



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

ANÁLISIS DE IMPACTOS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL STORAGE DE ENERGÍA
MEDIANTE BATERÍAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

NICOLÁS KEVIN GONZÁLEZ CONTRERAS

PROFESOR GUÍA:
TOMAS LOBOS ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO SERRANO PUENTE
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE
2018

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: NICOLÁS KEVIN GONZÁLEZ CONTRERAS
FECHA: Enero 2018
PROFESOR GUÍA: TOMAS LOBOS ARAYA

ANÁLISIS DE IMPACTOS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL STORAGE DE ENERGÍA MEDIANTE BATERÍAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

Es un hecho que las energías renovables no convencionales (ERNC) se han instaurado en la mayoría de los sistemas eléctricos de todo el mundo. Esto se debe principalmente al esfuerzo mundial en busca de la descarbonización en la matriz energética global, con el fin de reducir las emanaciones de CO_2 . Gracias a estas medidas, se observa una disminución en los costos de inversión de tecnologías eólicas y solares.

Ante esta irrupción de ERNC en el panorama chileno actual y la gran variabilidad e incertidumbre que incorporan al sistema, surge la necesidad de acumular la energía para disminuir los efectos aportados por este tipo de centrales. Es así como los sistemas de almacenamiento (ESS, por sus siglas en inglés) toman mayor relevancia en los sistemas eléctricos, lo cual ha motivado a realizar diferentes posibilidades para su incorporación en el mercado.

El primer objetivo de este trabajo de título es identificar potenciales modelos de negocios para las baterías en el mercado eléctrico chileno. Como segundo objetivo a este trabajo, es analizar el comportamiento del sistema chileno una vez estén en operación las baterías. Finalmente se evalúa económicamente los distintos modelos de negocios propuestos.

En el documento se realiza una revisión del estado del arte de la mayoría de las tecnologías de ESS existentes. En adición, se estudian los mercados eléctricos en países como Reino Unido, Australia, Estados Unidos y Chile, con el propósito de comparar la integración de este tipo de tecnologías en términos de la remuneración de sus servicios complementarios.

Posteriormente, se proponen tres modelos de negocios llamativos para los ESS en el mercado eléctrico chileno. Para su evaluación económica se construye un modelo híbrido que combina la coordinación hidrológica a largo plazo (obtenida con el *software* PLP) con la operación económica a corto plazo (obtenida con el *software* PCP). De esta forma es posible observar el comportamiento de los ESS en una ventana horaria.

Los modelos propuestos se estudian bajo un escenario definido en conjunto con Colbún. El primer modelo consiste en el retraso en obras de transmisión. El segundo modelo de negocio se basa en el arbitraje de precios que un ESS puede aprovechar. Por último, se muestran los resultados obtenidos de una memoria que utiliza los ESS para prestar reserva en giro. Esto con el fin de comprar la variación ingresos para un sistema de almacenamiento con y sin reserva en giro.

El trabajo concluye con una desfavorable evaluación económica para baterías, debido a sus altos costos de inversión. No obstante, este tipo de tecnologías puede ser favorecido por la regulación nacional y la inminente baja en los costos de inversión.

"Nací como nace un capullo, como nacemos todos, junto al amor de los míos, que me dieron el sentido y el cuidado. Crecí día a día, como le hemos hecho todos, y al abrigo del hogar fui empezando a entender. Por momentos jugando, vi las cosas perfectas, y el mundo infinito. Ahora comprendo que el infinito no ha cambiado, esta presente cuando miramos al cielo los que lo amamos..." (Luis Alberto Spinetta)

Dedicado a todos los míos, amigos, Marcela, familia y en especial a mis padres.

Agradecimientos

Es difícil condensar 25 años de una vida en una página. Y es aún más difícil utilizar el mismo espacio para agradecer a la gran cantidad de personas que de alguna manera han contribuido en este largo proceso.

En primer lugar quiero agradecer a mis padres por enseñarme el valor de la vida en todo sentido, desde la educación que parte en casa, continua en el colegio y terminan a la hora de nuestra partida, hasta las enseñanzas éticas y morales. Además quisiera extender este agradecimiento a toda mi familia, abuelos, tíos, tías y hermanos. Estoy muy agradecido de ser parte de esta gran familia.

En segundo lugar quisiera agradecer a la persona que más llena de felicidad mis días, Marcerla Ibarra. Creo que nunca había conocida una mujer tan esforzada, honesta, tierna, decidida y hermosa como lo eres tú. Aún me quedan muchas cosas para seguir aprendiendo de ti y contigo, no obstante nos quedan muchos años por delante. Gracias por calmarme y darme ánimos en los momentos más difíciles. Te amo con todo el corazón.

En tercer lugar quería agradecerles a todos mis amigos. Gracias por la paciencia, las bromas, las salidas, las risas, el ánimo prestado, los favores, la buena onda, las pichangas jugadas, las curaderas, las partidas de age, los mohitas, pero por sobre todo, muchas gracias por su valiosa amistad.

En cuarto lugar quería agradecer a todos mis profesores. A los del colegio por enseñarme el valor de las físicas y matemáticas, y por contagiarme con el bichito de la curiosidad. A mis profesores de la universidad, en especial a los profesores de eléctrica, quería agradecerles por formarme como profesional y entregarme las herramientas más que necesarias para desenvolverme en el mundo laboral.

Finalmente, pero no menos importante, quería agradecer a toda la gente de Colbún que estuvo conmigo en este trabajo. Gracias por acompañarme, enseñarme y guiarme en este proceso.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación de la tesis	1
1.2. Objetivo general	2
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Alcances	3
1.5. Estructura del documento	3
2. Revisión bibliográfica	5
2.1. Estado actual de los sistemas de almacenamiento	5
2.2. Tecnologías de almacenamiento	10
2.2.1. Almacenamiento químico	10
2.2.2. Almacenamiento mecánico	11
2.2.3. Almacenamiento electroquímico	14
3. Mercado BESS a nivel mundial	24
3.1. Proveedores de baterías a nivel mundial	24
3.1.1. Hardware	25
3.1.2. Software	26
3.1.3. Servicios	26
3.2. Remuneración de servicios complementarios en el mundo	27
3.2.1. Australia	27
3.2.2. Estados Unidos	29
3.2.3. Reino Unido	30
3.2.4. Chile	31
3.3. Modelo de negocios para baterías en Chile	32
3.3.1. Retraso de obras en transmisión	33
3.3.2. Arbitraje de energía	34
3.3.3. Requerimiento de reserva	36
4. Metodología	37
4.1. Descripción de las etapas	38
4.2. Modelo híbrido	38
5. Desarrollo del trabajo	42
5.1. Matriz energética definida	42
5.2. Crecimiento de la demanda	44
5.3. Adaptación del sistema de transmisión	44

5.3.1. Corto plazo	44
5.3.2. Mediano plazo	45
5.3.3. Largo plazo	46
5.4. Modelo de las baterías	47
5.5. Casos analizados con el modelo a largo y corto plazo	48
5.5.1. Largo plazo	48
5.5.2. Corto plazo	49
6. Resultados del trabajo	52
6.1. Caso Base	52
6.2. Baterías para retrasar obras de transmisión	57
6.3. Baterías operando con arbitraje de precios	64
6.4. Baterías prestando servicios complementarios	70
7. Conclusiones	74
Bibliografía	77
A. Datos de la simulación operacional	79
A.1. Fechas e hidrologías	79
A.2. Probabilidad de excedencia de las hidrologías	90
B. Remuneración reserva en giro	92
C. Cálculo de la anualidad	95

Índice de Tablas

5.1. Tasa de crecimiento esperado de la demanda, desde 2016 hasta 2031.	44
5.2. Fecha de puesta en servicio (F.P.S) para obras de transmisión al corto plazo.	45
5.3. Fecha puesta en marcha de la segunda parte de la interconexión	45
5.4. Traspasos de líneas desde barra Crucero a la barra Kimal	46
6.1. Sucesión hidrológica para los distintos estados hidrológicos de la simulación .	52
6.2. Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Diego de Almagro	56
6.3. Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Crucero	56
6.4. Precios de inversión considerados para las líneas a postergar	62
6.5. Precios de inversión considerado para las baterías	62
6.6. Cualidades de baterías utilizadas en los casos de retraso de transmisión . . .	62
6.7. Resultados para el modelo de negocio retraso de transmisión, línea de 220 [kV]	63
6.8. Resultados para el modelo de negocio retraso de transmisión, línea de 500 [kV]	63
6.9. Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Diego de Almagro, con batería de 20 [MW] incorporada	65
6.10. Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Crucero, con batería de 20 [MW] incorporada	65
6.11. Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Diego de Almagro, con batería de 50 [MW] incorporada	66
6.12. Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Crucero, con batería de 50 [MW] incorporada	66
6.13. Ganancias por el concepto de compra y venta de energía para las baterías de 20 [MW], en USD	67
6.14. Ganancias por el concepto de compra y venta de energía para las baterías de 50 [MW], en USD	68
6.15. Evaluación económica para el modelo de negocio arbitraje de energía, batería de 20 [MW]	68
6.16. Evaluación económica para el modelo de negocio arbitraje de energía, batería de 50 [MW]	69
6.17. Ingresos percibidos en el año 2021, en USD, por el ESS prestando reserva en giro y no prestando el servicio	72
6.18. Comparación porcentual entre los ingresos de ambos modelos de negocios . .	72
6.19. Evaluación económica para el modelo de negocio de reserva en giro	72

A.1. Fechas e hidrologías utilizadas en la simulación	79
A.2. Probabilidad de excedencia y años representativos de las diferentes hidrologías	90

Índice de Ilustraciones

2.1. Clasificación de ESS por forma de almacenar la energía	6
2.2. Gráfico de porcentaje y capacidad instalada, en [GW], para los ESS a nivel mundial. Datos 2016	6
2.3. Gráfico de porcentaje y capacidad instalada, en [MW], para las baterías a nivel mundial. Datos 2016	7
2.4. Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento	8
2.5. Almacenamiento a través de hidrógeno. Fuente [1]	10
2.6. Aplicaciones y reacciones químicas, dependiendo del tipo de celda. Fuente [1]	10
2.7. Central de bombeo típica	11
2.8. Central de bombeo en Ludington, Michigan	12
2.9. Funcionamiento de una central CAES. Fuente [1]	13
2.10. Funcionamiento, batería de plomo ácido. Fuente [2]	14
2.11. Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido	15
2.12. Funcionamiento, batería sulfuro de sodio. Fuente [2]	16
2.13. Ventajas y desventajas de las baterías sulfuro de sodio	16
2.14. Funcionamiento, batería níquel cadmio. Fuente [2]	17
2.15. Ventajas y desventajas de las baterías de níquel cadmio	18
2.16. Funcionamiento, batería redox de vanadio. Fuente [2]	19
2.17. Ventajas y desventajas de las baterías redox	20
2.18. Funcionamiento, batería ion litio. Fuente [2]	21
2.19. Ventajas y desventajas baterías ion litio	22
2.20. Proyección de precios para baterías ion litio. Fuente [3]	22
2.21. Principales características de varios tipos de baterías de ion litio. Fuente [4]	23
3.1. Porcentaje de Capacidad vendida por empresa, años 2014-2016. Fuente [5]	24
3.2. Esquema de servicios por empresas. Fuente [6]	25
3.3. Denominaciones utilizadas en este mercado australiano para los servicios complementarios de control de frecuencia, Australia	28
3.4. Despeje de precio para servicios auxiliares de control de frecuencia, Australia	28
3.5. Esquema de pagos para servicios auxiliares de control de frecuencia, Australia	29
3.6. Servicios auxiliares de control de frecuencia, EE.UU.	29
3.7. Servicios auxiliares de balance energético, United Kingdom.	30
3.8. Servicios complementarios disponibles definidos por el CEN, Chile.	32
3.9. Opciones para línea de transmisión	33
3.10. Batería realizando arbitraje de energía	34

4.1. Diagrama de bloques metodología	37
4.2. Relación entre el modelo de largo plazo con el de corto plazo	39
4.3. Obtención de los subcasos utilizando Macros	40
4.4. Diagrama explicativo para la correlación de estados de un subcaso a otro . .	40
5.1. Evolución de la matriz energética chilena	43
5.2. Modelo de una central de bombeo	47
5.3. Parámetros técnicos de entrada y variables resultantes de una central a bombeo	47
5.4. Simulaciones realizadas para el caso base (cambio en las hidrologías utilizadas)	49
5.5. Casos analizados para el corto plazo, modelo retraso en obras de transmisión	50
5.6. Casos analizados para el corto plazo, modelo arbitraje de energía	51
5.7. Casos analizados para el corto plazo, modelo prestación SS.CC	51
6.1. Evolución de los costos marginales, inicio hidrología media (HM)	53
6.2. Evolución de los flujos de la interconexión para los distintos casos	55
6.3. Unilineal zona Pan de Azúcar	57
6.4. Flujos de líneas en zona Pan de Azucar, para caso base	58
6.5. Flujos de líneas en zona Pan de Azucar, para retraso en obra de transmisión	58
6.6. Operación de batería para retraso de línea PAzucar220 - PuenteSierra220 . .	59
6.7. Unilineal zona Charrúa	60
6.8. Flujos línea Charrúa - Ancoa, sin retraso de transmisión	60
6.9. Comparación flujos línea Charrúa - Ancoa, para caso base y con retraso . . .	61
6.10. Operación de la batería en barra Ancoa, retraso obra de transmisión	61
6.11. Operación semanal para batería de 20 [MW] en Diego de Almagro	64
6.12. Estado de carga para batería de 20 [MW] en Diego de Almagro	64
6.13. Operación semanal para batería de 50 [MW] en Crucero	66
6.14. Estado de carga para batería de 50 [MW] en Crucero	66
6.15. Gestión de la reserva para hidrología seca y húmeda, cuando el ESS no presta servicio de reserva en giro. Fuente [7]	70
6.16. Gestión de la reserva para hidrología seca y húmeda, cuando el ESS presta servicio de reserva en giro. Fuente [7]	70
6.17. Promedio anual de la operación del ESS, con y sin prestación del SS.CC. Fuente [7]	71
6.18. Ingresos percibidos por el sistema de almacenamiento bajo el actual reglamento de SS.CC y sin estos. Fuente [7]	71

Capítulo 1

Introducción

A continuación se comienza describiendo la motivación del trabajo de investigación realizado. Posteriormente, se definen los objetivos generales y específicos. Finalmente, se presentan los alcances de la tesis y la estructura del documento.

1.1. Motivación de la tesis

Hoy en día existe una gran inserción de Tecnologías de Generación Variable (TGV) en Chile, como lo son las centrales eólicas y solares, las cuales representan el 17 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico Chileno, con 3.988 [MW] instalados a la fecha [8]. Debido a su naturaleza estocástica agregan variabilidad¹ e incertidumbre², haciendo cada vez más riesgoso y menos seguro al sistema.

Por otro lado, actualmente las máquinas que operan en los sistemas eléctricos están siendo sub utilizadas. Debido a que los planes de generación y expansión son realizados para alimentar la demanda máxima del sistema. De esta forma, en los periodos de potencia punta las unidades de generación que poseen menores eficiencias y mayores costos deben ser encendidas para poder suplir la demanda. En consecuencia, se elevan los costos del sistema y existe un sub dimensionamiento del sistema de transmisión y generación.

Es por estas razones que se han estado desarrollando diversas formas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés), pues son una alternativa innovadora e interesante a los problemas antes mencionados. El funcionamiento básico de los ESS es almacenar la energía en periodos valle (de poca demanda) y luego utilizar esta energía durante la demanda punta. De esta manera el sistema tiene menor cantidad de máquinas prendidas y existe menor flujo por las líneas y la demanda es abastecida. En otras palabras, gracias a los ESS es posible abastecer a la demanda sin necesidad de sobredimensionar la red.

Paralelamente los costos de los diversos tipos de almacenamiento han ido disminuyendo,

¹ Cambios repentinos de generación

² Menor certeza sobre la generación pronosticada

lo que incentiva aún más la inversión en este tipo de tecnologías. En particular, las baterías de ion-litio (tecnología electroquímica) han disminuido sus costos en un 28,5 % en los últimos dos años, encontrándose actualmente en los 500 [USD/kWh]. Además se espera que para el 2030 su costo de inversión descienda a los 220 [USD/kWh] [3]. Dichos costos consideran desde el banco de baterías hasta la interconexión a la red.

En resumen, los ESS poseen múltiples características que pueden hacer a un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) más flexible, es decir, con mayor seguridad y confiabilidad. Además son capaces de reducir el costo de operación del sistema en hora punta. Si consideramos estas cualidades y sus decrecientes costos de inversión, los sistemas de almacenamiento son una excelente manera de integrar las nuevas tecnologías sin tener que sobredimensionar el sistema, manteniendo la confiabilidad y seguridad de este.

Esta memoria en particular busca estudiar los impactos técnico-económico del sistema Chileno, al implementar sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) para áreas específicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN³).

1.2. Objetivo general

Esta memoria tiene como objetivo evaluar distintos modelos de negocios aplicados a baterías⁴. Además de estudiar el impacto técnico y económico en el SEN. Para ello es necesario incorporar las baterías en el *software* PLP y PCP, desarrollado por Colbún.

1.3. Objetivos específicos

- Recopilar información actual sobre el desarrollo de los distintos tipos de ESS, con un enfoque más profundo en la tecnología BESS.
- Estudiar los precios asociados a distintas tecnologías BESS existentes en el mercado.
- Observar el comportamiento que han tenido los BESS a nivel mundial, y en particular a los BESS instalados en Chile. Este punto comprende la remuneración de los BESS, ya sea por SSCC y por venta de energía, lo cual está ligado con la ubicación del BESS.
- Incorporar los BESS en el software PLP, en este punto se incorpora al programa la opción de modelar BESS.
- Automatizar el proceso de corto plazo para generar los sub casos en un horizonte de 12 años. Posteriormente hay que automatizar y concatenar los sub casos generados con el software PCP.
- Realizar las simulaciones con PLP y PCP para los distintos escenarios.
- Analizar técnica y económicamente los resultados del punto anterior.
- Determinar viabilidad económica de los BESS. O en defecto, el costo de inversión para que sea rentable

³ Conjunto SIC - SING

⁴ El tamaño, ubicación y punto de conexión del BESS está dado por Colbún S.A.

1.4. Alcances

- El modelo (PCP) cuenta con una resolución temporal de una hora.
- Se asume que las baterías mantienen su eficiencia y la profundidad de descarga durante todo su tiempo de vida.
- El servicio que prestarán las baterías es el de energía, por ende las baterías no prestaran servicios como reserva en giro, seguimiento de carga, control primario, etc, ya que estos servicios son considerados de potencia.
- El modelo considera la interconexión SIC-SING para el 2018.
- La operación económica para definir el nivel de los embalses a largo plazo, se realiza con el software PLP, incorporando los proyectos futuros que han sido anunciados [9]

1.5. Estructura del documento

El presente documento consta de nueve capítulos, cada uno comenzando con una breve introducción a los temas abordados. A continuación se presenta una síntesis de cada uno de los capítulos.

En el capítulo dos se introduce el tema del almacenaje de energía a nivel mundial, dando un énfasis en la tecnología de baterías.

El capítulo tres da una mirada general al mercado de baterías en el mundo, mencionando productores, distribuidores e instaladores de baterías. Además se estudian los sistemas de remuneración a baterías en países como Estados Unidos e Inglaterra. Finalmente se menciona la ley chilena en términos de remuneraciones de los BESS.

El cuarto capítulo contempla las metodologías a seguir para el desarrollo general de la tesis. Además de incluir una metodología para la implementación del BESS en el mercado eléctrico Chileno.

El capítulo cinco habla sobre la elección de los casos de estudios, los parámetros considerados, los puntos críticos a estudiar, índices de crecimiento de la demanda y de la generación, además de la inserción ERNC en el sistema.

El sexto capítulo muestra los resultados obtenidos en las simulaciones contemplando los casos de estudios del capítulo anterior.

En el capítulo siete se concluye sobre el impacto de los BESS en el sistema eléctrico chileno, de acuerdo a los resultados obtenidos y mostrados en el capítulo seis.

El capítulo ocho muestra las referencias utilizadas a lo largo del tema a investigar, con formato IEEE.

Capítulo 2

Revisión bibliográfica

En el siguiente capítulo se mencionan diferentes fuentes de almacenamiento dando especial énfasis a las tecnologías químicas como lo son las baterías. Una fuente de almacenamiento puede almacenar la energía en diversas formas tales como, química, cinética o potencial, para luego transformarla en electricidad. Este “manejo energético” que realizan los ESS permite flexibilizar los SEP actuales, pues permite proveer diversos servicios, tales como suplir demanda punta usando electricidad generada durante periodos de demanda baja, retrasar expansiones en la red eléctrica (en los distintos segmentos incluyendo generación, transmisión, y distribución), disminuir las congestiones en líneas de transmisión, entre otros [1] [10].

Los ESS han adquirido recientemente gran relevancia a nivel mundial en los SEP. En la actualidad existen varios aspectos que propician el desarrollo de ESS a nivel global [11]:

- Interés en manejar la demanda punta debido a restricciones de transmisión y confiabilidad de los SEP.
- Incremento en la penetración de energías renovables y generación distribuida.
- Reducción de los costos de los sistemas de almacenamiento y mejoras en eficiencia y vida útil de los mismos.
- Cambios regulatorios, permitiendo a los ESS ser parte del mercado eléctrico.
- Aumento en la experiencia práctica de uso de estas tecnologías.

2.1. Estado actual de los sistemas de almacenamiento

Clasificación

Actualmente en el mundo existen una gran variedad de tecnologías de ESS en operación y desarrollo. Debido a esto, existen muchos métodos para la categorización, como por ejemplo en términos de respuesta, términos de sus funciones y duración de almacenamiento. Uno de los métodos más utilizados para clasificar los ESS, se basa en la forma de energía almacenada. En la Figura 2.1 se muestra la clasificación de los ESS por la forma de almacenar la energía [1].

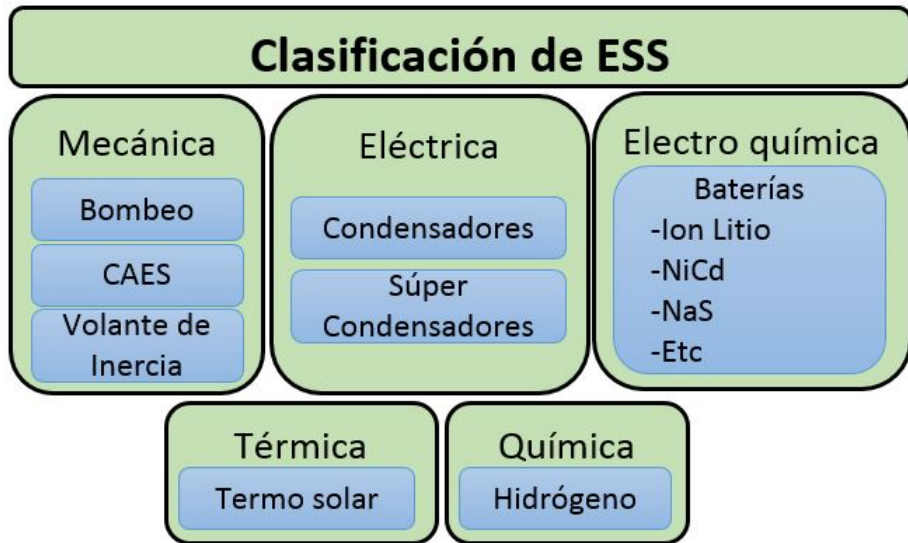


Figura 2.1: Clasificación de ESS por forma de almacenar la energía

Capacidad Instalada

En términos de capacidad instalada, la tecnología que sobresale por sobre todas las otras es la de bombeo (PH¹). En segundo lugar y muy por debajo del primero, se encuentra los ESS térmicos, que almacenan la energía como calor. En tercer lugar se encuentran las tecnologías electroquímicas, dónde se encuentran todos los tipos de baterías. Finalmente las tecnologías electromecánicas y de almacenamiento por hidrógeno quedan en el último lugar.

La Figura 2.2 muestra el porcentaje y la capacidad instalada mundial de ESS [12].

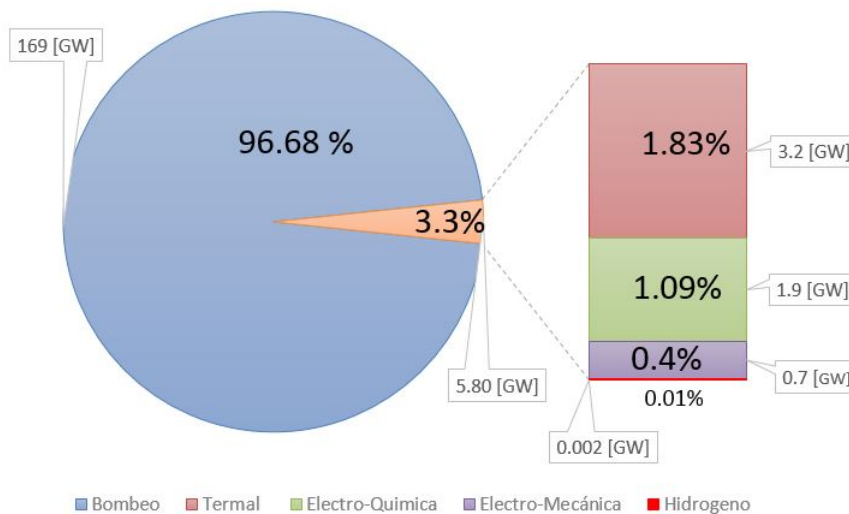


Figura 2.2: Gráfico de porcentaje y capacidad instalada, en [GW], para los ESS a nivel mundial. Datos 2016

¹ Por sus siglas en ingles *Pumped Hydro*

Como es posible ver del Gráfico 2.2, las baterías no constituyen parte importante de la capacidad instalada total de ESS a nivel mundial. Sin embargo, si se analiza la evolución a lo largo del tiempo para estas mismas tecnologías, es posible notar una alza porcentual considerable para las tecnologías diferentes a la PH. Por ejemplo, el 2010 la tecnología PH abarcaba el 99 % de la capacidad instalada mundial, y el otro 1 % se repartía entre todas las otras tecnologías [13].

Este crecimiento se debe principalmente a tres razones. La primera es la evolución tecnológica en las tecnologías de almacenamiento ya sea para un mayor tiempo de respuesta, mayor eficiencia, entre otros. En segundo lugar se encuentra la disminución de costos de inversión de tecnologías como baterías y centrales de concentración solar (CSP²). Finalmente se encuentran las metas propuestas por diversos entes a nivel mundial³, por reducir las emanaciones de carbono que va de la mano con un cambio en la matriz energética mundial, lo cual a su vez se complementa con tecnologías de almacenamiento.

Una de las tecnologías más utilizadas para amortizar la variabilidad de las TGV son las baterías electroquímicas. De los 1.900 [MW] instalados en diversas baterías, el 75 % corresponden a baterías de ion litio. El porcentaje y capacidad instalada de baterías según su tipo se muestra en la Figura 2.3 [14] [12].

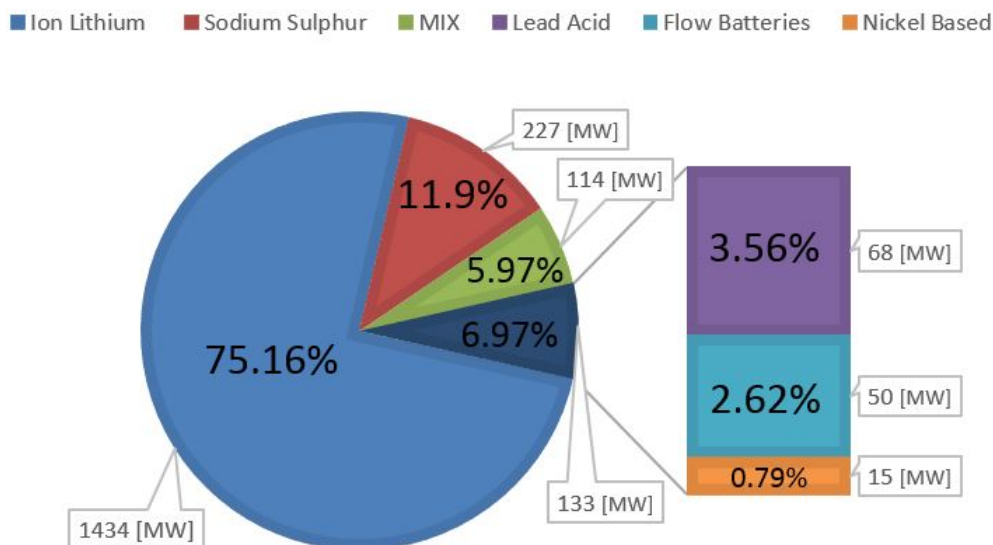


Figura 2.3: Gráfico de porcentaje y capacidad instalada, en [MW], para las baterías a nivel mundial. Datos 2016

Aplicaciones

Los ESS pueden proveer distintos servicios, dando soluciones a una gran variedad de problemas que actualmente afectan a los SEP. Dependiendo de su aplicación, se pueden diferenciar en dos grandes categorías [11]:

² Por sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*

³ COP 21 y gobiernos de todo el mundo, principalmente europeos

- **Aplicaciones energéticas:** mantienen una entrega continua de potencia por periodos largos de tiempo, del orden de minutos a horas.
- **Aplicaciones de potencia:** absorben o inyectan potencia por periodos cortos de tiempo, del orden de segundos o minutos.

En la Figura 2.4 se muestran distintas tecnologías de ESS indicando su capacidad y tiempo de descarga. Las aplicaciones energéticas se encuentran en la parte superior del gráfico y las aplicaciones de potencia, en la parte inferior [13].

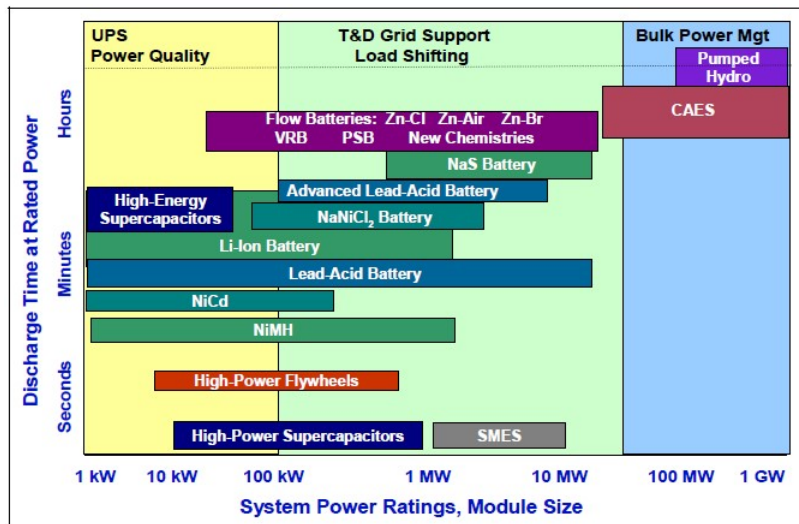


Figura 2.4: Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento

Algunos equipos utilizados para las aplicaciones de potencia son: los volantes de inercia; supercapacitores y el almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES⁴). Por otro lado, las tecnologías utilizadas para aplicaciones de energía son: las centrales PH; BESS y tecnologías de almacenamiento a base de aire comprimido (CAES⁵).

Las aplicaciones de potencia son [7] [15] [16]:

- **Reserva en giro:** Gracias a la rápida capacidad de respuesta que poseen algunos ESS, el servicio de reserva en giro es una muy buena alternativa para suplirlo con estas tecnologías. De esta manera un dispositivo de ESS puede estar prestando servicios de compra/venta de energía y además puede prestar reserva en giro.
- **Rampas de subida y bajada:** Debido a la gran variabilidad que presentan las TGV, para el sistema es necesario suplir los desbalances (de subida o bajada) con tecnologías que son rápidas. Es así como los ESS ya están empezando a prestar estos servicios, como por ejemplo en los mercados de Estados Unidos.
- **Desconexión de carga:** Como los ESS poseen periodos de carga. Al momento de que el sistema requiera desconexión de carga, puede partir en primer lugar por los ESS que estén en este proceso. De esta manera, se evita la desconexión de clientes residenciales, industriales o particulares.

⁴ Por sus siglas en inglés *Superconducting Magnetic Energy Storage*

⁵ Por sus siglas en inglés *Compressed Air Energy Storage*

Dentro de las aplicaciones energéticas de los ESS destacan [11]:

- **Recorte de la demanda punta:** La aplicación para recortar la demanda en hora punta, buscando realizar un manejo energético horario utilizando ESS. Es posible reducir el consumo de energía menos eficiente durante la hora punta, disminuyendo el costo de operación del sistema. A nivel mundial, mercados eléctricos permiten utilizar los ESS para comprar y vender energía; y disminuir el pago por capacidad de generación y transmisión a los clientes finales y distribuidoras.
- **Retraso de inversiones de transmisión y distribución:** Para la mayoría de las líneas de transmisión y distribución, la carga máxima se produce durante pocas horas del año, por lo que el aumento de capacidad de transmisión tiene sentido sólo por aquellos momentos donde los sistemas se ven más exigidos. Mediante los ESS es posible reducir la carga máxima de las líneas de distribución y transmisión durante las horas críticas del año, permitiendo aplazar el incremento en la capacidad de estos sistemas.
- **Retraso de inversiones de generación:** De manera similar a la aplicación anterior, en algunas ocasiones al utilizar un ESS es posible retrasar inversiones de generación en el SEP, esto debido a la reducción de la demanda punta. De esta manera se disminuye la necesidad de una nueva unidad de generación lo que llevaría a un retardo en inversiones en este segmento y su consecuente beneficio económico.
- **Disminución de congestiones:** Debido a que los sistemas de transmisión no siempre se encuentran alineados con el crecimiento de la demanda, muchas veces las líneas presentan congestiones durante periodos de demanda alta generando la necesidad de nuevas inversiones. La utilización de ESS localizados de manera estratégica en la red puede ayudar a disminuir esas congestiones que generan problemas operacionales y mayores costos para los SEP.
- **Disminución de pérdidas en distribución:** Las pérdidas en los sistemas de distribución pueden ser disminuidas utilizando un sistema de almacenamiento que reduzca los flujos por las distintas ramas. Para esto se debe localizar de manera estratégica las unidades de ESS, de manera de reducir aquellos flujos que conlleven la mayor cantidad de pérdidas.
- **Reducción de respaldo convencional requerido por el SEP:** La operación segura de los SEP requiere mantener reservas para responder de manera rápida frente a desbalances entre carga y generación. Los ESS permiten disponer de capacidad de reserva aún más rápida que un generador convencional para la reserva primaria. Para la reserva secundaria y terciaria, las tasas de toma de carga son también mucho mejores para la mayoría de las tecnologías.
- **Partida en negro y recuperación de servicio:** Los ESS pueden favorecer la partida en negro de centrales, permitiendo una mayor rapidez en la recuperación de la operación normal del sistema. Además permiten flexibilizar los planes de recuperación de servicio e incluso mantener por una cierta ventana de tiempo el suministro de servicio eléctrico frente a cortes o fallas durante la operación del SEP.
- **Actuar como comercializador en el SEP:** En los mercados eléctricos competitivos los sistemas de almacenamiento pueden participar como un actor adicional de este. En este sentido, el sistema de almacenamiento podría comprar y/o vender energía de modo de aprovechar de manera óptima los diferentes costos marginales de operación.

2.2. Tecnologías de almacenamiento

2.2.1. Almacenamiento químico

Celdas de hidrógeno

El almacenamiento a través de hidrógeno utiliza dos procesos separados, uno para almacenar el hidrógeno y otro para producir energía. El uso de electrólisis es una forma común para producir hidrógeno, el cual puede ser almacenado en estanque con alta presión, y transmitido por tuberías. El funcionamiento del almacenamiento por hidrógeno se muestra en la Figura 2.5 [1].

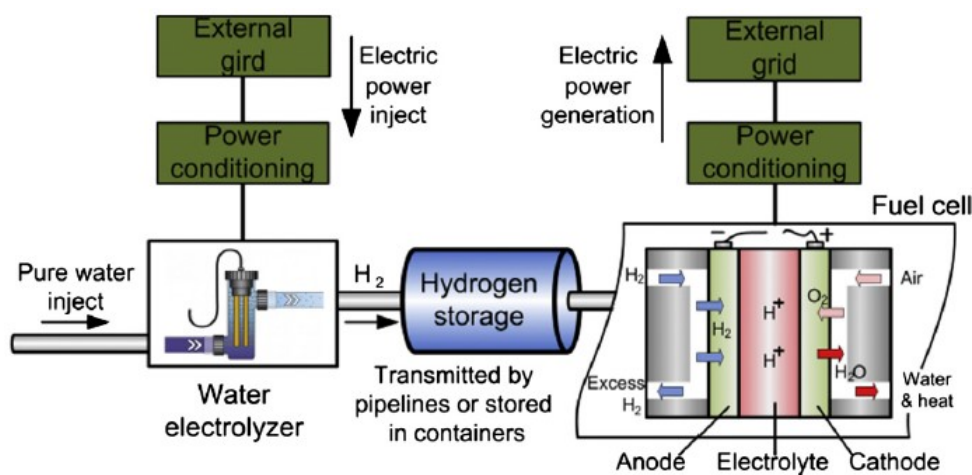


Figura 2.5: Almacenamiento a través de hidrógeno. Fuente [1]

Las celdas pueden convertir la energía contenida en el hidrógeno y oxígeno en electricidad. Existen seis grupos de celdas: “*Alkaline fuel cell*” (AFC), “*Phosphoric Acid Fuel Cell*” (PAFC), “*Solid Oxide Fuel Cell*” (SOFC), “*Molten Carbonate Fuel Cell*” (MCFC), “*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*” (PEMFC) y “*Direct Methanol Fuel Cell*” (DMFC) [1]. Las reacciones químicas y sus aplicaciones se pueden encontrar en la Figura 2.6.

Fuel cell Type	Chemical reactions at anodes and cathodes	Applications
AFC	$2\text{H}_2 + 4\text{OH}^- \rightarrow 4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$ $\text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 4\text{OH}^-$	Military, space applications
PAFC	$2\text{H}_2 \rightarrow 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$ $\text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$	Distributed generation
SOFC	$\text{O}^{2-}(\text{s}) + \text{H}_2(\text{g}) \rightarrow \text{H}_2\text{O}(\text{g}) + 2\text{e}^-$ $1/2\text{O}_2(\text{g}) + 2\text{e}^- \rightarrow \text{O}^{2-}(\text{s})$	Utility EES, distributed generation
MCFC	$\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$ $2\text{H}_2 + 4\text{OH}^- \rightarrow 4\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$	Electric utility EES, distributed generation
PEMFC	$\text{H}_2(\text{g}) \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ $1/2\text{O}_2(\text{g}) + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$	Backup power, small distributed generation
DMFC	$\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 6\text{H}^+ + 6\text{e}^-$ $3/2\text{O}_2 + 6\text{e}^- + 6\text{H}^+ \rightarrow 3\text{H}_2\text{O}$	Transportation, portable devices

Figura 2.6: Aplicaciones y reacciones químicas, dependiendo del tipo de celda. Fuente [1]

En general, la electricidad generada por esta tecnología es silenciosa, produce menos contaminación y es más eficiente que la energía generada por combustibles fósiles. Otra ventaja de la tecnología de hidrógeno, es su de fácil escalabilidad, la cual tiene un potencial que varía entre 1 kW hasta los cientos de MW en un diseño compacto.

2.2.2. Almacenamiento mecánico

Centrales de bombeo

La energía hidráulica de bombeo es la mayor fuente de almacenamiento del mundo, su principio de operación se basa en manejar la energía gravitacional del agua, bombeando desde una reserva de agua inferior hacia una superior durante periodos de baja demanda de electricidad. Cuando la energía es requerida, generalmente en periodos de demanda de potencia alta, el agua fluye desde la reserva superior a la inferior, permitiendo transformar la energía gravitacional en energía eléctrica usando generadores convencionales. Usualmente se utilizan lagos naturales o cuencas de ríos como reservas inferiores o superiores, aunque se han realizado estanques artificiales para reservorios inferiores y existen algunos ejemplos de reservorios subterráneos [2]. La energía guardada es proporcional al producto del volumen de agua de la reserva superior y la altura de la caída de agua. La Figura 2.7 muestra un esquema de una central hidráulica de bombeo.

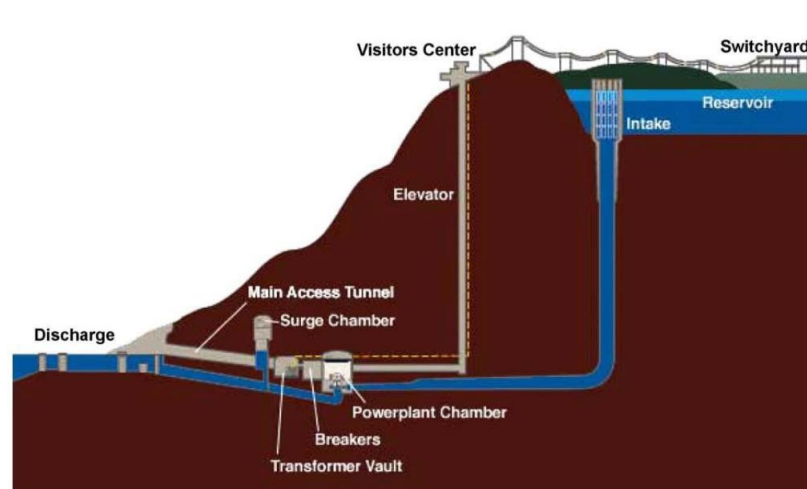


Figura 2.7: Central de bombeo típica

Las ventajas que posee este sistema de almacenamiento se deben a la gran cantidad de energía que es posible almacenar y al bajo costo total por unidad de energía almacenada. A esto se debe agregar que esta tecnología puede ser usada en múltiples aplicaciones energéticas, entre las que destacan reserva en giro, recorte de punta, partida en negro, entre otros.

Una de las mayores desventajas de almacenamiento de energía utilizando una central de bombeo es que la localización es elegida en gran medida por la geografía. Para poder construir una central de bombeo debe existir una reserva inferior y superior capaces de mantener una

gran cantidad de agua y además la distancia horizontal entre ambas reservas debe ser pequeña y de esta manera minimizar las pérdidas hidráulicas e incrementar la velocidad del agua que cae.

Esto sumado a los altos costos totales de inversión para este tipo de centrales, y el largo periodo de tiempo requerido para planear y construir la central hidráulica de bombeo hacen difícil encontrar una ubicación idónea. Aunque lo más común es que utilizar lagunas naturales como reservorios inferiores o superiores, no se descarta la posibilidad de utilizar lagos artificiales, tal como se muestra en la Figura 2.8.

La eficiencia de una central de bombeo es de alrededor de 80-82 % [1] [13]. Además, se caracteriza por almacenar grandes cantidades de energía y de esta manera, mantener una descarga a potencia nominal por más de 5 horas. Gracias a estas cualidades en la actualidad los PH representan la mayor tecnología de sistemas de almacenamiento con más de 1.675 [MW] instalados y con gran perspectiva de crecimiento [12].



Figura 2.8: Central de bombeo en Ludington, Michigan

Almacenaje a través de aire comprimido

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido utilizan electricidad para comprimir gas dentro de una cámara especialmente diseñada o formaciones geológicas. Cuando se requiere entregar energía a la red, el aire comprimido se saca de su almacenamiento, se calienta y luego se expande para posteriormente pasar por varias turbinas de alta y baja presión donde la mayor parte de la energía del aire comprimido se transforma en energía rotacional.

Para producir la expansión del aire, este puede ser calentado utilizando la combustión de gas natural (CAES-diabático) o aprovechar el calor que se extrajo durante la compresión (CAES-adiabático). Las turbinas están conectadas a generadores eléctricos para poder generar energía eléctrica y los extractores que envían el aire hacia las turbinas deben calentar el aire comprimido de manera de aumentar su energía cinética. La Figura 2.9 muestra de manera esquemática el funcionamiento de un CAES.

El CAES-diabático requiere una cantidad bastante menor de combustible que un generador convencional a gas. Utilizando la tecnología de CAES adiabático es posible, incluso, eliminar

la etapa de combustión, eliminando las emisiones de carbono.

Generalmente este tipo de sistema de almacenamiento está adaptado a las características geográficas y geológicas del lugar de diseño, debido a la escasez de lugares que permiten desarrollos de proyectos que utilizan esta tecnología.

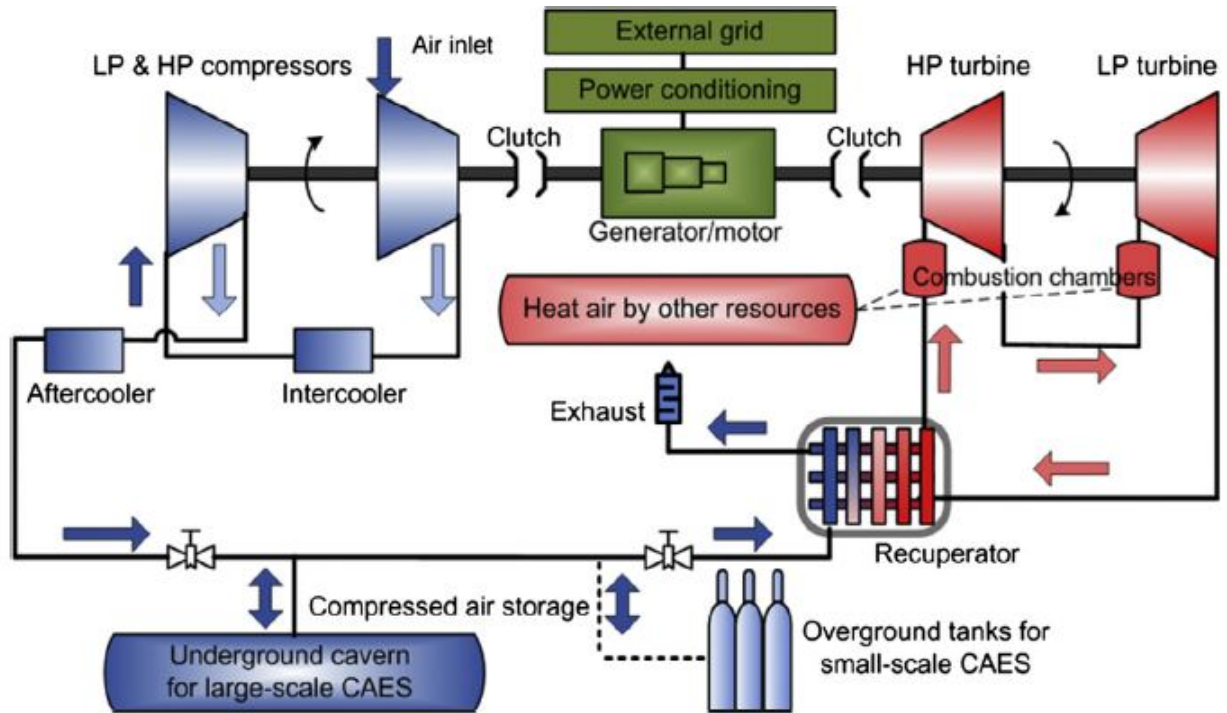


Figura 2.9: Funcionamiento de una central CAES. Fuente [1]

Dentro de las ventajas se destaca su vida útil, ya que pueden durar aproximadamente 40 años y además poseen una eficiencia de 70-75% [1] [13]. Esto sumado a que los costos se reducen al utilizar cavernas o minas abandonadas para almacenar el aire comprimido.

Incluso la emisión de gases de efecto invernadero es sustancialmente menor que el de una generadora a gas convencional. Se observa en este tipo de sistemas de almacenamiento que los tiempos de partida son bastante menores que una planta de gas convencional.

Actualmente el uso de CAES no se ha expandido demasiado, aunque las plantas construidas son de un tamaño considerable. En Huntorf, Alemania existe una central la cual posee 290 [MW] de potencia nominal y en Alabama, Estados Unidos existe una central la cual tiene 110 [MW] [12].

2.2.3. Almacenamiento electroquímico

Plomo ácido

La tecnología de plomo ácido almacena energía a través de reacciones electroquímicas del dióxido de plomo y del plomo con el ácido sulfúrico. El material activo del electrodo positivo es el óxido de plomo y del electrodo negativo, es plomo metálico, esta última es una estructura altamente porosa para facilitar la formación y disolución del plomo. Los electrodos están sumergidos en una solución electrolítica de ácido sulfúrico y de agua. Para que los electrodos no entren en contacto por movimientos físicos, existe un aislamiento eléctrico con una membrana química permeable, la cual evita cortocircuitos a través del electrolito [2].

El almacenamiento de energía se realiza a través de reacciones químicas reversibles. La descarga causa la formación de cristales de sulfato de plomo en los terminales positivo y negativo; utiliza sulfato del electrolito de ácido sulfúrico y como resultado, el electrolito está menos concentrado. La descarga total causa que ambos electrodos estén cubiertos con sulfato de plomo y agua, en lugar de ácido sulfúrico. La reacción de carga en el electrodo negativo convierte el sulfato de plomo en plomo, y en el terminal positivo se convierte el plomo en óxido de plomo [1] [17] [2].

El periodo de carga y descarga se muestra en la Figura 2.10.

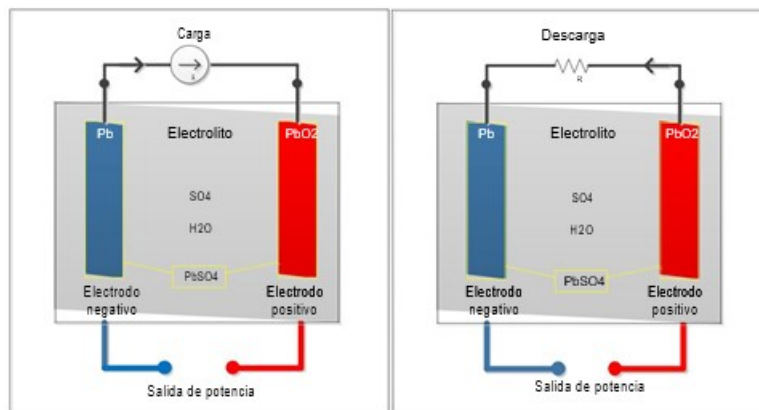


Figura 2.10: Funcionamiento, batería de plomo ácido. Fuente [2]

Las tecnologías de plomo ácido se basan en la misma reacción química y pueden variar en términos de costos, método de fabricación y funcionamiento. Existen dos categorías principales, las de flujo y las valvo-reguladas:

- **Las de Ventilación (VLA⁶) o Flujo:** Es la tecnología tradicional de plomo ácido, los electrodos están inmersos en reservorios de electrolito líquido. Se utiliza para automóviles y muchas aplicaciones industriales
- **Valvo-regulada de Plomo Ácido (VRLA⁷) o Selladas:** Han tenido un éxito li-

⁶ Por sus siglas en inglés *Vented Lead Acid*

⁷ Por sus siglas en inglés *Vented Regulated Lead Acid*

mitado en aplicaciones industriales con respecto a las convencionales VLA, debido a su vida útil más corta y la intolerancia al abuso. La celda VRLA es mucho más sensible a las variaciones de temperatura, es mucho menos tolerante a la sobrecarga o sub-descarga y requiere carga flotante en un rango de tensión muy estrecho [17].

La gran ventaja de la tecnología de plomo ácido en muchas aplicaciones es el precio bajo, la fácil fabricación en base a lugar geográfico, el buen funcionamiento y las buenas características de vida útil. Otras ventajas de esta tecnología se muestran en la Figura 2.11.

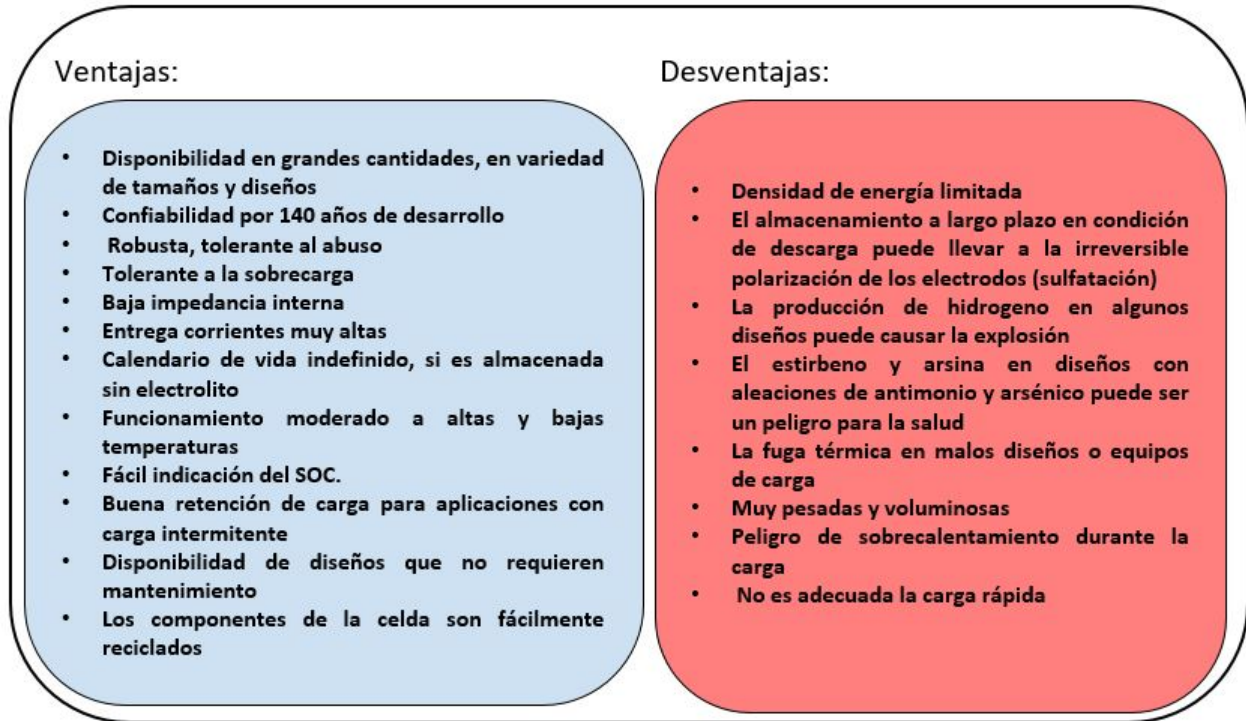


Figura 2.11: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido

Sulfuro de sodio

En las baterías de sulfuro de sodio el electrodo positivo es de azufre (S), mientras que el material activo del electrodo negativo corresponde a sodio (Na). Durante la descarga los electrones salen del sodio metal, dando lugar a la formación de iones de sodio con carga positiva que pasan a través del cerámico al electrodo positivo. Los electrones que salen del sodio metal se mueven a través del circuito y vuelven de nuevo a la batería a través del electrodo positivo, donde son absorbidos por el azufre fundido para formar pentasulfuro de sodio (Na_2S_5). Los iones de sodio con carga positiva desplazados al electrodo positivo equilibran el flujo de carga de los electrones. Durante la carga, el proceso es inverso por lo cual puede ser utilizada continuamente [1] [13].

En la Figura 2.12 se muestra un diagrama de carga y descarga.

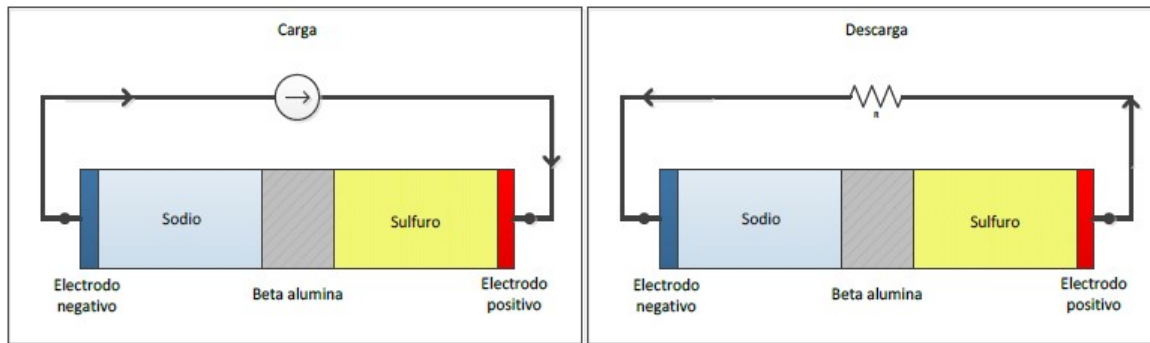


Figura 2.12: Funcionamiento, batería sulfuro de sodio. Fuente [2]

Las celdas de sulfuro de sodio tienen que estar herméticamente selladas por seguridad, a una temperatura de 300°C , y opera bajo la condición que los materiales activos de los electrodos son líquidos y el electrolito es sólido. Esta tecnología presenta características internas óptimas y provee excelente funcionamiento si se mantiene la temperatura, para que los materiales reaccionen suavemente y la resistencia interna sea baja.

El electrodo negativo de sodio en el centro está rodeado por el tubo del electrolito sólido de alúmina, que a su vez está rodeado por el electrodo positivo de azufre. En la carga, el sodio líquido llena el depósito central y a medida que se descarga, el sodio líquido es canalizado a través de un espacio estrecho entre la superficie interna del electrolito sólido y el tubo de seguridad. Por el tubo de alumina-beta y el diseño del electrodo de sulfuro se tiene una baja resistencia y alta eficiencia. La capa de protección y el diseño del electrodo de sulfuro garantizan alta durabilidad. El diseño y las propiedades de la celda garantizan alta densidad de energía y el tubo de seguridad, la seguridad intrínseca [17].

En la Figura 2.13 se muestran las ventajas y desventajas de esta tecnología.

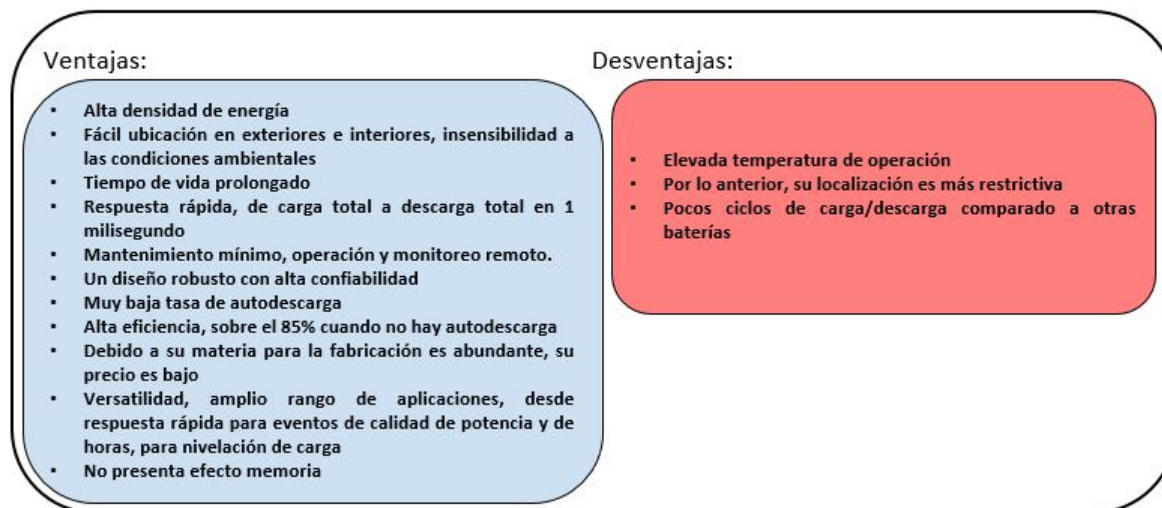


Figura 2.13: Ventajas y desventajas de las baterías sulfuro de sodio

Níquel cadmio

Las tecnologías de níquel tienen características de funcionamiento similar, aunque su composición es diferente en cuanto al electrodo negativo. El electrodo positivo en general, es igual en todas las tecnologías de níquel. El electrodo positivo está compuesto de hidróxido de níquel ($Ni(OH)_2$) en forma de masa esponjosa, casi siempre, el electrolito es hidróxido de potasio acuoso ($KOH(H_2O)$) a una concentración entre 25 % y 40 % por peso [13]. Además, hay una pequeña cantidad de hidróxido de litio ($LiOH(H_2O)$) para mejorar el funcionamiento del ciclo.

Una aproximación menos compleja de las reacciones que ocurren en el electrodo de níquel son: durante la carga, el hidróxido de níquel es convertido en oxi-hidróxido ($NiOOH$) y en la descarga, el oxi-hidróxido se combina con agua para producir hidróxido de níquel y también iones de hidróxido. En caso de sobrecarga, el electrodo de níquel produce oxígeno desde el agua. En las tecnologías de níquel ventiladas, el oxígeno es expulsado a la atmósfera, sin embargo, en otro tipo de tecnologías el oxígeno es retenido en la celda y migra al electrodo negativo, donde se recombina con el material activo del electrodo [13].

Como electrodo negativo, el más utilizado es el cadmio, pero también se encuentran el hierro, el hidrógeno, el metal hidruro y el zinc. El cadmio como electrodo negativo proporciona alta densidad de energía y capacidad de potencia, aunque es más costoso que los otros materiales utilizados y es tóxico.

El diseño y ciclos de carga de una celda de níquel-cadmio se muestra en la Figura 2.14.

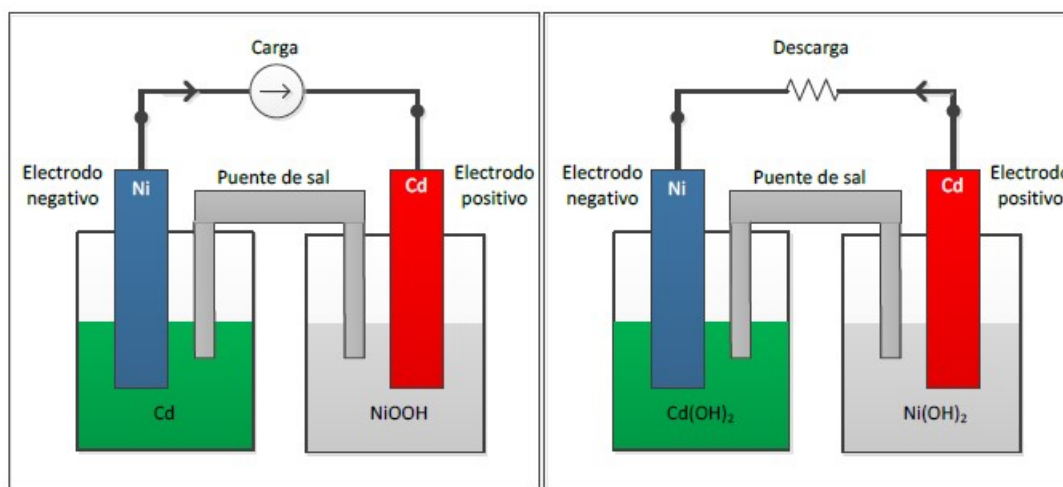


Figura 2.14: Funcionamiento, batería níquel cadmio. Fuente [2]

Las ventajas que se destacan son su alta tolerancia al abuso, alta densidad de energía y requiere menos mantenimiento que las de plomo-ácido, lo cual disminuye su costo. Otras ventajas y desventajas de las baterías de níquel cadmio se muestran en la Figura 2.15.

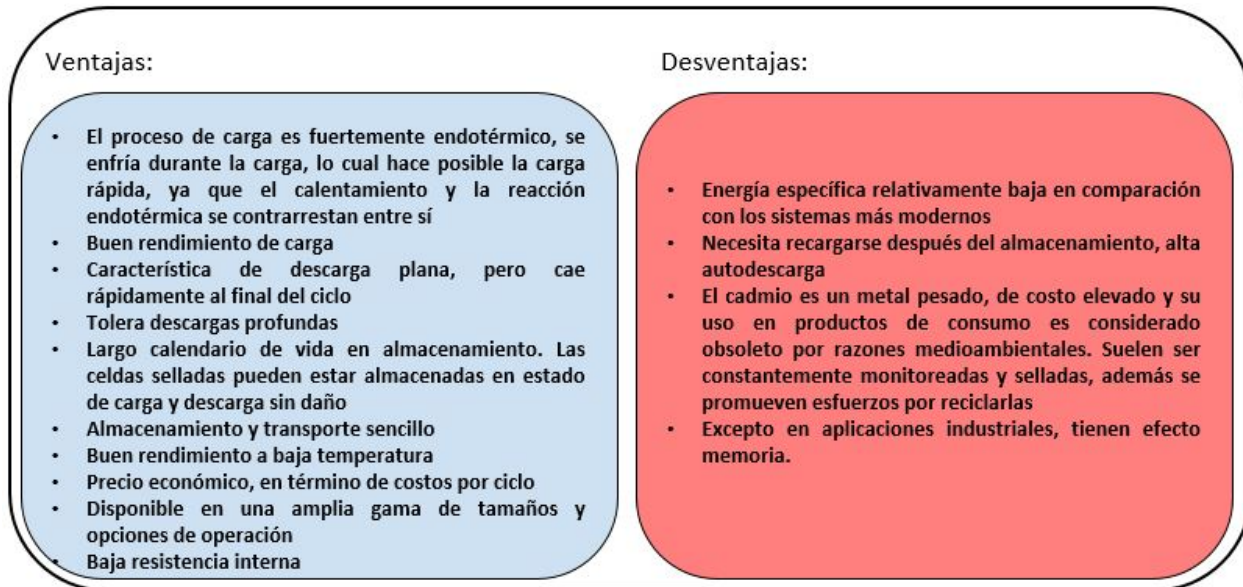


Figura 2.15: Ventajas y desventajas de las baterías de níquel cadmio

Baterías de flujo

Una batería de flujo es aquella en la que el electrolito, el cual contiene una o más especies electroactivas, fluye a través de la celda electroquímica que se encarga de convertir la energía química en electricidad. Puede almacenarse más cantidad de electrolito en unos tanques externos y bombearse dentro de los *stacks* de celdas. Estas baterías se recargan rápidamente sustituyendo el electrolito o revertiendo la reacción redox. Por lo tanto, la capacidad energética del sistema está determinada por el tamaño de los tanques y la potencia por el tamaño del *stack*, siendo ambos parámetros independientes y escalables.

Las baterías redox de vanadio son las más desarrolladas tecnológicamente dentro de las baterías de flujo. La energía se almacena mediante iones cargados que se encuentran en dos tanques de electrolito separados, de forma que uno de ellos contiene electrolito para las reacciones de electrodo positivo y el otro para las reacciones de electrodo negativo. Estas baterías emplean pares redox de vanadio disueltos en mezclas diluidas de ácido sulfúrico: en el electrodo negativo se encuentra el par V^{2+}/V^{3+} y en el positivo el par V^{4+}/V^{5+} . En la Figura 2.16 se muestra el diagrama esquemático de una batería redox.

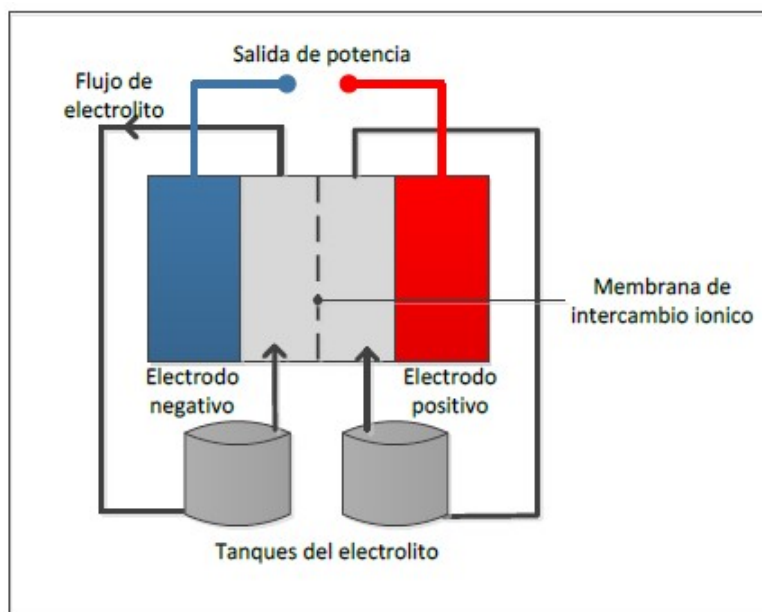


Figura 2.16: Funcionamiento, batería redox de vanadio. Fuente [2]

Cuando se necesita descargar energía de la batería, el electrolito fluye hacia una celda redox con electrodos generándose la corriente. Esta reacción electroquímica se invierte cuando se aplica una sobretensión, como en las baterías convencionales, permitiendo al sistema efectuar cargas y descargas repetidamente.

El gran aporte de la tecnología de flujo a la industria es que ha expandido la posibilidad de almacenamiento de energía electroquímica a gran escala; debido a que tiene atributos superiores a otras tecnologías: larga vida útil, manejo térmico activo y la independencia de la potencia y energía nominal. Además de otras ventajas y desventajas mostradas en la Figura 2.17 [17].

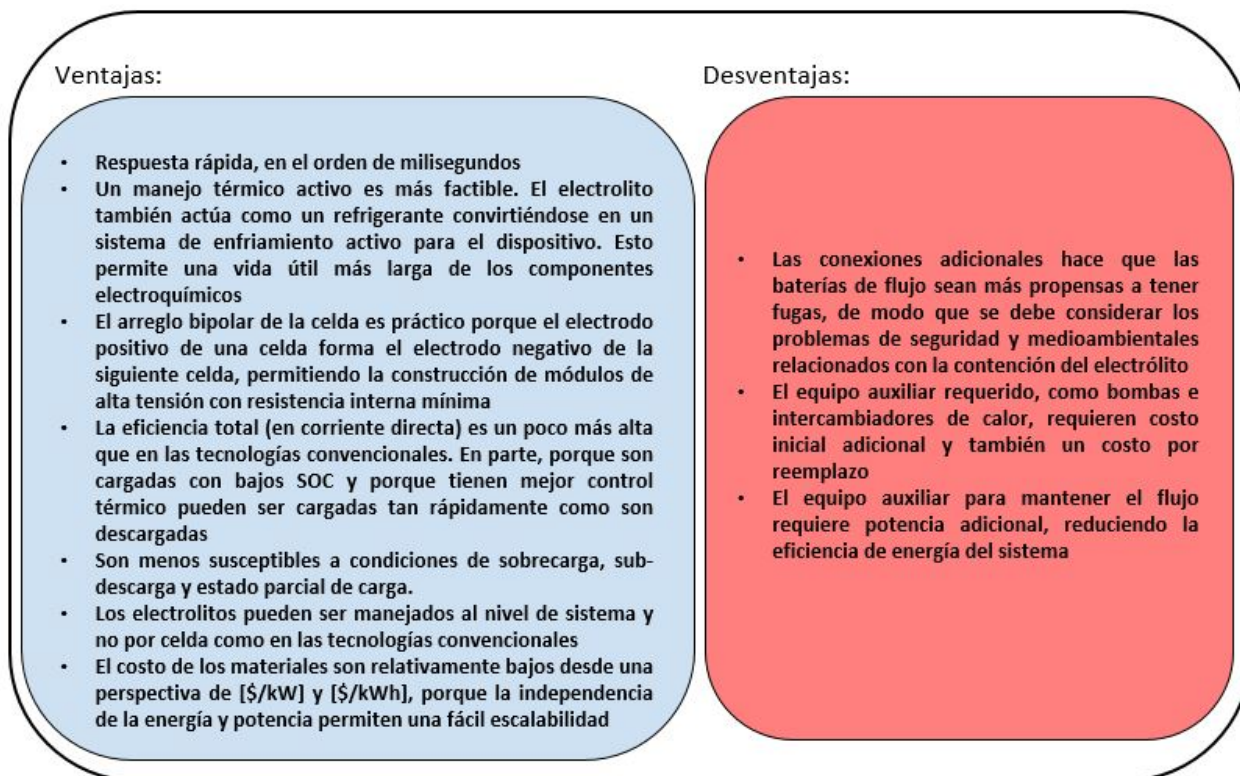


Figura 2.17: Ventajas y desventajas de las baterías redox

Ion litio

El litio es el más ligero de los metales, tiene gran potencial electroquímico y alta densidad específica. Específicamente, la celda de ion de litio está compuesta de celdas que emplean compuestos de intercalación de litio, como los materiales positivos y negativos. Al realizar un ciclo, los iones de litio se intercambian entre el electrodo positivo (cátodo) y negativo (ánodo). El material del cátodo varía según el tipo de tecnología de litio y se encuentra recubierto de una lámina de aluminio. El material del ánodo es típicamente grafito, el cual se reviste sobre una lámina de cobre. El electrolito conductor es generalmente de tipo líquido y está hecho de una solución de sales de litio en disolventes. El separador aislante está hecho con capas compuestas de polietileno y polipropileno, que se coloca entre el ánodo y el cátodo para evitar un cortocircuito.

En el proceso de carga y descarga, los iones de litio se insertan o se extraen desde el espacio intersticial entre las capas de los materiales activos. Durante la carga, los iones de litio fluyen del electrodo positivo al negativo a través del electrolito, y los electrones fluyen en la dirección opuesta, a través del circuito externo. El flujo de iones se detiene cuando el acumulador está cargado completamente. Durante la descarga, los iones fluyen en sentido contrario, desde el electrodo negativo al positivo y los electrones fluyen de forma opuesta [1] [17]. El proceso de carga y descarga del almacenamiento de litio se resume en cuatro pasos, como se muestra en la Figura 2.18.

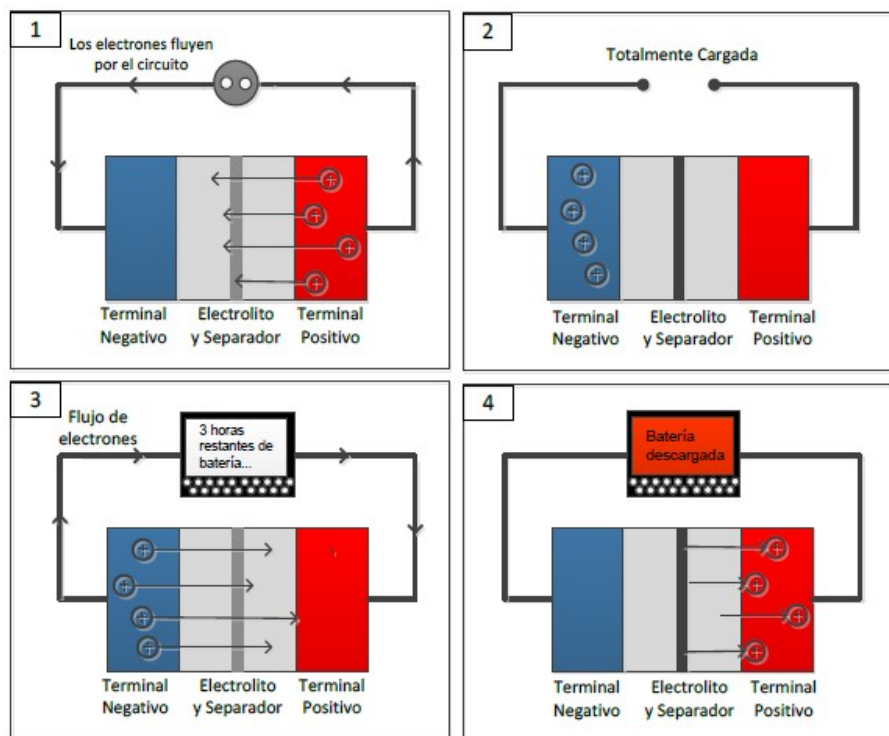


Figura 2.18: Funcionamiento, batería ion litio. Fuente [2]

Los fabricantes están constantemente mejorando la química de la tecnología de litio, obteniendo nuevas y mejoradas combinaciones químicas. La diferencia entre cada tecnología de litio es principalmente el material del cátodo, el cual puede ser dióxido de cobalto de litio, óxido de manganeso de litio (conocido como “*spinel*” o manganeso de litio), litio níquel manganeso cobalto (*NMC*) y litio óxido de níquel cobalto aluminio (*NCA*). Las tecnologías de litio ferrofosfato ($LiFePO_4$) y litio polímero son incluidas como variantes de las tecnologías de iones de litio, ya que recientemente incluyen este material no metálico para evitar las inestabilidades del metal de litio [13].

Debido a que la tecnología de litio puede tener una variedad de materiales de cátodo y ánodo, la densidad de energía y tensión variará en consecuencia. Sin embargo, estas cuentan con alta capacidad, buenas características de carga y una curva de descarga constante que ofrece una efectiva utilización de la potencia almacenada a una tensión deseada. Las ventajas y desventajas se muestran en la Figura 2.19.



Figura 2.19: Ventajas y desventajas baterías ion litio

Las baterías de ion litio, son por lejos la tecnología electroquímica más utilizada en el mundo tal como lo muestra la Figura 2.3. Debido a la gran demanda de este tipo de almacenamiento, la industria ha invertido grandes recursos para masificar y abaratar los costos de producción. Además, se espera que en la próxima década los autos eléctricos impulsen aún más el desarrollo y por consiguiente derivar en una disminución de costos. En la Figura 2.20 se muestran los precios proyectados para las baterías de ion litio para los próximos 12 años.

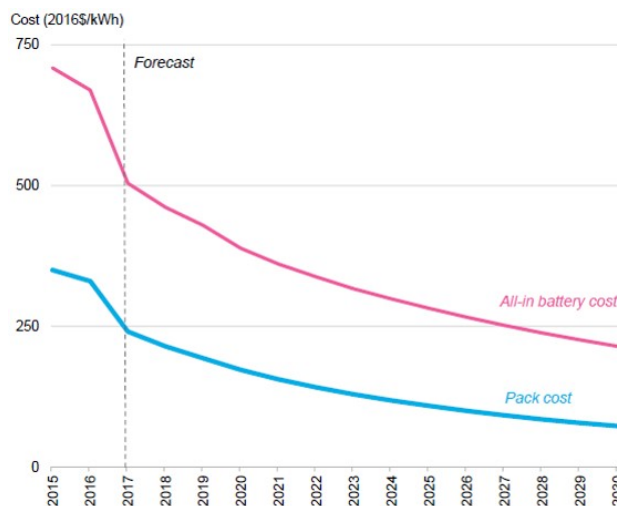


Figura 2.20: Proyección de precios para baterías ion litio. Fuente [3]

Del gráfico anterior se observa que para el 2027, el precio de las baterías conectadas a la red es de 250 [USD/kWh]. Este precio considera todo lo necesario para realizar la sincronización de la batería a la red eléctrica, como inversores, instalación, *software*, entre otros. Por otro lado, el pack solo de baterías a la misma fecha estaría costando aproximadamente 100 [USD/kWh] [3].

En la Figura 2.21 se muestran las cualidades de distintos tipos de baterías de ion litio [4].

Tipo	LMO	LFP	LNMC	LTO	Li-S
Densidad de energía (Wh/kg)	160	120	200	70	500
Densidad de potencia (W/kg)	200	200	200	1,000	—
Vida útil (100% de profundidad de descarga)	≥2,000	≥2,500	≥2,000	≥10,000	~100
Costo (US\$/kWh)	~360	~360	~360	~860	—
Seguridad	Buena	Buena	Buena	Buena	Buena
Madurez	Comercial	Comercial	Comercial	Demo	I+D

Li-S: Li-azufre; Demo: demostración; I+D: investigación y desarrollo.

Figura 2.21: Principales características de varios tipos de baterías de ion litio. Fuente [4]

Capítulo 3

Mercado BESS a nivel mundial

En el siguiente capítulo se verán tres aristas importantes sobre el mercado de baterías a nivel mundial. En primer lugar se mencionan las empresas líderes en fabricación y desarrollo de baterías a nivel mundial. En segundo lugar, se estudia a grandes rasgos los SS.CC de algunos países del mundo como: Estados Unidos, Australia y Reino Unido. Finalmente, se formulan los modelos de negocios propuestos para evaluar el comportamiento de las baterías en el mercado eléctrico chileno.

3.1. Proveedores de baterías a nivel mundial

Actualmente, los ocho participantes con más peso en el mercado de baterías son: LG Chem, Samsung SDI, Kokam, BYD, NGK Insulators, Toshiba, Tesla, Leclanche. Estas compañías son capaces de proveer baterías en un rango bastante amplio de [MW] y [MWh]. Entre los años 2014 y 2016 estas ocho compañías se han adjudicado el 64 % de las ventas, en un total de 1.4 [GW], en términos de capacidad instalada [5], [6]. El porcentaje individual es mostrado en la Figura 3.1.

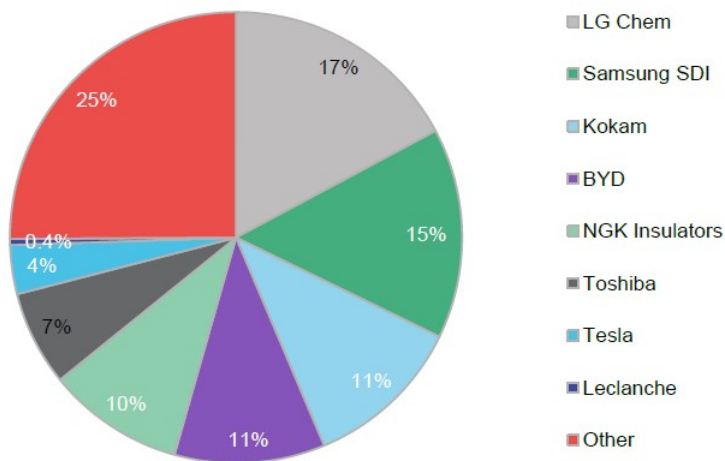


Figura 3.1: Porcentaje de Capacidad vendida por empresa, años 2014-2016. Fuente [5]

Sin embargo no todas las compañías existentes se encargan de vender las baterías como tal, sino que se encargan de otros servicios complementarios a las baterías, como por ejemplo: soporte técnico, convertidores, manufactura, gestiones de balance energético, capacitaciones, instalaciones, entre otros. A continuación se describen las tres grandes áreas en donde una compañía dedicada a las baterías se puede desenvolver. En la Figura 3.2 muestra un esquema en donde es posible distinguir fácilmente qué tipo de servicios prestan algunas empresas [5], [6].

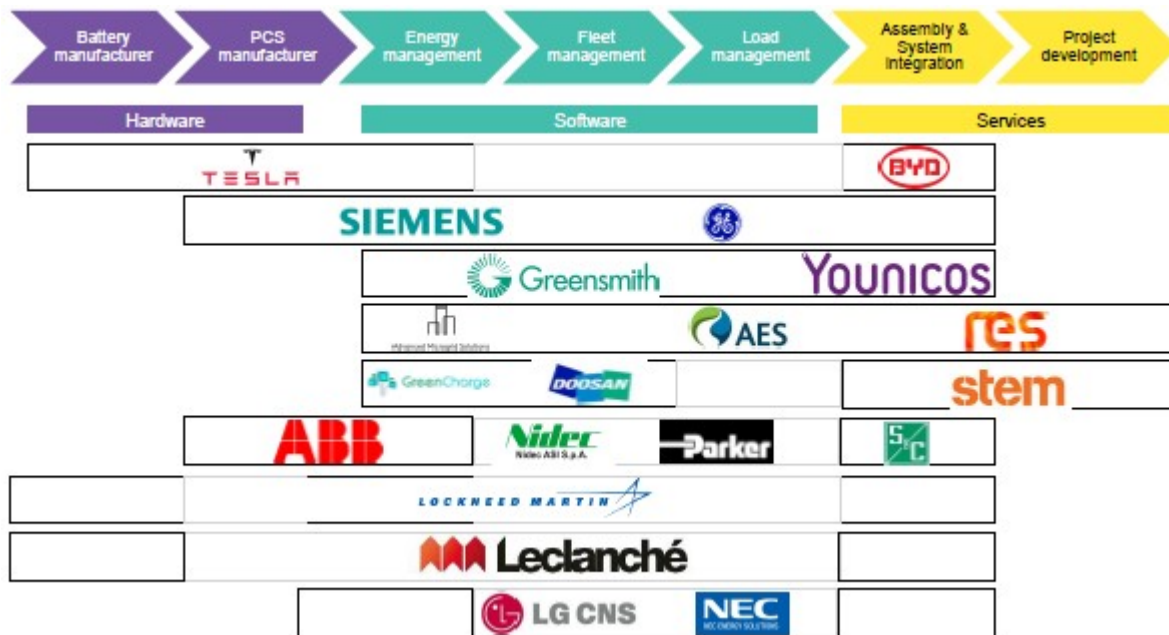


Figura 3.2: Esquema de servicios por empresas. Fuente [6]

3.1.1. Hardware

La gran parte de fabricantes de baterías no ofrecen todo el abanico de servicios, por ejemplo, LG Chem y Samsung SDI actúan como “proveedor de soluciones”. En cambio BYD y Tesla son fabricantes de baterías, este último tiene una alianza con Panasonic, y proveen soluciones completas. Ambas compañías se encuentran aumentando la fabricación de baterías para asegurar que sus baterías sean más competitivas en comparación a otros proveedores menos verticalizados.

Con respecto a los fabricantes de inversores (PCS, por sus siglas en inglés), como proveedores de soluciones se encuentran compañías como GE, Nidec-ASI y SC Electric. Compañías como ABB, Parker-Hannifin y Siemens también ofrecen todos los servicios, sin embargo la mayor parte de su negocio consiste en basarse en PCS y “proveedor de soluciones”. Estas empresas no quieren ser relegadas como commodity, pues la fabricación de inversores es cada vez desarrollada por más empresas, por lo que están ofreciendo productos cada vez más sofisticados e integrados a los requerimientos de la demanda.

Los “proveedores de soluciones” están más involucrados en el diseño de cada componente,

referente al banco de baterías y los *containers*. Este es un desarrollo importante para las compañías que desean tener un producto personalizado al final del ciclo de producción.

3.1.2. Software

Las baterías que se utilizan en lugares fijos, como por ejemplo las baterías de soporte a la red, requieren un sistema de gestión de la energía para poder operar (EMS¹, por sus siglas en inglés). El EMS optimiza el comportamiento de un banco único de baterías o una combinación de más bancos conectados, basado en los ingresos que puede alcanzar o los costos que puede evitar el propietario.

Existe un gran rango de complejidad y de costos para los EMS. Algunas compañías como Greensmith y Younicos se especializan en parte del software, incluso antes de hacer el diseño de la batería. Muchos proveedores de PCS han estado desarrollando EMS para que acompañen a sus productos.

El desafío más importante para la gestión del parque (Fleet Management) es poder desplegar un desarrollo conjunto de los diferentes bancos de baterías y la generación distribuida. La habilidad de almacenar y despachar los sistemas, en conjunto con una demanda más activa, es la clave para asegurar una gran calidad de servicio en la red.

3.1.3. Servicios

Muchas de las compañías mencionadas anteriormente son capaces de ensamblar e integrar los sistemas de almacenamiento, además de brindar servicio técnico. Empresas como AES y RES se pueden ubicar en toda la cadena de valor en la fabricación de la batería. Sin embargo, su foco principal son los servicios, y se encargan de vender soluciones para otros desarrolladores o para desarrollar proyectos de manera interna.

Dichas empresas están constantemente buscando enfoques personalizados para cada proyecto, ya que existe una diversa cantidad de fuentes de almacenamiento de energía, por consiguiente, existen diversos rangos de eficiencia para la tecnología escogida. Todo este proceso significa que los componentes deben ser testeados e integrados, de tal manera que los costos sean disminuidos, de esta forma se asegura que la solución prevista es la mejor en términos de integración de los componentes. Finalmente, algunas empresas se hacen responsable por el reciclaje de las baterías, cubriendo de buena manera el ciclo completo.

¹Energy managment system

3.2. Remuneración de servicios complementarios en el mundo

En esta sección se muestran diversas denominaciones y mecánicas que distintos mercados eléctricos emplean para la transacción de servicios complementarios (SS.CC). En particular se mencionarán los mercados de Australia, Estados Unidos, Reino Unido y Chile. Con un mayor énfasis en los servicios complementarios que prestan mayor relevancia para el sistema eléctrico en términos de flexibilidad operacional.

3.2.1. Australia

En Australia el operador de mercado denominado AEMO² es el responsable de garantizar la operación de manera segura y confiable. Para esto es necesario que se respeten los parámetros impuestos por *National Electricity Rules*. Para que AEMO pueda operar el sistema con esas condiciones le es necesario incorporar los siguientes servicios complementarios [16]:

- Servicios auxiliares para el control de frecuencia (FCAS³)
- Servicios auxiliares para el soporte y control de la red (NSCAS⁴)
- Servicios auxiliares para el reinicio de la red (SRAS⁵)

FCAS es utilizado por AEMOS para mantener la frecuencia estable del sistema en todo momento. NSCAS se utiliza para mantener el voltaje en distintos puntos de la red, controlar los flujos de potencia y mantener los transientes y la estabilidad transitoria del sistema en eventos mayores. Finalmente el SRAS es utilizado para contingencias en las cuales existe una pérdida parcial o total del sistema y es necesario restablecerlo.

Como se señala anteriormete, el foco será en los SS.CC que presten mayor flexibilidad al sistema. Teniendo eso en cuenta, se desarrollará con mayor profundidad los SS.CC FCAS. Para ello AEMO define 8 productos distintos para la regulación o control de frecuencia, los que se transan a su vez en 8 mercados distintos mediante un mecanismo de subastas bajo el diseño de mercado de tipo *power exchange* o bolsa de energía.

En la Figura 3.3 se muestran los diversos productos utilizados para FCAS:

² Australian Energy Market Operator

³Frequency Control Ancillary Services

⁴Network Support & Control Ancillary Services

⁵System Restart Ancillary Services

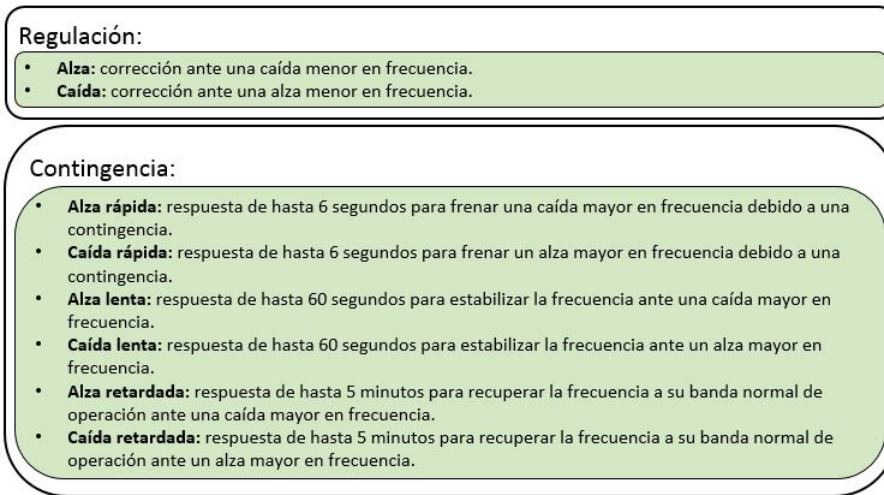


Figura 3.3: Denominaciones utilizadas en este mercado australiano para los servicios complementarios de control de frecuencia, Australia

De la figura anterior es posible notar que los servicios se diferencian en capacidad de potencia a modificar, dirección y en el tiempo de respuesta. Por lo que no cualquier tecnología puede brindar algunos servicios. En el caso de las baterías, estas pueden entregar cantidades moderadas de potencia, en un tiempo muy rápido y en cualquier dirección.

Los propietarios que deseen ofrecer algún servicio, deberán cumplir con las condiciones técnicas y entregar la cantidad (en [MW]) que están dispuestos a aumentar/disminuir al operador AEMO. Este recibirá todas las ofertas realizada por los distintos actores y las ordenará por lista de mérito según el precio ofertado y el servicio que prestan. Posteriormente, AEMO determinará la magnitud a requerir para cada servicio en intervalos del despacho diario, de esta manera fija el precio de mercado del servicio siguiendo la orden de mérito estipulada anteriormente [16].

En la Figura 3.4 se muestra gráficamente el despeje de precio:

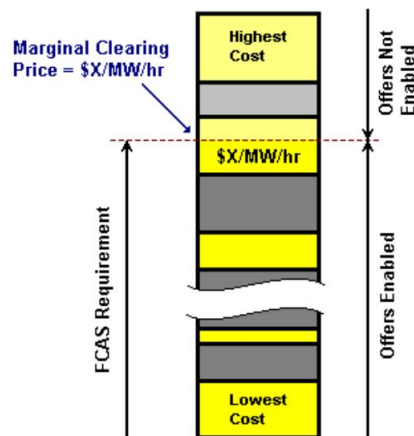


Figura 3.4: Despeje de precio para servicios auxiliares de control de frecuencia, Australia

Los adjudicatarios de la prestación del servicio reciben sus pagos a precio de mercado fijado despejado AEMO. Este recupera los pagos cobrando a consumidores finales y generadores, dependiendo del servicio [16]. La Figura 3.5 muestra el esquema de pagos a realizar.

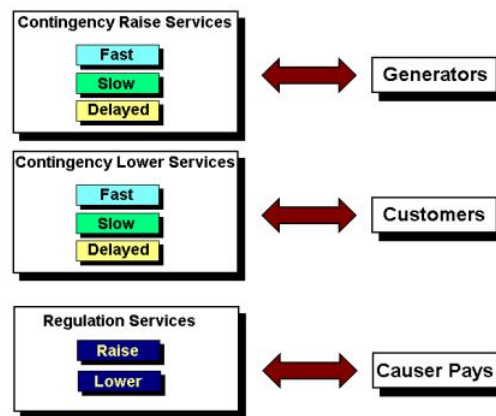


Figura 3.5: Esquema de pagos para servicios auxiliares de control de frecuencia, Australia

3.2.2. Estados Unidos

En Estados Unidos, generalmente los estados poseen operadores de sistema independientes (ISO⁶) determinados por la ubicación geográfica en donde se encuentren. Es por esta razón que la forma de remunerar los servicios auxiliares no es la misma para todos los estados. En particular los sistemas CAISO⁷ y PJM⁸ se definen cuatro SS.CC para el control de frecuencia mostrados en la Figura 3.6.

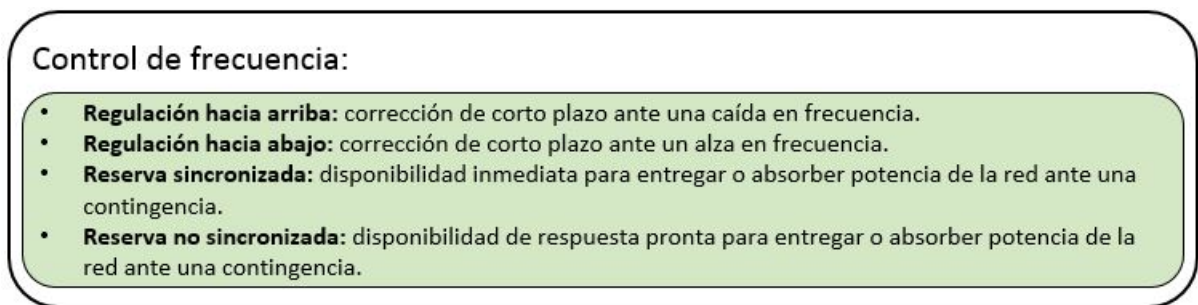


Figura 3.6: Servicios auxiliares de control de frecuencia, EE.UU.

De la figura anterior es posible observar que en los sistemas mencionados existe una distinción entre el control de frecuencia instantáneo en operación normal y un control de mayor magnitud y tiempo de respuesta para casos de variaciones grandes de demanda o carga. En comparación en el AEMO, es posible notar que los servicios norteamericanos tienen

⁶Independent System Operator

⁷ISO de California

⁸ISO en varios estados de la costa del este de los EE.UU

menor tiempo de resolución, de esta forma el número de productos a ofertar se reduce a la mitad.

Con respecto al mecanismo de intercambio, el caso estadounidense es muy similar al australiano. El precio pagado se despeja de los precios de mercado ofertados, y se realiza un pago por capacidad a cada uno de los adjudicatarios. En el caso de los SS.CC de regulación hacia arriba y abajo, los operadores mencionados remunerar los recursos según su desempeño, agregando una bonificación por rapidez y exactitud de respuesta de los mismos.

3.2.3. Reino Unido

El sistema eléctrico del Reino Unido⁹ tiene un total de 20 SS.CC agrupados en 4 categorías. Las cuales son; *Energy Balance*; *Margin*; *Voltage* y *Whole System*. La primera familia corresponde a los SS.CC de balance energético y los productos que cuenta se muestran en la Figura 3.7.

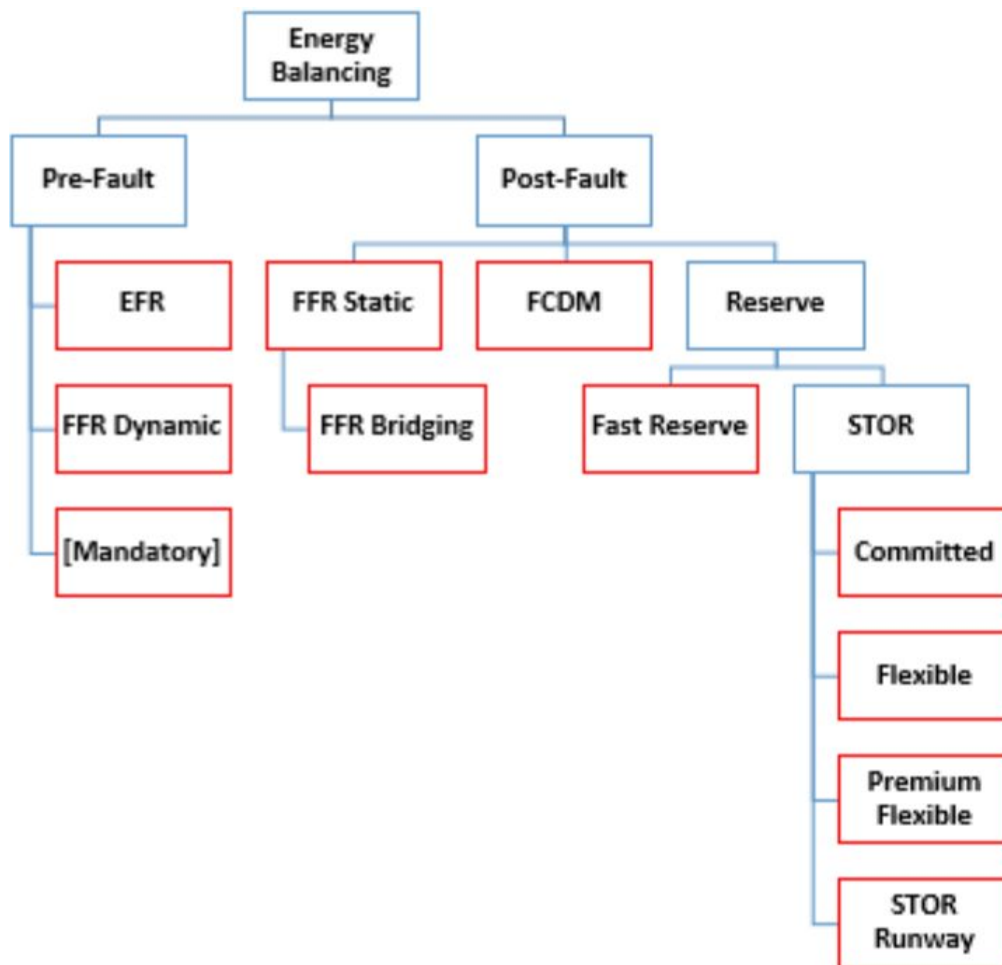


Figura 3.7: Servicios auxiliares de balance energético, United Kingdom.

⁹ National Grid

De la Figura 3.7 es posible observar un símil al control primario y control secundario existente en Chile, lo que para este caso se denominan *Pre-Fault* y *Post-Fault*. La necesidad de emplear diversos productos para la flexibilidad se debe a la entrada de nuevas tecnologías que pueden brindar dichos SS.CC. En particular los servicios *Control by Demand Management* (FCDM) y *Enhanced Frequency Response* (EFR), fueron diseñados para tecnologías de ESS y gestión de demanda [15].

En el caso de los pagos de SS.CC los cuales difieren mucho de la teoría marginalista. Estos se realiza a través de contratos los cuales fijan la remuneración del servicio en periodos que pueden ir desde un mes hasta años. En este caso, es claro la similitud que existe con la regulación chilena, con la diferencia que en el caso chileno el Coordinador es quien indica a los generadores a proveerlo y no son ellos los que postulan, como ocurre en el caso de U.K.

3.2.4. Chile

La regulación existente en Chile para SS.CC no está bien elaborada, pues esta es de carácter obligatoria y centralizada a través del CEN, el cual indica a los propietarios de las instalaciones coordinadas a habilitar los recursos que este estime conveniente. Esto gracias a las facultades otorgadas por la Ley General de Servicios (DFL-4) y el Reglamento de Servicios Complementarios (DS-130) [18] [19].

De esta forma, el CEN evalúa los requerimientos de SS.CC para el sistema en función de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS). Además de identificar los recursos que posee el sistema en términos de generación, transmisión y demanda para poder brindar dichos servicios. Cabe destacar, que el CEN realiza la disposición de SS.CC al menor costo posible para el sistema [20].

Por su parte el CEN realiza una evaluación de requerimientos para SS.CC de manera anual, en su Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) de acuerdo a lo establecido en el DS-130. De esta manera, el Coordinador puede responder a los cambios tecnológicos, topológicos y naturales que experimenta el sistema eléctrico. Agregando, quitando o redefiniendo los SS.CC acorde a la evolución de la red.

Finalmente, la remuneración por la prestación de SS.CC hacia las empresas, está estipulado en el DS-130. El cual le otorga la responsabilidad a la Dirección de Planificación (DP) del CEN para efectuar dichos pagos. La DP, a través de estudios, busca valorizar el AVI y el COMA en que la empresa incurre por prestar los servicios. El AVI contempla la vida útil de cada tipo de instalación, con una tasa de descuento del 10% según lo indicado por la regulación.

En la Figura 3.8 es posible observar los SS.CC definidos hasta la fecha:

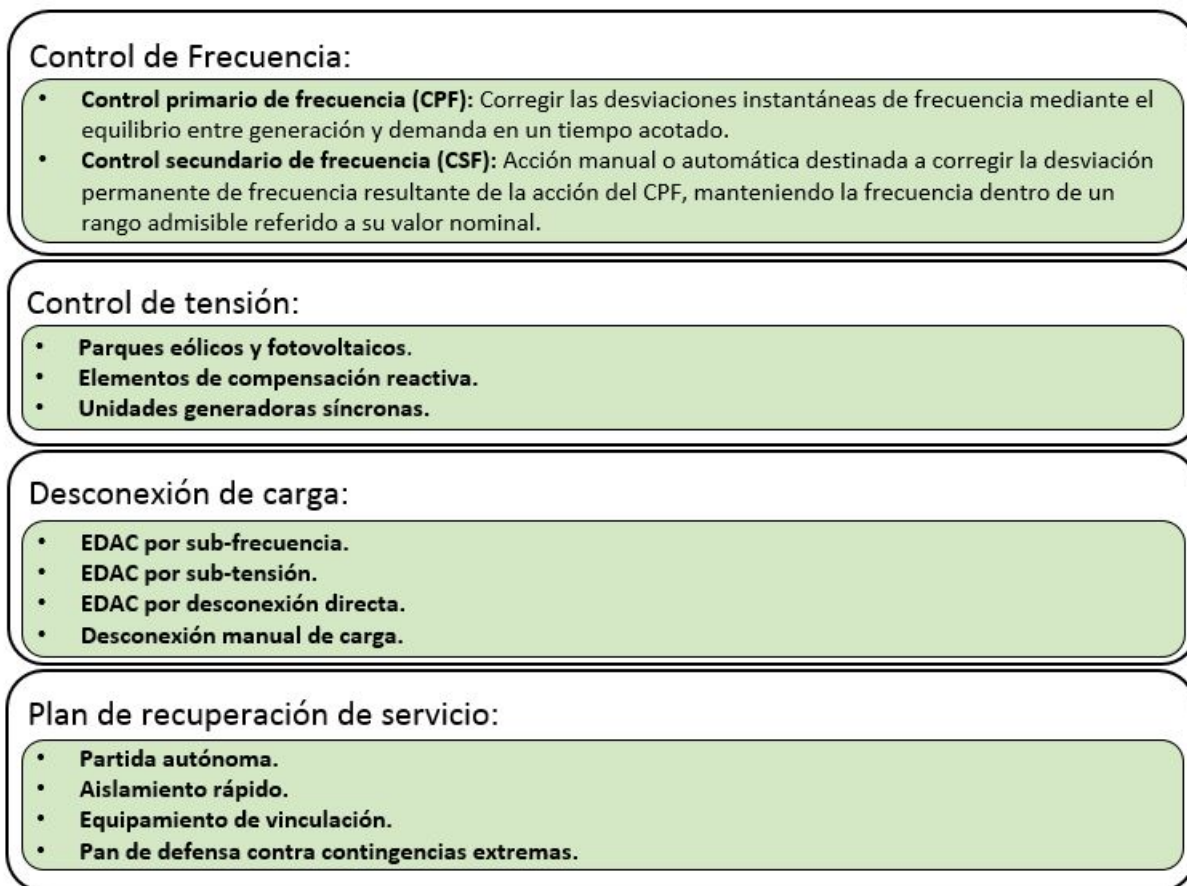


Figura 3.8: Servicios complementarios disponibles definidos por el CEN, Chile.

3.3. Modelo de negocios para baterías en Chile

Cómo se menciona en el Capítulo 2, las aplicaciones de las baterías son numerosas a lo largo de la cadena de valor del sector eléctrico, por lo cual se puede deducir una gran cantidad de oportunidades y modelos que se pueden idear en base a los diversos nichos existentes.

En primer lugar, antes de definir el modelo de negocios, es primordial identificar las variables necesarias para determinar qué tipo de tecnología es compatible con la aplicación misma. Generalmente estas variables son: cantidad de energía y de potencia, duración de la carga y descarga, rapidez de respuesta, eficiencia, profundidad de descarga, costos de inversión, por decir las más relevantes.

En cuanto a la implementación de sistemas de almacenamiento a nivel mundial, este ha ido en aumento los últimos años [12] [14]. Este aumento va de la mano con un desarrollo apropiado a una política energética que permita la inserción de este tipo de tecnologías. A continuación se presentan tres modelos de negocios en los cuales las baterías ofrecen una participación interesante en el mercado eléctrico chileno.

3.3.1. Retraso de obras en transmisión

Cuando se construye un sistema de transmisión, este debe cumplir con el criterio N-1, es decir, que si alguna línea se encuentra fuera de servicio, las otras líneas deben ser capaz de transmitir toda la carga y de esta manera poder abastecer la demanda y no provocar un problema mayor al sistema. Debido al crecimiento anual de la generación y consumo, es necesario planificar la transmisión de tal manera que la demanda pueda ser abastecida en todo momento.

Como modelo de negocio se propone considerar a la batería como una alternativa que posponga la construcción de la línea de transmisión, de esta manera se tiene dos opciones a comparar, tal como muestra la Figura 3.9.

- **Opción 1:** No utilizar la batería y construir la línea de transmisión.
- **Opción 2:** Instalar las baterías y posponer la instalación de la línea.

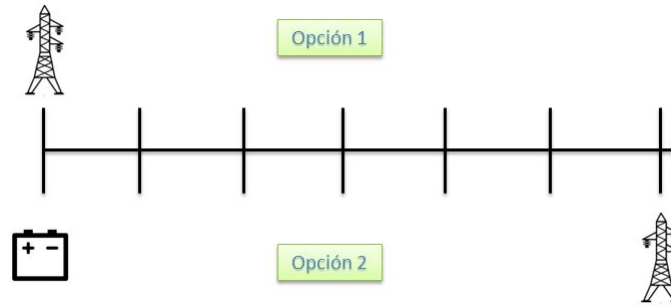


Figura 3.9: Opciones para línea de transmisión

Para evaluar la postergación formalmente, se deben considerar los siguientes parámetros:

- VI_{BESS} : Valor de inversión de la batería, [USD].
 $VI_{línea}$: Valor de inversión de la línea, [USD].
 r : Tasa de descuento, %.
 t : Tiempo que se pospone la línea, años.

Una forma de escoger una de las opciones anteriores, es comparar los valores actuales netos (VAN) de ambos proyectos. El VAN de la opción uno sólo considera la inversión de la línea, como se muestra en la Ecuación 3.1.

$$VAN_{Opción1} = VI_{línea} \quad (3.1)$$

Por otro lado, si se quiere instalar el sistema de almacenamiento, el VAN está dado por el valor de inversión de la batería más el valor presente de la inversión que se va a hacer en t años más. La Ecuación 3.2 muestra la suma de ambas expresiones mencionadas.

$$VAN_{Opción2} = VI_{BESS} + \frac{VI_{línea}}{(1+r)^t} \quad (3.2)$$

La condición que se debe cumplir para que las baterías sean justificadas se muestra en la Ecuación 3.3.

$$VAN_{Opción1} > VAN_{Opción2} \tag{3.3}$$

Reemplazando las Ecuaciones 3.1 y 3.2 en 3.3 resulta:

$$VI_{línea} > VI_{BESS} + \frac{VI_{línea}}{(1+r)^t} \tag{3.4}$$

3.3.2. Arbitraje de energía

En Chile la compra y venta de energía y potencia se transan a costo marginal, o al denominado mercado *spot*. Debido a que la generación sigue el comportamiento de la demanda, existen periodos durante el día denominados valles y punta, los primeros corresponden a periodos de menor demanda y en consecuencia menor generación y costos marginales bajos. Los periodos punta, son horas de alta demanda y por consiguiente más generación y costos marginales mayores.

El segundo nicho para las baterías en el mercado eléctrico chileno es que realicen arbitraje de energía, es decir que compren a precios bajos (carga) y vendiendo caro (descarga), tal como se muestra en la Figura 3.10. Adicionalmente el arbitraje de energía se vuelve aún más interesante en el norte de Chile, pues existen zonas de congestión (como Diego de Almagro) por la gran cantidad de generación ERNC y la poca capacidad de las líneas para poder evacuar dicha energía, llegando en algunos momentos durante el día a costos marginales iguales 0 [USD/MWh] y a costos marginales sobre los 100 [USD/MWh] durante la noche.

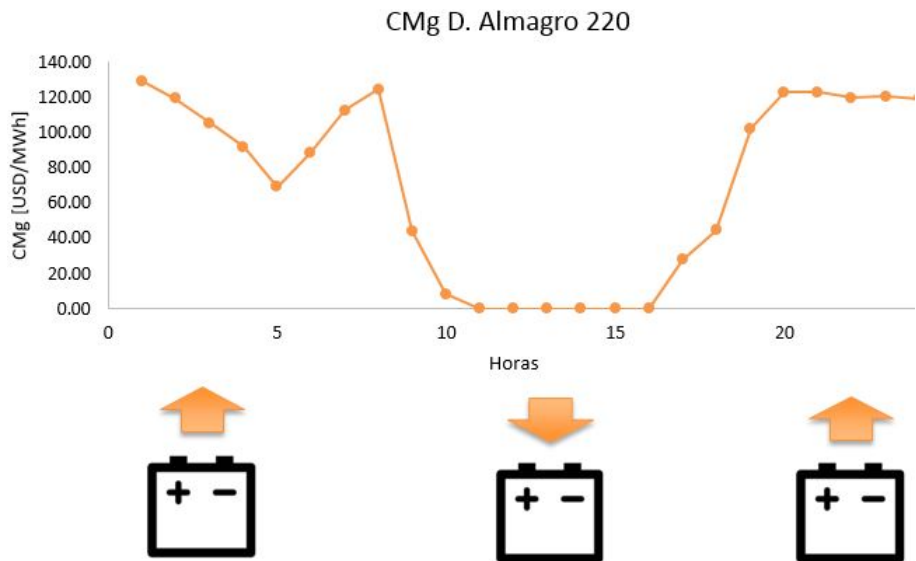


Figura 3.10: Batería realizando arbitraje de energía

A continuación se procede a formular el modelo de negocios, para eso se definen los siguientes parámetros:

$CMg_{i,j}$: Costo marginal hora i año j , [USD/MWh].
$EV_{i,j}$: Energía vendida hora i año j , [MWh].
$EC_{i,j}$: Energía comprada hora i año j , [MWh].
COM_j	: Costo operación y mantención para el año j , [USD].
r	: Tasa de descuento, %.
n	: Tiempo duración del proyecto, años.
VI_{BESS}	: Valor de inversión de la batería, [USD].
$\Delta Flujos_j$: Flujos de dinero por compra/venta de energía menos costos de operación y mantención para el año j , [USD].

La Ecuación 3.5 muestra los flujos para un año genérico j , para eso se consideran la compra/venta de energía con sus respectivos costos marginales, además de los costos de operación y mantención de las baterías. Los costos de inversión no se incorporan, pues se considerarán en el año uno.

$$\Delta Flujos_j = \sum_{i=0}^{8760} CMg_{i,j}(EV_{i,j} - EC_{i,j}) - COM_j \quad (3.5)$$

Posteriormente estos flujos de dinero en el año j son llevados a valor presente y se incorpora el valor de inversión de la batería, tal como muestra la Ecuación 3.6.

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{\Delta Flujos_j}{(1+r)^j} - VI_{BESS} \quad (3.6)$$

Si el VAN resulta ser positivo, entonces el proyecto es rentable.

3.3.3. Requerimiento de reserva

Esta propuesta consiste en evaluar los ingresos percibidos en el mercado de energía y SS.CC, considerando un carácter coordinado. Como es conocido, el negocio de una empresa generadora en Chile considera una parte operacional y una parte de comercialización. La parte operacional busca maximizar los ingresos producto de sus inversiones. La Ecuación 3.7 muestra la formalización de esta [7].

$$F.O \left\{ \max \left[\sum_i^l (P_{suf_i} \cdot P_{pot}) + \sum_i^l \left(\sum_h^H (E_{h,i} \cdot CMg_h) \right) - \left(\sum_i^l \left(\sum_h^H (E_{h,i} \cdot CV_i) \right) + CU_i \right) \right. \right. \\ \left. \left. \pm \sum_i^l \left(\sum_h^H (SSCC_{h,i} \cdot P_{SSCC}) \right) \right] \right\} \quad (3.7)$$

Donde:

- l : Portafolio de generación
- H : Conjunto de horas del periodo de evaluación
- P_{suf_i} : Potencia de suficiencia de la central i
- P_{pot} : Precio de la potencia de suficiencia
- $E_{h,i}$: Energía suministrada en la hora h , por la central i
- CMg_h : Costo marginal en la hora h , en la barra de inyección de la central i
- CV_i : Costo variable de la central i
- CU_i : Cargo por uso de red producto de la inyección de la central i
- $SSCC_{h,i}$: Servicio complementario en la hora h , por la central i
- P_{SSCC} : Precio por el servicio complementario

El modelo de negocio propuesto consiste en evaluar los ingresos percibidos en el mercado de energía y SS.CC, considerando un carácter coordinado. Para eso se considera lo siguiente:

- El esquema de remuneración de la reserva. El cual está designado en el DS-130.
- El costo variable de la unidad, corresponde al costo ponderado promedio de carga. Es decir, será la energía dentro de un promedio horario. Calculada como la sumatoria del producto entre la energía retirada ($E_{retirada_h}$) y el precio *spot* (P_{spot_h}), dividido por la energía total retirada ($E_{retirada_{total}}$). Finalmente al resultado anterior se multiplica por la eficiencia de la central (η). Tal como se muestra en la Ecuación 3.8

$$CV_i = \frac{\sum (P_{spot_h} \cdot E_{retirada_h})}{E_{retirada_{total}}} \cdot \eta \quad (3.8)$$

- Finalmente (dada la Ecuación 3.7), se comparan los ingresos percibidos entre un sistema de almacenamiento que sólo presta servicio de movimiento de bloques de energía. Contra un sistema que adicionalmente presta servicios de reserva en giro.

Capítulo 4

Metodología

En el presente capítulo se presentan los pasos que se deben seguir para el desarrollo del estudio, además de la metodología utilizada. En la Figura 4.1 se muestra el diagrama de bloques correspondiente.

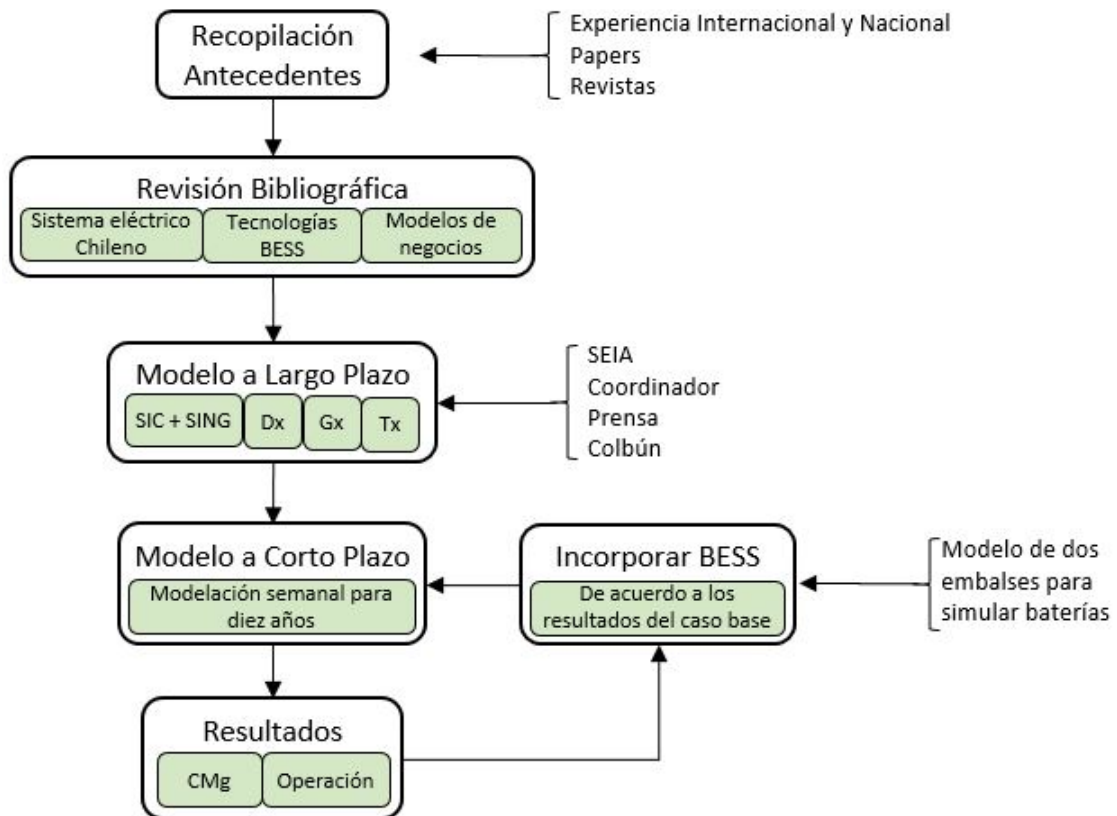


Figura 4.1: Diagrama de bloques metodología

4.1. Descripción de las etapas

- **Recopilación de antecedentes:** Se recopila información sobre todos los tipos de tecnologías de almacenamiento, dando énfasis a las baterías electroquímicas. Además se recopila información sobre experiencias internacionales de distintas formas de remunerar a las baterías.
- **Revisión bibliográfica:** Esta sección tiene dos focos importantes, en primer lugar se dan a conocer las características, evolución y modelos de negocios de las tecnologías de almacenamiento. En segundo lugar, se estudia las características del sistema eléctrico Chileno al día de hoy y su posible evolución en un horizonte de diez a doce años.
- **Modelo a largo plazo:** Corresponde a la etapa de planificación para el periodo comprendido entre 2017 y 2028, mediante el uso del software PLP, dónde se simula el escenario previsto por Colbún para estos años. El software por su parte entrega resultados relacionados con: costos marginales por barras, transferencias por los diferentes sistemas de transmisión, generación para cada central, entre otros datos. Con esta información es posible observar tendencias de cómo se va a comportar el sistema, no obstante, no da detalles de la operación en el corto plazo de las centrales.
- **Modelo a corto plazo:** Para saber cómo van a operar las baterías, es necesario conocer el comportamiento operacional del sistema en una escala menor de tiempo. Para tal efecto, se analizarán los escenarios con y sin baterías. Para ambos escenarios, es necesario saber cómo se comporta la operación del sistema durante todo el tiempo de vida de la batería.
- **Resultados:** En primera instancia se obtiene el comportamiento del sistema antes de instalar los sistemas de almacenamiento, el despacho de las centrales, costos marginales y flujos por las líneas principalmente. Posteriormente, se incorporan las baterías al sistema y se itera nuevamente el modelo de corto plazo para observar cómo varía la operación del sistema.

4.2. Modelo híbrido

Para poder evaluar el comportamiento de las baterías con un detalle horario, se implementó un modelo híbrido el cual combina la coordinación hidrológica a largo plazo con una operación económica a corto plazo. Para la coordinación hidrológica se utiliza el *software* PLP, por otro lado la operación económica a corto plazo se realiza con el *software* PCP. La idea de combinar ambos *software* es poder obtener la operación a largo plazo, pero con un detalle horario. De esta forma evaluar parámetros que en el corto plazo si son relevantes, como por ejemplo reservas, capacidad de toma de carga, generación variable aportada por las ERNC y además el comportamiento de los sistemas de almacenamiento.

El modelo híbrido consta de tres fases, la primera consiste en simular el escenario definido

en el largo plazo para obtener el nivel de los embalses a lo largo del tiempo. Para esto se utiliza PLP y es necesario tener en consideración los tamaños de los bloques al momento de simular. Es decir, que si se está implementando casos semanales (diarios, mensuales o anuales) en el corto plazo, los bloques a largo plazo también deben ser semanales (diarios, mensuales o anuales en su defecto). Lo anterior no quiere decir que la operación a corto plazo va a tener una resolución semanal, sino que el problema de optimización va a resolver la operación semanal con un detalle horario. Tal como se muestra en la Figura 4.2.

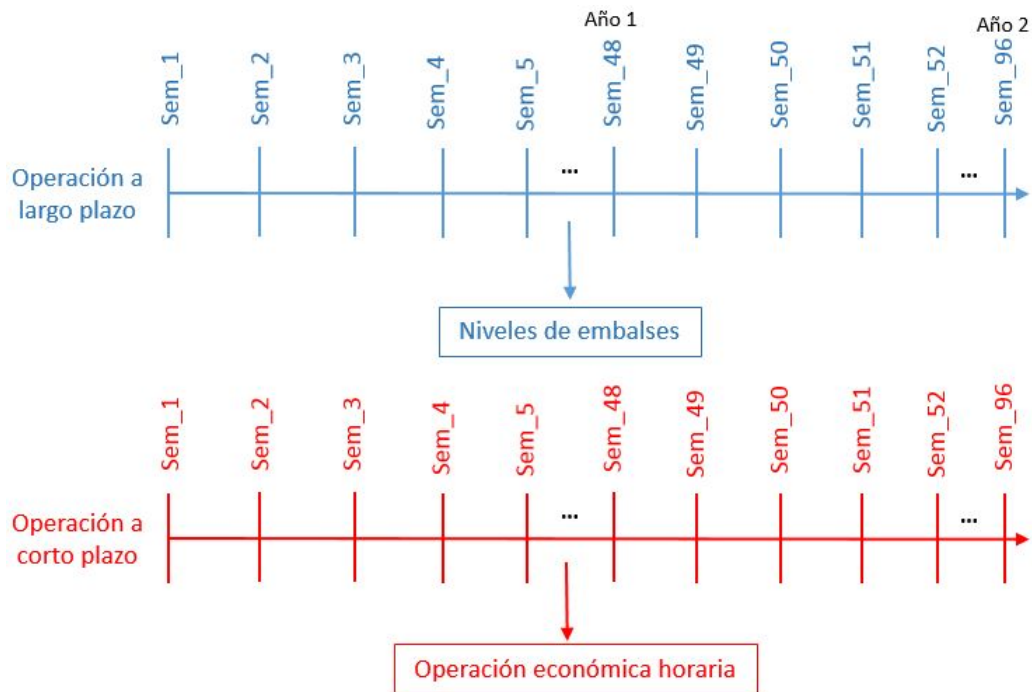


Figura 4.2: Relación entre el modelo de largo plazo con el de corto plazo

La segunda fase consiste en generar los subcasos que se van a optimizar a corto plazo. En el caso particular del presente documento, se utilizaron subcasos semanales representados por las “semanas coordinador”, las cuales completan un año en 48 semanas de 7 u 8 días por cada una. Para este proceso se utiliza la herramienta computacional “Macros de Excel”, la cual fue modificada para automatizar el proceso de generación de subcasos, considerando entrada de líneas y centrales a lo largo del tiempo, cambios en los costos de combustible para las centrales, mantenimiento de embalses, cambios en la hidrología, crecimiento de la demanda y la matriz energética, entre otros. La representación para la generación de subcasos se muestra en la Figura 4.3

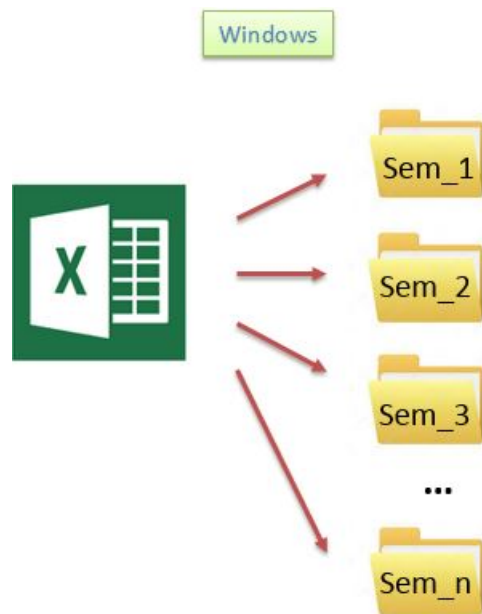


Figura 4.3: Obtención de los subcasos utilizando Macros

Finalmente la tercera etapa consiste en entregarle los precios del agua (o niveles de embalses) y la generación de subcasos obtenidos en las dos fases anteriores al optimizador de corto plazo. A continuación, es necesario implementar una correlación operacional entre la semana n y la semana $n + 1$, de esta forma los niveles de los embalses, la generación térmica, el estado de las baterías y de todas las centrales del sistema son traspasadas al siguiente subcaso. Es por esta razón que la operación a largo plazo debe tener la misma dimensión horaria que los subcasos, para que los niveles de los embalses coincidan. En esta etapa se utiliza el sistema operativo “Linux” y el lenguaje computacional “Python”, ya que el *software* PCP está implementado en este lenguaje. La Figura 4.4 tiene un esquema explicativo de esta etapa.

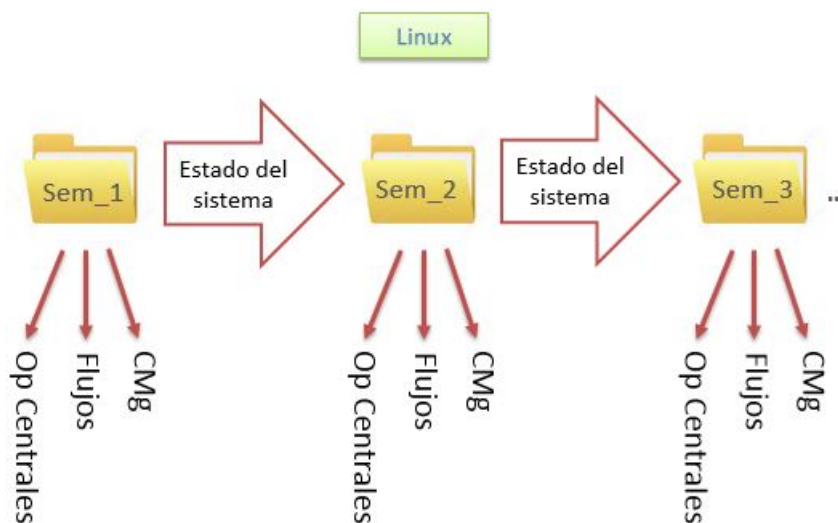


Figura 4.4: Diagrama explicativo para la correlación de estados de un subcaso a otro

Una vez implementada estas tres etapas es necesario definir los escenarios a simular y realizar cada una de estas etapas a los distintos escenarios. En el caso particular de este trabajo, el escenario base se conformó en conjunto con la “Subgerencia de Desarrollo de la División Negocios y Gestión de la Energía” de Colbún. Los escenarios con baterías instaladas se discutió con la “Subgerencia de Desarrollo de Energías Renovables de la División Negocios y Gestión de la Energía” de Colbún. Todos los escenarios se detallan en la siguiente Sección.

Capítulo 5

Desarrollo del trabajo

En el siguiente capítulo se mencionan los supuestos incluidos en el modelo utilizado en la presente tesis. Además se especifica el escenario utilizado, evolución de la matriz energética, proyección de la demanda, aumento de capacidad de transmisión y los casos analizados a corto y largo plazo.

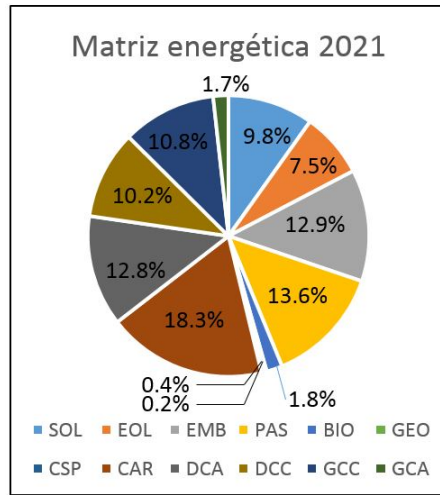
5.1. Matriz energética definida

A continuación, se presenta la evolución de la matriz energética considerada en el estudio. El escenario considera proyectos en construcción, proyectos aprobados y proyectos que se espera que se construyan a largo plazo. La información fue filtrada por la Subgerencia de Desarrollo de la División Negocios y Gestión de la Energía de Colbún.

Los distintos tipos de centrales se definen de la siguiente manera:

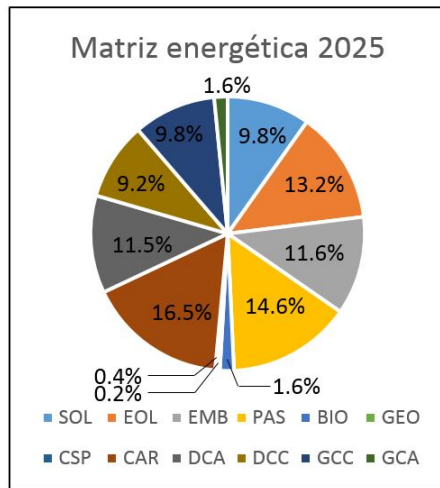
- SOL* : Centrales fotovoltaicas
- EOL* : Centrales eólicas
- EMB* : Embalses
- PAS* : Centrales de pasada
- BIO* : Centrales de biomasa
- GEO* : Centrales geotérmicas
- CSP* : Centrales de concentración solar
- CAR* : Centrales a carbón
- DCA* : Centrales diésel ciclo abierto
- DCC* : Centrales diésel ciclo combinado
- GCC* : Centrales a gas ciclo combinado
- GCA* : Centrales a gas ciclo abierto

En las Figuras 5.1a, 5.1b y 5.1c se muestran las matrices energéticas para los años 2021, 2025 y 2028 respectivamente.



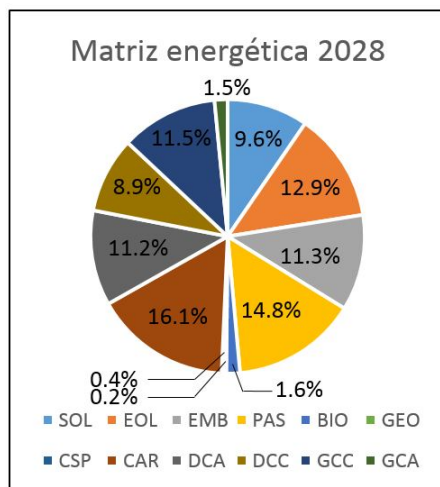
Tecnología	Cap. Inst.[MW]
SOL	2,522.9
EOL	1,918.3
EMB	3,293.3
PAS	3,481.6
BIO	468.1
GEO	48
CSP	110
CAR	4,684.4
DCA	3,268.4
DCC	2,602.6
GCC	2,767.5
GCA	448.1
Total	25,613.2

(a) Matriz energética, año 2021



Tecnología	Cap Inst.[MW]
SOL	2,784.9
EOL	3,752.3
EMB	3,293.3
PAS	4,148.6
BIO	468.1
GEO	48
CSP	110
CAR	4,684.4
DCA	3,268.4
DCC	2,602.6
GCC	2,767.5
GCA	448.1
Total	28,376.2

(b) Matriz energética, año 2025



Tecnología	Cap. Inst.[MW]
SOL	2,784.9
EOL	3,752.3
EMB	3,293.3
PAS	4,292.6
BIO	4,68.1
GEO	48
CSP	110
CAR	4,684.4
DCA	3,268.4
DCC	2,602.6
GCC	3,332.7
GCA	448.1
Total	29,085.4

(c) Matriz energética, año 2028

Figura 5.1: Evolución de la matriz energética chilena

5.2. Crecimiento de la demanda

El crecimiento esperado para la demanda ha sido obtenido del “Informe preliminar de previsión de demanda” [21] en conjunto con la Subgerencia de Desarrollo de la División Negocios y Gestión de la Energía de Colbún. En la Tabla 5.1 es posible observar la tasa de crecimiento de la demanda, tanto para el SIC como para el SING. Cabe destacar que el modelo sí considera la interconexión, no obstante el crecimiento está diferenciado por sistema.

Tabla 5.1: Tasa de crecimiento esperado de la demanda, desde 2016 hasta 2031.

SIC			SING			SEN		
Año	Dem. [GWh]	Tasa	Año	Dem. [GWh]	Tasa	Año	Dem. [GWh]	Tasa
2016	50.019		2016	16.967		2016	66.986	
2017	51.515	3.0 %	2017	17.404	2.6 %	2017	68.919	2.9 %
2018	53.170	3.2 %	2018	18.021	3.5 %	2018	71.191	3.3 %
2019	55.028	3.5 %	2019	18.621	3.3 %	2019	73.649	3.5 %
2020	56.935	3.5 %	2020	19.228	3.3 %	2020	76.162	3.4 %
2021	58.910	3.5 %	2021	19.864	3.3 %	2021	78.773	3.4 %
2022	60.930	3.4 %	2022	20.515	3.3 %	2022	81.445	3.4 %
2023	62.997	3.4 %	2023	21.185	3.3 %	2023	84.182	3.4 %
2024	65.102	3.3 %	2024	21.874	3.3 %	2024	86.976	3.3 %
2025	67.252	3.3 %	2025	22.590	3.3 %	2025	89.843	3.3 %
2026	69.432	3.2 %	2026	23.325	3.3 %	2026	92.757	3.2 %
2027	71.641	3.2 %	2027	24.081	3.2 %	2027	95.722	3.2 %
2028	73.877	3.1 %	2028	24.859	3.2 %	2028	98.736	3.1 %
2029	76.206	3.2 %	2029	25.663	3.2 %	2029	101.869	3.2 %
2030	78.617	3.2 %	2030	26.491	3.2 %	2030	105.109	3.2 %
2031	81.107	3.2 %	2031	27.345	3.2 %	2031	108.452	3.2 %

5.3. Adaptación del sistema de transmisión

A continuación se muestra el plan de obras de transmisión a corto, medio y largo plazo, implementado en el modelo. Cabe destacar que sólo se muestran los proyectos relevantes para efectos de la presente memoria.

5.3.1. Corto plazo

En el caso de obras de transmisión, las fechas tentativas de operación de las líneas fueron previstas por la Subgerencia de Desarrollo de la División Negocios y Gestión de la Energía y por el informe de “Propuesta de expansión de transmisión del SEN” [22]. En la Tabla 5.2 se muestran las fechas consideradas de puesta en servicio para obras de transmisión al corto plazo.

Tabla 5.2: Fecha de puesta en servicio (F.P.S) para obras de transmisión al corto plazo.

Línea	F.P.S	Flujo Máx [MW]	Proyecto
LChangos500->LChangos220	01-ene-2018	1.500	Interconexión
Cumbres500->LChangos500	01-ene-2018	1.500	Interconexión
Cardones500->Cumbres500	01-ene-2018	1.500	Interconexión
LChangos220->Kapatur220	01-ene-2018	1.500	Interconexión
LChangos220->Chacaya220	01-ene-2018	1.500	Interconexión
Cardones500->Maitencil500	01-ene-2018	1.500	Aumentar Tx Norte
Maitencil500->PAzucar500	01-mar-2018	1.500	Aumentar Tx Norte
PAzucar500->Polpaico500	01-ago-2018	1.500	Aumentar Tx Norte
Cardones500->Cardones220	01-ene-2018	750	Aumentar Tx Norte
Maitencil500->Maitencil220	01-ene-2018	750	Aumentar Tx Norte
PAzucar500->PAzucar220	01-ene-2018	750	Aumentar Tx Norte

En la Tabla 5.2 se muestran dos hitos importantes a corto plazo para los sistemas de transmisión. En primer lugar se encuentra la interconexión SIC-SING, la cual se realizará a través de una línea de 2x500 [kV] de 190 [km] entre las barras Nueva Cardones y Cumbres, una línea de 2x500 [kV] de 400 [km] entre las barras Cumbres y Los Changos, finalmente se interconectará al SING en la barra Kapatur en un circuito de 2x220 [kV].

En segundo lugar se encuentra el proyecto para aumentar la capacidad de transmisión en el norte del SIC, el cual pretende descongestionar las áreas con abundante generación ERNC implementando un circuito de 2x500 [kV] desde las barras Cumbres hasta Polpaico, pasando por Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar.

5.3.2. Mediano plazo

Las obras de transmisión a mediano plazo se muestran en la Tabla 5.3, en ella muestra la segunda parte de la interconexión la cual conectará las barras Los Changos y Crucero a través de la S/E Kimal (por el SING) y las barras Cumbres y Diego de Almagro (por el SIC). Además en la Tabla 5.4 se muestran los traspasos de líneas que existirán desde la barra Crucero a la barra Kimal.

Tabla 5.3: Fecha puesta en marcha de la segunda parte de la interconexión

Línea	F.P.S	Flujo Máximo [MW]	Proyecto
Kimal500->LChangos500	01-jun-2021	1.500	Interconexión
Kimal500->Kimal220	01-jun-2021	1.500	Interconexión
Cumbres500->Cumbres220	01-may-2020	750	Interconexión
Cumbres220->DAImagro220	01-may-2020	1.200	Interconexión

Tabla 5.4: Traspasos de líneas desde barra Crucero a la barra Kimal

Se Elimina	Nueva	Fecha Cambio
-	Kimal220-> Crucero220	01-jun-2019
Crucero220->Encuentro220	Kimal220-> Encuentro220	01-jun-2019
ElLoa220->Crucero220	Kimal220-> ElLoa220	01-jun-2019
Crucero220->Chuquicamata220	Kimal220-> Chuquicamata220	01-jun-2019
Crucero220->Salar220	Kimal220-> Salar220	01-jun-2019
Crucero220->Laberinto220	Kimal220-> Laberinto220	01-jun-2019
Crucero220->MariaElena220	Kimal220-> MariaElena220	01-jun-2019

De la Tabla 5.4 es posible notar que los traspasos desde la barra Crucero a la barra Kimal tienen fecha estipulada para el primero de junio del 2019, no obstante el segundo tramo de la interconexión por el SING tiene como fecha de puesta en marcha el primero de junio del 2021, dos años después de los traspasos mencionados anteriormente.

Dada la planificación de transmisión, se espera que para el año 2021 no existan congestiones en el SEN y por consiguiente los costos marginales de todo el sistema se comporten de manera homogénea.

5.3.3. Largo plazo

Para el largo plazo es difícil determinar la entrada de líneas, ya que a priori no se tiene el conocimiento exacto de cómo evolucionará la demanda y la generación en términos geográficos. Para efectos de la memoria, las obras de transmisión a largo plazo sólo reforzarán las líneas ya existentes y previstas en el corto-mediano plazo, con el fin de no generar congestiones en zonas determinadas de la red.

5.4. Modelo de las baterías

Como se mencionó en el Capítulo 4 la operación de las baterías estará determinado por la operación diaria del sistema utilizando el *software* PCP. Sin embargo, este *software* no puede incorporar baterías como tal. Dada esta limitación, se procede a modelar las baterías como una central de bombeo, es decir, con dos embalses en serie conectados entre si, de esta forma el caudal bombeado (o turbinado) de uno llega al reservorio del otro y viceversa tal como se muestra en la Figura 5.2.

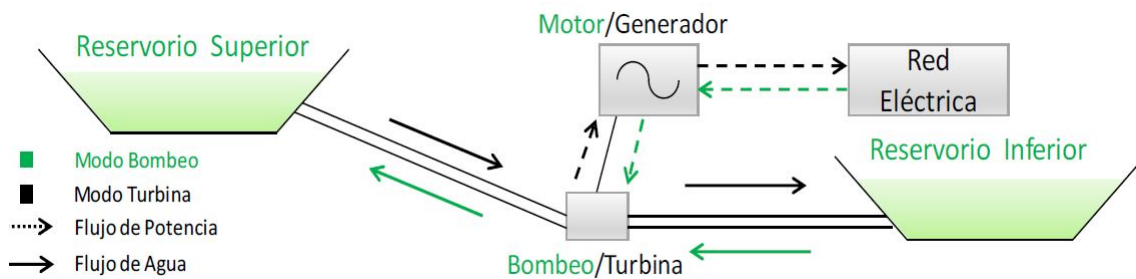


Figura 5.2: Modelo de una central de bombeo

Dada la similitud existentes entre las baterías y las centrales de bombeo, es posible incorporar todas las características de un banco de baterías con los parámetros técnicos de una central de bombeo. En la Figura 5.3 se muestran los parámetros de entrada y las variables resultantes después de la operación [23].

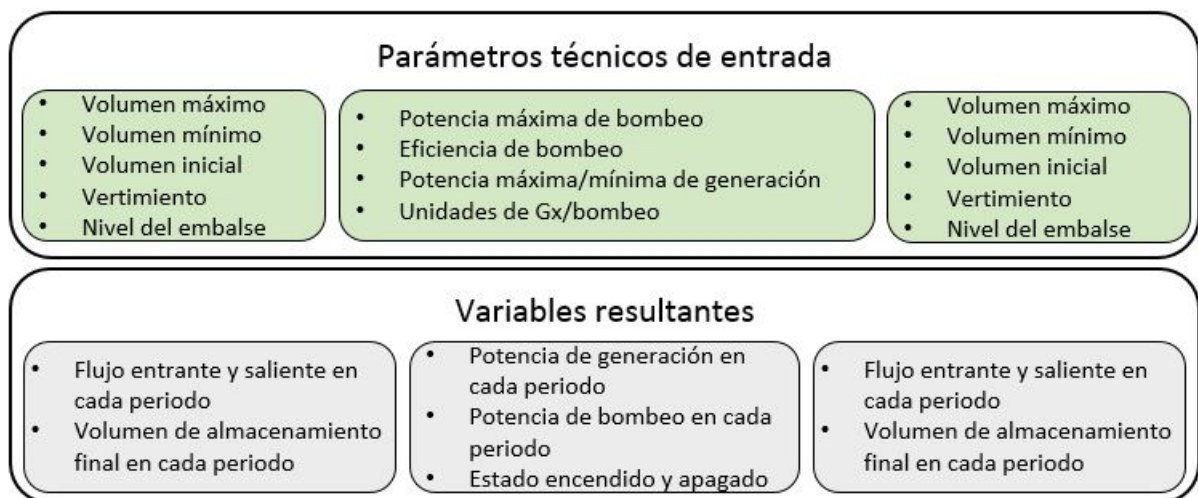


Figura 5.3: Parámetros técnicos de entrada y variables resultantes de una central a bombeo

5.5. Casos analizados con el modelo a largo y corto plazo

5.5.1. Largo plazo

Para saber cómo van a operar los embalses a lo largo del tiempo, es necesario simular el sistema utilizando PLP. El *software* considera el sistema con las características descritas anteriormente, además de los volúmenes iniciales y finales. Como resultado, entrega los volúmenes de los embalses en los bloques definidos por el usuario.

Es importante mencionar que el *software* PLP utiliza SDDP¹, el cual es un modelo de despacho hidrológico con representación de la red eléctrica. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrológico tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, etc.)
- Detalles de las plantas térmicas (restricciones de generación debidas a contratos “*take or pay*”, eficiencia, restricciones de consumo de gas, térmicas bi-combustible, etc.)
- Representación de los mercados “*spot*” y de los contratos de suministro
- Incertidumbre hidrológica, es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas, etc.)
- Detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.
- Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas semanales
- En este caso el PLP tiene incorporado los contratos de riego con los agricultores

Los resultados que se obtienen son en base a las etapas definidas, en este caso se utilizan bloques semanales. El periodo de estudio para la simulación a largo plazo, tiene fecha de inicio el 01/06/2017 y fecha de término el 01/01/2031. Los principales resultados principales son:

- Estadísticas operativas: generación hidroeléctrica y termoeléctrica, costos operativos de las térmicas, intercambio de energía, consumo de combustible, riesgos de déficit, energía no-suministrada, etc.
- Costos marginales

Es importante mencionar que para el largo plazo no se incorporaron los sistemas de almacenamiento. Esto se debe a que las baterías estudiadas son de baja capacidad y no representan una variable importante a considerar al largo plazo.

¹ Por sus siglas en ingles *Stochastic Dual Dynamic Programming*

5.5.2. Corto plazo

El modelo a corto plazo calcula la operación óptima del sistema, minimizando el costo de operación y de falla, sujeto a un cierto nivel de seguridad y calidad. El *software* utilizado para realizar la operación económica a corto plazo fue PCP, desarrollado por Colbún, este procedimiento se llevó a cabo según lo explicado en la Sección 4. Y considera lo siguiente:

- Evolución del sistema (matriz energética, evolución de la demanda y transmisión) mostrado anteriormente
- Resolución horaria
- Demanda de potencia y energía determinística
- Hidrología conocida
- Generación de centrales ERNC determinística
- Mantenimientos programados (generación y transmisión)
- Número de horas de encendido de centrales térmicas
- Reservas, para mantener la seguridad del sistema

Como resultado de la simulación, se obtiene la operación de todo tipo de centrales, incluidas las baterías. Además, se obtienen los flujos por las líneas de transmisión y los costos de operación total del sistema.

A continuación se muestran los casos simulados para los distintos modelos de negocios propuestos para las baterías:

Caso base

Inicialmente se simula el escenario definido en conjunto con Colbún, el cual considera los consumos, generación y transmisión descritos anteriormente. Con el fin de observar el comportamiento del SEN sin el uso de las tecnologías de almacenamiento. Las simulaciones se inician con distintas hidrologías (húmeda, normal y seca) las cuales van cambiando a medida que cambia el año hidrológico (cada primero de abril) tal como lo muestra la Figura 5.4. En la Sección de Anexos A.1 se encuentran las fechas y las hidrologías correspondientes para los casos simulados.

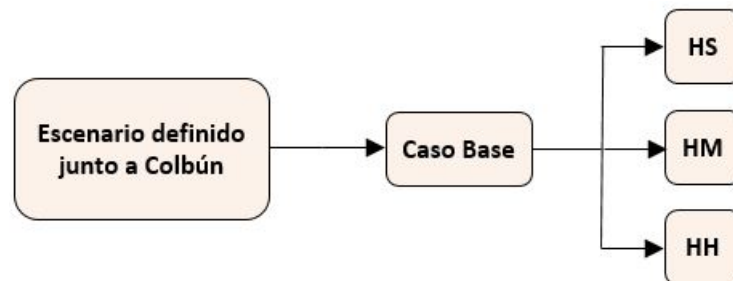


Figura 5.4: Simulaciones realizadas para el caso base (cambio en las hidrologías utilizadas)

Retraso de transmisión

Para la validación del modelo de baterías actuando como retraso de inversión el líneas de transmisión se utilizaron dos casos descritos a continuación:

- **Caso retraso de transmisión para circuito 2x500 [kV]:** La línea que se retrasa es la comprendida entre las barras Ancoa 500 y Nueva Charrua 500 [kV]. Esta línea tiene 196,5 [km] de longitud, y está conformada por 444 estructuras y sus correspondientes fundaciones, aisladores, amortiguadores, conductores, cable de guardia, malla puesta a tierra y franja de seguridad, además de la correspondiente conexión a la subestación Charrúa y subestación Ancoa. Esta línea se retrasa dos años para efectos de este trabajo, desde el 01/01/2018 hasta el 01/01/2020. La batería se conecta a la barra Ancoa 500, para que almacene energía durante las horas valles y la entregue en horas puntas y de esta forma topar la capacidad máxima de la línea en hora punta.
- **Caso retraso de transmisión para circuito 2x220 [kV]:** Para este caso se escogió la línea que conecta las barras Pan de Azúcar 220 con la barra Punta Sierra 220 [kV]. La cual entra en operación el 01/04/2022 y se retrasa para el 01/04/2026. La batería se conecta en la barra Don Goyo 220 [kV], para aprovechar los vertimientos existentes en las zonas con mucha capacidad eólica y de esta forma prescindir de la línea.

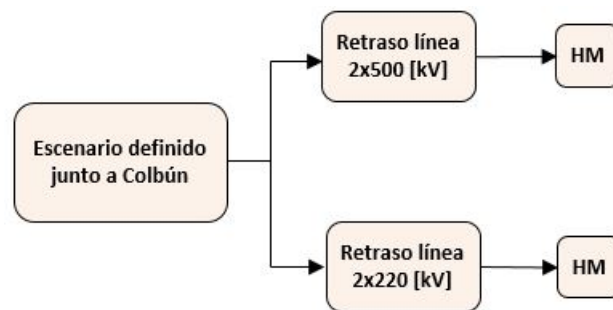


Figura 5.5: Casos analizados para el corto plazo, modelo retraso en obras de transmisión

Arbitraje de energía

Para las baterías operando como arbitraje de energía, se consideran los siguientes casos:

- **Caso 1:** Dos bancos de baterías de iguales características (20 [MW]/ 60 [MWh]). Uno de ellos instalado en la barra Diego de Almagro 220 [kV], y el segundo banco instalado en la barra Crucero 220 [kV]
- **Caso 2:** Dos bancos de baterías de iguales características (50 [MW]/ 150 [MWh]). Uno de ellos instalado en la barra Diego de Almagro 220 [kV], y el segundo banco instalado en la barra Crucero 220 [kV]

Cada uno de los casos fue evaluado con diferentes hidrologías, sin embargo, como la evaluación del proyecto se realiza durante ocho años las hidrologías cambian a cada año, por lo que inicialmente se parte con hidrología húmeda (HH), hidrología media (HM) y con hidro-

logía seca (HS) tal como se muestra en la Figura 5.6. Las hidrologías utilizadas por años, se muestran en el Anexo A.1.

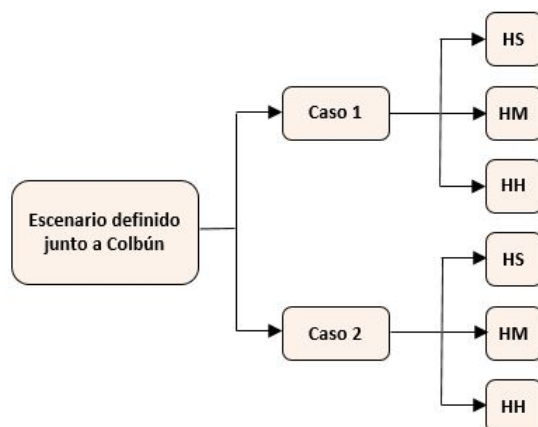


Figura 5.6: Casos analizados para el corto plazo, modelo arbitraje de energía

Reserva en giro

El caso de baterías operando como reserva en giro considera un escenario distinto al descrito anteriormente en las subsecciones 5.1, 5.2 y 5.3. Dicho escenario se encuentra profundizado en el documento “Modelos de negocio para sistema de almacenamiento ante un escenario de alta penetración ERNC” [7]. El periodo de largo plazo contempla un horizonte de seis años, desde el 2018 hasta 2024. Por otro lado, el periodo analizado para el corto plazo solo contempla el año 2021.

Las características para el almacenamiento con prestación de SS.CC se muestra a continuación:

- Sistema ubicado en barra Lagunas 220 [kV], al norte del SEN
- Capacidad de 300 [MW]/ 1.000 [MWh]
- Capacidad del sistema de almacenamiento de aportar reserva para el control secundario de frecuencia
- La eficiencia de la central es del 80 %

Al igual que en el caso anterior, se utilizan tres hidrologías para evaluar el proyecto. Tal como lo muestra la Figura 5.7.

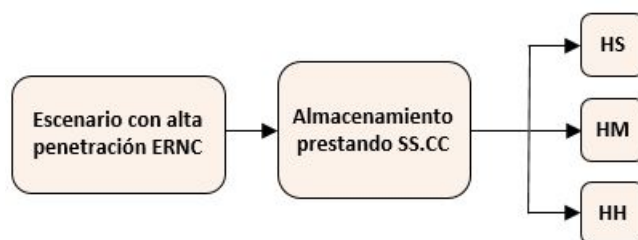


Figura 5.7: Casos analizados para el corto plazo, modelo prestación SS.CC

Capítulo 6

Resultados del trabajo

En esta sección se analizarán los resultados obtenidos de las simulaciones mencionadas en el Capítulo 5. En primer lugar se analizará el comportamiento del sistema sin ningún tipo de baterías, para ver cómo este se comporta para diferentes hidrologías. Posteriormente se analizarán los casos particulares para cada uno de los modelos de negocios de las baterías y se verán las diferencias con el caso base.

6.1. Caso Base

Evolución de costos marginales

Una señal interesante a analizar en la operación de un sistema eléctrico es el costo marginal, pues entrega información importante sobre el comportamiento del sistema. En las Figuras 6.1a, 6.1b, 6.1c y 6.1d se muestra el promedio anual de costos marginales de los años 2019, 2021, 2023 y 2025 respectivamente. Los costos marginales utilizados en los gráficos corresponden a la simulación con hidrología inicial media (HM).

Hay que tener en consideración que se utilizaron tres hidrologías iniciales (HH, HM y HS). Posteriormente las hidrologías van cambiando de acuerdo a la sucesión mostrada en la Tabla 6.1. La probabilidad de excedencia de las hidrologías mostradas se encuentran en el Anexo A.2.

Tabla 6.1: Sucesión hidrológica para los distintos estados hidrológicos de la simulación

Hidrologías	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
HH	27	28	29	30	31	32	33	34	35
HM	10	11	12	13	14	15	16	17	18
HS	48	49	50	51	52	53	54	55	56

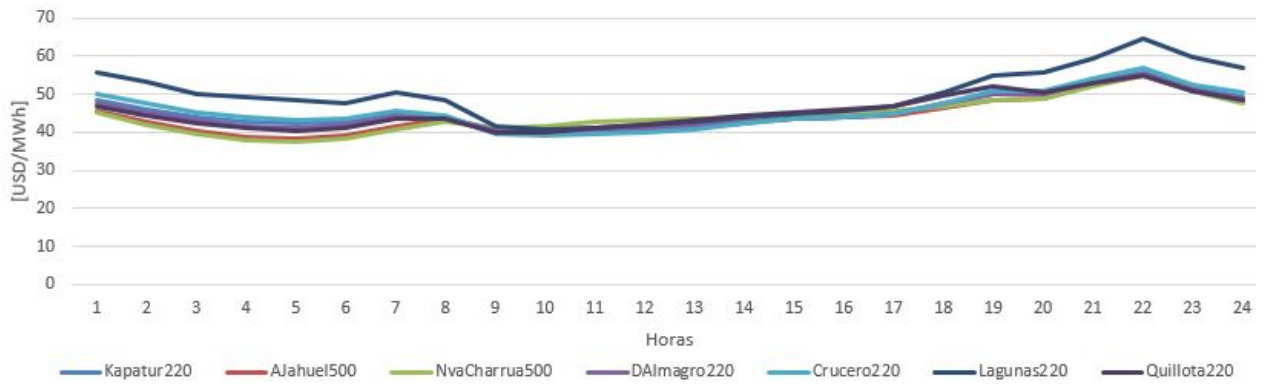
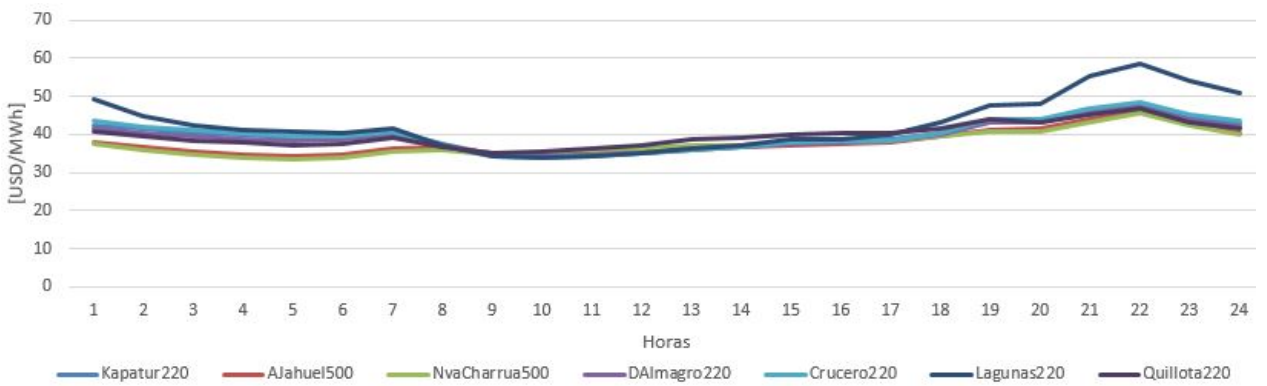
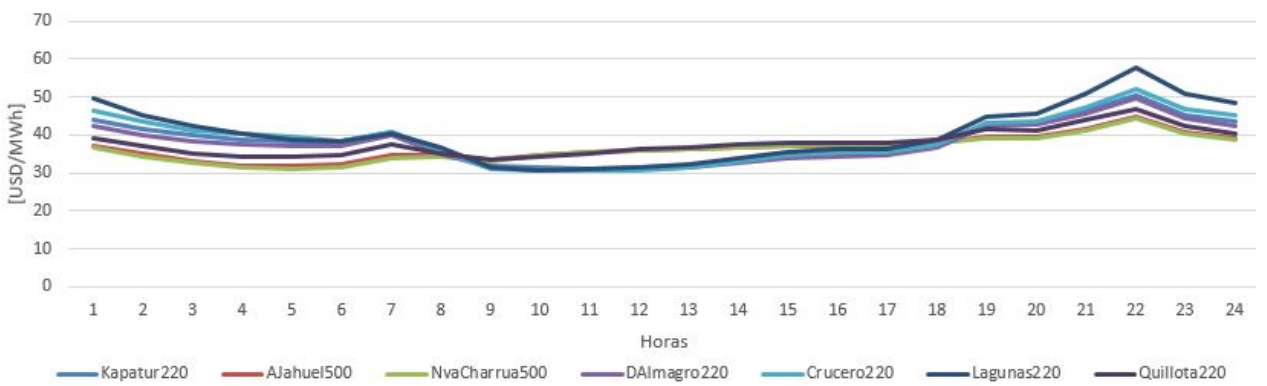
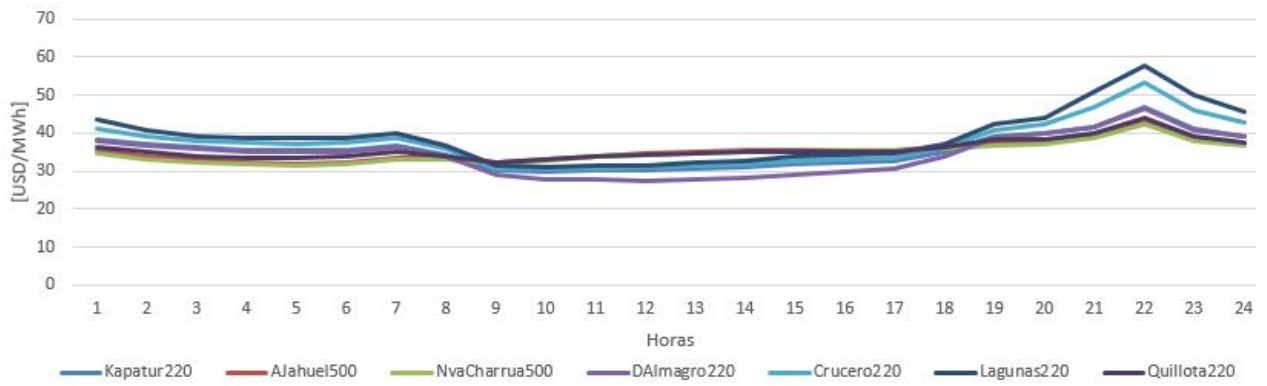


Figura 6.1: Evolución de los costos marginales, inicio hidrología media (HM)

De los gráficos anteriores se observa que los costos marginales cada vez están más acoplados en horas sol (desde las 9:00 hasta las 17:00 horas), esto se debe a que las obras de transmisión entran en servicio con el paso del tiempo. Por lo anterior, se eliminan las congestiones en las líneas anteriormente saturadas. Una de las obras que más favorece este “acople” es el proyecto que interconecta el norte chico con el circuito de 2x500 [kV] y la interconexión SIC-SING. Ambos proyectos proporcionan un circuito de 2x500 [kV] que inicia en la barra Los Changos 500 [kV] y finaliza en la barra Polpaico 500 [kV], aprovechando al máximo todo el potencial eólico y solar de la zona norte del país.

Como es posible observar, la barra Lagunas 220 [kV] presenta costos marginales más alto que la mayoría de las barras. Este aumento se debe a que las pérdidas asociadas a las líneas del SING son considerables, por lo que generar 1 [MW] extra en la barra implicaría generar más de 1 [MW] en la barra que esté realmente marginando, ya que tendría que compensar las pérdidas en las líneas.

El fenómeno anterior se observa en las horas sombras, debido a que durante el día la demanda es abastecida con centrales renovables con costos variables muy bajos o nulos. Además el SING posee una gran cantidad de centrales ERNC que abastecen a la demanda durante el día e incluso (en algunos días) exportan energía hacia el SIC. Sin embargo durante la noche, la mayor parte de energía que se consume no es generada localmente, sino que se genera en barras alejadas a las de consumo y debido a la gran resistencia que presentan las líneas de transmisión en el SING, el costo marginal aumenta.

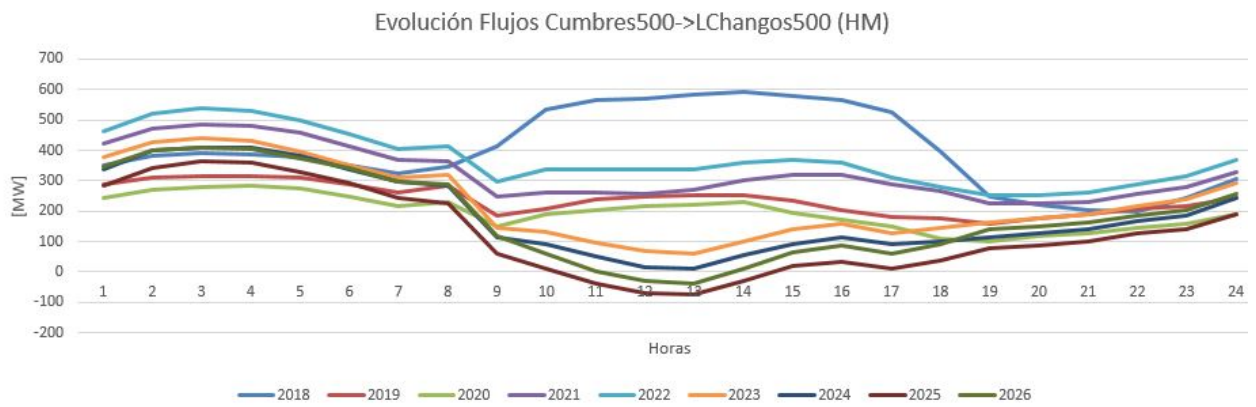
Otra observación importante que se puede extraer de los costos marginales, es la dependencia hidrológica que presenta el sistema chileno. De todos los años mostrados en la Figura 6.1, el año más húmedo corresponde al 2021¹ y el más seco al 2025². Esto se traduce en que el 2021 los costos marginales promedios fueron los más bajos (para las barras de las zonas sur, puesto que en esta fecha aún no se entraban en servicios algunos proyectos de transmisión) los cuales no superan los 40 [USD/MWh] exceptuando las horas puntas, los cuales llegan a los 45 [USD/MWh] promedio. En cambio, para el 2025 los costos marginales superan los 40 [USD/MWh] en la mayor parte del día, llegando a un *peak* de 59 [USD/MWh] en las horas punta.

Evolución de flujos interconexión

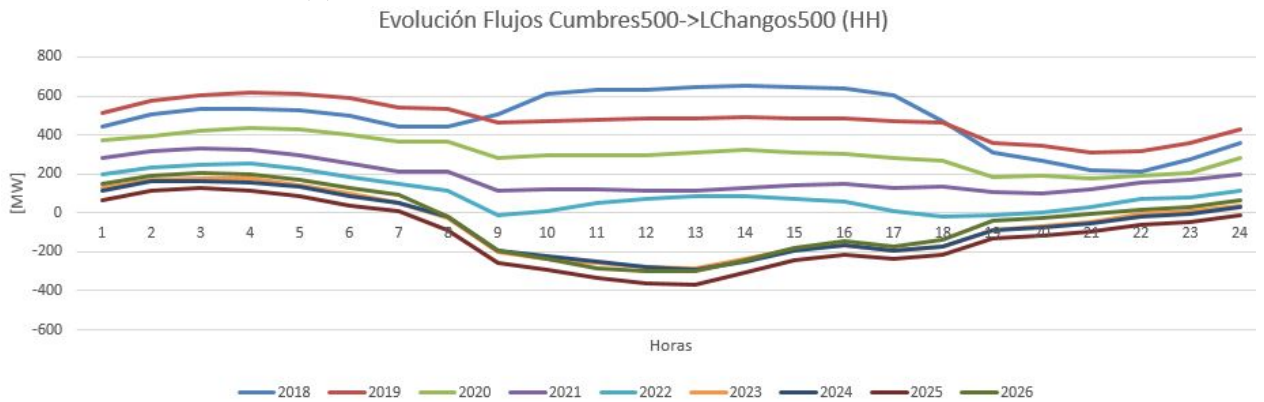
Posteriormente se analizan los flujos que transcurren entre las barras Cumbres 500 [kV] y Los Changos 500 [kV], la línea que conecta ambas barras posee una capacidad de 1.500 [MW]. La Figura 6.2 muestra la evolución de los flujos que pasan por la interconexión. En esta ocasión se muestran los tres casos simulados, de manera que la Figura 6.2a, 6.2b y 6.2c representan los flujos para los casos con HM, HH y HS respectivamente.

¹ Con una probabilidad de excedencia de 00.00 %

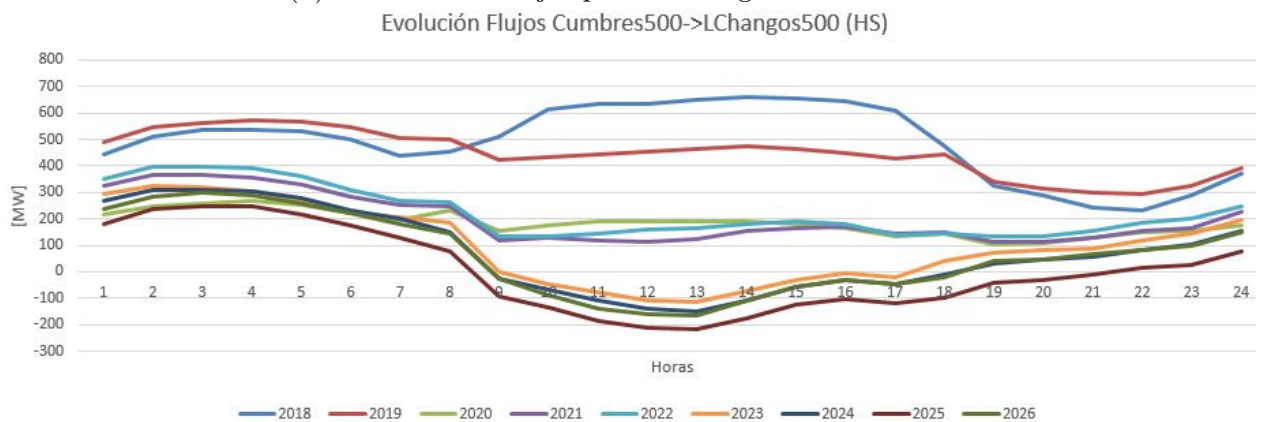
² Con una probabilidad de excedencia de 70.91 %



(a) Promedio de flujos para hidrología inicial media



(b) Promedio de flujos para hidrología inicial húmeda



(c) Promedio de flujos para hidrología inicial seca

Figura 6.2: Evolución de los flujos de la interconexión para los distintos casos

De los tres gráficos anteriores es posible observar que, para cualquier caso, los flujos son en su mayoría unidireccionales (desde el SIC al SING) durante los primeros 5 años. La disminución de los flujos se debe a dos razones fundamentales. En primer lugar la generación ERNC inicialmente se encuentra en el norte del SIC y en los primeros años es llevada al SING, sin embargo, a medida pasan los años las centrales ERNC del SING van entrando en operación y se genera producción de energía local, por lo que el flujo desde el SIC disminuye.

En segundo lugar se encuentra la ampliación de 1.500 [MW] a 3.000 [MW] del circuito

Cardones-Polpaico en 500 [kV], en consecuencia al modificar los parámetros de la línea se observa un brusco cambio en los flujos a partir del 2023, lo cual coincide con la ampliación de la línea mencionada.

Sin perjuicio de lo anterior, la tendencia en todos los años es a exportar energía desde el SIC hacia el SING en horas sombra. Esto se debe a que las centrales en el SIC tienen costos variables más baratos que las centrales del SING (las cuales son principalmente carboneras y diésel). Este fenómeno avala lo explicado anteriormente para los costos marginales de Lagunas 220 [kV] mostrados en la Figura 6.1.

Zona Diego de Almagro y Crucero

Dada la gran cantidad de generación ERNC existentes cerca de estas dos barras y a la poca capacidad del sistema de transmisión actual para evacuar dicha energía. Estas zonas resultan ser bastantes llamativas para incorporar algún tipo de tecnología de almacenamiento. Puesto que existe una gran diferencia de costos marginales durante un mismo día.

Actualmente, gracias al exceso de generación ERNC y la baja capacidad de transmisión en la zona, en momentos determinados del día los costos marginales llegan a ser cero en estas barras. Esto se explica principalmente por el desacople que existe con las otras barras del sistema (debido al tope en la transmisión) y a que el costo variable de una central ERNC es cero. Es por estas dos razones que en ocasiones es necesario “verter viento o sol”. Lo que quiere decir que la generación solar y/o eólica no está siendo aprovechada.

A continuación las Tablas 6.2 y 6.3 muestra la cantidad de veces que estas barras alcanzan un costo marginal igual a cero. Lo que implica que se está desaprovechando los recursos renovables. La idea de esta tabla es compararla posteriormente con los mismos casos, pero con sistemas de almacenamiento incorporados.

Tabla 6.2: Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Diego de Almagro

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
HH	800	293	150	13	0	0	0	0	0
HM	674	223	76	61	61	55	22	9	9
HS	857	219	49	37	7	0	21	0	0

Tabla 6.3: Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Crucero

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
HH	702	137	89	1	0	0	0	0	0
HM	547	177	22	59	41	37	13	9	4
HS	693	112	25	35	7	0	12	0	0

6.2. Baterías para retrasar obras de transmisión

A continuación se muestra la comparación de la operación del sistema para el caso sin batería (caso base) y para el caso cuando la batería retrasa la obra de transmisión especificada. En particular se mostraran los flujos y la operación de la batería en fechas específicas. Los casos analizados son los descritos en el Capítulo 5, en el subcapítulo de “Retraso de transmisión”.

Línea Pan de Azúcar - Punta Sierra 2x220 [kV]

La zona de Pan de Azúcar está en similares condiciones que Diego de Almagro, por su gran potencial ERNC y su poca capacidad de transmisión. Tal como se muestra en la Figura 6.3 el circuito que conecta Pan de Azúcar y Nogales es de baja capacidad³, por lo que se propone construir un circuito que conecte Pan de Azúcar con Punta Sierra y Nogales [22]. Dicho circuito entraría en operación el 01/04/2022 según lo estimado por el área de desarrollo de Colbún.

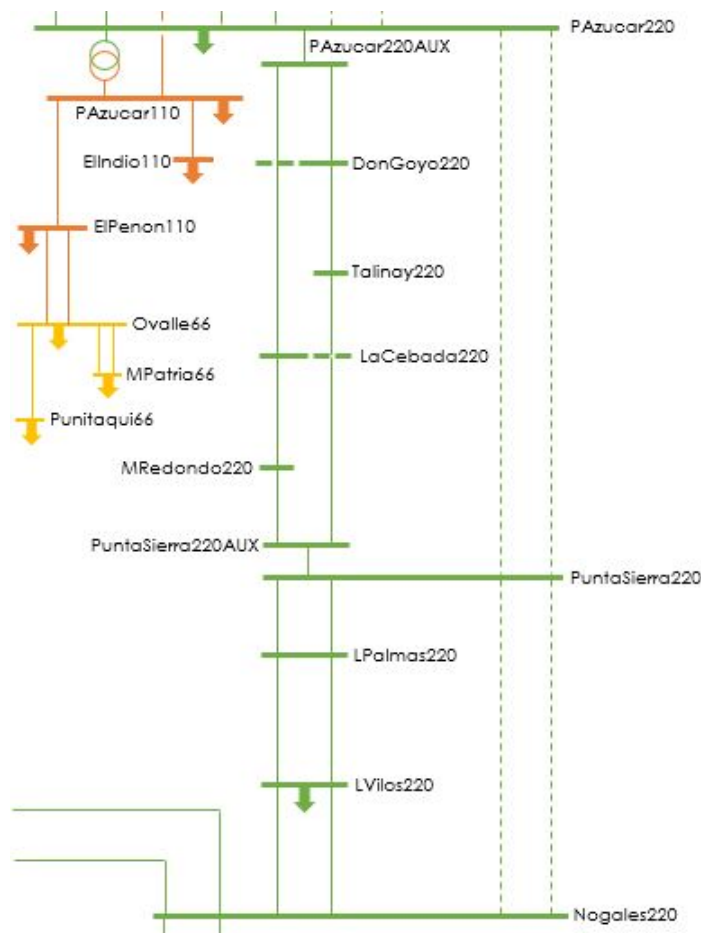


Figura 6.3: Unilineal zona Pan de Azúcar

³ En la Figura se muestran barras auxiliares, las cuales tienen la finalidad de resumir el flujo que entra o sale hacia las zonas de congestión

Para estudiar el comportamiento de los flujos en esta zona, se observa la evolución de las siguientes líneas; PAzucar 220AUX - Pazucar220; PuntaSierra220 - PuntaSierra220AUX y PAzucar220 - PuntaSierra220. De esta forma se monitorean todos los flujos que entran/salen de esta zona, además de qué tanto se utiliza la línea nueva.

La Figura 6.4 muestra los flujos por las líneas anteriormente mencionadas para el caso base (sin retraso de transmisión). Para el 01/09/2025 hasta 07/09/2025.



Figura 6.4: Flujos de líneas en zona Pan de Azucar, para caso base

Como es posible observar los flujos en horas de sol son unidireccionales, y van desde el norte hacia el sur. En el caso de las horas sombras, la energía fluye hacia el norte y hacia el sur por las líneas PAzucar220AUX->PAzucar220 y PuntaSierra220->PuntaSierra220AUX respectivamente. Esto se debe a que la zona entre Punta sierra y Pan de Azúcar posee gran potencial eólico y durante el día el centro de carga está en la zona centro, por consiguiente los flujos van hacia el sur, en cambio durante la noche la demanda está tanto en el centro como en el norte de la zona, por lo que la energía eólica se reparte.

Con respecto al flujo de la línea a retrasar, se observa que su comportamiento es similar al de la línea PAzucar220AUX->PAzucar220. No obstante, lo importante a notar es que la línea es poco utilizada, pues se utiliza menos del 50% de su capacidad (para un máximo de 224 [MW]), es por esta razón que se detecto un potencial para retrasarla.

A continuación la Figura 6.5 muestra los flujos para la misma semana, pero sin la línea PAzucar220 - PuntaSierra220, pues fue retrasada.



Figura 6.5: Flujos de líneas en zona Pan de Azucar, para retraso en obra de transmisión

Del gráfico anterior se observa que la línea PAzucar220AUX->PAzucar220 se utilizan mucho más que en el caso base, incluso llegando a utilizarla un 100 % más que para el caso base. En cambio en la línea PuntaSierra220->PuntaSierra220AUX existe una una disminución del 90 % en algunos casos (para las horas de sol). Esto se debe a que en este escenario la batería está cargándose durante el día y por consiguiente ya no hay flujo hacia el sur y el norte.

La operación de la batería conectada en la barra DonGoyo 220 [kV] se muestra en la Figura 6.6. Cabe mencionar que la batería posee 100[MW]/800[MWh], dicho tamaño fue diseñado para cubrir los flujos proyectados por la línea a reemplazar.

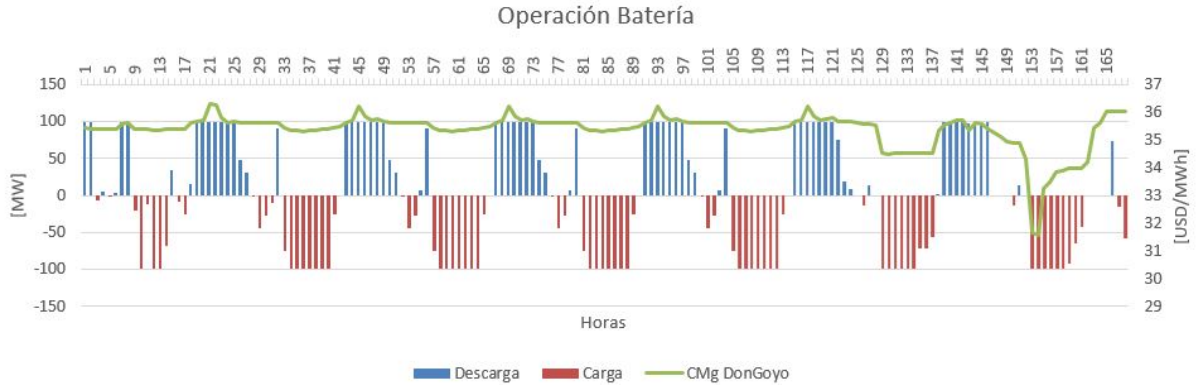


Figura 6.6: Operación de batería para retraso de línea PAzucar220 - PuntaSierra220

Se observa que la batería opera de forma correcta para el retraso de la obra de transmisión, pues se carga en horas de baja demanda y alta generación ERNC. Y se descarga en horas de demanda punta.

Línea Charrúa - Ancoa 2x500 [kV]

El segundo caso a evaluar para el modelo de negocio de retraso de transmisión es la línea Charrúa - Ancoa en 500 [kV]. Esta línea se retrasa por dos años debido a la congestión que posee a corto plazo. La batería que se conecta a la barra Ancoa, es de 300 [MW]/1.200 [MWh], por lo que puede estar entregando energía durante 4 horas a potencia nominal.

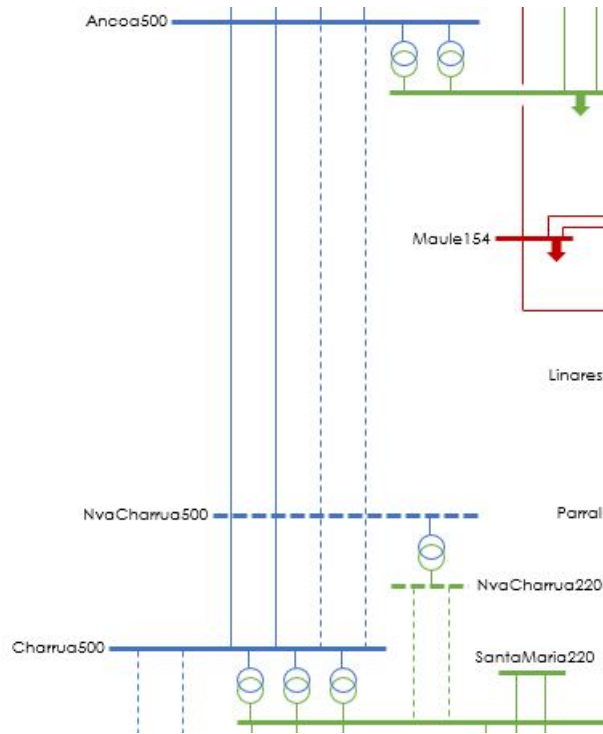


Figura 6.7: Unilineal zona Charrúa

La Figura 6.8 muestran los flujos para la línea sin la batería. En esta es posible observar que la línea no se ocupa a capacidad máxima, incluso se ocupa al 62.5% de su capacidad en hora punta, no obstante si la expansión no se hubiese realizado habría un déficit en hora punta de 300 a 400 [MW].



Figura 6.8: Flujos línea Charrúa - Ancoa, sin retraso de transmisión

Para poder retrasar la obra de transmisión dos años se conecta la batería a la barra Ancoa, de esta manera el déficit es entregado por la batería en hora punta. La Figura 6.9 muestra la comparación de flujos para los casos con y sin baterías. Es importante recordar que en el caso sin batería la capacidad máxima de la línea es 1.600 [MW]. En adición la Figura 6.10 muestra la operación de la batería.



Figura 6.9: Comparación flujos línea Charrúa - Ancoa, para caso base y con retraso

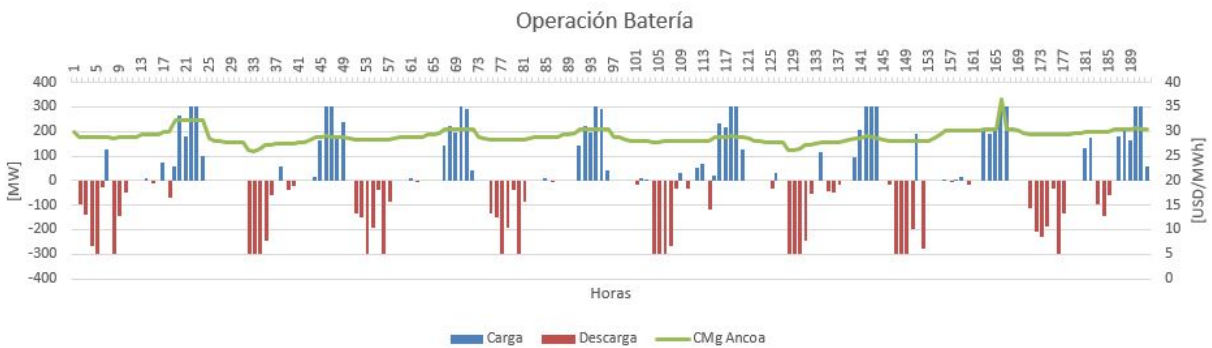


Figura 6.10: Operación de la batería en barra Ancoa, retraso obra de transmisión

De los gráficos anteriores es posible observar que para el caso base (sin retraso en la transmisión) los flujos en las líneas son menores en las horas valle. Esta situación cambia en el caso cuando se conecta la batería, puesto que se nota un aumento en el flujo en casi todo momento del día. En conclusión, al utilizar la batería, la línea se estaría ocupando de mejor manera.

Con respecto a la batería, esta se comporta de buena manera. Se carga en las horas valle y se descarga en horas punta. Este comportamiento favorece a que los flujos por la línea aumenten en las horas valles y por consiguiente la línea se utilice de mejor manera.

En vista de los beneficios que entrega la batería y el ahorro en dinero que puede significar en el retraso de la transmisión, se estudió la opción de retrasar por aún más la línea. Sin embargo, gracias al rápido crecimiento de la demanda en la zona central (por su densidad de población) hace inviable el retraso por un periodo más largo (considerando la misma batería), puesto que puede significar un escenario bastante inseguro para el sistema.

Evaluación económica

Para la evaluación económica se consideran los precios para las líneas⁴ mostrados en Tabla 6.4 y las baterías instaladas (Tabla 6.5) [3].

Tabla 6.4: Precios de inversión considerados para las líneas a postergar

	MMUSD
Línea 220 [kV]	\$48
Línea 500 [kV]	\$188

Tabla 6.5: Precios de inversión considerado para las baterías

Año de Inversión	Precio [USD/kWh]
2018	450
2021	350

Para ambos casos se hizo el supuesto de que la batería cumpliría la misma función (retrasar la transmisión) varias veces, con el fin de cumplir su tiempo de vida (16 años aproximadamente). Reemplazando obras de transmisión con similares características a las utilizadas anteriormente. Para el caso de la línea de 220 [kV] como la batería retrasa en 5 años línea, la batería se utilizó 2 veces más. Para el caso de la línea de 500 [kV], la batería retrasa solamente en 3 años al proyecto, por lo que el modelo se replicó 5 veces.

A continuación en la Tabla 6.6 se muestran las baterías utilizadas para los distintos casos.

Tabla 6.6: Cualidades de baterías utilizadas en los casos de retraso de transmisión

Casos	MW	MWh	Tecnología
Tx 220 [kV]	100	800	Ion Litio
Tx 500 [kV]	300	1,200	Ion Litio

Para realizar la valorización del retraso de la línea de transmisión se utilizó una tasa de retorno propuesta por la Subgerencia de Desarrollo de Energías Renovables, correspondiente al 7%. Esta tasa, en conjunto con los valores mostrados en las tablas anteriores son reemplazados en la ecuación 3.7. Dando como resultado la diferencia de valores entre los dos proyectos (con y sin retraso de transmisión). Los resultados para el caso de la línea de 220 [kV] se muestran en la Tabla 6.7, y para la línea de 500 [kV] se muestran en la Tabla 6.8.

⁴ Línea de 220: Pan de Azucar - Punta Sierra, Línea de 500: Charrúa - Ancoa

Tabla 6.7: Resultados para el modelo de negocio retraso de transmisión, línea de 220 [kV]

Caso línea 220 [kV]	
Precio línea [MMUSD]	48
Batería	100 [MW]/800 [MWh]
Precio batería [USD/kWh]	350
Inversión Batería [MMUSD]	280
Retraso	5 Años
Δ VAN Proyecto [MMUSD]	-203.58
Precio batería rentable [USD/kWh]	38

Tabla 6.8: Resultados para el modelo de negocio retraso de transmisión, línea de 500 [kV]

Caso línea 500 [kV]	
Precio línea [MMUSD]	188
Batería	300 [MW]/1200 [MWh]
Precio batería [USD/kWh]	450
Inversión Batería [MMUSD]	540
Retraso	3 Años
Δ VAN Proyecto [MMUSD]	-420.14
Precio batería rentable [USD/kWh]	99.8

De ambas tablas se concluye que las baterías utilizadas para el retraso en obras de transmisión no son rentables. Esto se debe a la gran capacidad que deben tener las baterías para esta aplicación, además sumado a los altos costos de inversión no hacen al proyecto rentable. Para el caso de la línea de 220 [kV] se observan unas pérdidas de 203.58 [MMUSD], por el otro lado, la línea de 500 [kV] se observan pérdidas de 420.14 [MMUSD].

En las mismas tablas se muestra el precio que debiesen tener las baterías para que el proyecto sea rentable. Si bien es cierto el proyecto que más pérdidas genera es para las líneas de 500 [kV], sin embargo el precio que debiesen tener las baterías para que el proyecto sea rentable es mucho mayor que el del proyecto para la línea de 220 [kV]. Esto se debe a la gran capacidad de la batería que se necesita, por lo tanto el costo de inversión de la batería repercute en mayor manera al proyecto de mayor capacidad.

6.3. Baterías operando con arbitraje de precios

Batería de 20 [MW]/60 [MWh] ubicada en Diego de Almagro y Crucero

Como se mencionó en el Capítulo 5 las baterías operan de manera coordinada y tienen un costo variable igual a cero, por lo que el Coordinador las opera de tal forma que la operación sea al menor costo. En las Figuras 6.11 y 6.12 es posible observar cómo opera la batería conectada a la barra Diego de Almagro.

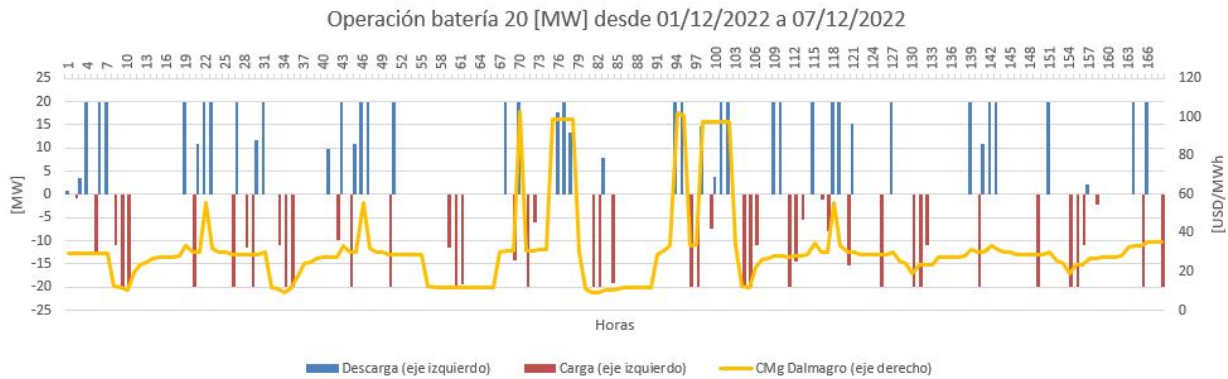


Figura 6.11: Operación semanal para batería de 20 [MW] en Diego de Almagro

El gráfico anterior es posible notar que el comportamiento de la batería responde de manera correcta a las señales de precio. Es decir, que efectivamente realiza una compra/venta favorable, pues compra cuando el costo marginal está bajo y vende cuando este va en alza. No obstante, no es posible determinar si la operación es rentable para todo el periodo de vida de esta. Más adelante se muestra la evaluación económica para todo el periodo de vida de la batería.

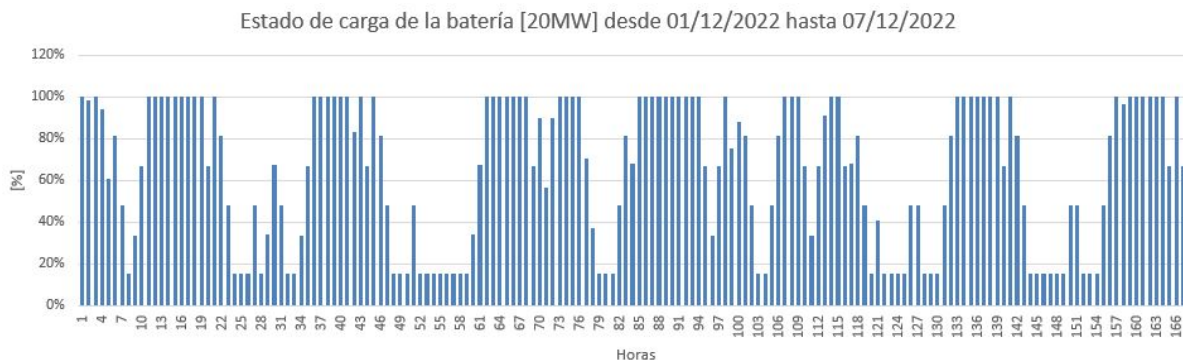


Figura 6.12: Estado de carga para batería de 20 [MW] en Diego de Almagro

Otro punto importante a mencionar del la Figura 6.12 es la cantidad de ciclos de vida que posee la batería modelada. Si bien es cierto, las baterías de ion litio poseen entre unos 10.000 ciclos de carga y descarga. En esta oportunidad se escogió una batería de aproximadamente

3.500 ciclos de de carga y descarga, además de un SOC⁵ mínimo de 15 %.

Tal como indica la Figura 6.12, en una semana la batería tiene entre 8 y 10 ciclos de carga y descarga. Y considerando años de 48 semanas, un horizonte de simulación de ocho años (equivalente a 384 semanas) y un promedio de 9 ciclos semanales, dan como resultado 3.456 ciclos a término de la simulación.

Con respecto al efecto que tiene la batería sobre los costos marginales en las barras que fueron instaladas, se realiza un conteo de veces que durante el año, los CMg llegan a cero. En las Tablas 6.9 y 6.10 es posible observar la cantidad de veces que las barras Diego de Almagro y Crucero marcaron costos marginales nulos durante el horizonte de simulación.

Tabla 6.9: Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Diego de Almagro, con batería de 20 [MW] incorporada

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
HH	773	271	192	13	0	0	0	0	0
HM	593	109	52	57	55	45	17	5	8
HS	757	192	45	33	7	0	15	6	0

Tabla 6.10: Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Crucero, con batería de 20 [MW] incorporada

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
HH	682	125	92	1	0	0	0	0	0
HM	478	27	9	56	39	34	9	5	2
HS	600	95	23	33	7	0	7	5	0

Es posible ver una disminución importante en la cantidad de veces en que los costos marginales marcan cero durante toda la simulación. De la Tabla 6.2 es posible contar la cantidad total de veces que los costos marginales alcanzaron el valor mínimo, llegando al valor de 3.636 veces⁶ en cambio para el escenario con batería de 20 [MW] este número desciende a 3.245. Por lo que se obtiene una disminución del 11 % solamente utilizando baterías.

Para el caso de la barra Crucero el porcentaje de disminución es mayor, alcanzando el 14 %. Pues tiene una baja desde los 2.722 hasta los 2.329. Estas bajas se traducen a que el vertimiento de recursos renovables durante las horas de congestión disminuyan, ayudando al sistema a operar de una forma más económica.

Batería de 50 [MW]/150 [MWh] ubicada en Diego de Almagro y Crucero

Con respecto a la operación de las baterías de 50 [MW], en la Figura 6.13 y 6.14 es posible observar que se comportan de manera similar a las de 20 [MW]. Por lo que la duración en

⁵ Por sus siglas en inglés *State of Charge*

⁶ Contando todas las simulaciones (HH, HM y HC)

términos de tiempo de vida es similar y su operación económica también es favorable.

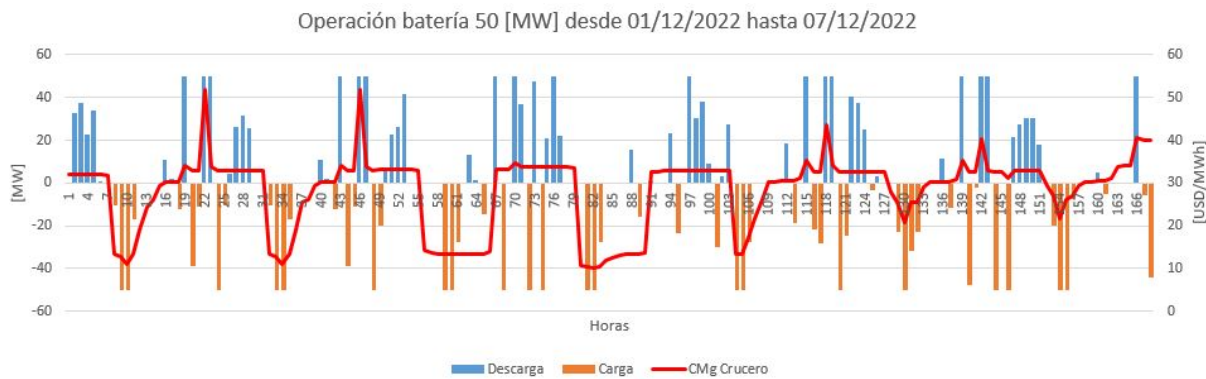


Figura 6.13: Operación semanal para batería de 50 [MW] en Crucero

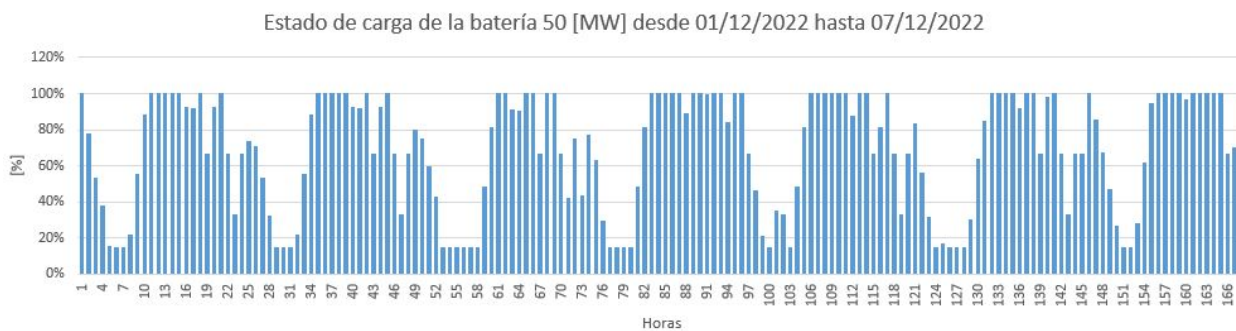


Figura 6.14: Estado de carga para batería de 50 [MW] en Crucero

Las Tablas 6.11 y 6.13 muestran la cantidad de ocasiones en que las barras Diego de Almagro y Crucero alcanzan costos marginales iguales a cero durante todos los casos simulados con baterías de 50 [MW] incorporadas.

Tabla 6.11: Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Diego de Almagro, con batería de 50 [MW] incorporada

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
HH	702	236	165	11	0	0	0	0	0
HM	505	104	65	47	41	32	16	5	2
HS	715	165	42	29	6	0	14	4	0

Tabla 6.12: Número de veces al año en que los costos marginales llegan a cero en la barra Crucero, con batería de 50 [MW] incorporada

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
HH	587	109	61	0	0	0	0	0	0
HM	429	22	18	44	31	16	9	5	1
HS	543	80	18	27	6	0	4	3	0

Para el caso de la batería conectada a la barra Diego de Almagro se observa una disminución de los 3.636 hasta los 2.906, lo cual corresponde a un 20 %. Para el caso de la barra crucero, el efecto de la batería de 50 [MW] bajo las veces en alcanzar costos iguales a cero desde los 2.722 hasta los 2.013, representando un 26 %. Es fácil notar que el porcentaje aumentó con respecto a las baterías conectadas de 20 [MW], esto se debe a que al ser una batería con mayor capacidad es posible almacenar mucha más energía que pudo ser vertida. No obstante, el crecimiento no es lineal con respecto a la capacidad de la batería.

Evaluación económica

Finalmente en las Tablas 6.13 y 6.14 se muestran las ganancias obtenidas por la compra y venta de energía durante todo el periodo de simulación⁷. La Tabla 6.13 contiene las ganancias para las baterías de 20 [MW], y la Tabla 6.14 para las baterías de 50 [MW].

Es importante destacar que los valores que aparecen son a valor presente, considerando una tasa de retorno igual que para el caso del retraso de la transmisión, es decir, de un 7 %. Por lo que el total de ganancias que aparece en el costado inferior de las tablas son las ganancias totales por compra y venta de energía para todo el horizonte de simulación, traído a valor presente.

Tabla 6.13: Ganancias por el concepto de compra y venta de energía para las baterías de 20 [MW], en USD

UDS	Diego de Almagro			Crucero		
Año	HH	HM	HS	HH	HM	HS
2018	1,162,176	1,007,108	1,140,088	1,114,984	945,414	1,092,576
2019	438,148	375,655	461,274	526,734	441,100	553,904
2020	406,169	381,602	292,439	516,183	418,966	346,758
2021	211,284	364,451	281,011	279,484	421,539	370,212
2022	296,679	299,892	277,811	292,093	309,640	288,279
2023	183,595	200,664	192,493	198,217	221,148	217,010
2024	237,413	214,003	185,508	253,507	238,588	218,441
2025	250,754	229,408	219,313	264,490	247,438	240,894
2026	208,777	185,318	166,673	232,894	216,002	200,547
2027	167,095	212,577	198,761	186,291	224,221	205,222
2028	157,986	121,550	170,621	208,135	131,231	182,188
2029	144,501	144,501	145,379	168,427	168,427	191,526
2030	133,745	112,467	165,638	176,200	123,948	174,712
2031	109,967	159,537	139,376	132,317	184,527	150,330
2032	122,156	130,978	112,427	130,437	135,236	131,042
Total	4,230,446	4,139,712	4,148,812	4,680,392	4,427,425	4,563,642

⁷ En negro se encuentran los años simulados. En gris se repiten las ganancias obtenidas en los últimos años, con el fin de evaluar todo el ciclo de vida de la batería (15 años)

Tabla 6.14: Ganancias por el concepto de compra y venta de energía para las baterías de 50 [MW], en USD

UDS	Diego de Almagro			Crucero		
Año	HH	HM	HS	HH	HM	HS
2018	2,539,801	2,131,945	2,491,531	2,420,631	1,974,676	2,371,983
2019	1,032,078	860,791	1,086,553	1,198,026	985,558	1,259,823
2020	911,021	846,067	655,928	1,136,161	953,196	763,243
2021	468,560	695,575	623,193	573,997	788,641	760,332
2022	665,886	684,763	623,537	649,173	704,048	640,697
2023	424,155	465,235	444,712	447,734	506,345	490,183
2024	553,031	478,445	432,124	576,604	527,903	496,848
2025	593,939	520,601	519,467	613,768	553,999	559,011
2026	479,451	413,556	382,759	531,693	482,752	457,846
2027	381,810	510,969	470,277	421,278	528,027	483,521
2028	368,264	291,216	409,311	449,303	307,405	426,758
2029	329,912	329,912	341,524	385,113	385,113	416,680
2030	316,707	274,702	407,551	386,402	298,976	421,157
2031	262,565	327,785	331,249	314,073	371,642	352,500
2032	302,653	322,503	263,044	315,554	331,586	307,056
Total	9,629,834	9,154,065	9,482,758	10,419,510	9,699,868	10,207,639

De acuerdo con las proyecciones de precios para las baterías de ion litio mostrados en la Figura 2.20. El 2018 las baterías tendrían un precio aproximado de 450 [USD/kWh], por lo que para efectos de este trabajo se evalúa la rentabilidad del proyecto utilizando dicho precio.

Las Tablas 6.15 y 6.16 muestran un resumen del modelo de negocio por arbitraje de energía. En ambas se muestran las inversiones, los mínimos valores recaudados por la compra y venta de energía, y el valor de inversión que debiesen tener las baterías para que el proyecto sea rentable (considerando el mínimo valor recaudado), entre otras.

Tabla 6.15: Evaluación económica para el modelo de negocio arbitraje de energía, batería de 20 [MW]

	Diego de Almagro	Crucero
Potencia [MW]	20	
Capacidad [MWh]	60	
Precio [USD/kWh]	450	
Inversión [MMUSD]	27	
Mín Recaudado [MMUSD]	4.14	4.43
VAN [MMUSD]	-22.73	-22.43
Precio Rentable [USD/kWh]	71	76

Tabla 6.16: Evaluación económica para el modelo de negocio arbitraje de energía, batería de 50 [MW]

	Diego de Almagro	Crucero
Potencia [MW]	50	
Capacidad [MWh]	150	
Precio [USD/kWh]	450	
Inversión [MMUSD]	67.5	
Mín Recaudado [MMUSD]	9.15	9.70
VAN [MMUSD]	-58.35	-57.8
Precio Rentable [USD/kWh]	61	64

De ambas tablas es posible notar que la batería tiene un mejor desempeño como arbitraje para la barra Crucero que para la barra Diego de Almagro, esto se debe a que en la noche el costo marginal en las barras del SING alcanza un mayor precio que en las barras del SIC (como se muestra en la Figura 6.1). Por otro lado se observa que la batería de 20 [MW] obtiene porcentualmente más ganancias que la de 50 [MW], por consiguiente el precio rentable es mayor.

La baja rentabilidad por compra y venta de energía se debe principalmente al acople existente en los costos marginales y por ende a la baja diferencia entre horas punta y valle. Si los costos marginales se comportasen como los del año 2018, las ganancias por arbitraje energético serían mucho mayor.

En la subsección 6.4 se muestran los resultados obtenidos al implementar reserva en giro en el modelo de arbitraje de precios. Y se calculan las ganancias obtenidas por ambos servicios.

6.4. Baterías prestando servicios complementarios

Como se mencionó en la Sección 5, el ESS que opera con prestación de SS.CC contempla un escenario distinto al del presente documento⁸. No obstante, se analizará el margen extra que el sistema de almacenamiento puede obtener al prestar un servicio complementario, como lo es el control secundario de frecuencia. Es importante recordar, que el modelo contempla la actual remuneración por este servicio [19], especificada en el Anexo B.

Previo a referirse al margen extra obtenido por el sistema de almacenamiento, es necesario observar cuales son las unidades que efectivamente prestan reserva en giro⁹ en el SING, recordando que el ESS está ubicado en la barra Laguna 220. La Figura 6.15 muestra e caso en donde el ESS no presta reserva en giro, en cambio la Figura 6.16 muestra el caso en dónde este si las presta.

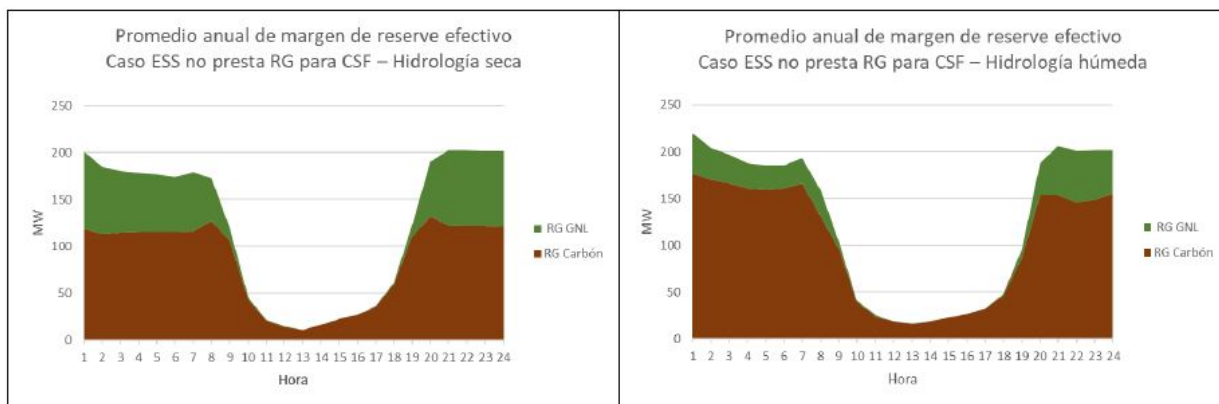


Figura 6.15: Gestión de la reserva para hidrología seca y húmeda, cuando el ESS no presta servicio de reserva en giro. Fuente [7]

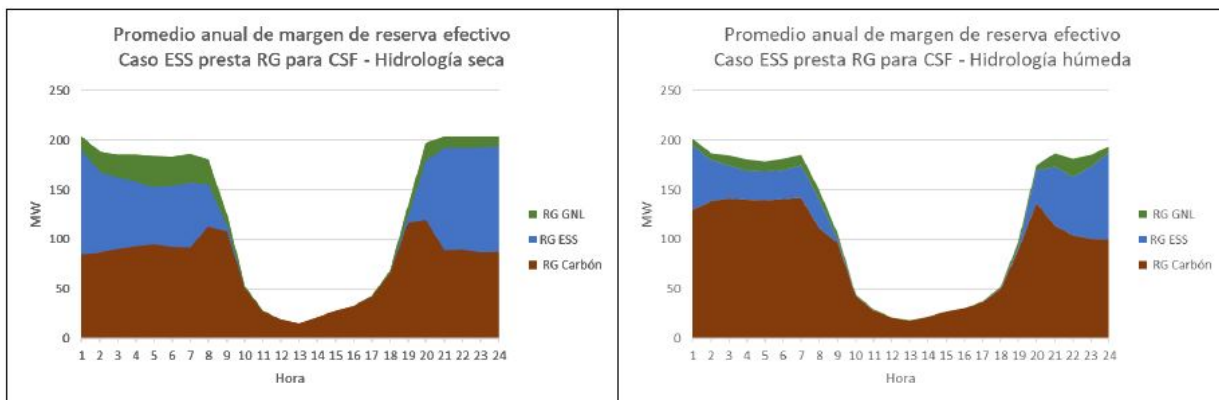


Figura 6.16: Gestión de la reserva para hidrología seca y húmeda, cuando el ESS presta servicio de reserva en giro. Fuente [7]

⁸Los resultados fueron obtenidos de [7]

⁹La reserva considera solo la aportada por unidades que tengan costos variables inferiores al costo marginal del sistema, quedando fuera las reservas aportadas por centrales operando a mínimo técnico

De las figuras anteriores, se observa una disminución de la reserva efectiva en horarios de sol, dado que las reservas son aportadas por centrales a carbón a mínimo técnico. Con respecto al almacenamiento, se observa una activa participación en las reservas del sistema, desplazando reserva de carbón y GNL en las horas de punta. Además, se nota un aumento en el aporte de reservas por parte del almacenamiento en hidrologías secas, debido al mayor valor de la energía almacenada [7].

La operación del sistema de almacenamiento se muestra en la Figura 6.17.

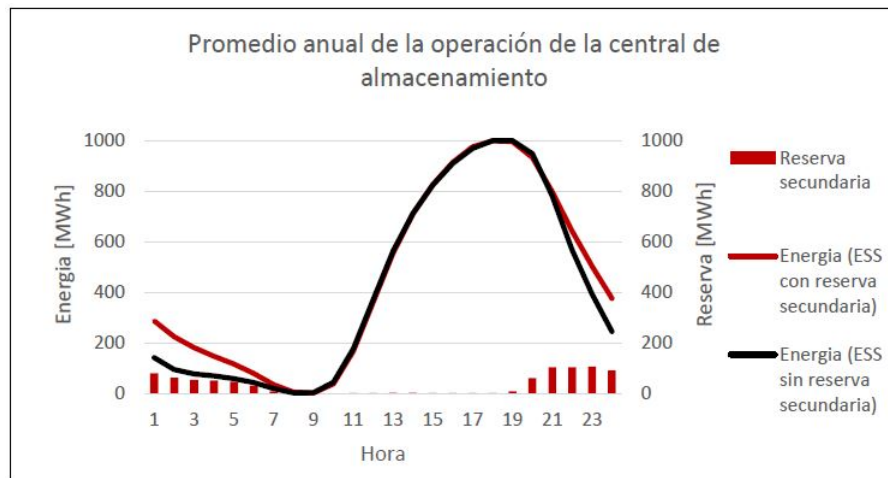


Figura 6.17: Promedio anual de la operación del ESS, con y sin prestación del SS.CC. Fuente [7]

Finalmente, se comparan los ingresos percibidos con el ESS operando sin prestación de reserva en giro y operando con esta. Ambos ingresos para distintas hidrologías, se muestran en la Figura 6.18.

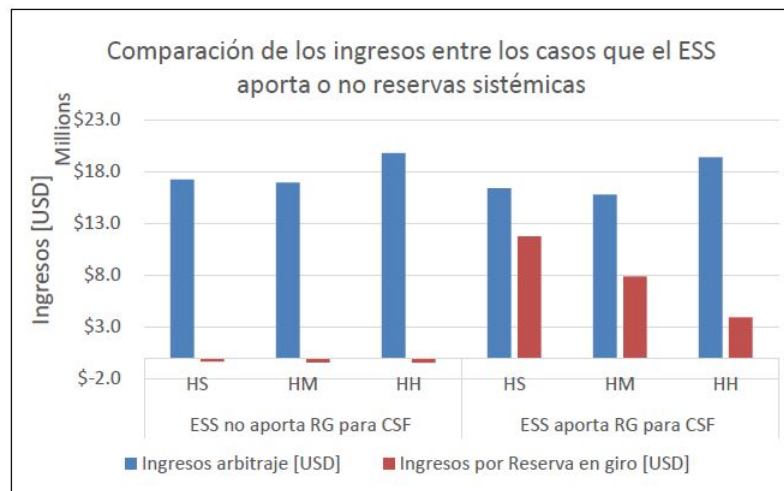


Figura 6.18: Ingresos percibidos por el sistema de almacenamiento bajo el actual reglamento de SS.CC y sin estos. Fuente [7]

De los resultados anteriores se observa que al operar con SS.CC, la central disminuye los ingresos por arbitraje de energía, sin embargo, puede aumentar considerablemente los ingresos por prestación de reserva en giro (dependiendo de la hidrología). Aumentando en un 63 % la ganancia en una hidrología seca. Los balances y porcentajes de ganancias extra se muestran en las Tablas 6.17 y 6.18.

Tabla 6.17: Ingresos percibidos en el año 2021, en USD, por el ESS prestando reserva en giro y no prestando el servicio

Caso	Hidrología	Ingreso por arbitraje	Ingreso por SS.CC	Total
Sin Reserva en giro	HS	\$17,224,374	\$0	\$17,224,374
	HM	\$16,932,237	\$0	\$16,932,237
	HH	\$19,788,498	\$0	\$19,788,498
Con Reserva en giro	HS	\$16,380,716	\$11,742,023	\$28,122,739
	HM	\$15,772,230	\$7,855,850	\$23,628,080
	HH	\$19,369,697	\$3,086,760	\$22,456,457

Tabla 6.18: Comparación porcentual entre los ingresos de ambos modelos de negocios

Hidrología	Δ Arbitraje	Δ %	Δ Total	Δ %
HS	↓ \$ 843,658	↓ 5 %	↑ \$ 10,898,365	↑ 63 %
HM	↓ \$ 1,160,007	↓ 6 %	↑ \$ 6,695,843	↑ 40 %
HH	↓ \$ 418,801	↓ 3 %	↑ \$ 2,667,959	↑ 13 %

Evaluación económica

Para el caso en que la batería prestara servicios complementarios, se realiza una evaluación distinta a los anteriores casos. Debido a que la simulación realizada por el autor en [7] es solo del año 2021, es imposible obtener la rentabilidad del proyecto en todo su ciclo de vida. Por lo que se procedió a anualizar la inversión de la batería, de esta manera se puede comprar la cuota que se debe pagar con los ingresos percibidos en el año en cuestión.

En la Tabla 6.19 se muestra la evaluación económica del modelo de negocios, la cual considera el ingreso mínimo de la Tabla 6.17 traído a valor presente (con una tasa del 7 %). Además considera una inversión de 450 [MMUSD], la cual contempla un precio de 450 [USD/kWh]. La anualidad del pago se especifica en el Anexo C.

Tabla 6.19: Evaluación económica para el modelo de negocio de reserva en giro

MMUSD	Batería 300[MW]/ 1000[MWh]
Inversión	450
Min Recaudado	18.33
Anualidad	47.64
VAN	-29.31

Como es posible ver en la tabla anterior, el proyecto no alcanza a cubrir la anualidad de este, por lo que resulta inviable. El costo que debiesen tener las baterías para el el proyecto fuese rentable, es de 173 [USD/kWh], bajo este precio el proyecto resulta rentable.

Capítulo 7

Conclusiones

A continuación se dan a entender las conclusiones, análisis y comentarios sobre el trabajo realizado. Revisando desde el estado del arte de las baterías hasta la evaluación de los modelos de negocios propuestos.

Dentro de los objetivos planteados en este trabajo, se encuentran las experiencias internacionales sobre el tratamiento de este tipo de tecnologías a la integración de los sistemas eléctricos.

De lo cual se concluye:

- De todas las tecnologías de almacenamiento, las centrales de bombeo son las preferidas. Sin embargo, dentro del mundo de las baterías las de ion litio son las que sobrepasan por creces a las otras tecnologías (en términos de capacidad instalada). Esto se debe principalmente a la gran versatilidad y a su gran densidad energética. Lo que la hace la candidata favorita para el “boom” de los autos eléctricos.
- Se reconoce la importancia de que las políticas de energías renovables se encuentren alineadas con las tecnologías de almacenamiento. No obstante, se recomienda una aterrizada implementación de éstas, entendiendo el actual desarrollo y a los altos costos de inversión.
- De todos los sistemas independientes analizados. En ningún caso se tratan a las baterías como un generador y un consumo. Sino que en la mayoría de los casos se reconocen como tecnologías de poca capacidad y de alta respuesta, las cuales pueden prestar servicios de balance energético y de rampa.

Con respecto a la regulación nacional se concluye:

- A pesar de que actualmente la LGSE si reconoce a los sistemas de almacenamiento, a nivel nacional existe una escasa regulación frente a estas tecnologías.
- Con respecto al nuevo reglamento de servicios complementarios. Se plantea un método de subasta para cada servicio complementario, los cuales serán requeridos por el coordinador año a año. Sin embargo, tomando en consideración los resultados obtenidos en el presente trabajo, el precio ofertado para prestar algún tipo de SS.CC con una batería de

ion litio debiese ser muy elevado para que el proyecto sea rentable. Y en consecuencia, si se escoge la subasta a menor costo por el servicio, las baterías quedarían fuera de este proceso.

Otro objetivo propuesto para este trabajo, es identificar los servicios complementarios que los sistemas de almacenamiento pueden prestar. Con respecto a este punto se concluye que:

- Como se vio durante el estado del arte de este trabajo, los sistemas de almacenamiento pueden prestar muchos servicios auxiliares, como; recorte de horas punta, aumentar/-disminuir velocidad de rampa, gestión energética, retraso en obras de transmisión y generación, entre muchas otras. Para cada propuesta existen tecnologías que son más adecuadas para un determinado servicio a ofrecer, no obstante, los altos costos de inversión y la poca (pero creciente) regulación hacen que hoy en día, los sistemas de almacenamiento solo sean ocupados para cuando realmente son necesarios y no exista una masificación de estas tecnologías.
- Como modelos interesantes para implementar en Chile se propuso un modelo de arbitraje de precios, para aprovechar las diferencias en los costos marginales en las barras del norte del país. Un modelo para retrasar las obras de transmisión, el cual podría llegar a ser rentable si los costos en la transmisión decrecen a futuro. Y finalmente, el tercer modelo propuesto es el de prestar reserva en giro al sistema, cuando este lo requiera.

Con respecto al modelo híbrido desarrollado para este trabajo, es posible decir que:

- Si bien es cierto es el primer modelo que combina la operación a largo y corto plazo utilizando PLP y PCP, los resultados obtenidos son bastante satisfactorios. En términos de costos marginales, se observa que para el futuro estos serán cada vez más uniformes.
- En términos de transmisión, para los circuitos que se encuentran en el SIC se observó que existe una buena planificación a nivel nacional, ya que según el estudio realizado, para el 2022 las líneas ya no presentan congestiones. Con respecto a las líneas del SING, si bien es cierto el comportamiento de los flujos es correcto, se observó que en las barras del norte (Como por ejemplo Lagunas 220 [kV]) existe una pequeña alza en las horas sombra, esto se debe a que las líneas presentan componentes resistivas muy altas.
- En términos de generación, es muy difícil pronosticar la evolución de la matriz energética a un largo plazo. Ya que depende continuamente de incentivos del estado y del comportamiento del mercado para las distintas tecnologías. No obstante, para este trabajo se consideraron proyecciones conservadoras en términos de crecimiento ERNC.

Finalmente se concluye con el aporte y el balance económico para las propuestas efectuadas en el trabajo, en términos de modelos de negocios:

- Debido al bajo tamaño de las baterías implementadas no se observa un cambio significativo en el sistema.
- Sin embargo, para el modelo de arbitraje de precios se observa una disminución considerable en las veces que los costos marginales llegan a cero. Esto beneficia a que exista menos cantidad de recursos renovables vertidos, ayudando al sistema para operar a un costo menor y beneficiando al sistema de almacenamiento, pues generalmente cuando

existen vertimientos los costos marginales tienden a disminuir.

- En términos de evaluación económica los números no son muy alentadores. Solo considerando arbitraje de energía, los ingresos percibidos no alcanzan a pagar el 14 % de la inversión inicial. Esto se debe principalmente a un acople significativo en los costos marginales proyectados al futuro y al altos costos de inversión que tienen las tecnologías de almacenamiento.
- Para el modelo de prestación de servicios complementarios, se observa que las ganancias obtenidas pueden crecer hasta un 63 % con respecto al arbitraje de precios (en el mejor de los casos), sin embargo, tampoco se alcanza a cubrir el 50 % de los gastos anualizados.
- Como se observó para todos los modelos de negocios, la rentabilidad de las baterías no da positiva. Por lo que requiere agregar todos los servicios disponibles y co-optimizarlos. Por lo que se propone como trabajo futuro [24].

Bibliografía

- [1] X. Luo, W. Jihong, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potencial in power system operation,” Scienci Direct, 2015.
- [2] NATALY XIMENA MONTEZUMA SANTACRUZ, “PROBLEMA DE PREDESPA-CHO DE UNIDADES CON REPRESENTACIÓN DE ALMACENAMIENTO A BASE DE BATERÍAS ,” Diciembre 2014.
- [3] R. Jiang and Y. Sekine, “ERCOT Battery Storage Economics: A Story for next Decade,” *Bloomberg New Energy Finance*, p. 7, mayo 2017.
- [4] R. Moreno, R. Ferreira, L. Barroso, H. Rudnick, and E. Pereira, “Opening the door to energy storage,” *Power and Energy Magazine*, Septiembre 2017.
- [5] L. Goldie-Scot, “Company Profiles: Global Battery Vendors 2017,” *Bloomberg New Energy Finance*, Marzo 2017.
- [6] L. Goldie-Scot, “2017 Storage Solutions Providers,” *Bloomberg New Energy Finance*, Abril 2017.
- [7] Sebastián Morris, “MODELOS DE NEGOCIO PARA SISTEMAS DE ALMACENA-MIENTO ANTE UN ESCENARIO DE ALTA PENETRACIÓN ERNC,” Octubre 2017.
- [8] Comisión Nacional de Energía, “Reporte mensual ERNC,” Agosto 2017.
- [9] Comisión Nacional de Energía, “Programa de obras de generación y transmisión del sistema interconectado central y del sistema interconectado del norte grande,” Agosto 2016.
- [10] J. Eyer and C. Garth, “Energy storage fot the electricity grid benefits and market potencial assessment guide,” 2010.
- [11] Benjamín Mac-Clure, “DIMENSIONAMIENTO Y LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE SIS-TEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN,” Diciembre 2014.
- [12] Department of Eenergy, “Doe global energy storage database,” 2016.

- [13] D Rastler, “Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Cost and Benefits,” 2010.
- [14] Bloomberg New Energy Finance 2016.
- [15] Energy UK, “Ancillary services report 2017,” Abril 2017.
- [16] AEMO, “GUIDE TO ANCILLARY SERVICES IN THE NATIONAL ELECTRICITY MARKET,” Abril 2015.
- [17] David Linden and Thomas B., “Handbook of batteries,” pp. 1070–1200, 2014.
- [18] Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, “Ley general de servicios eléctricos,” Febrero 2007.
- [19] Ministerio de Energía, “Decreto 130,” Diciembre 2012.
- [20] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,” Enero 2016.
- [21] Comisión Nacional de Energía, “Informe preliminar de previsión de demanda 2016-2036,” Diciembre 2016.
- [22] Coordinador Eléctrico Nacional, “Propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional 2017,” Enero 2017.
- [23] CDEC SING, “Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el SEN en el año 2021,” Diciembre 2016.
- [24] R. Moreno, R. Moreira, and G. Strbac, “A MILP Model for Optimiaing Multi-Service Porfolios of Distributed Energy Storage,” pp. 554–566, Enero 2015.

Anexo A

Datos de la simulación operacional

A.1. Fechas e hidrologías

Tabla A.1: Fechas e hidrologías utilizadas en la simulación

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_1	01/01/2018	7	07/01/2018	26	9	47
sem_2	08/01/2018	8	15/01/2018	26	9	47
sem_3	16/01/2018	8	23/01/2018	26	9	47
sem_4	24/01/2018	8	31/01/2018	26	9	47
sem_5	01/02/2018	7	07/02/2018	26	9	47
sem_6	08/02/2018	7	14/02/2018	26	9	47
sem_7	15/02/2018	7	21/02/2018	26	9	47
sem_8	22/02/2018	7	28/02/2018	26	9	47
sem_9	01/03/2018	7	07/03/2018	26	9	47
sem_10	08/03/2018	8	15/03/2018	26	9	47
sem_11	16/03/2018	8	23/03/2018	26	9	47
sem_12	24/03/2018	8	31/03/2018	26	9	47
sem_13	01/04/2018	7	07/04/2018	27	10	48
sem_14	08/04/2018	8	15/04/2018	27	10	48
sem_15	16/04/2018	7	22/04/2018	27	10	48
sem_16	23/04/2018	8	30/04/2018	27	10	48
sem_17	01/05/2018	7	07/05/2018	27	10	48
sem_18	08/05/2018	8	15/05/2018	27	10	48
sem_19	16/05/2018	8	23/05/2018	27	10	48
sem_20	24/05/2018	8	31/05/2018	27	10	48
sem_21	01/06/2018	7	07/06/2018	27	10	48
sem_22	08/06/2018	8	15/06/2018	27	10	48
sem_23	16/06/2018	7	22/06/2018	27	10	48
sem_24	23/06/2018	8	30/06/2018	27	10	48
sem_25	01/07/2018	7	07/07/2018	27	10	48

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_26	08/07/2018	8	15/07/2018	27	10	48
sem_27	16/07/2018	8	23/07/2018	27	10	48
sem_28	24/07/2018	8	31/07/2018	27	10	48
sem_29	01/08/2018	7	07/08/2018	27	10	48
sem_30	08/08/2018	8	15/08/2018	27	10	48
sem_31	16/08/2018	8	23/08/2018	27	10	48
sem_32	24/08/2018	8	31/08/2018	27	10	48
sem_33	01/09/2018	7	07/09/2018	27	10	48
sem_34	08/09/2018	8	15/09/2018	27	10	48
sem_35	16/09/2018	7	22/09/2018	27	10	48
sem_36	23/09/2018	8	30/09/2018	27	10	48
sem_37	01/10/2018	7	07/10/2018	27	10	48
sem_38	08/10/2018	8	15/10/2018	27	10	48
sem_39	16/10/2018	8	23/10/2018	27	10	48
sem_40	24/10/2018	8	31/10/2018	27	10	48
sem_41	01/11/2018	7	07/11/2018	27	10	48
sem_42	08/11/2018	8	15/11/2018	27	10	48
sem_43	16/11/2018	7	22/11/2018	27	10	48
sem_44	23/11/2018	8	30/11/2018	27	10	48
sem_45	01/12/2018	7	07/12/2018	27	10	48
sem_46	08/12/2018	8	15/12/2018	27	10	48
sem_47	16/12/2018	8	23/12/2018	27	10	48
sem_48	24/12/2018	8	31/12/2018	27	10	48
sem_49	01/01/2019	7	07/01/2019	27	10	48
sem_50	08/01/2019	8	15/01/2019	27	10	48
sem_51	16/01/2019	8	23/01/2019	27	10	48
sem_52	24/01/2019	8	31/01/2019	27	10	48
sem_53	01/02/2019	7	07/02/2019	27	10	48
sem_54	08/02/2019	7	14/02/2019	27	10	48
sem_55	15/02/2019	7	21/02/2019	27	10	48
sem_56	22/02/2019	7	28/02/2019	27	10	48
sem_57	01/03/2019	7	07/03/2019	27	10	48
sem_58	08/03/2019	8	15/03/2019	27	10	48
sem_59	16/03/2019	8	23/03/2019	27	10	48
sem_60	24/03/2019	8	31/03/2019	27	10	48
sem_61	01/04/2019	7	07/04/2019	28	11	49
sem_62	08/04/2019	8	15/04/2019	28	11	49
sem_63	16/04/2019	7	22/04/2019	28	11	49
sem_64	23/04/2019	8	30/04/2019	28	11	49
sem_65	01/05/2019	7	07/05/2019	28	11	49
sem_66	08/05/2019	8	15/05/2019	28	11	49
sem_67	16/05/2019	8	23/05/2019	28	11	49
sem_68	24/05/2019	8	31/05/2019	28	11	49
sem_69	01/06/2019	7	07/06/2019	28	11	49
sem_70	08/06/2019	8	15/06/2019	28	11	49

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_71	16/06/2019	7	22/06/2019	28	11	49
sem_72	23/06/2019	8	30/06/2019	28	11	49
sem_73	01/07/2019	7	07/07/2019	28	11	49
sem_74	08/07/2019	8	15/07/2019	28	11	49
sem_75	16/07/2019	8	23/07/2019	28	11	49
sem_76	24/07/2019	8	31/07/2019	28	11	49
sem_77	01/08/2019	7	07/08/2019	28	11	49
sem_78	08/08/2019	8	15/08/2019	28	11	49
sem_79	16/08/2019	8	23/08/2019	28	11	49
sem_80	24/08/2019	8	31/08/2019	28	11	49
sem_81	01/09/2019	7	07/09/2019	28	11	49
sem_82	08/09/2019	8	15/09/2019	28	11	49
sem_83	16/09/2019	7	22/09/2019	28	11	49
sem_84	23/09/2019	8	30/09/2019	28	11	49
sem_85	01/10/2019	7	07/10/2019	28	11	49
sem_86	08/10/2019	8	15/10/2019	28	11	49
sem_87	16/10/2019	8	23/10/2019	28	11	49
sem_88	24/10/2019	8	31/10/2019	28	11	49
sem_89	01/11/2019	7	07/11/2019	28	11	49
sem_90	08/11/2019	8	15/11/2019	28	11	49
sem_91	16/11/2019	7	22/11/2019	28	11	49
sem_92	23/11/2019	8	30/11/2019	28	11	49
sem_93	01/12/2019	7	07/12/2019	28	11	49
sem_94	08/12/2019	8	15/12/2019	28	11	49
sem_95	16/12/2019	8	23/12/2019	28	11	49
sem_96	24/12/2019	8	31/12/2019	28	11	49
sem_97	01/01/2020	7	07/01/2020	28	11	49
sem_98	08/01/2020	8	15/01/2020	28	11	49
sem_99	16/01/2020	8	23/01/2020	28	11	49
sem_100	24/01/2020	8	31/01/2020	28	11	49
sem_101	01/02/2020	7	07/02/2020	28	11	49
sem_102	08/02/2020	7	14/02/2020	28	11	49
sem_103	15/02/2020	7	21/02/2020	28	11	49
sem_104	22/02/2020	8	29/02/2020	28	11	49
sem_105	01/03/2020	7	07/03/2020	28	11	49
sem_106	08/03/2020	8	15/03/2020	28	11	49
sem_107	16/03/2020	8	23/03/2020	28	11	49
sem_108	24/03/2020	8	31/03/2020	28	11	49
sem_109	01/04/2020	7	07/04/2020	29	12	50
sem_110	08/04/2020	8	15/04/2020	29	12	50
sem_111	16/04/2020	7	22/04/2020	29	12	50
sem_112	23/04/2020	8	30/04/2020	29	12	50
sem_113	01/05/2020	7	07/05/2020	29	12	50
sem_114	08/05/2020	8	15/05/2020	29	12	50
sem_115	16/05/2020	8	23/05/2020	29	12	50

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_116	24/05/2020	8	31/05/2020	29	12	50
sem_117	01/06/2020	7	07/06/2020	29	12	50
sem_118	08/06/2020	8	15/06/2020	29	12	50
sem_119	16/06/2020	7	22/06/2020	29	12	50
sem_120	23/06/2020	8	30/06/2020	29	12	50
sem_121	01/07/2020	7	07/07/2020	29	12	50
sem_122	08/07/2020	8	15/07/2020	29	12	50
sem_123	16/07/2020	8	23/07/2020	29	12	50
sem_124	24/07/2020	8	31/07/2020	29	12	50
sem_125	01/08/2020	7	07/08/2020	29	12	50
sem_126	08/08/2020	8	15/08/2020	29	12	50
sem_127	16/08/2020	8	23/08/2020	29	12	50
sem_128	24/08/2020	8	31/08/2020	29	12	50
sem_129	01/09/2020	7	07/09/2020	29	12	50
sem_130	08/09/2020	8	15/09/2020	29	12	50
sem_131	16/09/2020	7	22/09/2020	29	12	50
sem_132	23/09/2020	8	30/09/2020	29	12	50
sem_133	01/10/2020	7	07/10/2020	29	12	50
sem_134	08/10/2020	8	15/10/2020	29	12	50
sem_135	16/10/2020	8	23/10/2020	29	12	50
sem_136	24/10/2020	8	31/10/2020	29	12	50
sem_137	01/11/2020	7	07/11/2020	29	12	50
sem_138	08/11/2020	8	15/11/2020	29	12	50
sem_139	16/11/2020	7	22/11/2020	29	12	50
sem_140	23/11/2020	8	30/11/2020	29	12	50
sem_141	01/12/2020	7	07/12/2020	29	12	50
sem_142	08/12/2020	8	15/12/2020	29	12	50
sem_143	16/12/2020	8	23/12/2020	29	12	50
sem_144	24/12/2020	8	31/12/2020	29	12	50
sem_145	01/01/2021	7	07/01/2021	29	12	50
sem_146	08/01/2021	8	15/01/2021	29	12	50
sem_147	16/01/2021	8	23/01/2021	29	12	50
sem_148	24/01/2021	8	31/01/2021	29	12	50
sem_149	01/02/2021	7	07/02/2021	29	12	50
sem_150	08/02/2021	7	14/02/2021	29	12	50
sem_151	15/02/2021	7	21/02/2021	29	12	50
sem_152	22/02/2021	7	28/02/2021	29	12	50
sem_153	01/03/2021	7	07/03/2021	29	12	50
sem_154	08/03/2021	8	15/03/2021	29	12	50
sem_155	16/03/2021	8	23/03/2021	29	12	50
sem_156	24/03/2021	8	31/03/2021	29	12	50
sem_157	01/04/2021	7	07/04/2021	30	13	51
sem_158	08/04/2021	8	15/04/2021	30	13	51
sem_159	16/04/2021	7	22/04/2021	30	13	51
sem_160	23/04/2021	8	30/04/2021	30	13	51

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_161	01/05/2021	7	07/05/2021	30	13	51
sem_162	08/05/2021	8	15/05/2021	30	13	51
sem_163	16/05/2021	8	23/05/2021	30	13	51
sem_164	24/05/2021	8	31/05/2021	30	13	51
sem_165	01/06/2021	7	07/06/2021	30	13	51
sem_166	08/06/2021	8	15/06/2021	30	13	51
sem_167	16/06/2021	7	22/06/2021	30	13	51
sem_168	23/06/2021	8	30/06/2021	30	13	51
sem_169	01/07/2021	7	07/07/2021	30	13	51
sem_170	08/07/2021	8	15/07/2021	30	13	51
sem_171	16/07/2021	8	23/07/2021	30	13	51
sem_172	24/07/2021	8	31/07/2021	30	13	51
sem_173	01/08/2021	7	07/08/2021	30	13	51
sem_174	08/08/2021	8	15/08/2021	30	13	51
sem_175	16/08/2021	8	23/08/2021	30	13	51
sem_176	24/08/2021	8	31/08/2021	30	13	51
sem_177	01/09/2021	7	07/09/2021	30	13	51
sem_178	08/09/2021	8	15/09/2021	30	13	51
sem_179	16/09/2021	7	22/09/2021	30	13	51
sem_180	23/09/2021	8	30/09/2021	30	13	51
sem_181	01/10/2021	7	07/10/2021	30	13	51
sem_182	08/10/2021	8	15/10/2021	30	13	51
sem_183	16/10/2021	8	23/10/2021	30	13	51
sem_184	24/10/2021	8	31/10/2021	30	13	51
sem_185	01/11/2021	7	07/11/2021	30	13	51
sem_186	08/11/2021	8	15/11/2021	30	13	51
sem_187	16/11/2021	7	22/11/2021	30	13	51
sem_188	23/11/2021	8	30/11/2021	30	13	51
sem_189	01/12/2021	7	07/12/2021	30	13	51
sem_190	08/12/2021	8	15/12/2021	30	13	51
sem_191	16/12/2021	8	23/12/2021	30	13	51
sem_192	24/12/2021	8	31/12/2021	30	13	51
sem_193	01/01/2022	7	07/01/2022	30	13	51
sem_194	08/01/2022	8	15/01/2022	30	13	51
sem_195	16/01/2022	8	23/01/2022	30	13	51
sem_196	24/01/2022	8	31/01/2022	30	13	51
sem_197	01/02/2022	7	07/02/2022	30	13	51
sem_198	08/02/2022	7	14/02/2022	30	13	51
sem_199	15/02/2022	7	21/02/2022	30	13	51
sem_200	22/02/2022	7	28/02/2022	30	13	51
sem_201	01/03/2022	7	07/03/2022	30	13	51
sem_202	08/03/2022	8	15/03/2022	30	13	51
sem_203	16/03/2022	8	23/03/2022	30	13	51
sem_204	24/03/2022	8	31/03/2022	30	13	51
sem_205	01/04/2022	7	07/04/2022	31	14	52

Continua en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_206	08/04/2022	8	15/04/2022	31	14	52
sem_207	16/04/2022	7	22/04/2022	31	14	52
sem_208	23/04/2022	8	30/04/2022	31	14	52
sem_209	01/05/2022	7	07/05/2022	31	14	52
sem_210	08/05/2022	8	15/05/2022	31	14	52
sem_211	16/05/2022	8	23/05/2022	31	14	52
sem_212	24/05/2022	8	31/05/2022	31	14	52
sem_213	01/06/2022	7	07/06/2022	31	14	52
sem_214	08/06/2022	8	15/06/2022	31	14	52
sem_215	16/06/2022	7	22/06/2022	31	14	52
sem_216	23/06/2022	8	30/06/2022	31	14	52
sem_217	01/07/2022	7	07/07/2022	31	14	52
sem_218	08/07/2022	8	15/07/2022	31	14	52
sem_219	16/07/2022	8	23/07/2022	31	14	52
sem_220	24/07/2022	8	31/07/2022	31	14	52
sem_221	01/08/2022	7	07/08/2022	31	14	52
sem_222	08/08/2022	8	15/08/2022	31	14	52
sem_223	16/08/2022	8	23/08/2022	31	14	52
sem_224	24/08/2022	8	31/08/2022	31	14	52
sem_225	01/09/2022	7	07/09/2022	31	14	52
sem_226	08/09/2022	8	15/09/2022	31	14	52
sem_227	16/09/2022	7	22/09/2022	31	14	52
sem_228	23/09/2022	8	30/09/2022	31	14	52
sem_229	01/10/2022	7	07/10/2022	31	14	52
sem_230	08/10/2022	8	15/10/2022	31	14	52
sem_231	16/10/2022	8	23/10/2022	31	14	52
sem_232	24/10/2022	8	31/10/2022	31	14	52
sem_233	01/11/2022	7	07/11/2022	31	14	52
sem_234	08/11/2022	8	15/11/2022	31	14	52
sem_235	16/11/2022	7	22/11/2022	31	14	52
sem_236	23/11/2022	8	30/11/2022	31	14	52
sem_237	01/12/2022	7	07/12/2022	31	14	52
sem_238	08/12/2022	8	15/12/2022	31	14	52
sem_239	16/12/2022	8	23/12/2022	31	14	52
sem_240	24/12/2022	8	31/12/2022	31	14	52
sem_241	01/01/2023	7	07/01/2023	31	14	52
sem_242	08/01/2023	8	15/01/2023	31	14	52
sem_243	16/01/2023	8	23/01/2023	31	14	52
sem_244	24/01/2023	8	31/01/2023	31	14	52
sem_245	01/02/2023	7	07/02/2023	31	14	52
sem_246	08/02/2023	7	14/02/2023	31	14	52
sem_247	15/02/2023	7	21/02/2023	31	14	52
sem_248	22/02/2023	7	28/02/2023	31	14	52
sem_249	01/03/2023	7	07/03/2023	31	14	52
sem_250	08/03/2023	8	15/03/2023	31	14	52

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_251	16/03/2023	8	23/03/2023	31	14	52
sem_252	24/03/2023	8	31/03/2023	31	14	52
sem_253	01/04/2023	7	07/04/2023	32	15	53
sem_254	08/04/2023	8	15/04/2023	32	15	53
sem_255	16/04/2023	7	22/04/2023	32	15	53
sem_256	23/04/2023	8	30/04/2023	32	15	53
sem_257	01/05/2023	7	07/05/2023	32	15	53
sem_258	08/05/2023	8	15/05/2023	32	15	53
sem_259	16/05/2023	8	23/05/2023	32	15	53
sem_260	24/05/2023	8	31/05/2023	32	15	53
sem_261	01/06/2023	7	07/06/2023	32	15	53
sem_262	08/06/2023	8	15/06/2023	32	15	53
sem_263	16/06/2023	7	22/06/2023	32	15	53
sem_264	23/06/2023	8	30/06/2023	32	15	53
sem_265	01/07/2023	7	07/07/2023	32	15	53
sem_266	08/07/2023	8	15/07/2023	32	15	53
sem_267	16/07/2023	8	23/07/2023	32	15	53
sem_268	24/07/2023	8	31/07/2023	32	15	53
sem_269	01/08/2023	7	07/08/2023	32	15	53
sem_270	08/08/2023	8	15/08/2023	32	15	53
sem_271	16/08/2023	8	23/08/2023	32	15	53
sem_272	24/08/2023	8	31/08/2023	32	15	53
sem_273	01/09/2023	7	07/09/2023	32	15	53
sem_274	08/09/2023	8	15/09/2023	32	15	53
sem_275	16/09/2023	7	22/09/2023	32	15	53
sem_276	23/09/2023	8	30/09/2023	32	15	53
sem_277	01/10/2023	7	07/10/2023	32	15	53
sem_278	08/10/2023	8	15/10/2023	32	15	53
sem_279	16/10/2023	8	23/10/2023	32	15	53
sem_280	24/10/2023	8	31/10/2023	32	15	53
sem_281	01/11/2023	7	07/11/2023	32	15	53
sem_282	08/11/2023	8	15/11/2023	32	15	53
sem_283	16/11/2023	7	22/11/2023	32	15	53
sem_284	23/11/2023	8	30/11/2023	32	15	53
sem_285	01/12/2023	7	07/12/2023	32	15	53
sem_286	08/12/2023	8	15/12/2023	32	15	53
sem_287	16/12/2023	8	23/12/2023	32	15	53
sem_288	24/12/2023	8	31/12/2023	32	15	53
sem_289	01/01/2024	7	07/01/2024	32	15	53
sem_290	08/01/2024	8	15/01/2024	32	15	53
sem_291	16/01/2024	8	23/01/2024	32	15	53
sem_292	24/01/2024	8	31/01/2024	32	15	53
sem_293	01/02/2024	7	07/02/2024	32	15	53
sem_294	08/02/2024	7	14/02/2024	32	15	53
sem_295	15/02/2024	7	21/02/2024	32	15	53

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_296	22/02/2024	8	29/02/2024	32	15	53
sem_297	01/03/2024	7	07/03/2024	32	15	53
sem_298	08/03/2024	8	15/03/2024	32	15	53
sem_299	16/03/2024	8	23/03/2024	32	15	53
sem_300	24/03/2024	8	31/03/2024	32	15	53
sem_301	01/04/2024	7	07/04/2024	33	16	54
sem_302	08/04/2024	8	15/04/2024	33	16	54
sem_303	16/04/2024	7	22/04/2024	33	16	54
sem_304	23/04/2024	8	30/04/2024	33	16	54
sem_305	01/05/2024	7	07/05/2024	33	16	54
sem_306	08/05/2024	8	15/05/2024	33	16	54
sem_307	16/05/2024	8	23/05/2024	33	16	54
sem_308	24/05/2024	8	31/05/2024	33	16	54
sem_309	01/06/2024	7	07/06/2024	33	16	54
sem_310	08/06/2024	8	15/06/2024	33	16	54
sem_311	16/06/2024	7	22/06/2024	33	16	54
sem_312	23/06/2024	8	30/06/2024	33	16	54
sem_313	01/07/2024	7	07/07/2024	33	16	54
sem_314	08/07/2024	8	15/07/2024	33	16	54
sem_315	16/07/2024	8	23/07/2024	33	16	54
sem_316	24/07/2024	8	31/07/2024	33	16	54
sem_317	01/08/2024	7	07/08/2024	33	16	54
sem_318	08/08/2024	8	15/08/2024	33	16	54
sem_319	16/08/2024	8	23/08/2024	33	16	54
sem_320	24/08/2024	8	31/08/2024	33	16	54
sem_321	01/09/2024	7	07/09/2024	33	16	54
sem_322	08/09/2024	8	15/09/2024	33	16	54
sem_323	16/09/2024	7	22/09/2024	33	16	54
sem_324	23/09/2024	8	30/09/2024	33	16	54
sem_325	01/10/2024	7	07/10/2024	33	16	54
sem_326	08/10/2024	8	15/10/2024	33	16	54
sem_327	16/10/2024	8	23/10/2024	33	16	54
sem_328	24/10/2024	8	31/10/2024	33	16	54
sem_329	01/11/2024	7	07/11/2024	33	16	54
sem_330	08/11/2024	8	15/11/2024	33	16	54
sem_331	16/11/2024	7	22/11/2024	33	16	54
sem_332	23/11/2024	8	30/11/2024	33	16	54
sem_333	01/12/2024	7	07/12/2024	33	16	54
sem_334	08/12/2024	8	15/12/2024	33	16	54
sem_335	16/12/2024	8	23/12/2024	33	16	54
sem_336	24/12/2024	8	31/12/2024	33	16	54
sem_337	01/01/2025	7	07/01/2025	33	16	54
sem_338	08/01/2025	8	15/01/2025	33	16	54
sem_339	16/01/2025	8	23/01/2025	33	16	54
sem_340	24/01/2025	8	31/01/2025	33	16	54

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_341	01/02/2025	7	07/02/2025	33	16	54
sem_342	08/02/2025	7	14/02/2025	33	16	54
sem_343	15/02/2025	7	21/02/2025	33	16	54
sem_344	22/02/2025	7	28/02/2025	33	16	54
sem_345	01/03/2025	7	07/03/2025	33	16	54
sem_346	08/03/2025	8	15/03/2025	33	16	54
sem_347	16/03/2025	8	23/03/2025	33	16	54
sem_348	24/03/2025	8	31/03/2025	33	16	54
sem_349	01/04/2025	7	07/04/2025	34	17	55
sem_350	08/04/2025	8	15/04/2025	34	17	55
sem_351	16/04/2025	7	22/04/2025	34	17	55
sem_352	23/04/2025	8	30/04/2025	34	17	55
sem_353	01/05/2025	7	07/05/2025	34	17	55
sem_354	08/05/2025	8	15/05/2025	34	17	55
sem_355	16/05/2025	8	23/05/2025	34	17	55
sem_356	24/05/2025	8	31/05/2025	34	17	55
sem_357	01/06/2025	7	07/06/2025	34	17	55
sem_358	08/06/2025	8	15/06/2025	34	17	55
sem_359	16/06/2025	7	22/06/2025	34	17	55
sem_360	23/06/2025	8	30/06/2025	34	17	55
sem_361	01/07/2025	7	07/07/2025	34	17	55
sem_362	08/07/2025	8	15/07/2025	34	17	55
sem_363	16/07/2025	8	23/07/2025	34	17	55
sem_364	24/07/2025	8	31/07/2025	34	17	55
sem_365	01/08/2025	7	07/08/2025	34	17	55
sem_366	08/08/2025	8	15/08/2025	34	17	55
sem_367	16/08/2025	8	23/08/2025	34	17	55
sem_368	24/08/2025	8	31/08/2025	34	17	55
sem_369	01/09/2025	7	07/09/2025	34	17	55
sem_370	08/09/2025	8	15/09/2025	34	17	55
sem_371	16/09/2025	7	22/09/2025	34	17	55
sem_372	23/09/2025	8	30/09/2025	34	17	55
sem_373	01/10/2025	7	07/10/2025	34	17	55
sem_374	08/10/2025	8	15/10/2025	34	17	55
sem_375	16/10/2025	8	23/10/2025	34	17	55
sem_376	24/10/2025	8	31/10/2025	34	17	55
sem_377	01/11/2025	7	07/11/2025	34	17	55
sem_378	08/11/2025	8	15/11/2025	34	17	55
sem_379	16/11/2025	7	22/11/2025	34	17	55
sem_380	23/11/2025	8	30/11/2025	34	17	55
sem_381	01/12/2025	7	07/12/2025	34	17	55
sem_382	08/12/2025	8	15/12/2025	34	17	55
sem_383	16/12/2025	8	23/12/2025	34	17	55
sem_384	24/12/2025	8	31/12/2025	34	17	55
sem_385	01/01/2026	7	07/01/2026	34	17	55

Continua en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_386	08/01/2026	8	15/01/2026	34	17	55
sem_387	16/01/2026	8	23/01/2026	34	17	55
sem_388	24/01/2026	8	31/01/2026	34	17	55
sem_389	01/02/2026	7	07/02/2026	34	17	55
sem_390	08/02/2026	7	14/02/2026	34	17	55
sem_391	15/02/2026	7	21/02/2026	34	17	55
sem_392	22/02/2026	7	28/02/2026	34	17	55
sem_393	01/03/2026	7	07/03/2026	34	17	55
sem_394	08/03/2026	8	15/03/2026	34	17	55
sem_395	16/03/2026	8	23/03/2026	34	17	55
sem_396	24/03/2026	8	31/03/2026	34	17	55
sem_397	01/04/2026	7	07/04/2026	35	18	56
sem_398	08/04/2026	8	15/04/2026	35	18	56
sem_399	16/04/2026	7	22/04/2026	35	18	56
sem_400	23/04/2026	8	30/04/2026	35	18	56
sem_401	01/05/2026	7	07/05/2026	35	18	56
sem_402	08/05/2026	8	15/05/2026	35	18	56
sem_403	16/05/2026	8	23/05/2026	35	18	56
sem_404	24/05/2026	8	31/05/2026	35	18	56
sem_405	01/06/2026	7	07/06/2026	35	18	56
sem_406	08/06/2026	8	15/06/2026	35	18	56
sem_407	16/06/2026	7	22/06/2026	35	18	56
sem_408	23/06/2026	8	30/06/2026	35	18	56
sem_409	01/07/2026	7	07/07/2026	35	18	56
sem_410	08/07/2026	8	15/07/2026	35	18	56
sem_411	16/07/2026	8	23/07/2026	35	18	56
sem_412	24/07/2026	8	31/07/2026	35	18	56
sem_413	01/08/2026	7	07/08/2026	35	18	56
sem_414	08/08/2026	8	15/08/2026	35	18	56
sem_415	16/08/2026	8	23/08/2026	35	18	56
sem_416	24/08/2026	8	31/08/2026	35	18	56
sem_417	01/09/2026	7	07/09/2026	35	18	56
sem_418	08/09/2026	8	15/09/2026	35	18	56
sem_419	16/09/2026	7	22/09/2026	35	18	56
sem_420	23/09/2026	8	30/09/2026	35	18	56
sem_421	01/10/2026	7	07/10/2026	35	18	56
sem_422	08/10/2026	8	15/10/2026	35	18	56
sem_423	16/10/2026	8	23/10/2026	35	18	56
sem_424	24/10/2026	8	31/10/2026	35	18	56
sem_425	01/11/2026	7	07/11/2026	35	18	56
sem_426	08/11/2026	8	15/11/2026	35	18	56
sem_427	16/11/2026	7	22/11/2026	35	18	56
sem_428	23/11/2026	8	30/11/2026	35	18	56
sem_429	01/12/2026	7	07/12/2026	35	18	56
sem_430	08/12/2026	8	15/12/2026	35	18	56

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_431	16/12/2026	8	23/12/2026	35	18	56
sem_432	24/12/2026	8	31/12/2026	35	18	56
sem_433	01/01/2027	7	07/01/2027	35	18	56
sem_434	08/01/2027	8	15/01/2027	35	18	56
sem_435	16/01/2027	8	23/01/2027	35	18	56
sem_436	24/01/2027	8	31/01/2027	35	18	56
sem_437	01/02/2027	7	07/02/2027	35	18	56
sem_438	08/02/2027	7	14/02/2027	35	18	56
sem_439	15/02/2027	7	21/02/2027	35	18	56
sem_440	22/02/2027	7	28/02/2027	35	18	56
sem_441	01/03/2027	7	07/03/2027	35	18	56
sem_442	08/03/2027	8	15/03/2027	35	18	56
sem_443	16/03/2027	8	23/03/2027	35	18	56
sem_444	24/03/2027	8	31/03/2027	35	18	56
sem_445	01/04/2027	7	07/04/2027	36	19	1
sem_446	08/04/2027	8	15/04/2027	36	19	1
sem_447	16/04/2027	7	22/04/2027	36	19	1
sem_448	23/04/2027	8	30/04/2027	36	19	1
sem_449	01/05/2027	7	07/05/2027	36	19	1
sem_450	08/05/2027	8	15/05/2027	36	19	1
sem_451	16/05/2027	8	23/05/2027	36	19	1
sem_452	24/05/2027	8	31/05/2027	36	19	1
sem_453	01/06/2027	7	07/06/2027	36	19	1
sem_454	08/06/2027	8	15/06/2027	36	19	1
sem_455	16/06/2027	7	22/06/2027	36	19	1
sem_456	23/06/2027	8	30/06/2027	36	19	1
sem_457	01/07/2027	7	07/07/2027	36	19	1
sem_458	08/07/2027	8	15/07/2027	36	19	1
sem_459	16/07/2027	8	23/07/2027	36	19	1
sem_460	24/07/2027	8	31/07/2027	36	19	1
sem_461	01/08/2027	7	07/08/2027	36	19	1
sem_462	08/08/2027	8	15/08/2027	36	19	1
sem_463	16/08/2027	8	23/08/2027	36	19	1
sem_464	24/08/2027	8	31/08/2027	36	19	1
sem_465	01/09/2027	7	07/09/2027	36	19	1
sem_466	08/09/2027	8	15/09/2027	36	19	1
sem_467	16/09/2027	7	22/09/2027	36	19	1
sem_468	23/09/2027	8	30/09/2027	36	19	1
sem_469	01/10/2027	7	07/10/2027	36	19	1
sem_470	08/10/2027	8	15/10/2027	36	19	1
sem_471	16/10/2027	8	23/10/2027	36	19	1
sem_472	24/10/2027	8	31/10/2027	36	19	1
sem_473	01/11/2027	7	07/11/2027	36	19	1
sem_474	08/11/2027	8	15/11/2027	36	19	1
sem_475	16/11/2027	7	22/11/2027	36	19	1

Continúa en la página siguiente.

Semana	Fecha Ini	Días	Fecha Fin	HH	HM	HS
sem_476	23/11/2027	8	30/11/2027	36	19	1
sem_477	01/12/2027	7	07/12/2027	36	19	1
sem_478	08/12/2027	8	15/12/2027	36	19	1
sem_479	16/12/2027	8	23/12/2027	36	19	1
sem_480	24/12/2027	8	31/12/2027	36	19	1
sem_481	01/01/2028	7	07/01/2028	36	19	1
sem_482	08/01/2028	8	15/01/2028	36	19	1
sem_483	16/01/2028	8	23/01/2028	36	19	1
sem_484	24/01/2028	8	31/01/2028	36	19	1
sem_485	01/02/2028	7	07/02/2028	36	19	1
sem_486	08/02/2028	7	14/02/2028	36	19	1
sem_487	15/02/2028	7	21/02/2028	36	19	1
sem_488	22/02/2028	8	29/02/2028	36	19	1
sem_489	01/03/2028	7	07/03/2028	36	19	1
sem_490	08/03/2028	8	15/03/2028	36	19	1
sem_491	16/03/2028	8	23/03/2028	36	19	1
sem_492	24/03/2028	8	31/03/2028	36	19	1

A.2. Probabilidad de excedencia de las hidrologías

Tabla A.2: Probabilidad de excedencia y años representativos de las diferentes hidrologías

Hidrología	Año	Pro. Excedencia
1	60	63.64 %
2	61	32.73 %
3	62	92.73 %
4	63	23.64 %
5	64	74.55 %
6	65	5.45 %
7	66	27.27 %
8	67	67.27 %
9	68	98.18 %
10	69	45.45 %
11	70	69.09 %
12	71	49.09 %
13	72	0.00 %
14	73	56.36 %
15	74	54.55 %
16	75	43.64 %
17	76	70.91 %
18	77	12.73 %

Continúa en la página siguiente.

Hidrología	Año	Prob. Excedencia
19	78	18.18 %
20	79	34.55 %
21	80	7.27 %
22	81	47.27 %
23	82	1.82 %
24	83	58.18 %
25	84	21.82 %
26	85	60.00 %
27	86	14.55 %
28	87	36.36 %
29	88	85.45 %
30	89	83.64 %
31	90	80.00 %
32	91	38.18 %
33	92	25.45 %
34	93	16.36 %
35	94	40.00 %
36	95	41.82 %
37	96	96.36 %
38	97	9.09 %
39	98	100.00 %
40	99	76.36 %
41	0	30.91 %
42	1	29.09 %
43	2	3.64 %
44	3	65.45 %
45	4	61.82 %
46	5	10.91 %
47	6	20.00 %
48	7	94.55 %
49	8	52.73 %
50	9	50.91 %
51	10	90.91 %
52	11	81.82 %
53	12	87.27 %
54	13	89.09 %
55	14	78.18 %
56	15	72.73 %

Anexo B

Remuneración reserva en giro

La norma técnica de servicios complementarios a los que se refiere el DS N°130 indica el método de remuneración para cada servicio. Para efectos del modelo de negocios basado en la prestación de servicios complementarios al sistema, a continuación se indica el método actualmente utilizado para remunerar la reserva en giro.

Los montos a remunerar a las empresas coordinadas se determinan según un sistema de cuotas que cada central debe aportar para cumplir con los requerimientos establecidos por el Coordinador, donde según el despacho resultante, se define si son excedentarios o deficitarios.

En caso de centrales excedentarias, el servicio es pagado por parte de todas las centrales deficitarias, cuyo valor dependerá de los costos variables de las centrales y los costos marginales horarios.

Para el cálculo de dichos ingresos/pagos, se efectúa el siguiente cálculo:

- a) Se determina el Margen de Reserva efectivo horario para las unidades generadoras que prestan el servicio de control de frecuencia, según la siguiente expresión:

$$MRE_{i,h} = PMax_{i,h} - PDesp_{i,h}$$

Donde:

$MRE_{i,h}$: Margen de Reserva Efectivo de la unidad generadora i e la hora h , expresada en [MW]

$PMax_{i,h}$: Potencia máxima neta de la unidad generadora i en la hora h , de acuerdo a lo informado por el Coordinador en el Programa Diario correspondiente o declarada al Coordinador en la operación real, expresada en [MW].

$PMax_{i,h}$: Potencia media neta efectivamente despachada para la unidad generadora i en la hora h , expresada en [MW].

El margen de reserva efectivo no considera la potencia que pudiese ser aportada por la unidad marginal del sistema, ni aquella proporcionada por las unidades que operaron a

costo variable superior al costo marginal.

- b) Se calcula el Margen horario de Reserva Total del sistema como:

$$RTot_h = \sum_{i=1}^n (MRE_{i,h})$$

Donde:

$RTot_h$: Reserva total del sistema para la hora i, expresada en [MW]
 n : Número de unidades generadoras que prestan el servicio de control de frecuencia.

- c) Para cada unidad generadora del sistema, se determina la cuota horario de reserva en giro como:

$$C_{i,h} = RTot_h \cdot \frac{(PDesp_{i,h} + MRE_{i,h})}{\sum_{j=1}^m (PDesp_{j,h} + MRE_{i,h})}$$

Donde:

$C_{i,h}$: Cuota de la unidad generadora i para la hora h, expresada en MW.
 m : Número de unidades generadoras en operación durante la hora h, excluyendo aquellas unidades que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico.

No se considerará en la determinación de la cuota a aquellas unidades de generación que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico.

- d) Tanto para las unidades generadoras que no prestaron el servicio de control de frecuencia como para aquellas que lo prestaron, se calculará el valor por reserva en giro mensual de la siguiente manera:

$$VR_i = \sum_{h=1}^{htot} (C_i - MRE_{i,h}) \times Max\{CMg_{i,h} - COP_{i,h}, 0\}$$

Donde:

VR_i : Valor por reserva en giro para la unidad generadora i, expresado en USD.
 $C_{i,h}$: Cuota de reserva en giro de la unidad generadora i en la hora h, expresado en MW.
 $CMg_{i,h}$: Costo Unitario de Operación de la unidad generadora i en la hora h, expresado en USD/MWh.
 $htot$: Total de horas del mes.

- e) Se calcula el monto mensual a remunerar por concepto de reserva en giro de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$VRp = \sum_{i=1}^{NC} \text{Max}\{VR_i, 0\}$$

$$VRn = \sum_{i=1}^{NC} \text{Min}\{VR_i, 0\}$$

$$VRr = \text{Min}\{VRp, -VRn\}$$

Donde:

VRp :Suma total de los valores por reserva en giro positivos del mes.

VRn :Suma total de los valores por reserva en giro negativos del mes.

NC :Número total de Unidades Generadoras.

- f) El monto total que debe compensar una unidad generadora en el Período de Operación, se obtiene de la siguiente expresión:

$$VRpr_i = \frac{\text{Max}\{VR_i, 0\}}{VRp} \cdot VRr$$

Donde:

$VRpr_i$: Valor que debe compensar la unidad generadora i.

- g) Finalmente, a cada unidad generadora que resulte con un valor por reserva en giro positivo en el mes, le corresponderá remunerar el monto $VRpr_i$ determinado en el literal f) que será distribuido entre todas las unidades generadoras que resulten con valores negativos por reserva en giro mensual, en la proporción en que cada una de estas últimas participe del total de los valores por reserva en giro mensual negativos del mes VRn .

$$VRnr_i = \frac{\text{Max}\{VR_i, 0\}}{VRn} \cdot VRr$$

$VRnr_i$: Remuneración de la unidad generadora i.

Anexo C

Cálculo de la anualidad

La anualidad de la inversión de una central, o batería en este caso particular, corresponde a la sucesión de pagos que se deben realizar en una cantidad de tiempo determinada y considerando una tasa de descuento. La anualidad está descrita en la Ecuación C.1, considerando:

- VI : Valor de la inversión total en el año 0, expresado en USD.
- t : Número de periodos de pagos.
- r : Tasa de descuento en cada periodo, expresada en %.
- A : Valor de la anualidad, expresada en USD.

$$A = \frac{VI \cdot r}{1 - (1 + r)^{-t}} \quad (C.1)$$

Para el caso de las baterías se consideró:

- VI : 1.000 [MWh] a 450 [USD/kWh].
- t : Periodo de 16 años.
- r : Tasa de descuento del 7%.

$$A = \frac{450,000,000 \cdot 0,07}{1 - (1 + 0,07)^{-16}} = 47,64 [MMUDS]$$