la planta en sus parámetros de temperatura y presión de trabajo.

El tiempo de puesta en marcha del sistema de Gathering puede ser hasta 6 horas.

(**): Mínimo técnico de la unidad 1. El mínimo técnico de la unidad 2 es 3,3 MW

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

El costo de sistemas de generación en base a geotermia depende del emplazamiento. Según una publicación realizada por NREL el año 2019 [91]. NREL indicó que algunos estudios previos han supuesto una reducción de costo de 0,5% al año hasta el 2030, no obstante, también indica que no se ha desarrollado suficiente material que revise el potencial de reducción de costos de esta tecnología.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.3.4 Sistema de Almacenamiento en Baterías

Los sistemas de almacenamiento en baterías se utilizan para almacenar energía en escala de minutos hasta 2 – 6 horas. En Chile se han utilizado desde el año 2010 para proveer servicios complementarios de regulación de frecuencia en la zona norte del sistema interconectado nacional [78]. A nivel internacional se están desarrollando los primeros proyectos con escala de +100 MW y más de 2 horas de almacenamiento para reemplazar unidades de punta [79] [80]. Actualmente, en casos aislados, estos sistemas también han sido propuestos para complementar activos de transmisión [81] [82]; hecho que recientemente también se observa en Chile mediante propuestas de proyectos que han sido planteados en el proceso de planificación de transmisión 2019 [83].

a.) Descripción general y estimación de costos

Se han identificado cinco tipos de proyecto de interés dependiendo de la aplicación que se desee implementar con el sistema de almacenamiento de baterías. Estos proyectos se pueden clasificar dependiendo de la duración (en horas) del sistema:

- 5 horas de duración: 5, 10 y 25 MW⁴⁸
- 15 minutos de duración: 10 y 200 MW

Las opciones de mayor duración (5 horas) son para realizar gestión de energía con múltiples funciones, por ejemplo: otorgar firmeza a fuentes de generación renovable variable, reducir el vertimiento de energía, realizar movimientos de energía para aprovechar periodos horarios de mayor valor para el sistema, y proveer servicios complementarios. Las opciones de menor duración (15 minutos) corresponden a aplicaciones para el suministro de servicios complementarios de regulación de frecuencia (caso de 10 MW) y la aplicación de sistemas de almacenamiento como activo de transmisión para relajar el criterio N-1 en líneas congestionadas (caso de 200 MW)⁴⁹.

En la Tabla 31 se presenta una síntesis de la estructura de costos para las distintas opciones evaluadas. Para determinar la estructura de costos indicada se ha procedido a solicitar cotizaciones referenciales a proveedores como NEC, Fluence y Greensmith [43] [84], y se han consultado referencias internacionales como NREL [41] [85]. Se ha considerado unidades de almacenamiento de *C-rate* 0,5 para los sistemas de mayor duración y *C-rate* 2 para los sistemas de menor duración [86, p. 122]⁵⁰. El Opex ha sido estimado en función de encuestas a proveedores y referencias internacionales [41].

Se utilizó el costo de los componentes listados en la estructura de costos para determinar el costo de energía instalado de acuerdo a la siguiente expresión [41]:

$$\text{Costo del Sistema de Almacenamiento} \left(\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right) = \frac{\text{Componente de costo}}{\text{Tamaño del Sistema de Almacenamiento (MW)} * \text{Duración (horas)}}$$

La ecuación indicada anteriormente es sólo para determinar el costo de instalación de la energía disponible de almacenamiento. Notar que los costos de energía (en USD/MWh) no se pueden asumir

⁴⁸ Naturalmente el tamaño también puede escalar a mayores capacidades.

⁴⁹ Las líneas de doble circuito generalmente se operan a la capacidad de uno de los circuitos para evitar que la ocurrencia de una falla de línea se propague en el sistema, este criterio de operación se conoce como N-1. La utilización del sistema de almacenamiento permitiría relajar la aplicación del criterio N-1 en la línea donde se ubica el sistema de almacenamiento ya que se puede recurrir momentáneamente al sistema de almacenamiento para evitar la propagación de la falla, mientras se toman otras medidas para adecuar el despacho del sistema o restituir la falla de línea.

⁵⁰ El C-rate es el inverso del tiempo que se requiere para descargar una batería que está completamente cargada. Si bien para un sistema de 15 min se requiere un C-rate de 4, de acuerdo a comentarios de proveedores esta opción no es común en las líneas de producción actuales y puede ser más costosa. En la medida que se requieran más aplicaciones con este tipo de especificación, la situación debería cambiar.

constantes para distintas capacidades de almacenamiento; dependen de la capacidad (en MW) y de la duración (horas).

El costo nivelado de energía para el sistema de almacenamiento se determina de una manera distinta y no es parte del alcance de este reporte.

Finalmente, tomando como referencia la información analizada, para la opción 1 se estimó que el 69% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC. Para la opción 2, el porcentaje asociado a moneda internacional es 68%; para la opción 3 es 67%; para la opción 4 se determinó un 64%; y para la opción 5 se estimó un 61%.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar un sistema BESS en distintos puntos del país. Las características del tipo de baterías a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión.

Tabla 31: Descripción general y estimación de costos de opciones de sistema BESS

Descripción del Sistema	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
Capacidad <i>MW</i>	25	10	5	200	10
Tiempo de Almacenamiento <i>Hrs.</i>	5	5	5	0,25	0,25
Energía <i>MWh</i>	125	50	25	50	2,5
C-Rate	C/2	C/2	C/2	2C	2C
Eficiencia de ciclaje AC-AC %	83 - 85	83 - 85	83 - 85	83 - 85	83 - 85
Voltaje de conexión <i>kV</i>	220	66	23	220	23
Estimación de Costos	Costo Total (k USD) USD/MWh USD/kW				
Baterías	26.688 214 1.068	10.675 214 1.068	5.450 218 1.090	18.478 370 92	924 370 92
Inversor	1.556 12 62	622 12 62	311 12 62	11.739 235 59	622 249 62
Balance de Planta	5.842 47 234	2.920 58 292	1.918 77 384	8.616 172 43	1.052 421 105
Costo EPC	5.745 46 230	2.595 52 259	1.562 62 312	15.712 314 79	1.165 466 117
Costo Equipamiento & EPC	39.830 319 1.593	16.812 336 1.681	9.240 370 1.848	54.545 1.091 273	3.763 1.505 376
Interconexión	3.983 32 159	1.781 36 178	1.781 71 356	10.283 206 51	1.781 712 178
Adquisición de Terreno	4.123 33 165	1.775 36 178	906 36 181	1.775 36 9	123 49 12
Permisos	295 2 12	100 2 10	74 3 15	295 6 1	100 40 10
Contingencias	1.195 10 48	504 10 50	277 11 55	1.636 33 8	113 45 11
Overhead del Desarrollador	1.195 10 48	504 10 50	277 11 55	1.636 33 8	113 45 11
Utilidades del Desarrollador	2.471 20 99	1.049 21 105	614 25 123	3.427 69 17	294 118 29
Costo Desarrollo	13.263 106 531	5.714 114 571	3.929 157 786	19.053 381 95	2.524 1.010 252
Costo Total <i>k USD</i>	53.092 425 2.124	22.525 451 2.253	13.170 527 2.634	73.598 1.472 368	6.287 2.515 629

b.) Costos de operación y mantenimiento

Un reporte publicado por Lazard considera que el costo de operación y mantenimiento corresponde al 1,3% del costo de inversión en equipamiento de baterías y 1,7% del equipamiento en equipamiento de conversión de potencia (inversores) [87]. Para la estimación presentada en la Tabla 32 también se ha utilizado información de encuestas realizadas a proveedores [88].

El costo de realizar las actualizaciones necesarias para mantener la capacidad del sistema de almacenamiento durante la vida útil del proyecto (excluyendo cualquier reparación que contribuya a mantener la capacidad mediante trabajos estándares de operación y mantención o garantías)⁵¹ se ha determinado entre 4,1% y 5,0% del costo directo del EPC. Este costo depende del esquema de uso del sistema de almacenamiento y vida útil [87].

El costo de garantías se considera equivalente al 1,5% del costo de inversión en equipamiento de baterías y 2,0% del equipamiento en equipamiento de conversión de potencia (inversores). Este costo generalmente se contabiliza a partir del tercer año [87].

Tabla 32: Costos de operación y mantenimiento de opciones de sistema BESS

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5
O & M	k USD/año	846	385	216	2.248	162
Mantención de Capacidad	k USD/año	1.956	819	449	-	148
Garantías (desde el 3er año)	k USD/año	533	213	110	435	23

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

El tiempo de respuesta de sistemas de almacenamiento tipo BESS es generalmente menor a 500 ms [84]. Estos sistemas son capaces de proveer servicios complementarios de regulación de frecuencia y tensión⁵².

Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, los sistemas BESS de 5 horas de duración son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico⁵³ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico⁵⁴.

⁵¹ Conocido como “augmentation cost”.

⁵² En caso de aportar a los requerimientos de balance, ambos sistemas, con BESS y sin BESS son confiables, lo que cambia es la forma como se provee el servicio. Sin BESS implica reducir la generación de la central fotovoltaica.

⁵³ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

⁵⁴ Para el caso de aportar a los requerimientos de variabilidad en las horas de necesidad de variabilidad (hora de fin de horario solar), los sistemas sin BESS no son capaces de aportar a reducir (o mantener) las necesidades de variabilidad de la demanda neta.

Para facilitar la participación en el mercado de los sistemas de almacenamiento, Midcontinent Independent System Operator (MISO) define el concepto de Estado de Despacho (Commitment Status). El Estado de Despacho de sistemas de almacenamiento permite indicar su disponibilidad y la forma en que éste desea proveer servicios en un periodo de tiempo especificado. Los principales Estados de Despacho especificados son: Modo Continuo, Modo de Carga, Modo de Descarga, Modo Fuera de Servicio [89] [90].

La siguiente tabla ilustra los parámetros que se utilizan según el modo de participación escogido. La definición de los parámetros se presenta en el Anexo 2.

Operating Mode	Applicable ESR Bid Parameters							
	Minimum Charge Limit	Maximum Charge Limit	Minimum Discharge Limit	Maximum Discharge Limit	Charge Ramp Rate	Discharge Ramp Rate	Minimum State of Charge	Maximum State of Charge
Continuous Mode								
Charge Mode								
Discharge Mode								
Offline Mode								

Figura 17: Parámetros utilizados en la oferta de sistema de almacenamiento según modo de operación (Fuente: MISO Invalid source specified.)

Un sistema de almacenamiento que opte por participar simultáneamente como oferta y demanda en el mismo periodo de despacho debe escoger el Modo Continuo. Un sistema de almacenamiento solo podrá ser despachado para un objetivo de energía (MW) por intervalo dado que los sistemas de almacenamiento no pueden ser simultáneamente generación y demanda. Para un Estado de Despacho Continuo, la curva de oferta debe ser monótonicamente creciente en todo el intervalo efectivo de despacho del sistema de almacenamiento, incluyendo valores positivos y negativos [89].

Es crítico notar que para el caso chileno, donde se tiene un sistema basado en costos auditados, el precio de oferta de venta de energía debería quedar automáticamente determinado por el precio promedio de compra al momento de cargar (ponderado por energía) y la eficiencia del sistema de almacenamiento (round trip efficiency)⁵⁵ [2].

⁵⁵ Posiblemente considerando otros aspectos operacionales como afectación de la vida útil según número de ciclos de carga y descarga.

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Los sistemas de almacenamiento en baterías están comenzando a ser desarrollados en escala en algunos mercados; con ello, se están acelerando las curvas de aprendizaje con la consecuente reducción de costo de los sistemas. Un reporte reciente de NREL en junio de 2019 evaluó diversas fuentes de costos para elaborar una proyección en base a tres escenarios. Si bien existe una amplia dispersión en las distintas proyecciones consideradas, se observa una reducción de costos de entre 10% y 52% al año 2025 (comparado con los valores observados el 2018). Al 2030 la reducción de costo esperada está en el rango de 21% y 67% (Figura 18).

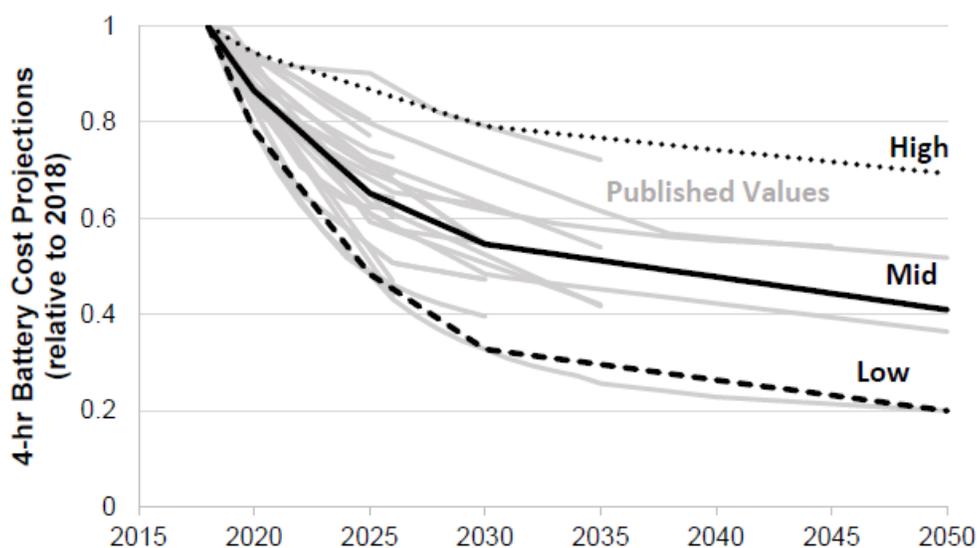


Figura 18: Proyección de costos de sistema de almacenamiento en baterías de 4 horas de duración, relativo a los costos observados el año 2018. Fuente: NREL [99]

Al igual que en los casos de generación solar fotovoltaica y generación eólica, el costo de los sistemas principales es altamente dependiente del tipo de proveedor y ciertas características técnicas. Es posible entonces encontrar una dispersión amplia de costos de sistemas BESS dependiendo del fabricante y de la eficiencia de ciclaje (que se puede asumir en un rango de 70% - 91%) [105].

Un el estudio realizado por NREL el costo fijo de operación y mantenimiento se asume constante [99].

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.3.5 Central Fotovoltaica & Almacenamiento en Baterías

A nivel internacional se ha comenzado a plantear sistemas híbridos que combinan generación solar fotovoltaica y sistemas BESS [41] [91]. En Chile se ha planteado un proyecto híbrido de generación solar fotovoltaica en la Licitación Regulada de Suministro 2017 [92]. Adicionalmente, recientemente se ingresó a evaluación ambiental el primer PMGD solar fotovoltaico que considera un sistema BESS [93].

a.) Descripción general y estimación de costos

Los sistemas híbridos se pueden acoplar de distinta manera (AC/AC y DC/DC) [91]. En los sistemas acoplados AC/AC, el sistema BESS puede operar de manera independiente a la planta solar fotovoltaica dado que no se comparte la mayor parte de los componentes (Figura 19). En los sistemas acoplados DC/DC se puede considerar la opción de cargar el Sistema BESS desde la red, dependiendo del tipo de inversores que se considere, es decir, hay sistemas híbridos acoplados DC/DC en los que el Sistema BESS sólo puede ser cargado desde la planta solar fotovoltaica. En la Figura 20 se presenta un sistema acoplado DC/DC con inversor bidireccional, que permite cargar el sistema de almacenamiento desde la red.

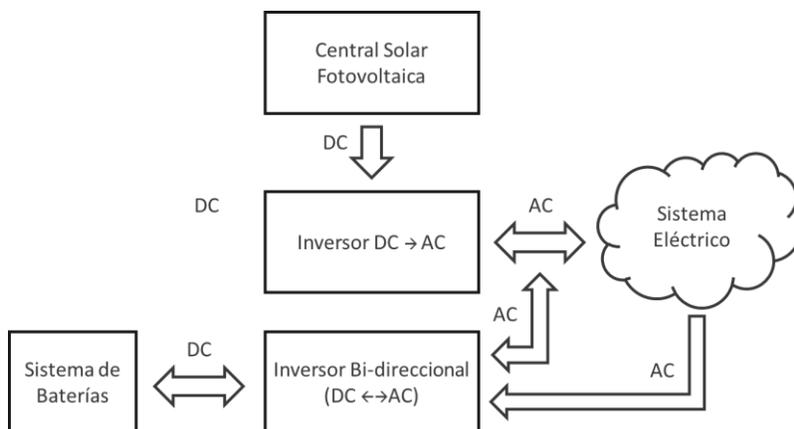


Figura 19: Sistema híbrido solar fotovoltaico & BESS acoplado AC/AC. Fuente: Adaptado de NREL [41]

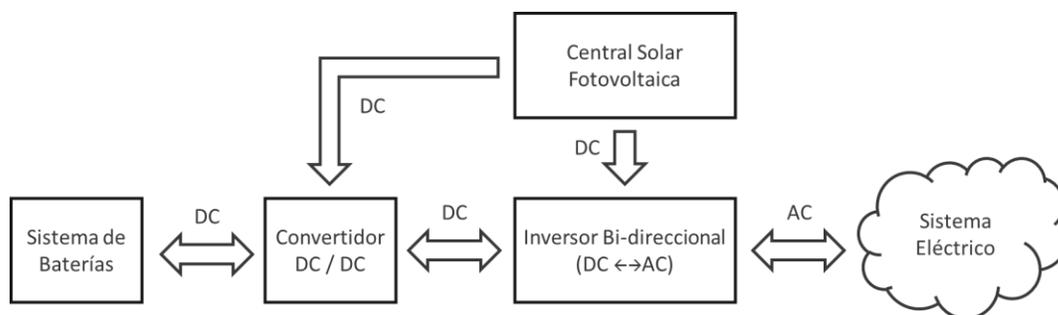


Figura 20: Sistema híbrido solar fotovoltaico & BESS acoplado DC/DC. Adaptado de NREL [41]

En los sistemas híbridos acoplados AC/AC es posible obtener ahorros en el costo de interconexión, permisos, overhead, ingeniería, mano de obra y terreno. Posibles cambios regulatorios asociados a la Estrategia de Flexibilidad que está desarrollando el Ministerio de Energía permitirían que, comparado con lo que podría obtener cada uno de los sistemas por separado, los sistemas híbridos puedan tener un mejor reconocimiento de potencia de suficiencia. Estos sistemas también tienen un mejor desempeño al momento de suministrar servicios complementarios.

Tomando como referencia los antecedentes evaluados para los sistemas de generación solar fotovoltaicos (Sección 5.2.3) y sistemas BESS (Sección 5.3.3), se elaboró una estimación de costos tres configuraciones de sistemas híbridos (Tabla 33).

Tomando como referencia la información analizada, Para la Opción 1 se estimó que el 82% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC. Para la Opción 2, el porcentaje asociado a moneda internacional es 84%; y para la Opción 3 se determinó un 86%.

Tabla 33: Descripción general y estimación de costos de opciones de sistema Híbrido Solar Fotovoltaico & BESS

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2	Opción 3
Planta Solar PV				
Potencia de la Planta	MWe	9	50	100
Seguimiento		1 eje	1 eje	1 eje
Voltaje de conexión	kV	23	220	220
Distancia de conexión	km	1,0	5	5
BESS				
Capacidad	MW	5	25	25
Tiempo de Almacenamiento	Hrs.	5	5	5
Energía	MWh	25	125	125
Eficiencia de ciclaje AC-AC	%		83 - 85	
Acoplamiento a la Planta Solar PV	Tipo		AC / AC	
Estimación de Costos				
Planta Solar PV				
Instalaciones del Parque Fotovoltaico	k USD	4.312	20.291	39.203
Panel Solar	k USD	271	230	230
Inversor	k USD	560	3.050	6.000
Sistema de seguimiento	k USD	1.145	5.090	8.907
Estación metereológica	k USD	7	7	7
Redes de corriente continua	k USD	159	620	1.240
Suministro e instalación Eléctrico e I&C	k USD	675	2.998	5.246
Obras Civiles	k USD	832	3.234	6.468
Gastos Indirectos del Proyecto	k USD	125	623	1.108
Transporte & Seguros	k USD	302	1.508	2.680
Costo Equipamiento & EPC	k USD	6.245	28.654	54.705
BESS				
Baterías	k USD	5.450	26.688	26.688
Inversor	k USD	311	1.556	1.556
Balance de Planta	k USD	1.918	5.842	5.842
Costo EPC	k USD	1.562	5.745	5.745
Costo Equipamiento & EPC	k USD	9.240	39.830	39.830
Interconexión	k USD	1.361	6.033	8.033
Adquisición de Terreno	k USD	50	100	100
Permisos	k USD	74	295	295
Contingencias	k USD	187	860	1.641
Overhead del Desarrollador	k USD	187	430	821
Utilidades Desarrollador	k USD	203	727	1.312
Costo Desarrollo	k USD	2.062	8.445	12.202
Costo Total	k USD	17.547	76.929	106.737
Costo Unitario (Base Potencia Solar)	USD/kW	1.950	1.539	1.067

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar un sistema híbrido de central fotovoltaica & BESS en distintos puntos del país. Las características del tipo de sistemas a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión.

b.) Costos de operación y mantenimiento

Tomando como referencia los antecedentes evaluados para los sistemas de generación solar fotovoltaicos (Sección 5.2.3) y sistemas BESS (Sección 5.3.3), se elaboró una estimación de costos tres configuraciones de sistemas híbridos (Tabla 33).

Tabla 34: Costos de operación y mantenimiento de opciones de sistema Híbrido Solar Fotovoltaico & BESS

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3
O&M fijo	k USD/año	288	1.421	1.996
Mantenimiento de Capacidad del BESS	k USD/año	449	1.956	1.956
O&M variable	USD/MWhe	2,9	1,5	1,2
Garantías BESS (desde el 3er año)	k USD/año	110	533	533

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Estos sistemas híbridos son capaces de proveer servicios complementarios de regulación de frecuencia y tensión.

Adicionalmente, como se indicó anteriormente para los sistemas BESS, respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, los sistemas BESS de 5 horas de duración son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico⁵⁶ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico.

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Los factores indicados anteriormente para centrales fotovoltaicas (Sección 5.2.3) y sistemas de almacenamiento en baterías (Sección 5.3.4), son válidos para sistemas híbridos.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.3.6 Central Eólica & Almacenamiento en Baterías

Ante los crecientes desafíos de retraso en el desarrollo de sistemas de transmisión y vertimiento de generación renovable, es posible plantear sistemas de generación eólica con sistemas BESS. En la Figura

⁵⁶ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

21 se presenta un esquema simplificado de un sistema de generación eólica acoplado con un sistema BESS.

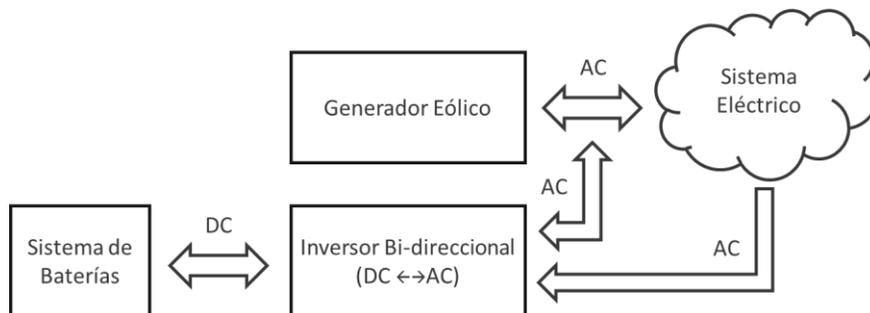


Figura 21: Sistema híbrido eólico & BESS acoplado AC/AC. Fuente: Adaptado de NREL [41]

Se ha identificado un par de experiencias a nivel internacional de sistemas de generación eólica co-emplazados con sistemas BESS [94] [95]. Durante el año 2018 en Estados Unidos se comenzó a registrar solicitudes de conexión de parques híbridos, alcanzando el 2% de la capacidad de generación eólica que solicitó conexión en el 2018 [47].

Como se indicó anteriormente, en los sistemas híbridos acoplados AC/AC es posible obtener ahorros en el costo de interconexión, permisos, overhead, ingeniería, mano de obra y terreno. Posibles cambios regulatorios asociados a la Estrategia de Flexibilidad que está desarrollando el Ministerio de Energía permitirían que, comparado con lo que podría obtener cada uno de los sistemas por separado, los sistemas híbridos puedan tener un mejor reconocimiento de potencia de suficiencia. Estos sistemas también tienen un mejor desempeño al momento de suministrar servicios complementarios.

a.) Descripción general y estimación de costos

Tomando como referencia los antecedentes evaluados para los sistemas de generación eólica (Sección 5.2.4) y sistemas BESS (Sección 5.3.3), se elaboró una estimación de costos para una configuración de sistema híbrido (Tabla 35).

Tomando como referencia la información analizada, se estimó que el 72% de los costos debieran ser indexados al CPI y a variaciones de la tasa de cambio (peso/dólar), el resto corresponde a moneda nacional, por lo tanto, debiera estar indexado al IPC.

Tabla 35: Descripción general y estimación de costos de opciones de sistema Híbrido Eólico & BESS

Descripción del Sistema		Opción 1
Central Eólica		
Potencia de la Planta	MWe	100
Potencia Aerogenerador	MW/unidad	3,3
Altura de Torre	m	137
Número de Unidades	#	30
Voltaje de conexión	kV	220
Distancia de conexión	km	10
BESS		
Capacidad	MW	25
Tiempo de Almacenamiento	Hrs.	5
Energía	MWh	125
Eficiencia de ciclaje AC-AC	%	83 - 85
Acoplamiento a la Central Eólica	Tipo	AC / AC
Estimación de Costos		Opción 1
Equipos principales (aerogeneradores)	k USD	82.882
Suministro equipo eléctrico e I&C	k USD	6.276
Obras civiles	k USD	12.519
Transporte	k USD	5.699
Montaje Aerogeneradores	k USD	6.226
Gastos Indirectos del Proyecto	k USD	5.624
Costo Equipamiento & EPC	k USD	119.226
BESS		
Baterías	k USD	26.688
Inversor	k USD	1.556
Balance de Planta	k USD	5.842
Costo EPC	k USD	5.745
Costo Equipamiento & EPC	k USD	39.830
Interconexión	k USD	9.533
Adquisición de Terreno	k USD	100
Permisos	k USD	599
Contingencias	k USD	11.923
Overhead del Desarrollador	k USD	3.577
Utilidades Desarrollador	k USD	3.624
Costo Desarrollo	k USD	30.006
Costo Total	k USD	189.062
Costo Unitario (base potencia eólica)	USD/kW	1.891

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar un sistema híbrido de central eólica & BESS en distintos puntos del país. Las características del tipo de sistemas a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión.

b.) Costos de operación y mantenimiento

Tomando como referencia los antecedentes evaluados para los sistemas de generación eólica (Sección 5.2.4) y sistemas BESS (Sección 5.3.3), se elaboró una estimación de costos tres configuraciones de sistemas híbridos (Tabla 36).

Tabla 36: Costos de operación y mantenimiento de opciones de sistema Híbrido Eólico & BESS

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1
O&M fijo	k USD/año	2.146
Mantenimiento de Capacidad del BESS	k USD/año	1.956
O&M variable	USD/MWhe	1,8
Garantías BESS (desde el 3er año)	k USD/año	533

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

Estos sistemas híbridos son capaces de proveer servicios complementarios de regulación de frecuencia y tensión.

Adicionalmente, como se indicó anteriormente para los sistemas BESS, respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, los sistemas BESS de 5 horas de duración son capaces de aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico⁵⁷ (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema eléctrico.

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Los factores indicados anteriormente para centrales eólicas (Sección 5.2.4) y sistemas de almacenamiento en baterías (Sección 5.3.4), son válidos para sistemas híbridos.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

5.3.7 Central de Almacenamiento en Aire Comprimido

Los sistemas de almacenamiento por aire comprimido utilizan cierta infraestructura para almacenar energía en escalas importantes (varias decenas de MW por hasta 16 horas). En Alemania se finalizó la

⁵⁷ Por ejemplo, en California se considera el periodo 3 – 9 pm entre mayo y septiembre y entre 2 – 7 pm entre enero y abril [112].

construcción del proyecto ADELE el año 2017, el cual alcanzó una eficiencia de alrededor de 70% y redujo significativamente los costos de inversión [96] [97]. En Inglaterra se desarrolló un proyecto Liquid Air Energy Storage (LAES) de 5 MW y 15 MWh [104] [105].

a.) Descripción general y estimación de costos

En la Tabla 37 se presenta la descripción general de los cuatro sistemas evaluados; corresponden a sistemas 100 y 250 MW con capacidad de almacenamiento de 5 y 10 horas. En los casos ilustrados, para almacenar la energía se requiere realizar una caverna en roca. La tabla indica los costos estimados para cada alternativa.

Para realizar la estimación de costos del sistema de generación y equipamiento de superficie, se utilizó referencias internacionales [98, p. 34] [86, p. 87]. Para estimar el costo del desarrollo de cavernas para el almacenamiento de aire se realizó una encuesta a un desarrollador de sistemas CAES [99]. En sistemas CAES, el costo de almacenamiento en cavernas podrían disminuir significativamente si se realiza en depósitos de sales [100]. Los sistemas tipo LAES utilizan estanques para almacenar aire líquido, por lo tanto, también reducen significativamente el costo de almacenamiento en cavernas.

Tabla 37: Descripción general y estimación de costos de opciones de Central CAES

Descripción del Sistema		Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Potencia de la Planta	MWe	100	100	250	250
Tipo		Adiabático			
Horas de almacenamietno	hrs	5	10	5	10
Eficiencia (rountrip)	%	50% - 72%			
Medio de almacenamiento	tipo	Caverna perforada en roca			
Línea de transmisión	km	20			
Voltaje	kV	220			
Estimación de Costos		Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Sistema de Generación / Equipamiento de Sup.					
Estructura e Instalación	k USD	13.463	13.463	33.657	33.657
Suministro de Equipos Mecánicos	k USD	37.900	37.900	94.750	94.750
Suministro e instalación Eléctrico e I&C	k USD	5.300	5.300	13.250	13.250
Transporte	k USD	5.184	5.184	12.960	12.960
Materiales de construcción y mano de obra	k USD	25.700	25.700	64.250	64.250
Inventario de Repuestos	k USD	6.241	6.241	6.241	6.241
Total Sistema de Generación	k USD	87.547	87.547	218.867	218.867
Caverna					
Caverna para almacenamiento	k USD	110.000	133.269	185.096	232.692
Contingencia Caverna (30%)	k USD	33.000	39.981	55.529	69.808
Total Caverna	k USD	143.000	173.250	240.625	302.500
Total Costo EPC	k USD	230.547	260.797	459.492	521.367
Interconexión					
Interconexión	k USD	12.533	12.533	18.083	18.083
Adquisición de Terreno	k USD	250	250	250	250
Permisos	k USD	1.000	1.000	1.000	1.000
Overhead del Desarrollador	k USD	6.916	7.824	13.785	15.641
Utilidades Desarrollador	k USD	6.281	7.060	12.315	13.909
Costo Desarrollo	k USD	26.981	28.667	45.433	48.883
Costo Total	k USD	257.528	289.464	504.925	570.249
Costo Unitario	USD/kW	2.575	2.895	2.020	2.281

Tomando como referencia la información analizada, Para las distintas opciones se estimó que el 75% de los costos debieran estar indexados a moneda internacional, el resto a moneda nacional.

Es importante destacar que el costo de inversión puede disminuir significativamente si el sistema CAES re-utiliza una caverna existente o se utiliza un sistema LAES. Básicamente, ítem de costo de caverna, indicado en la Tabla 37 disminuiría significativamente o no sería necesario.

Para los efectos del contexto de la evaluación, el consultor considera no relevante la variación de costos que se pudieran tener al instalar un sistema de aire comprimido en distintos puntos del país. Las características del tipo de sistemas a instalar y el proveedor de tecnología son aspectos más relevantes en la estimación de costos de inversión.

b.) Costos de operación y mantenimiento

La Tabla 38 indica los costos de operación y mantenimiento estimados para sistemas CAES. Dado la similitud del equipamiento de superficie con una turbina a gas, los costos variables de operación y mantenimiento pueden considerarse comparables con los costos variables no combustibles de turbinas a gas [99]. Los costos de mantenimiento de la infraestructura subterránea pueden considerarse despreciables [99]. Los costos fijos del equipamiento eléctrico y de superficie puede del orden de 2% del costo del costo de inversión en equipamiento eléctrico y del sistema de superficie. Se consideró adicionalmente costos de administración y gestión.

Tabla 38: Costos de operación y mantenimiento de opciones de Central CAES

Costos de Operación y Mantenimiento		Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
O&M fijo	k USD/año	3.200	3.200	8.000	8.000
O&M variable	USD/MWhe	3,3	3,3	3,3	3,3

c.) Atributos que contribuyen a la flexibilidad de la operación del sistema.

De acuerdo a información proporcionada por un proveedor, el desempeño de un sistema A-CAES se sintetiza en la Tabla 39 [99]. Respecto de la flexibilidad operacional asociada a requerimientos de variabilidad para el seguimiento de la demanda neta del sistema eléctrico, centrales A-CAES pueden aumentar y mantener la producción de energía durante las horas de necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico (por ejemplo por un periodo de al menos 3 horas); o de reducir las necesidades de rampa del sistema.

Tabla 39: Parámetros técnicos para caracterizar flexibilidad de sistema A-CAES.

Métrica	Especificación	Desempeño
Tiempo de respuesta - Partida Tíbia	Desde la orden hasta el inicio de consumo (carga)	3 - 5 min
	Desde la orden hasta el inicio de la generación	4 - 5 min
Mínimo Técnico		No disponible
Modo de reserva en giro	Consumo auxiliar para operar el sistema como condensador síncrono	0,5 - 2% de la potencia nom.
Toma de carga	Tasa máxima de toma de carga (consumo/generación)	25%/min
Vida útil	Número de ciclos	20.000
	Vida útil del equipamiento	30 - +50 años
Inercia	Entregada por el compresor y la turbina mientras se carga / descarga	

d.) Factores que inciden en la actualización de costos unitarios de inversión, costos fijos de operación y variables no combustibles

Al igual que otros sistemas de generación y almacenamiento emergentes, los costos asociados a los sistemas de almacenamiento por aire comprimido se reducen en la medida que el aprendizaje asociado a nuevas instalaciones permite hacer más eficiente diseños y procesos. No se cuenta con una proyección confiable de costos.

En el archivo Excel incluido como anexo a este informe se indican los factores para actualizar los costos.

6 CONCLUSIONES

El estudio tiene por objetivo determinar los costos de inversión, costos fijos de operación, costos variables no combustibles y consumos específicos representativos de centrales generadoras de energía eléctrica de las distintas tecnologías presentes en el mercado eléctrico nacional e internacional que cuenten con un determinado grado de madurez técnico y económico.

La síntesis de los costos unitarios determinados para las distintas opciones evaluadas se presenta en la Tabla 40.

Tabla 40: Costo unitario de inversión representativo y plazos referenciales de ejecución del proyecto⁵⁸

Tipo de Sistema	Capacidad	Plazo de desarrollo (meses)	Costo Unitario (kUSD/MW)	Comentario
Centrales Térmicas				
Ciclo Abierto	211 MW	27 - 34	675	
Ciclo Combinado	630 MW	51 - 71	898	
Motores a Gas	108 MW	31 - 40	894	
	46 MW	23 - 51	1139	
Adaptación de Central a Carbón	-	12 - 15		Reducción de mínimo técnico. Inversión: kUSD 250 por unidad.
Centrales Renovables				
Hidroeléctrica de Pasada	2,9 MW	32 - 69	3423	Altamente dependiente del emplazamiento
	52 MW	72 - 96	3923	Altamente dependiente del emplazamiento
Hidroeléctrica de Embalse	78,3 MW	87 - 205	4439	Altamente dependiente del emplazamiento
Fotovoltaica	3 - 9 MW	21 - 25	923 - 993	
	50 - 100 MW	35 - 64	669 - 742	
Eólica	100 - 250 MW	53 - 85	1448 - 1492	
Biomasa	10 MW	26 - 46	3801	Incluye sistema de almacenamiento y preparación biomasa
	10 MW	26 - 46	3170	No incluye sistema de almacenamiento y preparación biomasa
Biogas	3,3 MW	19 - 29	1144	
Opciones Emergentes				
Concentración Solar de Potencia	115 MW @ 13 hrs	58 - 72	5282	Generación 24 horas
	115 MW @ 13 hrs	58 - 72	4700	Generación sólo nocturna
	115 MW @ 5 hrs	58 - 72	4162	
Central de Bombeo	449 - 513 MW @ 10 hrs	88 - 114	2151 - 2409	Altamente dependiente del emplazamiento
Geotérmica	50 MW	86 - 90	6822	Greenfield
	50 MW	20 - 29	4321	Brownfield
BESS	5 - 25 MW @ 5 hrs	43 - 56	2124 - 2634	Aplicación gestión de energía ERNC
	10 MW @ 0,25 hrs	43 - 56	629	Aplicación Servicios Complementarios
	200 MW @ 0,25 hrs	43 - 56	368	Aplicación como activo de transmisión (N-1)
Híbrida Solar Fotovoltaica & BESS	9 MW PV; 5 MW @ 5 hrs	21 - 25	1950	Se considera como base la capacidad de la central PV
	50 - 100 MW PV; 25 MW @ 5 hrs	35 - 64	1067 - 1539	Se considera como base la capacidad de la central PV
Híbrida Eólica & BESS	100 MW; 25 MW @ 5 hrs	53 - 85	1891	Se considera como base la capacidad de la central eólica
CAES	100 MW @ 5 - 10 hrs	70 - 91	2575 - 2895	Altamente dependiente del costo de la caverna
	250 MW @ 5 - 10 hrs	70 - 91	2020 - 2281	Altamente dependiente del costo de la caverna

Adicionalmente, se analizó las capacidades técnicas de las distintas tecnologías en el Sistema Eléctrico Nacional para proveer flexibilidad a la operación del sistema y se evaluó los posibles costos que podrían significar esas capacidades técnicas. La Tabla 41 presenta una síntesis de algunos atributos que caracterizan la flexibilidad de cada una de las opciones evaluadas (detalles en el capítulo donde se evaluó cada opción).

⁵⁸ El detalle de la estimación de los plazos de desarrollo se presenta en el Anexo A.

Tabla 41: Síntesis de atributos de flexibilidad

Tipo de Sistema	Flexibilidad para Req. de Balance	Flexibilidad para Req. de Seguimiento de Demanda Neta	Mínimo Técnico (% de cap.nom.)	Tiempo de Partida	Capacidad de Toma de Carga (%/min)
Centrales Térmicas					
Ciclo Abierto	Sí	Sí	35% - 60%	< 1 hr	7% - 30% / min
Ciclo Combinado	Sí	Sí	47% - 65%	< 4 hrs	0,8% - 15% / min
Motores a Gas	Sí	Sí	2% - 10%	< 1 min	30% - 60% / min
Adaptación de Central a Carbón	Sí	Sí	> 13%	< 6 hrs	0,6% - 4,0% / min
Centrales Renovables					
Hidroeléctrica de Pasada	No	Depende (reg. intradiaria)	< 15%	< 10 min	17% - 43% / min
Hidroeléctrica de Embalse	Sí	Sí	< 17%	< 10 min	> 25% / min
Fotovoltaica	Sí	No	-	< 1 min	-
Eólica	Sí	A definir	-	< 1 min	-
Biomasa	No	Sí	40% - 50%	< 10 hrs	3,0% - 4,0% / min
Biogas	No	Sí	2% - 10%	< 10 min	30% - 60% / min
Opciones Emergentes					
Concentración Solar de Potencia	Sí	Sí	10% - 20%	35 - 50 min	7% - 9% / min
Central de Bombeo	Sí	Sí	< 17%	< 10 min	> 25% / min
Geotérmica	Sí	Sí	18%	< 70 min	2% - 4% / min
BESS	Sí	Depende (# horas)	-	< 1 min	-
Híbrida Solar Fotovoltaica & BESS	Sí	Depende (# horas)	-	< 1 min	-
Híbrida Eólica & BESS	Sí	Depende (# horas)	-	< 1 min	-
CAES	Sí	Sí	-	< 5 min	25% / min

Se propuso un esquema de actualización de costos identificando las principales variables que inciden en su evolución. Se indicó que hay tecnologías maduras, cuyos costos no debieran variar significativamente, y en el contexto de este estudio se sugiere mantenerlos constantes⁵⁹.

Por otra parte, se tienen otro tipo de sistemas como la generación solar fotovoltaica, eólica y sistema de almacenamiento en baterías cuya adopción se está acelerando con la consecuente reducción de costo producto del aprendizaje tecnológico y de integración de sistemas. Finalmente se tienen otros sistemas, cuya adopción es incipiente o ha sido a menor escala; en estos casos, se tiene menor información respecto de la reducción de costos, por lo que no es posible establecer de manera confiable una proyección.

En todos los casos se observa que el costo de los sistemas principales es altamente dependiente del tipo de proveedor y ciertas características técnicas (por ejemplo, la eficiencia en sistemas térmicos). Estos aspectos pueden ser más relevantes que los efectos de la selección del emplazamiento en el costo de inversión⁶⁰. A futuro, se sugiere poner más énfasis en nuevas tecnologías, como distintos tipos de sistema de almacenamiento, y trabajar mediante encuestas con distintos tipos de proveedores. Se sugiere cotizar distintos tipos de opciones (eficiencia de unidades térmicas, número de horas de duración en sistemas de almacenamiento, entre otros).

⁵⁹ En estos casos, aparte de los factores que afectan directamente el costo de fabricación de los sistemas, las dinámicas de mercado tienen un rol importante al momento de definir el valor de venta de los sistemas. Por ejemplo, recientemente se ha observado una demanda por unidades de ciclo abierto y de ciclo combinado más deprimida, particularmente de unidades de mayor tamaño, situación que ha afectado de manera importante los precios.

⁶⁰ En sistemas a térmicos que operen con gas se asume que está en la vecindad de un gasoducto existente.

7 ANEXO 1: PLAZOS DE DESARROLLO

A continuación, se presenta la estimación de plazos de desarrollo de las distintas opciones evaluadas. Para realizar la estimación se observó casos de proyectos ingresados al Sistema de Evaluación Ambiental.

Tabla 42: Plazos asociados a proyectos térmicos

	Capacidad (MW)	Plazo Total en Meses		Plazo en Meses				
		Mínimo	Máximo	Estudios Factibilidad	Estudios Preliminares SEA	Tramitación SEA	Construcción Esp. SEA	Puesta en Marcha
Centrales Térmicas								
Ciclo Abierto	211	27	34					
Supuesto consultor					12			1
Los Guindos	132					8	13	
Diego de Almagro	60					4	10	
Ciclo Combinado	630	51	71					
Supuesto consultor					12			2
Luz Minera	760					10	33	
Coloso	390					9	33	
El Campesino	640					21	34	
Las Arcillas	480					20	28	
Los Rulos	540					23	32	
Motores a Gas	108	31	40					
46		23	51					
Supuesto consultor					12			1
Diego de Almagro (Gas)	40					7	12	
El Peñon (Gas)	21					7	5	
Gas Teno (Gas)	58					12	11	
Maitencillo (Fuel oil)	66					5	9	
San Javier (Diesel)	50					11	26	
Supuesto consultor					12			2
Llanos Blancos (Diesel)	150					9	12	
Combarbalá	75					14	8	
Cala Morritos	200					10	11	
Los Cóndores	100					11	8	
Pajonales	100					12	8	
Adaptación de Centrales a Carbón		12	15	6			6	0,25

Tabla 43: Plazos asociados a proyectos de energía renovables

	Capacidad (MW)	Plazo Total en Meses		Plazo en Meses				
		Mínimo	Máximo	Estudios Factibilidad	Estudios Preliminares	Tramitación SEA	Construcción Esp. SEA	Puesta en Marcha
Centrales Renovables								
Hidroeléctrica de Pasada	2,9	32	69					
	52	72	96					
Añihuerraqui	9			1	12			1
Río Chanleufu	6					32	12	
Condor	5					6	14	
Cumpeo	5					25	24	
Diuto	4					11	12	
						12	15	
Supuesto consultor				3	24			1
Nido de Águilas	125					23	43	
Rucalhue (pasada con embalse)	90					28	30	
Chupallar	19					26	21	
Hidroeléctrica de Embalse	78,3	87	205					
Supuesto consultor				24	36		60	6
Embalse Punilla	94					79		
Convento Viejo	14					8	13	
Embalse Ancoa	27					12	16	
Embalse Digua	20					10	14	
Osorno	58					21	30	
Fotovoltaica	3-9	21	25					
	50-100	35	64					
Supuesto consultor					6			0,5
El Paso	6					11	6	
Quinantu	9					12	6	
Molina	9					9	6	
Astillas	9					10	6	
El Cortijo	9					8	6	
Supuesto consultor					12			2
Elena	2x223					9	18	
Tamaya	122					7	14	
Pampa Tigre	142					11	16	
Sol de Vallenar	250					29	21	
Nuevo Futuro	144					19	18	
Eólica	100-250	53	85					
Supuesto consultor				18	12			3
Calama	162					8	17	
Cabo Leones III	173					20	15	5
San Gabriel	183					12	26	
Llano de los vientos	222					9	12	
Tolpán Sur	140					26	22	
Biomasa	10	26	46					
Supuesto consultor				2	6			2
Bioenergía Ñuble	20					13	23	
Victoria	20					9	12	
Newenkutral	40					12	13	
Ñuble	20					13	23	
Lautaro	25					4	14	
Cogeneración		23	49					
Supuesto consultor					6			2
Santa Juana	2,9					7	30	
Escuadrón	3					4	12	
Los Ríos	10					11	14	
Coilemu	7					8	11	
Biogas	3,3	19	29					
Supuesto consultor					6			1
El Molle						10	6	
Santa Marta						6	8	
Los Pinos						6	6	
Loma Los Colorados						8	12	

Tabla 44: Plazos asociados a opciones emergentes

	Capacidad (MW)	Plazo Total en Meses		Plazo en Meses				
		Mínimo	Máximo	Estudios Factibilidad	Estudios Preliminares SEA	Tramitación SEA	Construcción Esp. SEA	Puesta en Marcha
Opciones Emergentes								
CSP	115	58	72					
Supuesto consultor					18			4
Cerro Dominador	110					4	37	
Copiapó Solar	2x120					10	36	
Likana Solar	3x150					13	36	
María Elena	4x100					8	32	
Camarones	105					11	36	
Central de Bombeo	449-513 @ 10 hr	88	114					
Supuesto consultor				3	24			3
Espejo de Tarapacá	300					16	42	
Geotérmica								
Geotermía (Greenfield)	50	86	90					
Geotermía (Brownfield)	50	20	29					
Supuesto consultor				24	18			3
Cerro Pabellón (Greenfield)	50					11	30	
Curacautín	70					15	30	
Cerro Pabellón (Brownfield)	50					20	29	
BESS								
	5-25@5 hr	43	56					
	10@0.25 hr	43	56					
	200@0.25 hr	43	56					
Guacolda	60@_Hr			12	6	12	12	1
CAES	100 @ 5-10 hr	70	91	24	8	12	24	2
	250 @ 5-10 hr	70	91	24	8	12	24	2

8 ANEXO 2: CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y OPERACIONALES DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO SEGÚN MISO

A continuación se presentan las características o parámetros definidos por MISO para sistemas de almacenamiento en el contexto de la Orden Ferc 841, junto a una traducción de los antecedentes.

Characteristic / Característica	Description / Descripción [89]
1. State of Charge	The Energy, Capacity, Spinning Reserve, Supplemental Reserve and/or Regulating Reserve available to the Transmission Provider's markets.
Estado de Carga	La energía, capacidad, y capacidad de regulación de frecuencia disponible para el operador del mercado.
2. Maximum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Charged while providing Energy or Operating Reserves under normal operating conditions.
Nivel Máximo de Almacenamiento	Valor de estado de carga que no debe superarse cuando el sistema de almacenamiento está siendo cargado mientras provee servicios de regulación de frecuencia en condiciones de operación normal.
3. Minimum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Discharged while providing Energy or Operating Reserves under normal operating conditions.
Nivel Mínimo de Almacenamiento	Valor de estado de carga que no se debe superar cuando el sistema de almacenamiento está siendo descargado mientras provee servicios de regulación de frecuencia en condiciones de operación normal.
4. Hourly Economic Maximum Charge Limit	The maximum withdrawal MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
Límite Máximo Económico de Carga Horaria	Nivel máximo de retiro (MW) al cual el sistema de almacenamiento puede operar en condiciones normales del sistema.
5. Hourly Economic Maximum Discharge Limit	The maximum injection MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.

	Límite Máximo Económico de Descarga Horaria	Nivel máximo de inyección (MW) al cual el sistema de almacenamiento puede operar en condiciones normales del sistema.
6.	Minimum Charge Time	The minimum duration that an ESR is able to Charge.
	Tiempo Mínimo de Carga	El tiempo mínimo en el cual un sistema de almacenamiento se puede cargar.
7.	Maximum Charge Time	The maximum duration that an ESR is able to Charge.
	Tiempo Máximo de Carga	El tiempo máximo en el cual un sistema de almacenamiento se puede cargar.
8.	Minimum Discharge Time	The minimum duration that an ESR is able to Discharge.
	Tiempo Mínimo de Descarga	El tiempo mínimo en el cual un sistema de almacenamiento se puede descargar.
9.	Maximum Discharge Time	The maximum duration that an Electric Storage Resource is able to Discharge.
	Tiempo Máximo de Descarga	El tiempo máximo en el cual un sistema de almacenamiento se puede descargar.
10.	Hourly Economic Minimum Discharge Limit	The minimum injection MW level at which an ESR may operate under normal system conditions.
	Límite de Descarga Mínima Económica Horaria	Inyección mínima (MW) al cual un sistema de almacenamiento puede operar en condiciones normales.
11.	Hourly Economic Minimum Charge Limit	The minimum withdrawal MW level at which an Electric Storage Resource may operate under normal system conditions.
	Límite de Carga Mínima Económica Horaria	Retiro mínimo (MW) al cual el sistema de almacenamiento puede operar en condiciones normales del sistema.
12.	Hourly Discharge Ramp Rate	The MW/minute response rate for an ESR moving from zero output to its Hourly Economic Maximum Discharge Limit and/or from the Hourly Economic Maximum Discharge Limit to zero output that is utilized in the clearing of the Day-Ahead Energy and Operating Reserve Market and all Reliability Assessment Commitment processes, and in responding to

either increasing or decreasing Setpoint Instructions between zero and the Hourly Economic Maximum Discharge Limit.

Rampa de descarga horaria

La rampa (MW/min) que el sistema de almacenamiento puede otorgar para pasar desde cero a su Límite Máximo Económico de Descarga Horaria; y/o desde el Límite Máximo Económico de Descarga Horaria a cero. Este valor es utilizado en los procesos de programación de la operación y operación efectiva en respuesta a señales de aumento o reducción del punto de operación entre cero y el Límite Máximo Económico de Descarga Horaria.

13. Hourly Charge Ramp Rate

The MW/minute response rate for an ESR moving from zero output to its Hourly Economic Maximum Charge Limit and/or from the Hourly Economic Maximum Charge Limit to zero output that is utilized in the clearing of the Day-Ahead Energy and Operating Reserve Market and all Reliability Assessment Commitment processes, and in responding to either increasing or decreasing Setpoint Instructions between zero and the Hourly Economic Maximum Charge Limit.

Rampa de carga horaria

La rampa (MW/min) que el sistema de almacenamiento puede otorgar para pasar desde cero a su Límite Máximo Económico de Carga Horaria; y/o desde el Límite Máximo Económico de Carga Horaria a cero. Este valor es utilizado en los procesos de programación de la operación y operación efectiva en respuesta a señales de aumento o reducción del punto de operación entre cero y el Límite Máximo Económico de Carga Horaria.

14. Hourly Regulation Maximum Charge Limit

The maximum withdrawal MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.

Límite de Carga Máximo Horario para Servicios de Regulación

Límite máximo de retiro (MW) al cual un sistema de almacenamiento puede responder a señales automáticas de control.

15. Hourly Regulation Minimum Charge Limit

The minimum withdrawal MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.

	Límite de Carga Mínimo Horario para Servicios de Regulación	Límite mínimo de retiro (MW) al cual un sistema de almacenamiento puede responder a señales automáticas de control.
16.	Hourly Regulation Maximum Discharge Limit	The maximum injection MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
	Límite de Descarga Máximo Horario para Servicios de Regulación	Límite máximo de inyección (MW) al cual un sistema de almacenamiento puede responder a señales automáticas de control.
17.	Hourly Regulation Minimum Discharge Limit	The minimum injection MW level at which an ESR can respond to automatic control signals.
	Límite de Descarga Mínimo Horario para Servicios de Regulación	Límite mínimo de inyección (MW) al cual un sistema de almacenamiento puede responder a señales automáticas de control.
18.	Emergency Maximum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an ESR is being Charged while providing Energy or Operating Reserves under Emergency conditions.
	Nivel de Almacenamiento Máximo Durante Estado de Emergencia	Estado de Carga que no debiera ser excedido cuando el sistema de almacenamiento esté siendo cargado mientras entrega servicios de regulación de frecuencia ante condiciones de emergencia.
19.	Emergency Minimum Energy Storage Level	State of Charge value that should not be exceeded when an Electric Storage Resource is being Discharged while providing Energy or Operating Reserves under Emergency conditions.
	Nivel de Almacenamiento Mínimo Durante Estado de Emergencia	Estado de Carga que no debiera ser excedido cuando el sistema de almacenamiento esté siendo descargado mientras entrega servicios de regulación de frecuencia ante condiciones de emergencia.
20.	Hourly Emergency Maximum Discharge Limit	The maximum injection MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
	Límite Máximo de Descarga Horario Durante Estado de Emergencia	Nivel máximo de inyección (MW) al cual el sistema de almacenamiento puede operar en condiciones de emergencia.
21.	Hourly Emergency Minimum Discharge Limit	The minimum injection MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.

Límite Mínimo de Descarga Horario Durante Estado de Emergencia	Nivel mínimo de inyección (MW) al cual el sistema de almacenamiento puede operar en condiciones de emergencia.
22. Hourly Emergency Maximum Charge Limit	The maximum withdrawal MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
Límite Máximo de Carga Horario Durante Estado de Emergencia	Nivel máximo de retiro o carga (MW) al cual el sistema de almacenamiento puede operar en condiciones de emergencia.
23. Hourly Emergency Minimum Charge Limit	The minimum withdrawal MW level at which an ESR may operate under Emergency system conditions.
Límite Mínimo de Carga Horario Durante Estado de Emergencia	Nivel mínimo de retiro o carga (MW) al cual el sistema de almacenamiento puede operar en condiciones de emergencia.
24. Hourly Electric Storage Resource Efficiency Factor	An operating characteristic of an ESR that is the amount of increase in Energy Storage Level for each 1 MW of Charge Energy withdrawn by that ESR.
Eficiencia Horaria del Sistema de Almacenamiento	Característica de operación del sistema de almacenamiento que es el monto en que se incrementa el nivel de carga del sistema por cada 1 MW retirado del sistema eléctrico.

9 REFERENCIAS

- [1] B. Maluenda, J. Moreno, D. Holaschutz y E. Gil, *New Market Interactions in the Chilean Electricity System with High Integration of Variable Renewable Energy*, Groningen: 41st IAEE International Conference, June, 2018.
- [2] inodú, «Estudio de Incorporación del Atributo de Flexibilidad al Mercado Eléctrico Chileno,» GIZ, 2019.
- [3] A. Ross, J. Beesemyer y D. Rhodes, *A Prescriptive Semantic Basis for System Lifecycle Properties*, Cambridge, Massachusetts: SEAr Working Paper Series. Massachusetts Institute of Technology, 2012.
- [4] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, «Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, nº 1, pp. 57 - 66, 2015.
- [5] Coordinador , *Informe de Servicios Complementarios Año 2020*, Junio 2019.
- [6] inodú, «Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades a carbón en Chile,» Preparado para GIZ, 2018b.
- [7] C. Bozzuto, «Potential for two shift operation for pulverized coal power plants,» October 1, 2018.
- [8] EPRI, «Flexible Operation Conference: Conventional & Combined Cycle Power Plant Cycling Damage & Management,» Pittsburgh, Pennsylvania, June 5-7, 2019.
- [9] Public Utilities Commission of the State of California, *Decision 13-06-024: Decision adopting local procurement obligations for 2014, a flexible capacity framework, and further refining the resource adequacy program*, 2013.
- [10] Revista Electricidad, «GE Energy Financial Services financia expansión del proyecto Los Guindos,» 2018.
- [11] BHP, «Inauguración oficial de Kelar,» 2017.
- [12] Generadora Metropolitana, *Carta Nº 2019-220: Solicita aprobación de solicitud de conexión del proyecto Santa Lidia TG Nº 2 en Subestación Charrúa*, Carta enviada al Coordinador Eléctrico Nacional, 2019.

- [13] Proyersa, «Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta, en sistemas SIC, SING y SSMM; y determinación de costos de inversión por fuente de generación (Anexo 3),» Preparado para la CNE, 2016.
- [14] Gas Turbine World 2019 GTW Handbook, Volume 34, Pequot, 2019.
- [15] General Electric, 9E.03/.04 Gas Turbine, Publicado en reporte "Determinación de Parámetros de Partida y Detención Central Los Guindos", elaborado por Tractebel el 22/07/2019, 2015.
- [16] inodú, *Estudio de antecedentes técnicos, económicos, normativos y ambientales de tecnologías de centrales termoeléctricas y sus sistemas de refrigeración*, Ministerio de Energía, 2014.
- [17] inodú, *Flexibilidad de Operación de Centrales Termoeléctricas chilenas con los instrumentos de gestión ambiental vigentes*, Preparado para el Ministerio de Energía de Chile, 2017.
- [18] inodú, *Renewable Energy Integration Opportunities in Chile*, MIT SDM Systems Thinking Webinar Series, 2018.
- [19] Energy Information Administration, *Material Price Index*.
- [20] NREL, *Annual Technology Baseline: Electricity - Natural Gas Plants*, 2019.
- [21] Revista Electricidad, «Filial de Gasco ingresa al negocio de generación eléctrica,» 2007.
- [22] Revista Electricidad, «Gasco y Enlase dan el vamos a primera central eléctrica en base a GLP de Chile,» 2017.
- [23] Power Gen International, «GE Energy Receives Order for 20 Jenbacher Gen-Sets to Support Argentina's Regional Energy Supply Needs,» 2007.
- [24] Power Engineering International, «Wartsila wins deal for Argentina gas plant,» 2019.
- [25] Wärtsilä, «Budgetary proposal EPC. Project name: 100 MW Chile 6 x W18V50SG,» 2019.
- [26] Wärtsilä, «Exhibit A: Scope of supply list. Project Name: 100 MW Chile 6 x W18V50SG,» 2019.
- [27] Wärtsilä, «Budgetary Proposal EPC. Project Name: Flexi 50 MW NG Reference plant 4 x W20V31SG,» 2019.
- [28] Wärtsilä, «Exhibit A Scope of supply list. Project name: Flexi 50 MW NG Reference plant 4 x W20V31SG,» 2019.

- [29] Wärtsilä, «Budgetary proposal EPC. Project name: Flexi 50 MW LPG Reference plant 7 x W20V34SG LPG,» 2019.
- [30] Wärtsilä, «Exhibit A Scope of supply list. Project Name Flexi 50 MW LPG Reference plant 7 x W20V34 SG LPG,» 2019.
- [31] Wartsila, «Price indication: Operation and maintenance. Project name: Flexi 50 MW reference plant 7 x W20V34SG LPG,» 2019.
- [32] Wartsila, «Price indication: Operation and maintenance. Flexi 50 MW reference plant 4 x W20V31SG,» 2019.
- [33] Wartsila, «O&M Project name 100 MW Chile 6 x W18V50SG,» 2019.
- [34] Ministerio de Energía, «Gobierno y Generadoras Anuncian fin de nuevos desarrollos de plantas a carbón,» 2018.
- [35] inodú, «Need for flexibility from thermoelectric facilities due to high levels of renewable integration in Chile,» de *Second annual flexible operations conference: Conventional and combined power plant cycling damage and management*, 2019.
- [36] H. & M. T. Brüggemann, «Conventional Firing Systems for Future Power Plants,» ALSTOM Boiler Deutschland GmbH, Stuttgart, 2012.
- [37] Guacolda, «Carta enviada al Coordinador Eléctrico Nacional: N° 0168-2019,» 21 de febrero de 2019.
- [38] Coordinador Eléctrico Nacional, *Carta DE 03545-19*, Coordinador Eléctrico Nacional, 27 de junio de 2019.
- [39] Guacolda, «Respuesta a carta del Coordinador Eléctrico Nacional. Carta N° 0679-2019,» 2019.
- [40] US Department of the Interior; US Department of the Army; US Department of Energy, «Potential hydroelectric development at existing federal facilities (for Section 1834 of the Energy Policy Act of 2005),» 2007.
- [41] Japan Internacional Cooperation Agency, «JICA Project for the Master Plan Study of Hydropower Development in Indonesia. Chapter 19: Construction plan and preliminary cost estimate,» 2011.
- [42] NREL, *Annual Technology Baseline: Electricity (Hydropower)*, 2019.
- [43] Ministerio de Obras Públicas, «Concesión Obra Pública Embalse La Punilla - Licitación DOH - CCOP 2015,» 2015.

- [44] World Bank, «Power System Development Plan for LAO PDR. Final Report - Volume C: Project Catalogue,» 2004.
- [45] PV Magazine, «Portuguese auction attracts world record bid of €14.8/MWh for solar».
- [46] IRENA, «Renewable power generation cost in 2018,» 2019.
- [47] NREL, «2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark,» November 2018.
- [48] «PVXchange Price Index,» 2019.
- [49] inodú, «Encuesta realizada a proveedores como Greensmith, Fluence y NEC,» 2019.
- [50] Laborelec, First Solar, y Coordinador Eléctrico Nacional, «Demonstration of Ancillary Service Provision Capabilities of Photovoltaic Power Plants: Study Case Luz del Norte,» 2019.
- [51] NREL, *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*, NREL/PR-6A20-72133, 2018.
- [52] NREL, *Annual Technology Baseline (Utility-Scale PV)*, 2019.
- [53] NREL, *Q2/Q3 2018 Solar Industry Update*, NREL/PR-6A20-72180, 2018.
- [54] NREL, «2015 Cost of Wind Energy Review (revised May 2017),» 2017.
- [55] US Department of Energy, *2018 Wind Technologies Market Report*.
- [56] US Department of Energy, *Wind Vision: A New Era for Wind Power in the United States*, 2015.
- [57] Coordinador Eléctrico Nacional, *Informe de Servicios Complementarios 2020 – Actualización Septiembre 2019 (Tablas Anexo)*, 2019.
- [58] GuGen Engineering Ltd., «Feasibility study for a 10 MW biomass fired power plant,» 2010.
- [59] Oak Ridge National Laboratory, «Processing cost analysis for biomass feedstocks,» 2002.
- [60] EPA Combined Heat and Power Partnership, «Biomass CHP Catalog of Technologies (Chapter 4),» 2007.
- [61] Harris Group, «Biomass feasibility analysis report,» 2015.
- [62] EPA Combined Heat and Power Partnership, «Catalog of CHP Technologies (Section 2 Technology Characterization - Reciprocating Internal Combustion Engines),» 2015.

- [63] Caterpillar, «Use of Gas Gensets in Standby Applications,» 2015.
- [64] SolarPACES, «CSP projects around the world,» 2019.
- [65] El Mercurio de Calama, «Cerro Dominador: El gigante que se construye a 60 km de Calama,» 2018.
- [66] NREL, «Advancing concentrating solar power technology, performance, and dispatchability,» 2016.
- [67] New Energy Update, *CSP capex costs fall by almost half as developers shift towards China and Middle East*, 2018.
- [68] S. Dieckmann, D. Jürgen, S. Giuliano, M. Puppe, E. Lüpfert, K. Hennecke, R. Pitz-Paal, M. Taylor y P. Ralon, «LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower CSP technology until 2025,» de *AIP Conference Proceedings 1850, 160004*, 2017.
- [69] NREL, «Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap,» 2017.
- [70] Abengoa, «Pathways to solar thermal electric cost reduction: Perspectives from the Abengoa Perenjori Study,» 2015.
- [71] Sandia, «Power tower technology roadmap and cost reduction plan,» 2011.
- [72] New Energy Update, *Capex of modular CSP plants could halve if 1 GW deployed*, 2019.
- [73] Asociación Concentración Solar de Potencia, «Herramienta de costeo de parques solares CSP,» 2019.
- [74] A. Aly, A. Bernardos, C. Fernandez-Peruchena, S. Solvang Jensen y A. Branth, «Is Concentrated Solar Power (CSP) a feasible option for Sub-Saharan Africa?: Investigating the techno-economic feasibility of CSP in Tanzania,» *Renewable Energy*, vol. 135, pp. 1223-1240, May 2019.
- [75] F. Gallardo, *Factores críticos en diseño y operación de centrales CSP de torre con almacenamiento en sales fundidas en el desierto de Atacama*, Pasantía de Investigación CSP GIZ 2017; Institución receptora: DLR - Almería, 2017.
- [76] IRENA, *Annual Technology Baseline (Concentrating Solar Power)*, 2019.
- [77] World Energy Council, «Charting the Upsurge in Hydropower Development,» 2015.
- [78] Hydro World, «22 million GWh of pumped hydro energy storage potential identified worldwide,» 2019.
- [79] PV Magazine, «Pumped hydro to triple Australia's storage capacity,» 2019.

- [80] Australian National University, «ANU finds 22,000 potential pumped hydro sites in Australia».
- [81] Green Climate Fund, «FP105: Espejo de Tarapacá,» 2019.
- [82] U.S. Department of the Interior, «Reclamation-Wide Pumped Storage Screening Study,» 2014.
- [83] Argonne, «Pumped Storage Hydropower: Benefits for Grid Reliability and Integration of Variable Renewable Energy,» 2014.
- [84] Entura, «Pumped Hydro Cost Modelling,» Prepared by Hydro-Electric Corporation, December 2018.
- [85] Pablo Sanchez-Alfaro et al., «Geothermal barriers, policies and economics in Chile – Lessons for the Andes,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, pp. 1390 - 1401, 2015.
- [86] Emol, «Cerro Pabellón, la planta geotérmica chilena pionera en Sudamérica y a mayor altura del mundo».
- [87] El Mercurio de Calama, «Comisión aprobó la ampliación de planta geotérmica Cerro Pabellón».
- [88] Fundación Chile, «Informe de costos nivelados de la electricidad para plantas geotérmicas en Chile,» 2017.
- [89] Geothermal Energy Association, «Factors affecting costs of geothermal power development,» 2005.
- [90] EPRI, «Renewable energy technology characterizations,» 1997.
- [91] NREL, *Annual Technology Baseline (Geothermal)*, 2019.
- [92] inodú, «Insights into the Operations of Grid Scale Batteries in Chile,» 2018.
- [93] Power Magazine, «FPL Will Build World's Largest Battery Storage System,» 2019.
- [94] Reuters, «General Electric to scrap California power plant 20 years early,» 2019.
- [95] Texas PUC, «Order of the Texas PUC, Docket No. 35994 (Texas PUC),» April 6, 2009.
- [96] K. Kumaraswamy, «Why networks think battery storage may be smarter choice than more poles and wires».
- [97] AES - Systepl, «Sistemas de almacenamiento de energía como activos de transmisión. Caso Almacenamiento Punta Colorada & Almacenamiento Mulchén.,» 2019.

- [98] Greensmith, «MESS 2 MW 5,6 MWh Scope of supply list; technical specification; and other documents,» 2018.
- [99] NREL, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*, NREL/TP-6A20-73222 ed., 2019.
- [100] Energinet, Danish Energy Agency, «Technology Data for Energy storage,» March, 2019.
- [101] Lazard, «Lazard's levelized cost of storage analysis - Version 4.0,» November 2018.
- [102] inodú, «Mail Greensmith: OPex RE: Request for information: inodú (study with the Chilean National Energy,» 2019.
- [103] MISO, «Midcontinent Independent System Operator, Inc.'s Filing to Revise Tariff as Necessary in Compliance with Order No. 841.,» *Docket No. ER19-____-000*, 3 December 2018.
- [104] MISO, *Docket No. ER19-____-000: Prepared direct testimony of Kevin A. Vannoy*, 2018.
- [105] Lazard, *Lazard's levelized cost of storage analysis - Version 5.0*, November 2019.
- [106] NREL, «Evaluating the technical and economic performance of PV plus storage power plants,» August 2017.
- [107] Amunche Solar, «Oferta administrativa presentada a Licitación 2017 - Granja Solar II Extensión (Documento 13),» Octubre 2017.
- [108] Sonnedix, «Ficha del Proyecto: Modificación Planta Solar Fotovoltaica Santa Julia con Sistema de Almacenamiento de Energía (presentado a Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental),» 2019.
- [109] Energy Storage News, «Fluence to supply 10MW BESS at South Australia wind farm,» November 13, 2018.
- [110] Energy Storage Association, «Frequency Regulation Services and a Firm Wind Product: AES Energy Storage Laurel Mountain Battery Energy Storage (BESS),» 2011.
- [111] S. Zunft, V. Dreißigacker, M. Bieber, A. Banach, C. Klabunde y O. Warweg, «Electricity storage with adiabatic compressed air energy storage: Results of the BMWi-project ADELE-ING,» de *International ETG Congress 2017*, Bonn, Germany, November 28-29, 2017.
- [112] G. A. C. (. S. Zunft, «Adiabatic CAES: The ADELE-ING project,» de *SCCER Heat & Electricity Storage Symposium*, PSI, Villigen (CH), 2015.
- [113] HighView Power, *Highview Power launches world's first grid-scale liquid air energy storage plant*, 2018.

- [114] The Telegraph, *Cheap energy storage for renewables in sight as Highview Power launches five UK plants*, 2019.
- [115] NREL, «The Value of Compressed Air Energy Storage in Energy and Reserve Markets,» 2011.
- [116] Hydrostor, «Encuesta realizada por inodú,» Julio, 2019.
- [117] NYSERDA, «Compressed air storage engineering and economic study,» 2009.
- [118] J. B. J. D. G. C. H.L. Zhang, «Concentrated solar power plants: Review and design methodology,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 22, p. 466–481, 2013.
- [119] P. D. S. V. K. B. Rajab, «An overview of concentrated solar energy and its applications,» *International Journal of Ambient Energy*, 2017.
- [120] J. C. R. E. L. L. S. C. A.R. Starke, «Assessing the performance of Concentrated Solar Power plants in selected locations of Chile,» *Proceedings of ECOS 2015*, 2015.
- [121] Revistaei, «Cerro Dominador alcanza 80% de avance y proyecta operación para julio de 2020,» 31 mayo 2019. [En línea].
- [122] J. A. H. A. C. B. T. S. B. M. A. M. K. M. L. James T. Hinkley, «Current and Future Status of Concentrating Solar Power in Australia,» *Journal of the Japan Institute of Energy*, vol. 95, pp. 227-234, 7 February 2016.
- [123] ITP Energised Group, «Concentrating Solar Thermal Technology Status,» 2018.
- [124] NREL, «2018 US Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage Systems Costs Benchmark,» 2018.
- [125] NREL, «Utility-Scale Concentrating Solar Power and Photovoltaics Projects: A Technology and Market Overview,» 2012.
- [126] IRENA, «Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Concentrating Solar Power,» 2012.
- [127] Systep, «Sistemas de almacenamiento de energía como activo de transmisión,» Comisión Nacional de Energía, Santiago, 2019.
- [128] Public Utilities Commission of the State of California, *Decision 17-06-027: Decision adopting local and flexible capacity obligations for 2018 and refining the resource adequacy program*, 2017.

