



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

**DIMENSIONAMIENTO Y LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

BENJAMÍN MAC-CLURE BRINTRUP

**PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LUIS VARGAS DIAZ
LUIS MORÁN TAMAYO**

Este trabajo ha sido financiado por Conicyt

**SANTIAGO DE CHILE
2014**

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA, Y DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: BENJAMÍN MAC-CLURE
FECHA: DICIEMBRE 2013
PROFESOR GUÍA: SRA. CLAUDIA RAHMANN Z.

DIMENSIONAMIENTO Y LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) pueden ser utilizados para realizar mejoras sustanciales en los sistemas eléctricos de potencia. Esto se debe a la flexibilidad que entregan durante la carga y la descarga, permitiendo diversas aplicaciones, entre las que destacan el recorte de potencia punta; compra y venta de energía, disminución de pérdidas en líneas de transmisión y evitar congestión en líneas de transmisión. En particular para una distribuidora resulta de especial interés estas características del ESS, ya que le permiten aumentar su rentabilidad.

El objetivo principal de esta tesis es dimensionar y localizar de manera óptima ESS con el objetivo de recortar la punta de demanda en redes de distribución (RD). Junto con lo anterior se busca relacionar la optimización con parámetros importantes de ESS, tales como los costos de inversión, eficiencia y vida útil. Para lograr esto se propone una metodología que considera el punto de vista de la distribuidora. Esta metodología evalúa el pago por potencia y compra de energía por parte de la distribuidora; los costos de inversión, y los costos de operación y mantenimiento del ESS. A partir de esta metodología se obtienen diferentes costos de inversión frontera al variar parámetros del BESS tales como la eficiencia y la vida útil. Estas fronteras de costos de inversión determinan el límite costo que hace aún rentable al proyecto de BESS para la distribuidora.

Los resultados muestran que el dimensionamiento óptimo está fuertemente afectado por los costos de inversión del BESS. Por otro lado, el parámetro técnico que permite una mayor mejora desde el punto de vista de la reducción de costos de la distribuidora es la vida útil de ESS, donde, por sobre los 5000 ciclos es posible rentabilizar proyectos con los costos de inversión presentes en varias tecnologías actuales. Al utilizar una estrategia de localización óptima la reducción de costos aumenta en de un 4 al 7,5% con respecto al dimensionamiento óptimo y su importancia relativa en el proyecto de BESS depende del precio de la energía. La reducción de costos que se obtiene de la localización óptima de módulos de BESS alcanza una saturación a medida que la cantidad de módulos de BESS aumenta. Este efecto sugiere que existe una cantidad óptima de módulos a localizar.

Esta tesis está dedicada a Rocío Aparicio.

¡Te amo!

Success is not the key to happiness; happiness is the key to success

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi profesora guía, Claudia Rahmann, por su gran disposición y apoyo durante todo el desarrollo de la tesis. También quiero agradecer a los miembros de la comisión, Luis Vargas y Luis Morán, por el tiempo dedicado y las valiosas observaciones entregadas.

Quiero expresar mis más profundos agradecimientos a todas las personas que me apoyaron durante los seis años de estadía en la escuela de ingeniería, así como las constantes alegrías que me han otorgado.

Agradezco además a toda mi familia - Mamá, Papá, Lucas, Domingo, Ignacio, Eloísa y Alejandra - por el apoyo durante toda mi vida.

Del mismo modo agradezco además a mi familia putativa - Tía Patty, Tío Raúl, Bruno y Gino - por todo el humor y la simpatía.

Por último agradezco a mis amigos desde plan común - Ximena, Alejandra, Gustavo, Valentina A y Frodo, entre otros- por los incontables almuerzos, reuniones y risas.

De igual manera agradezco a mis compañeros de eléctrica - Felipe, Christian, Jose, Martín, Jaime, Álvaro y muchos más –por todo el apoyo y las múltiples tardes y fin de semanas de estudios.

También agradezco la incontables horas en la oficina de posgrado con Oscar, Yannick, Sixtary, Nataly, Enrique, Fabián, Jorge y Henry.

Por último quiero agradecer en forma especial a la persona más importante durante los últimos nueve años de mi vida. Rocío gracias por tu amor y cariño.

Además agradezco a CONICYT por su financiamiento - CONICYT-PCHA/MAGISTER NACIONAL/ 2013-22130176 - .

¡Muchas gracias a todos!

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.2.1. <i>Objetivos generales</i>	2
1.2.2. <i>Objetivos específicos</i>	2
1.3. ALCANCE	3
1.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS	3
CAPÍTULO 2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	5
2.1. INTRODUCCIÓN A LOS ESS	5
2.2. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	9
2.2.1. <i>CAES</i>	9
2.2.2. <i>Hidráulica de bombeo</i>	11
2.2.3. <i>BESS</i>	13
Baterías de sulfuro de sodio (NaS).....	14
Baterías de flujo-redox	16
Baterías de ión litio	17
Baterías de plomo ácido	19
Baterías de níquel cadmio (NiCd)	21
2.2.4. <i>Resumen tecnologías de almacenamiento</i>	22
2.3. COSTOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	24
2.4. APLICACIONES DE ESS.....	29
2.4.1. <i>Minimización del pago por potencia del distribuidor: Recorte de la demanda punta</i>	30
Normativa chilena con respecto al pago por potencia punta	31
Beneficios de minimizar el pago por potencia.....	31
2.4.2. <i>Disminución de las pérdidas por líneas</i>	32

2.5. REVISIÓN DE METODOLOGÍAS DE DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BATERÍAS	33
2.6. REVISIÓN DE METODOLOGÍAS DE LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BATERÍAS	35
CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA UTILIZADA	38
3.1. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BESS	39
3.1.1. Conjuntos posibles de BESS: Pares de energía y potencia	41
3.1.2. Descarga óptima del BESS: Minimización de la potencia punta	41
3.1.3. Costos totales de la RD.....	42
3.1.4. Determinación del dimensionamiento óptimo.....	45
3.2. LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BESS.....	45
3.2.1. Conjunto de módulos de BESS y creación de combinaciones	47
3.2.2. Filtro de combinaciones	47
3.2.3. Selección de combinaciones: Indicador de diferenciación	47
3.2.4. Localización óptima: Minimización de pérdidas	49
3.2.5. Algoritmos genéticos	51
CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO	57
4.1. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO	57
4.1.1. Demanda.....	57
4.1.2. Batería tipo para la optimización.....	58
4.1.3. Parámetros económicos para la batería tipo.....	58
4.2. LOCALIZACIÓN ÓPTIMA.....	60
4.2.1. Modelación del anillo de 110 kV en MATPOWER	61
4.2.2. Módulos de baterías	62
CAPÍTULO 5 RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE BESS.....	63
5.1. BATERÍA TIPO	63
5.2. SENSIBILIDADES DE PARÁMETROS DE BESS	65
5.2.1. Sensibilidad de eficiencia	66
5.2.2. Sensibilidad de pago por potencia unitario.....	68

5.2.3. Sensibilidad por crecimiento del pago por potencia punta	70
5.2.4. Sensibilidad por cantidad de ciclos	71
5.2.5. Sensibilidad del precio básico de energía.....	73
5.3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO	75
CAPÍTULO 6 RESULTADOS DE LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA	79
6.1. BATERÍAS AGREGADAS UTILIZADAS EN LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA	79
6.2. BATERÍA AGREGADA DE 42 MW Y 84 MWH	81
6.3. BATERÍA AGREGADA DE 60 MW Y 150 MWH	83
6.4. BATERÍA AGREGADA DE 96 MW Y 288 MWH	85
6.5. RESUMEN DE RESULTADOS.....	87
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	89
7.1. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE ESS.....	89
7.2. LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BESS.....	89
7.3. TRABAJOS FUTUROS.....	90
CAPÍTULO 8 BIBLIOGRAFÍA.....	92
CAPÍTULO 9 ANEXOS.....	99
ANEXO A – DEMANDA CHILECTRA	99
ANEXO B – RED DE DISTRIBUCIÓN	99
ANEXO C – PROYECTOS ESS	99
ANEXO D – MANUAL MATPOWER.....	99
ANEXO E – PROGRAMACIÓN MATLAB	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Capacidad instalada de sistemas de almacenamiento a nivel mundial al año 2010	6
Figura 2.2 Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento	7
Figura 2.3 Funcionamiento de almacenamiento en aire comprimido	10
Figura 2.4 Fotografía aérea del CAES de Huntorf	11
Figura 2.5 Una central hidráulica de bombeo típica	12
Figura 2.6 Fotografía aérea de PH de Ludington, Michigan	13
Figura 2.7 Energía y potencia específica de baterías	14
Figura 2.8 Diagrama de batería de sulfuro de sodio	15
Figura 2.9-Batería de NaS en Charleston, Estados Unidos	16
Figura 2.10 Diagrama de funcionamiento de una batería redox de vanadio	17
Figura 2.11 Diagrama de funcionamiento de batería de ion litio	18
Figura 2.12 BESS de litio, AesGener	19
Figura 2.13 BESS de plomo ácido en Kahuku, Hawaii	20
Figura 2.14 BESS de NiCd en Fairbanks, Alaska, EEUU	22
Figura 2.15 Proyección de costos unitarios de energía y potencia de las distintas tecnologías y área de costos factibles	29
Figura 2.16 Estrategia de carga y descarga de la batería para aplicación de recorte de punta en un sistema de distribución	30
Figura 2.17 Red de ejemplo para el problema de localización	32
Figura 2.18 Efecto de la instalación de ESS en B1 (izquierda) y en B2 (derecha)	33
Figura 3.1 Metodología de trabajo	38
Figura 3.2 Diagrama de bloques para el dimensionamiento óptimo de baterías que minimiza el costo total	40
Figura 3.3 Metodología para el proceso de localización óptima	46

Figura 3.4 Selección de combinaciones utilizando el factor de diferenciación	49
Figura 3.5 Pasos del algoritmo genético.....	55
Figura 4.1 Precio básico de potencia histórico 2001-2012 [69]	60
Figura 4.2 Diagrama esquemático del abastecimiento eléctrico de Santiago	61
Figura 5.1 Dimensionamientos bajo distintos costos factibles	64
Figura 5.2 Reducción de costos versus costo unitario de energía BESS.	65
Figura 5.3 Sensibilidad de eficiencia y costos unitarios factibles	67
Figura 5.4 Sensibilidad en eficiencia.....	68
Figura 5.5 Sensibilidad del precio unitario del pago por potencia y costos unitarios factibles	69
Figura 5.6 Sensibilidad en pago por potencia unitario	69
Figura 5.7 Sensibilidad de crecimiento del pago por potencia y costos unitarios factibles	70
Figura 5.8 Sensibilidad por crecimiento del pago por potencia.....	71
Figura 5.9 Sensibilidad de la vida útil del BESS y costos unitarios factibles.....	72
Figura 5.10 Sensibilidad por cantidad de ciclos	73
Figura 5.11 Sensibilidad del precio básico de la energía y costos unitarios factibles.....	74
Figura 5.12 Sensibilidad por precio de compra de energía de la distribuidora.....	75
Figura 5.13 Variabilidad de las sensibilidades	77
Figura 6.1 Convergencia de algoritmo de localización óptima, batería 42 MW/84 MWh, para un número de módulos de 5.	81
Figura 6.2 Reducción de pérdidas versus número de módulos para BESS de 42MW/84MWh	82
Figura 6.3 Convergencia de algoritmo de localización óptima, batería 601 MW/150 MWh para una batería de 6 módulos.	84
Figura 6.4 Reducción de pérdidas vs número de módulos para BESS de 60MW/150MWh.....	84
Figura 6.5 Convergencia de algoritmo de localización óptima, batería 96 MW/288 MWh	86
Figura 6.6 Reducción de pérdidas vs número de módulos para BESS de 96 MW/288 MWh.....	87

Figura 6.7 Razón de reducción de costos localización y dimensionamiento óptimo, según precio de la energía, entre paréntesis sale indicado el número de módulos de cada batería agregada.....88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de las tecnologías de ESS	22
Tabla 2.2 Sistemas de almacenamiento de energía clasificados según su grado de desarrollo	25
Tabla 2.3 Costos de tecnologías de almacenamiento de energía en proyectos realizados para aplicaciones de recorte de punta (modulares)	27
Tabla 2.4 Costos separando subsistemas de energía y potencia	28
Tabla 4.1 Tasas de crecimiento según Previsión de la Demanda SIC (CNE).....	57
Tabla 4.2 Parámetros de batería tipo	58
Tabla 4.3 Precio de potencia y energía en las principales barras que entregan energía a Chilectra, Abril 2012.....	59
Tabla 4.4 Datos económicos para el análisis económico de la batería tipo	60
Tabla 5.1 Resumen de sensibilidades	66
Tabla 6.1 Dimensionamiento óptimo de la batería tipo y costos de inversión	79
Tabla 6.2 Módulos de BESS utilizados en la localización óptima	79
Tabla 6.3 Formas de dividir una batería de 32 MW y 64 MWh utilizando módulos de BESS más pequeños	80
Tabla 6.4 Evaluación económica de la reducción de pérdidas de la BESS agregado de 42 MW y 84 MWh.....	83
Tabla 6.5 Evaluación económica de la reducción de pérdidas de la BESS agregado de 60 MW y 150 MWh.....	85
Tabla 6.6 Evaluación económica de la reducción de pérdidas de la BESS agregado de 96 MW y 288 MWh.....	87

Capítulo 1 Introducción

1.1. Motivación

Hoy en día, con el aumento de los costos de energía y la integración de ERNC en el mundo se observan nuevas oportunidades para la incorporación de “Sistemas de Almacenamiento de Energía” (ESS)¹ en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Dentro de las variadas aplicaciones de los ESS destacan el recorte de potencia punta, arbitraje de energía y disminución de pérdidas en líneas de transmisión y retraso de inversiones en distribución, transmisión y generación.

Los períodos de potencia punta tienen efectos negativos en la operación del sistema. Unidades de generación que poseen menores eficiencias y mayores costos deben ser encendidas para cubrir la demanda punta y por otro lado la planificación de la red se ajusta, en gran medida, a este nivel de demanda [1]. En efecto, la infraestructura eléctrica de distribución y transmisión debe ser dimensionada para satisfacer la máxima demanda del sistema [2]. Como consecuencia de aquello, las instalaciones del sistema solo son usadas a su potencia nominal algunas horas del año siendo la mayor parte del tiempo sub utilizadas.

Las Redes de Distribución (RD) deben realizar pago no solo por la energía total consumida, sino que también de acuerdo con la potencia máxima consumida durante un momento específico de tiempo, lo que se conoce como pago por potencia. De esta manera la distribuidora está interesada en bajar sus costos, sin necesariamente disminuir su consumo de energía [3], [4]. Para lograr disminuir los costos de pago por potencia, la RD puede realizar el llamado recorte de la demanda punta. Esta aplicación tiene como objetivo reducir una parte de la demanda punta utilizando generación propia de la distribuidora, generación distribuida o incorporación de ESS [5].

Es por ello que los ESS aparecen como una alternativa tecnológica interesante, ya que pueden guardar energía en periodos de demanda valle y luego usar esa energía durante la demanda punta. De esta manera, la distribuidora obtiene beneficios económicos, tanto por la reducción del pago por potencia, como por:

¹ Por su siglas en inglés Energy Storage System.

- Reducción de la necesidad de mejoras en la red: La infraestructura de la RD puede ser dimensionada para una demanda punta más baja. Esto evita inversión innecesaria, y con ello disminuye los costos de la distribuidora.
- Reducción del costo de la electricidad: La RD puede aprovechar la diferencia entre los precios de la energía y vender energía en períodos de demanda punta y valle. Debido a que los precios de la energía durante la demanda punta son varias veces mayor que los precios de la energía durante la demanda valle [6], esta estrategia de carga y descarga puede llevar a reducir los gastos energéticos de la RD.

Sumado a lo anterior, una localización “inteligente” del ESS podría ayudar a reducir las transferencias por líneas de distribución. Esto permitiría reducir los costos de infraestructura en las líneas más congestionadas, retrasando la necesidad de nuevas inversiones. Por otro lado una ubicación óptima de ESS podría permitir disminuir las pérdidas de la RD. Con ello la localización óptima aporta en el recorte de punta, reduce la necesidad de inversión en nuevas instalaciones y además reduce el costo de electricidad de la RD, pues disminuye las pérdidas.

Los ESS poseen múltiples características que pueden hacer a un SEP más flexible; con mayor seguridad, confiabilidad; y reduciendo sus costo. En particular con el desarrollo de esta tesis se busca mostrar que esta tecnología es competitiva en términos económicos, permitiendo la reducción de costos de la RD.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivos generales

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una metodología para dimensionar (energía y potencia) y localizar de manera óptima ESS en redes de distribución, buscando minimizar los costos totales de las RD.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Conocer el estado del arte de los ESS, recopilando información actual del desarrollo de distintos tipos de baterías y el futuro esperado.
2. Generar una metodología que permita la optimización uninodal de la cantidad de energía y potencia de baterías, minimizando el costo total de la RD.

3. Estudiar la dependencia de los distintos parámetros en la optimización y analizar cuáles son los de mayor importancia.
4. Evaluar el efecto que tiene la localización óptima de las baterías en la disminución de costos del distribuidor y pérdidas del sistema de distribución.

1.3. Alcance

Se asume que el ESS mantiene su profundidad de descarga y su eficiencia durante toda su vida útil. Para esta tesis no se consideran todas las aplicaciones que poseen los ESS ni se realiza una modelación detallada de la dinámica del ESS ni de la RD.

1.4. Estructura de la tesis

En el capítulo 1 se introduce al tema donde se indica lo que motiva el desarrollo de la tesis, para luego dar paso a los objetivos generales y específicos, finalizando con el alcance de la tesis.

En el capítulo 2 se establecen las bases teóricas de funcionalidades, tecnologías, costos y de ESS's.

En el capítulo 3 se describe la forma de abordar el problema de optimización, desde el punto de vista de los costos, como de las características técnicas de los sistemas de almacenamiento.

En el capítulo 4 se presentan los elementos que dan origen al caso de estudio, los parámetros más importantes de la modelación de la batería y la evaluación económica de la misma.

En el capítulo 5 se muestran los resultados del dimensionamiento óptimo de ESS y también el análisis económico realizado.

En el capítulo 6 se muestran los resultados obtenidos de la localización óptima de ESS.

En el capítulo 7 se concluyen los resultados más importantes obtenidos y se indican líneas de trabajo futuro a partir de esta tesis.

El capítulo 8 corresponde a las referencias utilizadas en esta tesis.

El capítulo 9 corresponde a los anexos, en donde se abordan algunos temas no tratados directamente en la tesis.

Capítulo 2 Sistemas de almacenamiento de energía

2.1. Introducción a los ESS

Los ESS almacenan 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 [7]–[16].

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 [17], [18] :

- 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.

Actualmente existe una gran variedad de tecnologías ESS en operación, entre las que se destacan la hidráulica de bombeo (PH)², aire comprimido (CAES)³, sulfuro de sodio (NaS), plomo ácido, níquel cadmio (NiCd), volantes de inercia, ion litio y baterías de flujo. La Figura 2.1 muestra la capacidad instalada a nivel mundial en sistemas de almacenamiento al año 2010 [7].

² Por sus siglas en inglés Pumped Hydro.

³ Por sus siglas en inglés Compressed Air Energy Storage.

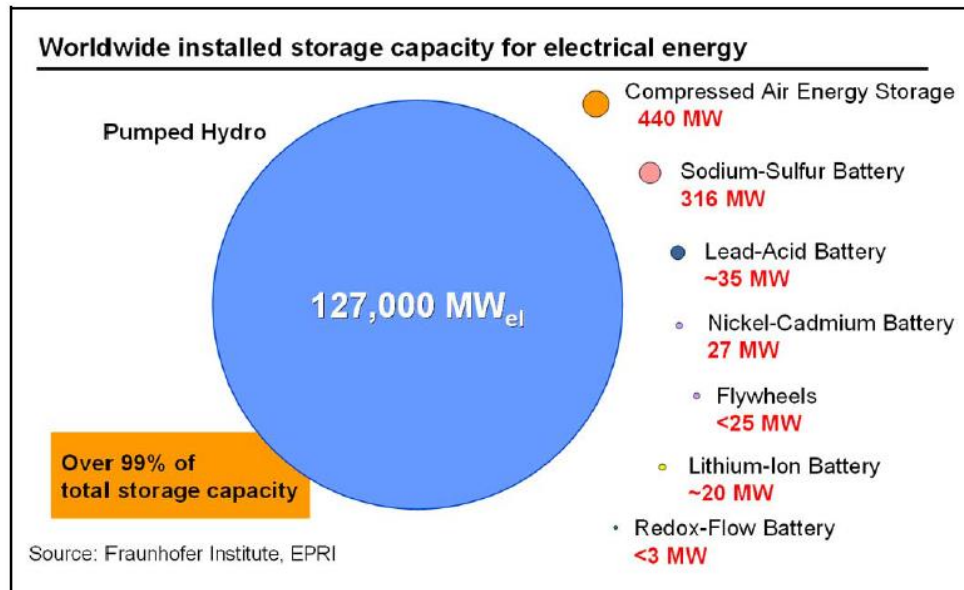


Figura 2.1 Capacidad instalada de sistemas de almacenamiento a nivel mundial al año 2010 [7]

En la Figura 2.1 se observa que la mayor cantidad de almacenamiento está en PH, con más del 99% de la capacidad instalada en el mundo. Las baterías suman alrededor de 400 [MW], donde la batería de NaS es la dominante con 316 [MW].

Los sistemas de almacenamiento pueden proveer distintos beneficios, dando soluciones a una gran variedad de problemas que afectan a los SEP. Dependiendo de la aplicación se pueden diferenciar al menos dos tipos de ESS [10]:

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

La Figura 2.2 muestra distintas tecnologías de sistemas de almacenamiento indicando su capacidad y tiempo de descarga [7]. Las aplicaciones energéticas se encuentran en la parte superior del gráfico (rango de horas) y las de potencia en la parte inferior.

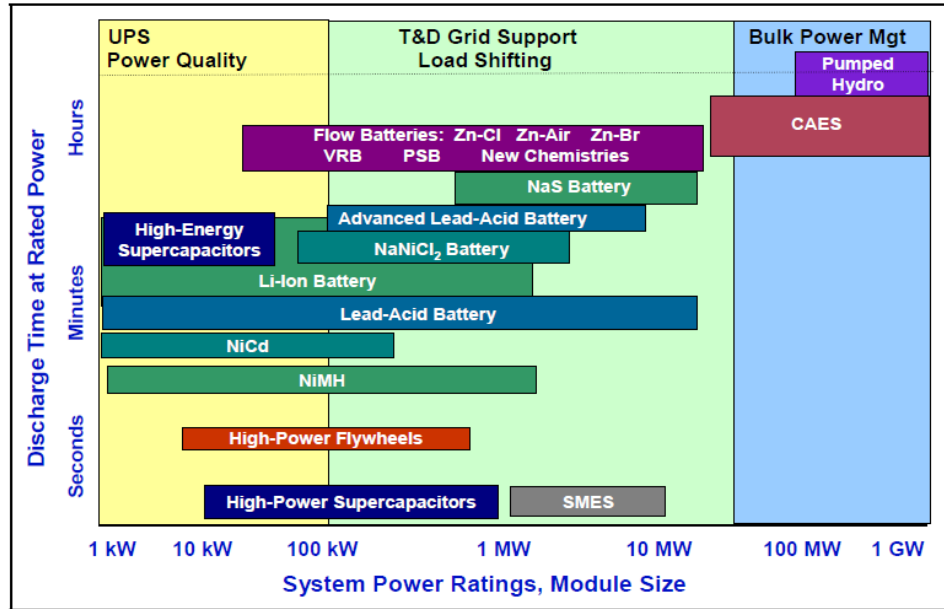


Figura 2.2 Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento [7]

Las distintas aplicaciones de los ESS dependen de las características técnicas que cada sistema posee. Aplicaciones de potencia requieren grandes cantidades de potencia en periodos de tiempo pequeños. Algunos de los equipos que se encuentran diseñados para estas aplicaciones son los volantes de inercia, supercapacitores y el almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)⁴.

Por otro lado, las aplicaciones de energía usan los ESS para almacenar grandes cantidades de energía, que se descarga durante periodos largos de tiempo. Es por ello que requiere una mayor capacidad de almacenamiento de energía, comparado con las aplicaciones de potencia. Algunos equipos diseñados para estos propósitos corresponden a centrales PH, CAES y la gran mayoría de los sistemas de almacenamiento de baterías (BESS)⁵. En esta tesis se consideran tecnologías de aplicaciones energéticas, pues se pretende utilizar una aplicación que requiere una entrega continua de energía por una ventana de tiempo considerable (ver sección 2.4.).

Dentro de las aplicaciones energéticas de los ESS destacan [7]–[16]:

⁴ Por sus siglas en inglés Superconducting Magnetic Energy Storage.

⁵ Por sus siglas en inglés Battery Energy Storage System.

- **Recorte de la demanda punta:** La aplicación para recortar la punta busca 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 en este mercado. 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.

El interés de esta tesis es la aplicación de recorte de punta de la demanda, lo que permite disminuir el pago por potencia que debe realizar la RD. Cabe destacar que aunque estas aplicaciones se presentan como alternativas separadas, es posible realizar más de alguna aplicación de manera simultánea. Por ejemplo, el ESS puede reducir las congestiones de las líneas de transmisión, y además flexibilizar la partida en negro de algunas centrales mientras participa en planes de recuperación de servicio.

2.2. Tecnologías de almacenamiento de energía

Los ESS pueden entregar una gran cantidad de soluciones a los sistemas de potencia, tal como se menciona en la sección anterior. A nivel general los ESS pueden ayudar al sistema eléctrico, mejorando la flexibilidad, confiabilidad y eficiencia de la red.

En esta sección se presentan las características de las tecnologías de almacenamiento que pueden ser usadas en aplicaciones energéticas CAES, centrales hidráulicas de bombeo y distintos BESS.

2.2.1. CAES

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 luego 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 2.3 muestra de manera esquemática el funcionamiento de un CAES [18].

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 [8].

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 [19].

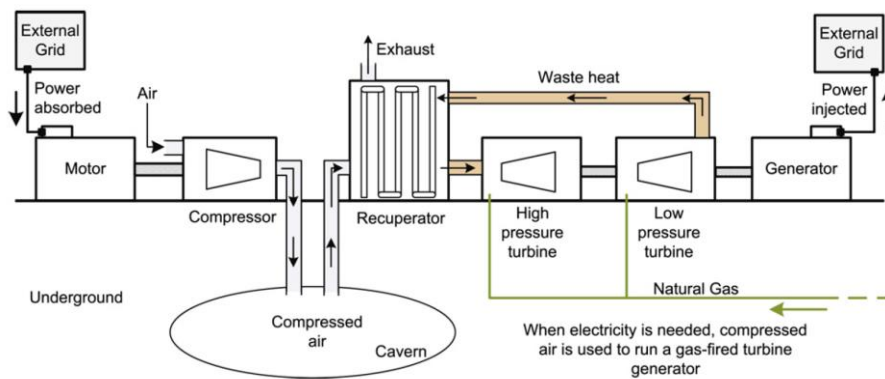


Figura 2.3 Funcionamiento de almacenamiento en aire comprimido [18]

Dentro de las ventajas se destaca su vida útil, ya que pueden durar aproximadamente 40 años y además poseen una eficiencia de 70-75% [7], [18]. 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 tiempo de partida son bastante menores que una planta de gas convencional [12], [20].

Actualmente el uso de CAES no se ha expandido demasiado, aunque las plantas construidas son de un tamaño considerable. En Huntorf, Alemania la planta posee 290 [MW] de potencia nominal -ver Figura 2.4 – y en Alabama, Estados Unidos la planta tiene 110 [MW]. [18], [21]. Para el año 2015 se espera que una planta en Alemania de 200 [MW] de potencia instalada se encuentre en operación, y para el 2016 una planta de 317 [MW] en Texas, Estados Unidos [22].



Figura 2.4 Fotografía aérea del CAES de Huntorf [18]

2.2.2. Hidráulica 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 el agua desde una reserva de agua inferior hacia una superior durante periodos de baja demanda de electricidad. Cuando la demanda de potencia es 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 [21]. 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 2.5 muestra un esquema de una central hidráulica de bombeo [8].

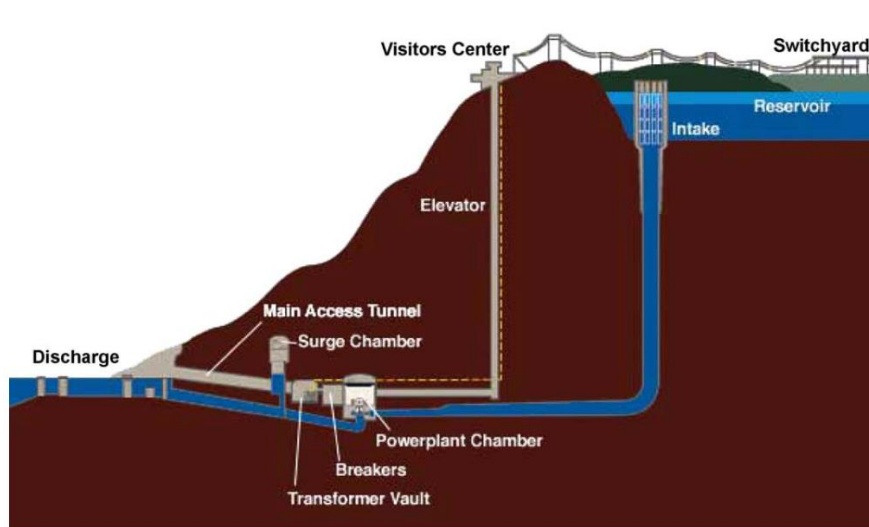


Figura 2.5 Una central hidráulica de bombeo típica [8]

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 [7]. 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 [8]. Esto sumado a los altos costos totales de inversión de este tipo de centrales, y el largo periodo de tiempo requerido para planear y construir la central hidráulica de bombeo [12], [20]. 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 2.6.

La eficiencia de una central de bombeo es de alrededor de 80-82% [7]. En conjunto con la tecnología CAES, son las únicas tecnologías capaces de mantener una descarga por más de 5 horas⁶ [7] a potencia nominal.

⁶ Con la notable excepción de las baterías de sulfuro de sodio (NaS)

En la actualidad los PH representan la mayor tecnología de sistemas de almacenamiento con más de 127 [GW] instalados y con gran perspectiva de crecimiento. Según [23] el potencia de PH en el mundo es de 1.675 [GW] de almacenamiento de corto plazo (1- 24 horas de almacenamiento) y 1.454 [GW] de almacenamiento largo plazo (más de un día de almacenamiento).



Figura 2.6 Fotografía aérea de PH de Ludington, Michigan [21]

2.2.3. BESS

Los sistemas de baterías engloban a variados tipos de tecnologías y su característica común es que la energía es guardada en forma de energía electroquímica. Al realizar distintos arreglos de celdas en serie y en paralelo, se puede variar el voltaje y la capacidad de las baterías. Una de las ventajas de los BESS con respecto a CAES y PH es que poseen menores restricciones de localización – ya que es posible instalarlas en casi cualquier lugar - y además disminuciones importantes en los tiempos de construcción y diseño. Entre sus desventajas se encuentran los altos costos totales por unidad de energía y la baja densidad energética de algunas tecnologías.

Las tecnologías de baterías difieren entre ellas en distintos parámetros técnicos y económicos: la eficiencia y la profundidad de descarga máxima para mantener una cierta vida útil (número de ciclos). La densidad de energía y potencia reflejan que tan eficientes son las distintas tecnologías con respecto al uso del espacio. En la Figura 2.7 se muestra la energía y potencia específica de distintas tecnologías de baterías [24].

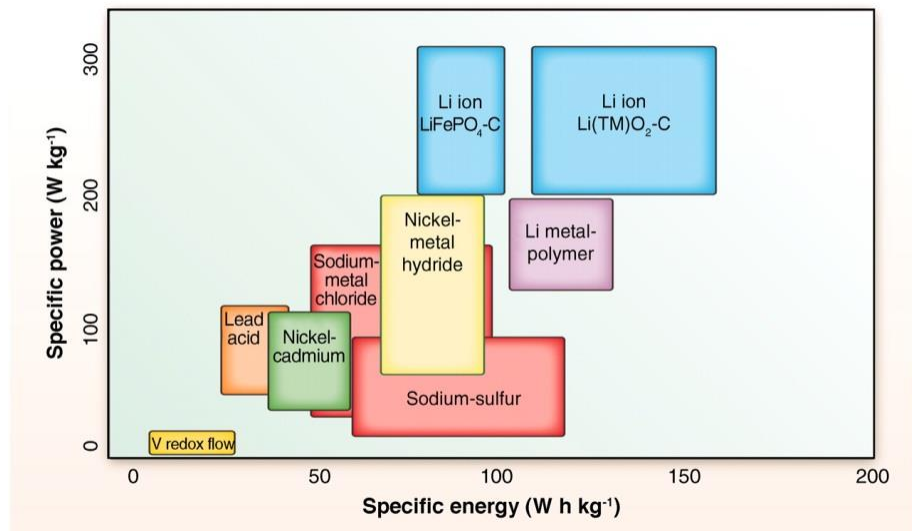


Figura 2.7 Energía y potencia específica de baterías [24]

En la Figura 2.7 se observa que las baterías de litio poseen una alta potencia y energía específica, de alrededor 200-300 [W/kg] y 70-170 [Wh/kg], respectivamente. Cabe notar que las baterías de flujo de vanadio poseen una energía específica de 10-30 [Wh/kg]. La densidad energética y de potencia es relevante para aplicaciones en que se requiere un bajo peso. Un ejemplo de aquello son los automóviles eléctricos donde es muy relevante tener baterías de bajo peso, ya que a mayor peso, más potencia se requiere para sacar al vehículo del reposo [25]. Para aplicaciones de BESS en los SEP es posible tener una menor energía específica, lo que usualmente se correlaciona con un mayor espacio usado, es decir, una menor densidad energética.

Baterías de sulfuro de sodio (NaS)

El comienzo de la investigación de la batería de NaS se remonta a los años 60, cuando investigadores descubrieron que el cerámico β -alumina ($NaAl_{11}O_{17}$), permitía una alta conductividad iónica para iones de sodio a una alta temperatura [17]. Este efecto es muy beneficioso, pues al utilizar la β -alumina como electrolito sólido en una celda electroquímica de alta temperatura, se produce intercambio de iones de manera sencilla. La Figura 2.8 muestra esquemáticamente el funcionamiento de la batería de NaS. Por diseño, en el centro se encuentra el sodio (electrodo negativo) derretido, contenido en un tubo que forma el electrolito sólido de β -alumina. Cuando la batería se descarga el sodio se combina con el electrodo de sulfuro formando polisulfuro de sodio. Cuando se carga las reacciones se invierten y el sodio vuelve al interior del tubo [24].

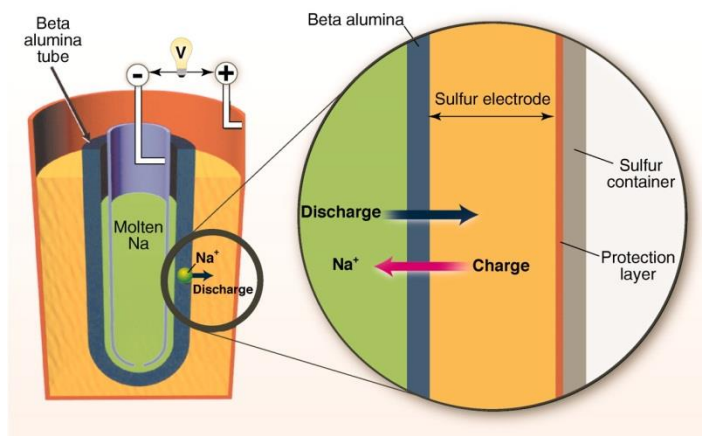


Figura 2.8 Diagrama de batería de sulfuro de sodio [24]

Esta tecnología tiene la ventaja de que las reacciones son exotérmicas (liberan calor), por lo que es fácil mantener la temperatura de operación. Además posee una alta densidad energética, gran cantidad de ciclos de vida variando entre 2500 (100% DoD) y 5000 (90% DoD) con eficiencia de ciclo completo del 75 al 80% [7], [8]. Operando de manera diaria es posible llegar a los 15 años de operación. A lo anterior se puede sumar que las baterías tienen poca auto-descarga, bajo mantenimiento y se puede reciclar cerca del 99% de los materiales utilizados [18].

Las desventajas de esta tecnología se encuentran en la producción en gran escala de β -alumina, pues sus costos están en aumento [24] y que su uso está limitado a aplicaciones estacionarias, debido a la alta temperatura que alcanzan [8]. Esto sumado a la dificultad de mantener la batería sellada de manera de no exponer los reactivos al aire [19].

Esta tecnología ha sido construida en Japón por la compañía eléctrica de Tokio (TEPCO) y por NGK Insulator (NGK) desde los años 90 y se ha usado en varios proyectos en aplicaciones de recorte de punta. Esta tecnología fue usada para construir un proyecto de 34 [MW] en Futumata y además NGK ha construido baterías de 1.2 [MW] para ser usada como sistemas de almacenamiento de energía distribuido (DESS⁷) en Estados Unidos [8].

⁷ Por sus siglas en ingles de Distributed Energy Storage System.



Figura 2.9-Batería de NaS en Charleston, Estados Unidos [8]

Baterías de flujo-redox

Las baterías de flujo son tecnologías relativamente nuevas, su funcionamiento está basado en reacciones de reducción y oxidación en soluciones electrolíticas. Su principio de operación se observa en la Figura 2.10 [24]. La celda contiene dos compartimentos separados por una membrana iónica que no permite el paso de los iones de vanadio, pero sí deja pasar los de hidrógeno. Las soluciones electrolíticas son bombeadas continuamente de tanques externos que contienen los pares solubles de las reacciones de óxido-reducción. La energía de las baterías redox se almacena en el electrolito, cambiando la concentración de los iones presentes en la solución. En la práctica, las celdas se ordenan en arreglos de celdas usando electrodos bipolares. La potencia del sistema está determinada por el número de celdas en el arreglo y la energía por la concentración y volumen de los electrolitos [12].

En una batería de flujo de vanadio los pares de cationes de vanadio con 2 y 3 electrones restantes, V^{2+}/V^{3+} , circulan por el compartimento negativo y el par de cationes con 4 y 5 electrones faltantes, V^{4+}/V^{5+} , circulan por el compartimento positivo. Durante la carga, el ion V^{2+} se oxida (pasando a V^{3+}) en el ánodo entregando un electrón, en cambio, en el cátodo el ion V^{5+} se reduce pasando a V^{4+} , e inversamente cuando ocurre la descarga [24]. La concentración de los electrolitos cambia a medida que la batería se carga o descarga.

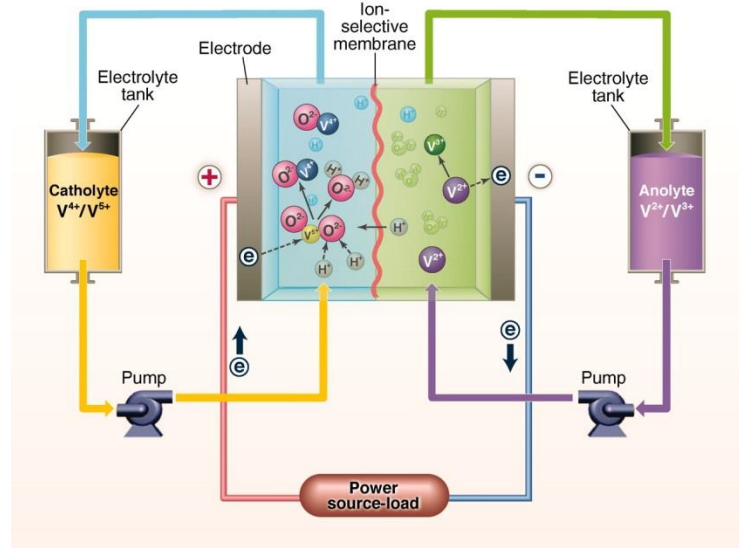


Figura 2.10 Diagrama de funcionamiento de una batería redox de vanadio [24]

En la Figura 2.10 el electrodo no se consume, pues sólo se utilizan los electrolitos en la reacción de óxido-reducción, permitiendo una mantención de la capacidad después de varios años. En este tipo de sistemas no hay autodescarga, ya que los electrolitos no pueden reaccionar entre ellos pues se encuentran separados por la membrana. En la actualidad tecnologías redox de bromuro de zinc y bromuro de polisulfato permiten tener eficiencias entre 75-80% y además poseen alta energía específica (75-85 [Wh/kg]), comparado con la tecnología de flujo de vanadio [18].

Dentro de las desventajas, podría incluirse, que el diseño de las bombas obliga a mantener sensores, lo que disminuye la confiabilidad del sistema y encarece los costos. Adicionalmente se debe realizar mantención a la membrana, la cual es una parte fundamental de la batería, pues permite separar a los electrolitos. En la actualidad las membranas se encuentran en constantes mejoras para aumentar su vida útil [24]. Por otro lado roturas en los tanques de electrolitos pueden causar daños ambientales y peligros considerables para el personal durante la instalación o el mantenimiento [18].

Actualmente se encuentra en construcción un BESS de flujo de zinc, de 25 [MW] y 75 [MWh] en Modesto, California. Esta planta tiene el objetivo de controlar la intermitencia de la energía del viento y desplazar la construcción de una central de gas natural de 50 [MW] de potencia nominal de 78 millones de dólares [21].

Baterías de ión litio

Las características que favorecen la utilización de batería de litio son: el bajo potencial redox del litio; bajo peso molecular; y el pequeño radio atómico, que favorece la difusión del ion, permite que los arreglos de celdas de litio tengan un alto voltaje de salida y además altas densidades energéticas. Estas interesantes características, sumado a ciclos de vida largos ha logrado que la batería de litio tenga un lugar importante en la industria de la electrónica portátil [24], [26].

La Figura 2.11 muestra el esquema de funcionamiento de la batería de ion litio. El electrodo negativo es un carbón en forma de grafeno (configuración plana de los átomos de carbono) que mantiene litio entre sus capas, mientras que el electrodo positivo se constituye por un compuesto (un ejemplo de ello es $LiMO_2$ ⁸) que permite que el litio se una a él mediante un enlace covalente, manteniendo también estructura tipo capa. Ambos electrodos pueden insertar o remover litio de sus estructuras. Durante la carga el electrodo positivo remueve iones de litio de su estructura tipo capa, mientras que en el electrodo negativo los iones de litio se insertan al grafeno. El proceso se revierte durante la descarga. Los electrodos están separados por un electrolito líquido orgánico [18], [24].

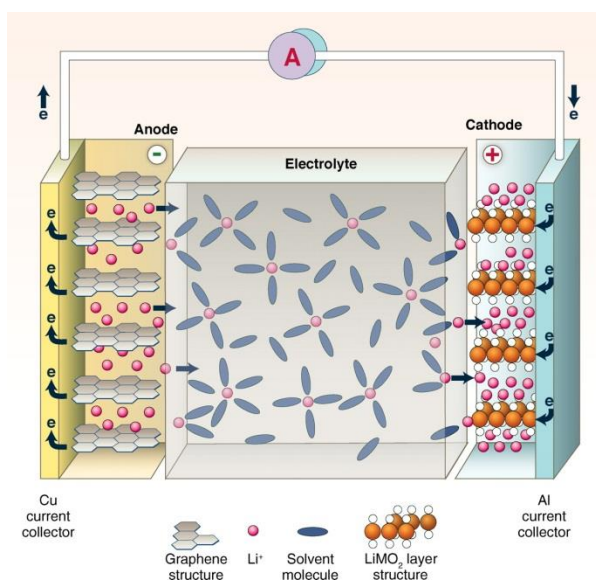


Figura 2.11 Diagrama de funcionamiento de batería de ion litio [24]

Debido a su larga vida útil, alta densidad energética y seguridad, se han desarrollado aplicaciones de baterías, tanto para aplicaciones conectadas a la red como para vehículos eléctricos [24]. Las

⁸ En esta fórmula química de M puede ser Mn, Ni o Co.

baterías de ion litio poseen una alta eficiencia (80-94%) y una larga vida útil (5000 ciclos) [7], [19].

Las principales desventajas de las baterías se deben a temas de seguridad, pues se debe mantener un voltaje y una temperatura de operación dentro de rangos apropiados, debido a la fragilidad de su estructura. Además, existe un aumento del riesgo de incendio debido al uso de solventes orgánicos inflamables [18].



Figura 2.12 BESS de litio, Los Andes AesGener [7]

Existen variados proyectos de baterías de ion litio instaladas en el mundo. Los más grandes, en cuanto a potencia instalada, son el de Laurel Mountain, Estados Unidos (32 [MW] por 15 minutos) y el de Anchorage, Alaska (25 [MW] por 34 minutos). A los proyectos anteriores les siguen dos proyectos chilenos: el de Angamos (Mejillones) y los Andes (Copiapó, ver Figura 2.12) de 20 y 12 [MW], respectivamente, ambos con una duración de 20 minutos de descarga [21].

Baterías de plomo ácido

Las baterías de plomo ácido se comenzaron a comercializar en 1870, por lo que es una tecnología que posee varias décadas de conocimiento. La celda de plomo ácido está compuesta por dos electrodos, uno de plomo (electrodo negativo) y otro de óxido de plomo (electrodo positivo), inmersos en una solución de agua con ácido sulfúrico. Los electrodos se encuentran separados por una membrana aislante y permeable que evita cortocircuitos entre los electrodos.

El principio de funcionamiento se basa en reacciones químicas reversibles. Durante la descarga el ion sulfato se combina con el plomo para formar sulfato de plomo que se deposita en los terminales positivo y negativo, causando que la concentración del sulfato disminuya en la solución. Al cargarse la batería, el sulfato de plomo se convierte en plomo en el electrodo negativo, y en óxido de plomo en el electrodo positivo [18].

Existen dos tipos de tecnologías de plomo ácido, la versión ventilada y la regulada por válvulas o sellada. Ellas se diferencian en que la mantención necesaria para la batería de plomo regulada por válvulas es menor, debido a la menor corrosión del medio ambiente. Sin embargo la vida útil de la batería de plomo ácido sellada es menor que la ventilada, debido a que es menos tolerante frente a cambios de temperatura [19].

Las ventajas de la tecnología de plomo ácido se deben a que ya ha sido probada en múltiples aplicaciones, por lo que tienen una alta confiabilidad y además poseen una vida útil de 1000-4500 ciclos dependiendo del fabricante y una eficiencia entre 75-90% [7], [12].

Una de las desventajas se debe a que la cantidad mundial de plomo es limitada y se espera que para el 2050 ya no existan reservas del metal [8]. Otra desventaja se relaciona con el daño ambiental que se produciría si llegara a existir derrame de ácido sulfúrico. Esta situación puede ocurrir durante el transporte o instalación de la batería pudiendo causar efectos negativos en el suelo, agua[19].



Figura 2.13 BESS de plomo ácido en Kahuku, Hawaii [21].

La tecnología de plomo ácido se ha usado en aplicaciones de gran tamaño con el objetivo de entregar apoyo a la red; en Alemania (Berlín) con una potencia de 8,5 [MW] y una hora de descarga; en España (Madrid) con 4 [MW] y 1 hora de descarga; en Puerto Rico (ver Figura 2.13)

14 [MW] y 1,5 horas de descarga; y en Estados Unidos con 10 [MW] con la posibilidad de descargarse durante 4 horas [12].

Baterías de níquel cadmio (NiCd)

El desarrollo de las baterías de níquel cadmio empezó en los años 50, por lo que se la considera una batería que ha alcanzado una madurez significativa en el mercado. El principio de funcionamiento es similar a la batería de plomo ácido. La batería se compone de electrodos de níquel y cadmio, para el electrodo positivo y negativo, respectivamente. Ambos electrodos son hidróxidos de los elementos que los constituyen ($Ni(OH)_2$ y $Cd(OH)_2$) los cuales son aislados por un separador e inmersos en una solución donde el hidróxido de potasio es el electrolito (KOH). Durante el ciclo de carga, $NiOOH$ se deposita en el electrodo positivo, mientras que en el electrodo negativo se deposita cadmio metálico, manteniéndose constante la concentración de KOH en la solución [12], [18].

Las baterías de níquel cadmio pueden alcanzar una vida útil de 3500 ciclos (a 80% de profundidad de descarga) y requieren poco mantenimiento. Sin embargo la cantidad de ciclos de vida útil depende, de gran manera, de la profundidad de descarga, llegando a alcanzar hasta 50.000 ciclos con un 10% de profundidad de descarga [14].

Las mayores desventajas de las baterías de NiCd son su toxicidad y el hecho de que sufren del efecto memoria. Además el cadmio y el níquel son metales pesados tóxicos, que pueden causar riesgo a la vida de las personas. Por ello, en el año 2003, Europa obligó a reciclar el 75% de la batería, aumentando el costo de este tipo de sistema de almacenamiento y limitando su éxito comercial [18], [21], [27].



Figura 2.14 BESS de NiCd en Fairbanks, Alaska, EEUU [21]

El BESS más poderoso del mundo en el 2003⁹ usaba la tecnología de NiCd (ver Figura 2.14) y fue instalado en Alaska, Estados Unidos. Esta batería puede descargarse a 27 [MW] durante 15 minutos y tiene el objetivo de mantener el balance entre la demanda y la generación frente a fallas en las unidades generadoras. Además proveía servicio de partida en negro a algunas centrales.

2.2.4. Resumen tecnologías de almacenamiento

La Tabla 2.1 resume las ventajas y desventajas de las distintas tecnologías de ESS provistas en las secciones anteriores.

Tabla 2.1 Resumen de las tecnologías de ESS

Tecnologías	Ventajas	Desventajas
Hidráulica de bombeo	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología madura • Alta densidad de energía y potencia • Bajo costo unitario 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere sitios especiales para reservas de agua superiores e inferiores.

⁹ En un test de esfuerzo la batería era capaz de descargarse a 46 [MW] por 5 minutos.

Tabla 2.1 Resumen de las tecnologías de ESS [continuación]

Tecnologías	Ventajas	Desventajas
Hidráulica de bombeo	<ul style="list-style-type: none"> • Larga vida útil 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere grandes inversiones y colaboraciones entre gran cantidad de agentes. • Largo tiempo de planificación y construcción.
CAES	<ul style="list-style-type: none"> • Gran capacidad de energía y potencia • Bajo costo por unidad de potencia • Larga vida útil 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de sitios especiales para disponer del aire comprimido. • Requiere gran cantidad de inversión. • Requiere combustible (gas) • Largo tiempo de construcción
Batería de sulfuro de sodio	<ul style="list-style-type: none"> • Alta densidad de energía y potencia. • Alta eficiencia y excelente vida útil. • Tecnología madura 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos costos iniciales. • Problemas de seguridad.
Plomo ácido ventilado	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología madura y bien conocida • Bajo costo 	<ul style="list-style-type: none"> • Relativamente intolerante a temperaturas extremas • Efectos significativos en el medioambiente
Plomo ácido con válvulas	<ul style="list-style-type: none"> • Alta confiabilidad y eficiencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Vida útil relativamente corta • Baja densidad energética • Bajo desempeño a baja temperatura • Altos costos de mantenimiento

Tabla 2.1 Resumen de las tecnologías de ESS [continuación]

Tecnologías	Ventajas	Desventajas
Batería de plomo ácido regulado por válvulas	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Intolerante a temperaturas extremas.
Batería de vanadio (redox)	<ul style="list-style-type: none"> • Relativamente altas densidades de energía y potencia • Fácilmente aumentables (Para aumentar potencia hay que aumentar el área del electrodo y para energía el volumen de electrolito) 	<ul style="list-style-type: none"> • Relativamente caras • En estado temprano de desarrollo.
Batería de níquel cadmio	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología madura y bien conocida • Alta densidad energética y de potencia • Alta eficiencia • Mejor vida útil que la de plomo ácido • Relativamente tolerante a extremos de temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo voltaje de celda • Más cara que la de plomo ácido. • Componentes tóxicos (níquel y cadmio)
Batería de ion de litio	<ul style="list-style-type: none"> • Alta densidad de energía y potencia • Larga vida útil • Alta eficiencia • Respuesta rápida 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo inicial

A pesar que los sistemas CAES y PH tienen algunas ventajas sobre los BESS, estos últimos pueden ser ubicados en casi cualquier lugar, lo que es particularmente importante si se desea aprovechar alguna característica del SEP para generar un beneficio adicional con la instalación del BESS (ver sección 2.1). Debido a que la segunda parte de esta tesis propone un esquema de localización óptima de ESS no se considerarán CAES ni PH para el estudio.

2.3. Costos sistemas de almacenamiento

En esta sección se pretende revisar los costos de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento en aplicaciones de energía; así como indicar el nivel de madurez, en términos del desarrollo a nivel industrial de las distintas tecnologías de BESS; indicar hacia dónde va la tendencia de los futuros desarrollos; y el momento en que se espera la mejora y comercialización de estos sistemas.

Los costos asociados a la utilización de BESS involucran principalmente la inversión inicial, incluyendo: las baterías, convertidores, conectores, apilamiento y sistemas de control. Actualmente estos costos están cambiando constantemente debido a la implementación de nuevos diseños, materiales y estrategias de control haciendo más eficientes los distintos procesos de producción y operación. Es por esto que se espera que bajen de precio y que aumenten su vida útil de manera considerable en los próximos 10 años [5] lo anterior debido al fuerte impulso dado a estas tecnologías para aplicaciones en automóviles eléctricos e híbridos, así como aplicaciones al sistema eléctrico favoreciendo el desarrollo de variadas formas de almacenamiento.

El grado de madurez de distintas tecnologías se presenta en la Tabla 2.2 [20], [28]–[30].

Tabla 2.2 Sistemas de almacenamiento de energía clasificados según su grado de desarrollo

Desarrollo	Definición	Opciones de tecnología
Madura	Aquellas tecnologías con muchas décadas de experiencia y múltiples unidades comerciales operando.	Hidráulica de bombeo y plomo ácido
Comercial	Posee algunas décadas de experiencia y unidades de tamaño comercial operando.	Primera generación de CAES, plomo ácido, NiCd y baterías de sulfuro de sodio
Demostración	Con años de experiencia y con alguna unidad de tamaño comercial actualmente en funcionamiento.	Segunda generación de CAES, Zn/Br, batería de flujo (Redox) de Vanadio, NiMH (Batería de Níquel con Hidruro metálico), plomo ácido avanzado, ion-Litio

Tabla 2.2 Sistemas de almacenamiento de energía clasificados según su grado de desarrollo [continuación]

Desarrollo	Definición	Opciones de tecnología
Piloto	Sin experiencia comercial, con algunas unidades piloto en funcionamiento.	Ion-Litio, Fe/Cr, NaNiCl ₂
Laboratorio	Sin unidades actualmente en operación, realizando testeo de unidades pequeñas	Zn/air, Zn-Cl, Ion-Litio avanzado, Plomo ácido avanzado.
Idea	Vistas en la literatura, pero sin antecedentes de aplicaciones reales.	CAES sin combustible nano-supercapacitores.

Dependiendo de la flexibilidad de fabricación de BESS, las baterías se pueden dividir en dos tipos según la estructura de sus costos de inversión [7], [12], [31]–[33]:

- **Sistemas modulares:** los costos de inversión se relacionan directamente con el costo unitario de cada módulo, a mayor cantidad de energía el costo unitario de energía disminuye. Asimismo a mayor potencia el costo unitario de potencia decrece. No es posible separar los costos de inversión de energía y potencia. Usualmente se representa por un costo total unitario por potencia o energía.
- **Sistemas no-modulares:** los costos de inversión de potencia y energía son independientes entre sí. En efecto, dado un nivel de energía, es posible establecer un nivel óptimo de potencia para una aplicación dada. Usualmente los costos de inversión se representan por costos unitarios separados para energía y potencia.

La Tabla 2.3 muestra los costos totales unitarios de energía al 2010 (modulares), obtenidos de aplicaciones reales y de aproximaciones de costos de los fabricantes, así como la cantidad de ciclos de descarga, la eficiencia y tiempo de descarga de distintos BESS [7], [31], [32].

Tabla 2.3 Costos de tecnologías de almacenamiento de energía en proyectos realizados para aplicaciones de recorte de punta (modulares)

Tecnología	Potencia [MW]	Energía [MWh]	Costo total por Energía [\$/kWh]	Eficiencia [pu]	Vida útil (ciclos)	Tiempo descarga
Plomo ácido	50	200	425-475	85-90	2.200	Horas
Plomo ácido (avanzado)	3.2-48	1-12	625-1150	0.75-0.90	4.500	Horas
NaS	1	7.2	445-555	0.75	4.500	Horas
Li-ion	1-10	4-24	900-1700	0.9-0.94	4.500	Horas
Vanadio redox	1-10	4-40	750-830	0.65-0.75	10.000	Horas
Zn/Br redox	50	250	290-350	0.6	10.000	Horas
Fe/Cr redox	1	4	300-400	0.75	10.000	Horas
Zn/Aire Redox	1	5.4	325-350	0.75	4.500	Horas

Se debe considerar que la información presente en la Tabla 2.3 posee las siguientes características:

- Los valores representan el costo total de inversión para aplicaciones de recorte de punta. Se incluyen los costos de conexión a la red, así como los de un transformador de subida, convertidor, comunicaciones y control.
- Sistemas de almacenamiento de base redox pueden ser diseñadas en un amplio rango, tanto de energía, como de potencia, incluso mayor que 10 MW.
- Para todos los sistemas que se encuentren en etapas tempranas de desarrollo, sus costos futuros pueden ser menores que los señalados, esto debido a que los productos se vuelven más estandarizados y la ingeniería inicial es eliminada de los costos [34], [35].

Los costos presentados en la Tabla 2.3 son modulares, con lo que no es posible separar los costos de energía y potencia debido a que las baterías tienen una capacidad energética definida por el número de horas de descarga. La Tabla 2.4 muestra la estimación de los costos de sistemas no modulares para aplicaciones de recorte de punta [12], [33].

Tabla 2.4 Costos separando subsistemas de energía y potencia

Tecnología	Costo unitario de potencia [\$/kW]	Costo unitario de energía [\$/kWh]	Eficiencia de ciclo completo	Ciclos
Plomo ácido avanzado	300-600	200-400	75/80	2000/ 20000
Sodio Sulfuro	350-1000	300-500	75	3000
Zinc Bromo	400-600	400-700	70	3000
Redox Vanadio	400-600	400-1000	65	5000
Ion litio	400-800	600-1000	85	4000

A partir de las tablas anteriores se concluye que existe una gran variabilidad de costos en baterías de distintas tecnologías. Al mismo tiempo hay incertidumbre con respecto al precio actual y futuro de los BESS debido a la gran variedad de fabricantes existente y nuevos desarrollos tecnológicos. Además existe una alta incertidumbre del funcionamiento real a largo plazo de las nuevas tecnologías de BESS, lo que podría influir en un costo estimado mayor [7].

Para realizar el dimensionamiento óptimo se utilizarán costos no modulares (Tabla 2.4), pues esta separación de los costos de inversión unitarios de energía y potencia permite dimensionar el BESS de manera independiente en energía y potencia consiguiendo una batería que posee una menor cantidad de materiales en su fabricación.

Costos factibles

Con el objetivo de asegurar que los resultados obtenidos tengan soluciones prácticas se determina el conjunto de costos factibles de inversión de BESS. De esta forma se definen los costos

factibles como una región en el gráfico de costo unitario de energía versus costos unitario de potencia que determina aquellos costos de inversión relevantes para este trabajo.

Para determinar los costos factibles de los costos unitarios de energía y potencia que serán utilizados se realiza una proyección lineal de la información recabada en la Tabla 2.4 de las tecnologías de plomo ácido avanzado, sodio sulfuro, zinc bromo, redox vanadio y ion litio. A partir de estas proyecciones, los extremos encierran el conjunto de costos factibles, que corresponde al área achurada en la Figura 2.15.

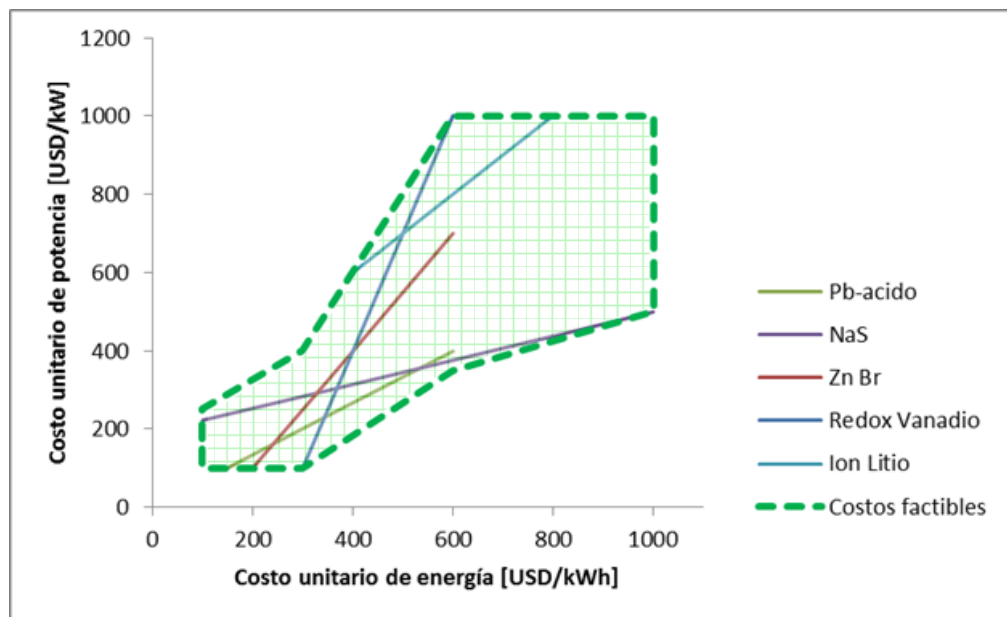


Figura 2.15 Proyección de costos unitarios de energía y potencia de las distintas tecnologías y área de costos factibles

La Figura 2.15 muestra de manera gráfica los costos unitarios de energía y potencia de las distintas tecnologías de BESS, incluyendo sus proyecciones. El área achurada representa los pares de costos unitarios de energía y potencia que serán considerados como los “costos factibles” y serán utilizados en los análisis posteriores. Los límites de los costos unitarios son de alrededor de 100 USD/kW y 1000 USD/kW para aplicaciones de distribución [33], [34] donde el límite inferior corresponde a los costos de electrónica de potencia. Por otro lado, el límite superior de costo unitario de energía es de alrededor de 1000 [USD/kWh], que corresponde al valor máximo de una batería de litio [33]. El costo futuro estimado inferior se fija en 100 [USD/kWh] de acuerdo con [36].

2.4. Aplicaciones de ESS

Tal como se menciona en la sección 2.1 existen variadas aplicaciones para los ESS, sin embargo dado que en esta tesis se abordan la minimización del pago por potencia y la disminución de pérdidas, en la subsecciones posteriores se detallan sólo dichas aplicaciones.

2.4.1. Minimización del pago por potencia del distribuidor: Recorte de la demanda punta

El pago por potencia busca entregar un incentivo al distribuidor para que la demanda que él suministra sea lo más uniforme posible. Esto debido a que para generar y transportar la energía consumida durante las horas punta en la RD, se deben mantener instalaciones de red sobredimensionadas, operar con generadores menos eficientes o aumentar los costos de operación del sistema.

En esta aplicación el ESS tiene como objetivo reducir la potencia punta del distribuidor. Para ello la batería se carga durante las horas de demanda baja y luego transfiere esa energía a las horas de demanda alta. En la Figura 2.16 se muestra el uso de un ESS durante un día en la aplicación de recorte de punta.

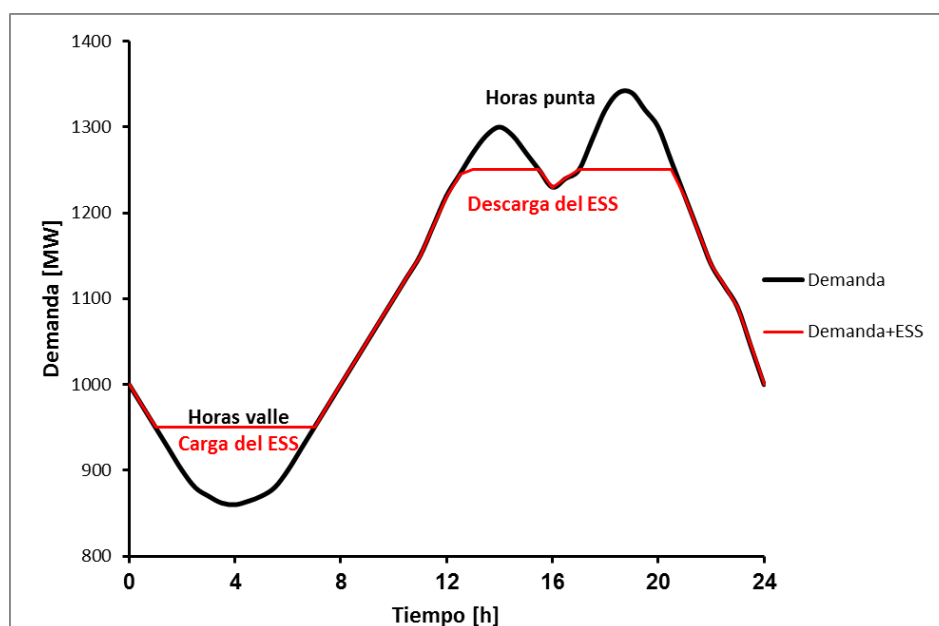


Figura 2.16 Estrategia de carga y descarga de la batería para aplicación de recorte de punta en un sistema de distribución

En la Figura 2.16 se presenta la estrategia de carga y descarga del BESS para realizar recorte de la demanda punta. Se observa que la batería se carga durante las horas valle y luego se descarga

en las horas punta reduciendo la potencia punta requerida por la RD.. Con esto es posible tener una menor cantidad de generadores (o a una menor capacidad) durante la punta.

Un efecto negativo de la utilización de ESS es el mayor consumo de energía. Esto es debido a que la eficiencia de la batería no es 100%, por consiguiente, la energía requerida para cargar la batería es mayor a la energía que entrega el ESS en su descarga.

Normativa chilena con respecto al pago por potencia punta

El siguiente párrafo corresponde a la definición de las horas de punta, de acuerdo a la normativa chilena [37]:

“Se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingos, festivos y sábados inmediatamente siguientes a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo de dichos meses.”

A continuación se define la demanda de facturación en horas punta:

“(la demanda de facturación de punta) será el promedio de las dos más altas demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.”

Además la normativa establece que la potencia contratada con el/los generador(es) se facturan mensualmente al precio de nudo de la potencia de punta en el punto de entrega. Buscando que la potencia contratada por la distribuidora a los generadores no sea menor que la potencia real de la distribuidora, la normativa establece que:

“Si en cualquier mes las demandas máximas registradas sobrepasan las potencias de contrato respectivas, por aquella parte que las demandas máximas exceden la potencia de contrato, la empresa vendedora podrá aplicar, a ese mes, un precio igual al doble del estipulado.”

Es decir la distribuidora tiene incentivos para contratar la potencia que requiere, evitando sobrepasarse demasiado y al mismo tiempo evitar subdimensionarla en el tiempo del contrato [38], de manera de no incurrir en costos adicionales.

Beneficios de minimizar el pago por potencia

Los beneficios que serán presentados a continuación se centran en el efecto que produce una disminución de la demanda punta considerando la normativa chilena.

El beneficio principal de minimizar el pago por potencia es monetario. Debido a que el pago que realizan los distribuidores depende de la máxima potencia punta, minimizar la potencia punta disminuye el pago que tiene que realizar la distribuidora.

Adicionalmente es posible retrasar inversiones en transmisión, distribución y generación. Particularmente, la inversión en infraestructura de la RD se vuelve cada vez más cara a medida que la ciudad intensifica su uso de energía, por lo que una localización inteligente del ESS al interior de la RD permite disminuir la carga por sus líneas y equipos.

2.4.2. Disminución de las pérdidas por líneas

Las pérdidas por las líneas de transmisión y distribución obligan a generar una mayor cantidad de energía que la requerida por los consumos y además a tener una mayor capacidad de generación para poder entregar la potencia requerida a los consumos. Durante la operación del ESS es posible reducir los flujos de potencia que producen mayores pérdidas en las líneas de la RD.

Las líneas con mayor flujo son las que poseen las mayores pérdidas, pues las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, esto permite que si el ESS se localiza “adecuadamente” sea posible, durante su descarga, disminuir los flujos por las ramas más congestionadas en las horas de demanda punta.

A modo de ejemplo, para visualizar el efecto de la localización del ESS considérese un flujo DC en un sistema radial de dos barras (B1 y B2), una barra infinita (BI) y dos líneas (L1 y L2) tal como se presenta en la Figura 2.17. En cada barra existe una demanda de 100 MW.

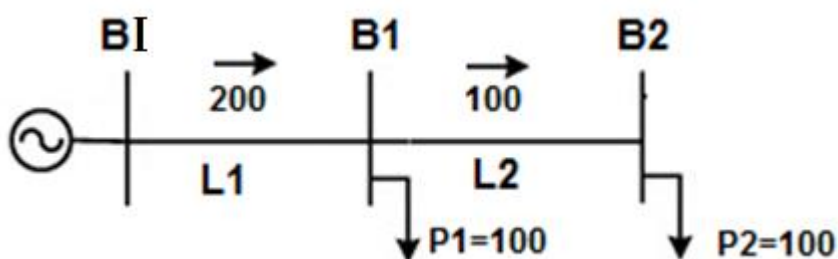


Figura 2.17 Red de ejemplo para el problema de localización

Si al sistema anterior se le conecta un ESS en la barra B1 (Figura 2.18, izquierda), considerando una descarga del ESS de 10 MW la línea L1 transportará 190MW, la línea L2 seguirá transportando 100MW. Si el mismo ESS del caso anterior se conecta en la barra B2 (Figura 2.18, derecha) la transmisión por la línea L2 será de 90 MW y la línea L1 utiliza 190 MW. Si se

considera que las pérdidas son proporcionales a la potencia transmitida por las líneas, conectar el ESS en la barra B2 disminuye en mayor medida las pérdidas del sistema que hacerlo en la barra B1.

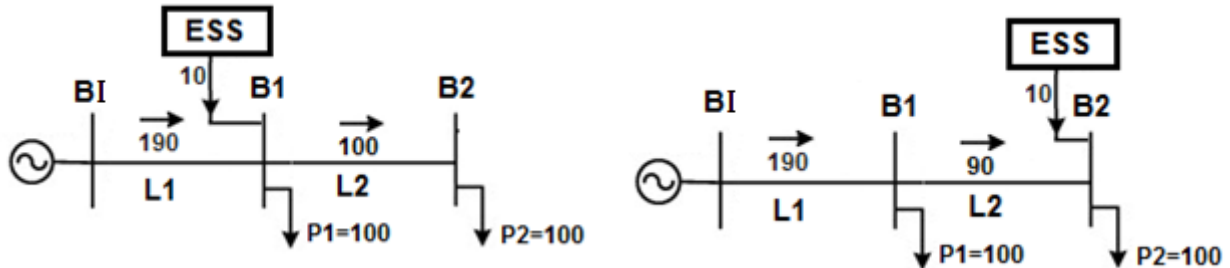


Figura 2.18 Efecto de la instalación de ESS en B1 (izquierda) y en B2 (derecha)

A partir del problema recién expuesto se observa que una localización óptima de la batería puede variar las pérdidas que tienen las líneas de una red de distribución y transmisión, generando beneficios adicionales en el proyecto, ya que además de reducir potencia punta permite disminuir el gasto operacional de la RD. De manera similar se puede localizar de manera óptima un BESS utilizando el ciclo completo de carga y descarga, encontrándose una barra donde la instalación del BESS disminuye las pérdidas de las líneas de transmisión.

2.5. Revisión de metodologías de dimensionamiento óptimo de baterías

En esta sección se analizan las principales metodologías existentes en el campo de dimensionamiento óptimo de BESS.

En [39] el dimensionamiento óptimo del BESS se realiza para una red de distribución mediante heurísticas de optimización con el objetivo de mejorar el factor de carga de la batería. En este estudio no se realiza una evaluación económica debido a la dificultad de evaluar todos los beneficios que tiene el BESS para la RD. De esta forma, la batería óptima es aquella que produce el mejor factor de carga, considerando una descarga uniforme (manteniendo la potencia de descarga constante) de la batería.

El trabajo realizado en [40], [41] y [42] busca optimizar el tamaño y la operación de un BESS con el objetivo de realizar la operación de recorte de punta. La función objetivo en [40] y [42] minimiza los pagos de electricidad, esto es, la disminución de los costos de energía y potencia.

Por otro lado en [41] se busca minimizar el gasto de combustibles de las unidades generadoras. En estos trabajos se usa programación dinámica (DP)¹⁰ para realizar el scheduling de carga y descarga de la batería lo que tiene grandes desventajas, pues a medida que la cantidad de pasos de tiempo aumentan, la cantidad de iteraciones aumenta rápidamente.

En [43] se utiliza un BESS con el objetivo de disminuir los costos de una subestación de distribución y se incorpora la aplicación de recorte de punta en una optimización de objetivos múltiples bajo la estrategia de comprar y vender energía a diferentes costos (TOU)¹¹. También se analiza el efecto de utilizar distintos costos de inversión en baterías, aunque sin evaluar la factibilidad técnica de estos costos. El modelo de batería usado en este trabajo considera la eficiencia de ciclo completo del BESS sólo durante el periodo descarga. Es decir considera que la eficiencia de ciclo completo es la eficiencia de la descarga de la batería y durante la carga la batería posee un 100% de eficiencia. Esto disminuye el tiempo de descarga de la batería modelada y con ello limita los beneficios que se pueden obtener con la descarga (ver sección 2.1).

En la trabajos recientes, [44]–[48], la aplicación de recorte de punta es incorporada en funciones multi-objetivo usando distintos TOU, de manera similar a [43]. Salvo por [46], estos trabajos consideran un único costo de inversión de los BESS como dato de entrada, a pesar de la incertidumbre que poseen estos valores. Los trabajos realizado en [44]–[46] consideran el efecto del pre-despacho (UC)¹² aumentando la cantidad de restricciones del proceso de optimización, ya que incluye las restricciones técnicas de los generadores. Esto aumenta la cantidad de iteraciones necesarias para obtener el óptimo global, y por lo tanto aumenta el tiempo de las simulaciones. En [44] se busca optimizar la capacidad de un BESS en una microred conectada al sistema. Se opera el BESS de manera de disminuir los costos de partida y el costo de combustible de la microred y por otro lado maximizar las ventas de energía de la microred al sistema. En [45] también se busca obtener el dimensionamiento óptimo de un BESS en una microred. Esta vez se considera tanto una microred aislada como conectada a la red. Para la red aislada se evalúan los costos de reserva en giro en el UC. Mientras que para la microred conectada al sistema se evalúan los costos de comprar y vender energía a la red. En ambos casos los autores además consideran errores en la predicción del viento y de la radiación solar en los costos asociados al UC de la

¹⁰ Por sus siglas en inglés, Dynamic Programming

¹¹ Por sus siglas en inglés, Time Of Use

¹² Por sus siglas en inglés, Unit Commitment

microred. El trabajo realizado en [46] muestra la forma de obtener una optimización del dimensionamiento del BESS en un sistema de potencia térmico. Para optimizar el *scheduling*¹³ del BESS instalado en una subestación de distribución la optimización considera la operación de los distintos generadores térmicos y su UC. Se minimiza los costos de producción, costos de emisiones de gases y costos de la red de distribución (beneficios por servicios auxiliares; y por la compra y venta de energía del BESS). Se evalúan sólo 8 valores de costos de inversión debido a que las simulaciones requieren de bastante tiempo ya que realiza el UC de la generación. Los trabajos indicados en las referencias [47], [48] realizan recorte de punta utilizando un BESS, pero incorporando el efecto de la variabilidad de la radiación y viento, respectivamente. En [47] se encuentra el dimensionamiento óptimo definiendo cotas, permitiendo disminuir el conjunto factible de la batería a dimensionar, lo que reduce bastante los cálculos. Además se efectúa una modelación del envejecimiento del BESS. En [48] se determina la capacidad óptima del BESS que mantiene la potencia entregada de una turbina eólica dentro de un rango de predictibilidad definido por una política energética restrictiva a la incorporación de energías renovable -4% de predictibilidad, durante 90% del tiempo en una predicción de una hora -. Por otro lado, se evalúa el efecto que tienen diferentes estrategias de control de la operación del BESS en el dimensionamiento óptimo y en los requerimientos del sistema.

Salvo [43] y [46] los trabajos anteriores no consideran la incertidumbre de los costos de inversión de los BESS en el resultado del dimensionamiento óptimo del BESS. De hecho casi todos los trabajos consideran de costos de inversión de BESS demasiado bajos. Adicionalmente ninguno realiza un análisis del efecto que generan los parámetros técnicos y económicos de la batería en los resultados.

2.6. Revisión de metodologías de localización óptima de baterías

Si bien en la literatura no existe mucha información en el tema localización óptima de baterías [16], [49]–[52], si existen numero bibliografía donde se optimiza con localización óptima de generación convencional y generación distribuida [53]–[56].

En [16] los autores buscan encontrar la localización óptima de un BESS en una RD. Para ello se minimizan las pérdidas del sistema y aprovecha la diferencia entre los precios de compra y venta de energía en un sistema que tiene alta penetración de centrales eólicas distribuidas. Las baterías consideradas en este estudio difieren de manera importante con lo existente en el mercado,

¹³ Proceso de carga y descarga del ESS

llegando algunas a tener hasta 9,5 horas de descarga, situación factible hoy en día sólo usando CAES y PH.

El trabajo realizado en [49] introduce un BESS en una RD con el objetivo de observar el efecto que posee su localización en distintos nodos del sistema en la planificación de estas redes. La función objetivo busca minimizar los costos de la operación y planificación de la red de distribución, reduciendo pérdidas y disminuyendo la necesidad de mayores instalaciones. En este trabajo tanto la eficiencia del BESS, como el costo de localización en la red no son considerados. Similar a los primeros trabajos de dimensionamiento óptimo de BESS se utiliza DP para realizar el *scheduling* lo que trae desventajas al aumentar el número de intervalos de tiempo de simulación

El trabajo realizado en [50] busca localizar BESS en una RD utilizando inversores inteligentes que permitan su uso, no sólo en el recorte de punta, sino que además en la regulación de voltaje. El método se aplica al peor caso posible de regulación de voltaje y se analiza el impacto que provoca la localización del BESS en la regulación de voltaje y la rentabilidad del sistema. En este trabajo sólo se considera que la batería tiene eficiencia menor al 100% durante la carga, mientras que la descarga tiene eficiencia ideal, lo que permite reducir de mejor manera la potencia punta, aprovechando energía nominal del BESS. Utilizando este supuesto, los resultados muestran que el mejor lugar para poner un BESS es cerca del final de un alimentador.

Los autores en [51] buscan localizar BESS en una red de distribución que posee interruptores inteligentes, los cuales pueden crear redes aisladas frente a fallas. Este trabajo busca minimizar los costos de falta de suministro, donde la prioridad se entrega a aquellos consumos que tienen costos sociales más importantes, un ejemplo de ello son obras civiles (autopistas, escuelas, entre otros). Se observa que la batería utilizada posee costos más bajos que lo que corresponde a una batería que deba responder de manera rápida frente a una interrupción de suministro.

En [52] se localizan distintos módulos de BESS buscando determinar el efecto que tienen distintas tecnologías de generación, incluyendo generación eólica en la localización óptima de BESS en una red de distribución. En este trabajo no se realizan análisis de sensibilidad en los parámetros, ni en la demanda. Además los costos de inversión de baterías son únicos y la cantidad de módulos de BESS se determinan de manera previa a la optimización lo que se traduce en una solución sub óptima.

Existe abundante trabajo en localización de generación distribuida en RD [53], [54], [55] y [56]. La generación distribuida incluye fuentes renovables, así como turbinas a gas y generación diesel. En [53] se minimizan los costos de generación de potencia activa, pérdidas de la líneas y emisión de CO_2 mientras se maximiza los beneficios de generadores distribuidos en un horizonte de 20

años. Se utilizan algoritmos evolutivos para realizar las simulaciones. En [54] se busca localizar de forma óptima generadores distribuidos en una red de distribución. Se propone utilizar programación lineal considerando las restricciones de capacidad de los transformadores. Además se consideran las restricciones de cortocircuito en el transformador de bajada incluyendo el análisis del aporte que generan al cortocircuito los generadores distribuidos. El trabajo en [55] utiliza una modificación del método de enjambre de partículas para ubicar y dimensionar de forma óptima los generadores distribuidos en la red. Los autores modelan generadores fotovoltaicos, condensadores síncronos, turbinas eólicas y turbinas hidráulicas. Los autores observan que la ubicación óptima disminuye las pérdidas del sistema, mientras mayores unidades de generadores distribuidos existan. En [56] se realiza dimensionamiento y ubicación óptima de generadores distribuidos para manejar congestiones. Para realizar la optimización se considera el costo de la generación, el costo de peaje, el precio marginal por zona, el perfil de tensión y las pérdidas por transmisión. Los resultados se realizan en la red de prueba de 14 barras de IEEE [57] y determinan los costos de operación, el perfil de voltaje y las pérdidas. Todos los trabajos recién presentados consideran que la generación distribuida es determinística y no realizan ningún análisis estocástico. Además se observa que en ningún caso se realiza análisis de sensibilidad del precio de la energía. Salvo en [53], no se evalúa la posibilidad de tener distintos números de generadores distribuidos para disminuir los costos del sistema, sino que se evalúa el efecto de una cantidad de generadores predefinidos.

Capítulo 3 Metodología utilizada

Este trabajo se divide en dos etapas consecutivas. La primera consiste en obtener el dimensionamiento óptimo de las baterías para posteriormente optimizar la localización de los BESS. La metodología de la presente tesis se observa en la Figura 3.1.

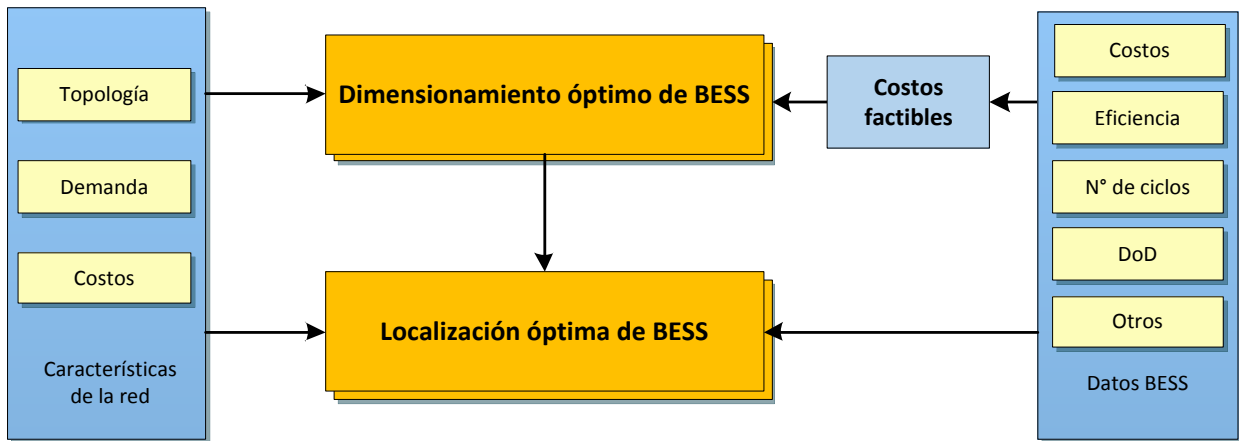


Figura 3.1 Metodología de trabajo

A continuación se explican los bloques presentes en la Figura 3.1:

1. **Características de la red:** En esta etapa se recopila información acerca de la demanda, topología de la red y costos asociados a la RD. Los costos incluyen aquellos asociados al pago por potencia de la RD.
2. **Datos BESS:** Esta etapa corresponde a una búsqueda extensa de información de BESS utilizando información presente en catálogos de publicaciones IEEE, manuales y organizaciones¹⁴ de renombre mundial. Se realiza una revisión de los parámetros de tecnologías BESS apropiadas para aplicaciones de energía. Los principales parámetros considerados son: eficiencia, número de ciclos y profundidad de descarga. Además se obtienen los costos factibles (costos unitarios de energía y potencia) utilizados en la optimización.
3. **Costos factibles:** Representan a aquellos costos de inversión de BESS que son considerados en el dimensionamiento óptimo y que son obtenidos a partir de la información de BESS

¹⁴ Energy Power Research Institute (EPRI), Sandia National Laboratories y Department of Energy (Estados Unidos).

presente en el mercado y estimaciones futuras (ver sección **¡Error! No se encuentra el rigen de la referencia.**).

4. Dimensionamiento óptimo de BESS: Esta etapa corresponde a la optimización del tamaño de energía y potencia de la batería. Se busca minimizar el costo de la red de distribución incluyendo el costo del BESS.
5. Localización óptima de BESS: En esta etapa se busca optimizar la localización de las baterías con el objetivo de minimizar las pérdidas del sistema.

3.1. Dimensionamiento óptimo de BESS

Esta parte del trabajo busca minimizar el costo total de la RD incluyendo el costo del BESS. Para esto, se considera que el pago por potencia depende del tamaño del BESS en términos de la energía y potencia.

El dimensionamiento de baterías depende tanto de variables técnicas como económicas por lo que es esencial un trabajo secuencial de manera de encontrar el óptimo. En la Figura 3.2 se muestran los pasos a realizar en la optimización del dimensionamiento de BESS. En términos generales, el proceso mostrado en la Figura 3.2 se explica en los siguientes párrafos:

Se da el inicio al dimensionamiento óptimo. El conjunto de tamaños de potencias y energías posibles posee los pares $\{P_{nom}^k, E_{nom}^k\}_{k=1}^M$ que está compuesto por P_{nom}^k y E_{nom}^k que representan la potencia y la capacidad nominal del par k . Estos tamaños de energía y potencia son elegidos de acuerdo a la cantidad de demanda, a la cantidad de tiempo máximo que la RD requiere que la batería se descargue, las restricciones tecnológicas de las baterías y su disponibilidad comercial. De ese conjunto se escoge el primero ($k=1$).

A continuación se realiza una descarga óptima del BESS con el dimensionamiento elegido en el proceso anterior de manera de minimizar la potencia punta de la RD. Además de la demanda se consideran las variables técnicas de la batería como la profundidad de descarga y la eficiencia.

Luego de realizar la descarga óptima se evalúan los costos de la RD y el BESS. La evaluación económica considera el valor unitario del pago por potencia y el incremento anual del pago por potencia. Esta evaluación requiere, por parte del BESS, la vida útil, su eficiencia, la profundidad de descarga y los costos unitarios de energía y potencia de la batería.

Los dos procesos anteriores (descarga óptima y cálculo de costos) se realizan $\forall k$ perteneciente al conjunto factible de pares de potencia y energía del BESS, de manera iterativa.

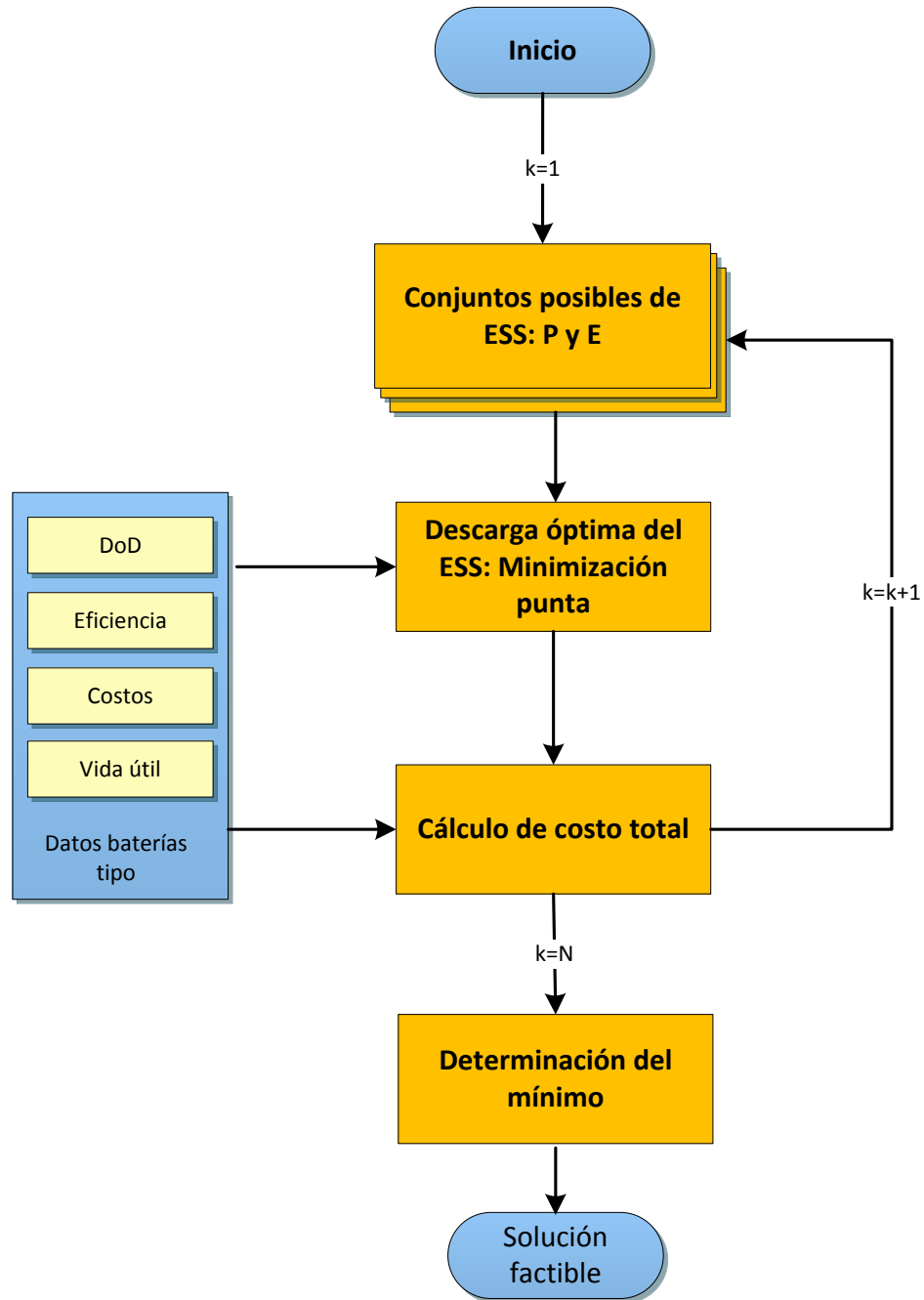


Figura 3.2 Diagrama de bloques para el dimensionamiento óptimo de baterías que minimiza el costo total

Finalmente se escoge aquel dimensionamiento que tiene el costo total mínimo, para ello se requiere recorrer todos los pares de energía y potencia presentes en el conjunto posible de BESS. Al haber realizado ello se garantiza haber escogido el óptimo en energía y potencia.

3.1.1. Conjuntos posibles de BESS: Pares de energía y potencia

Esta etapa busca acotar la cantidad de pares de energía y potencia a utilizar, ya que la optimización se realiza iterativamente sobre cada uno de los pares de energía y potencia. Además se debe considerar que existen limitantes técnicas en la elección de los pares energía y potencia considerar en la optimización.

Si bien de acuerdo a la norma técnica las horas punta son 5, se decide acotar la cantidad de energía máxima a 4 veces la potencia promedio horaria entregada. Lo anterior debido a que la mayoría de las baterías actualmente en el mercado (ver sección 2.2 y **¡Error! No se encuentra el rigen de la referencia.**) sólo pueden descargarse durante 4 horas. La demanda tiene una potencia punta máxima de alrededor de 2000 [MW]. Considerando los altos costos de inversión de los BESS, se considera una penetración en potencia de BESS de un 10% de la punta de potencia, es decir 200 [MW] es un límite superior aceptable.

Resumiendo, se decide utilizar potencias de BESS entre 1 MW y 200 MW con separación de 0,5 MW, con capacidades energéticas entre 1 y 4 horas de descarga a potencia nominal, con una separación de media hora. Es decir existe un total de 2800 pares de energía y potencia a considerar.

3.1.2. Descarga óptima del BESS: Minimización de la potencia punta

En esta rutina de optimización se busca obtener la forma óptima de descarga de la batería, sujeto a restricciones técnicas y considerando como objetivo la minimización de la máxima punta de potencia. La ecuación (3.1) muestra la función objetivo para minimizar el promedio de las dos mayores potencias puntas.

$$\text{Min} \left(\frac{P_{Punta}}{2} = \frac{\text{Max}\{D_i - P_i^{ESS}\} + \text{Max}_2\{D_i - P_i^{ESS}\}}{2} \right) \forall i \in T \quad (3.1)$$

Donde Max y Max_2 representan la función que entrega el primer y segundo valor máximo de una lista de potencias punta, respectivamente. D_i es la demanda en el instante i , P_i^{ESS} es la potencia de descarga del BESS a la red en el instante i en el periodo de interés T correspondiente a todas las horas punta indicadas en la sección 0.

El problema está sujeto a las restricciones técnicas de energía máxima diaria entregada y potencia máxima horaria de la batería y del estado de carga (SOC¹⁵) del BESS[41]:

$$|P_i^{ESS}| \leq P_{ESS} \quad \forall i \in X \quad (3.2)$$

Durante la carga: $P_i^{ESS} < 0$

$$E_i = E_{i-1} + \Delta t \cdot \frac{P_i^{ESS}}{\eta_{ESS}^d} \quad (3.3)$$

Duranta la descarga: $P_i^{ESS} < 0$

$$E_i = E_{i-1} + \Delta t \cdot P_i^{ESS} \cdot \eta_{ESS}^c \quad (3.4)$$

$$E_i \geq DoD_{ESS} * E_{ESS} \quad \forall i \in T \quad (3.5)$$

$$E_i \leq E_{ESS} \quad \forall i \in T \quad (3.6)$$

Donde P_i^{ESS} es la potencia promedio que la batería entrega a la red en el instante i durante el intervalo de tiempo Δt (en esta tesis este intervalo de tiempo es de 1 hora), DoD_{ESS} es la profundidad máxima de descarga de la batería (comúnmente 80%); i son las horas de interés; E_{ESS} y P_{ESS} es la energía nominal y la potencia nominal del BESS, respectivamente; η_{ESS}^c y η_{ESS}^d indica el rendimiento del BESS durante la carga y descarga del sistema de almacenamiento, respectivamente; y E_t representa la energía que posee el BESS en el tiempo i .

3.1.3. Costos totales de la RD

Los costos totales considerados en esta tesis son los costos de pago por potencia y energía y los costos de inversión inicial de la batería. Los costos asociados a la utilización de baterías se reflejan en la inversión inicial, el mantenimiento de las mismas y en la mayor compra de energía debido a pérdidas por la eficiencia que la batería posee. Los beneficios que posee el distribuidor al utilizar estos sistemas de almacenamiento se deben al recorte de la punta que se ve reflejado en un menor pago por potencia en el año.

Tal como se menciona anteriormente, existen beneficios que no serán evaluados en este trabajo y que podrían disminuir aún más los costos del proyecto. Mediante el uso de BESS es posible

¹⁵ Por su siglas en inglés State Of Charge

disminuir pérdidas en el sistema de transmisión si la batería es ubicada estratégicamente. A esto se le puede agregar el retraso o disminución de infraestructura eléctrica, sumado a una disminución de la emisión de gases invernadero debido a la operación del BESS¹⁶ [27].

En esta etapa se calcula el costo total de la RD incluyendo los costos del BESS, es decir, los costos de inversión, mantenimiento y de pérdidas de energía debido a la carga y descarga de la batería. Este costo está dado por:

$$CT = CInv_{ESS} + [CM_{ESS} + CPE] * FAU + CPP * FAC \quad (3.7)$$

Donde CT es el costo total; $CInv_{ESS}$ representa los costos de inversión del BESS, CM_{ESS} son los costos de mantenimiento anuales del BESS; CPE indica los costos por pérdidas de energía debido a la eficiencia de carga y descarga de la batería; y CPP es el costo por pago anual de potencia punta. FAC y FAU representan el factor para traer a valor presente anualidades constantes y crecientes [58], respectivamente.

El valor de la inversión y de mantenimiento de las baterías está dado por las ecuaciones (3.8) y (3.9), respectivamente¹⁷.

$$CInv_{ESS} = CUE_{ESS} * E_{ESS} + CUP_{ESS} * P_{ESS} [\text{\$}] \quad (3.8)$$

$$CM_{ESS} = CUM_{ESS} * P_{ESS} [\text{\$/año}] \quad (3.9)$$

Donde CUE_{ESS} es el costo unitario de energía del BESS en $[\text{\$/MWh}]$ y CUP_{ESS} representa el costo unitario de potencia del BESS en $[\text{\$/MW}]$. Por otro lado CUM_{ESS} representa los costos unitarios de mantenimiento en $[\text{\$/MW * año}]$. La batería además genera pérdidas de energía durante los procesos de carga y descarga, generando una diferencia entre la energía de carga y la de descarga lo que se ve reflejado en la ecuación (3.10) [44].

¹⁶ Siempre que una central termoeléctrica se encuentre marginando.

¹⁷ El signo “\$” indica dólares estadounidenses.

(3.10)

$$CPE = E_{ESS} * DoD_{ESS} * pE * \left(\frac{1}{\eta_{ESS}^c} - \eta_{ESS}^d \right) * N_{días} \text{ [$/año]}$$

Donde DoD_{ESS} es la profundidad de descarga de la batería; pE es el precio básico de la energía definido por la autoridad; η_{ESS}^c y η_{ESS}^d es la eficiencia de carga y descarga de la batería, respectivamente; y $N_{días}$ es la cantidad de días de operación por año.

La ecuación (3.11) incorpora lo indicado en [59] con respecto al pago por potencia de distribución.

$$CPP = PUPP * \overline{P_{punta}} * N_{meses} \text{ [$/año]} \quad (3.11)$$

Donde $PUPP$ es el pago por unidad de potencia consumida en $[USD/kW * mes]$ del distribuidor; $\overline{P_{punta}}$ representa al promedio de los dos máximos de potencia presentes en la ventana de tiempo entre abril y septiembre, de 18 a 23 horas; y N_{meses} son el número de meses del año.

Para el desarrollo de esta tesis se supone que $\overline{P_{punta}}$ se contrata año a año de acuerdo a la disminución que puede realizar la batería, de esta manera el BESS puede disminuir el pago por potencia si es que opera con una estrategia adecuada. En este caso se decide realizar descargas en la hora punta y de esta manera reducir el monto de CPP . Las ecuaciones (3.12) y (3.13) muestran la forma de cálculo de los factores FAU y FAC .

$$FAC = \frac{1}{i - g} \left[1 - \left(\frac{1 + g}{1 + i} \right)^n \right] \quad (3.12)$$

$$FAU = \frac{1}{i} \left[1 - \left(\frac{1}{1 + i} \right)^n \right] \quad (3.13)$$

Donde i representa el costo de oportunidad del proyecto, g el crecimiento de la anualidad y n el número de períodos. Nótese que FAU corresponde a la fórmula de FAC , cuando $g = 0$.

Cabe notar que FAU muestra las anualidades constantes del costo de mantenimiento y de costos de pérdidas de energía debido a la eficiencia de carga y descarga de la batería, mientras que FAC

indica el crecimiento del valor del producto de los términos $PUPP$ y $\overline{P_{punta}}$ de la ecuación (3.11).

Se observa que el costo total (Ecuación (3.7)) está relacionado con el tamaño de la batería, sus características técnicas, así como de la estrategia utilizada para descargarla.

3.1.4. Determinación del dimensionamiento óptimo

Finalmente, la batería que se escoge es aquel par de energía y potencia que minimiza el costo total de la RD considerando aspectos prácticos de carga y descarga de la batería, tales como la profundidad de descarga, la eficiencia y la forma de uso de la batería.

Con todo lo anterior minimizar el costo total de la RD es un problema de optimización no-lineal, con restricciones lineales y discreto debido a la utilización de distintas tecnologías con sus respectivas características técnicas y costos.

En esta tesis las optimizaciones se realizan con la ayuda del software MATLAB®¹⁸.

3.2. Localización óptima de BESS

En esta etapa del trabajo se busca localizar los BESS para maximizar los beneficios que se puedan obtener de ellos en la RD. Para esto se utiliza la batería agregada obtenida del dimensionamiento óptimo la que es dividida en módulos más pequeños que se localizan en la RD. El objetivo del proceso de optimización es localizar los módulos de BESS para disminuir las pérdidas de la RD.

De manera similar al dimensionamiento óptimo, la localización óptima requiere de un proceso iterativo. En la Figura 3.3 se detalla la metodología utilizada para obtener los lugares donde se instalarán los módulos de BESS.

Utilizando la información de los módulos existentes en el mercado y aquellas alternativas que se encuentran instaladas alrededor del mundo se crea un conjunto de módulos factibles de BESS para este problemas [7], [21]. A partir de este conjunto de módulos se crean todas las combinaciones posibles que, de manera agregada, representen al dimensionamiento obtenido en la etapa de dimensionamiento óptimo.

¹⁸ MATLAB: “MATrix LABoratory”.

Luego, se descartan aquellas combinaciones de módulos para los cuales es infactible realizar la descarga de igual manera que la batería agregada. Para ello se utiliza el *scheduling* obtenido del proceso de optimización anterior.

Debido al gran número de combinaciones creadas se deben seleccionar algunas de ellas para que se realice el proceso de localización óptima, ya que el tiempo requerido por las simulaciones es elevado. Por ello las combinaciones se agrupan por número de módulos y se seleccionan algunas combinaciones de cada grupo, las cuales representan al grupo completo. Las combinaciones que lograron pasar el filtro y luego la selección son de la forma $\{P_k^j, E_k^j\}_{j=1}^M$ donde P_k^j y E_k^j representan la potencia y la capacidad nominal del módulo j presente en la combinación k .

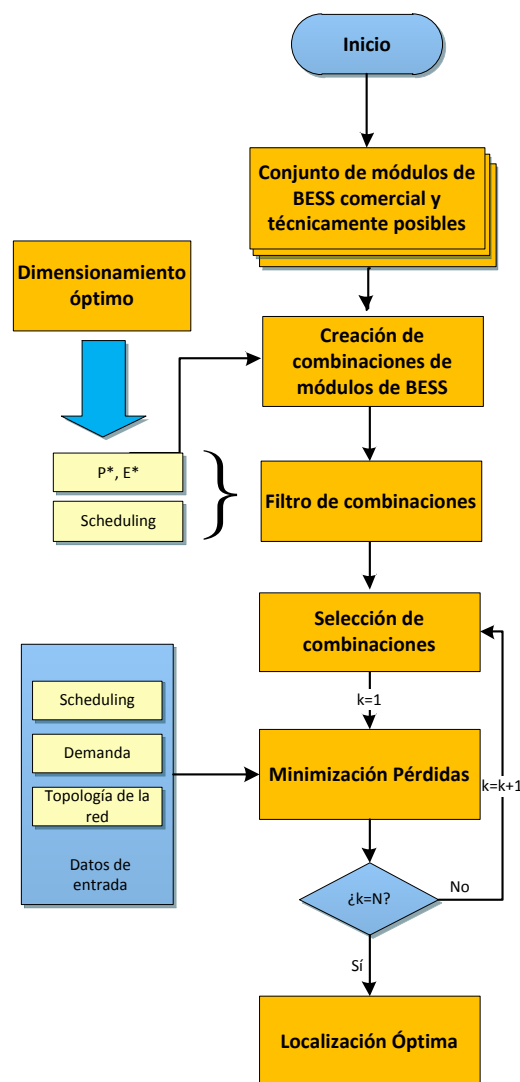


Figura 3.3 Metodología para el proceso de localización óptima

El proceso de localización óptima utiliza un algoritmo genético que tiene como función objetivo minimizar las pérdidas de la RD. Este algoritmo de localización óptima requiere conocer la topología de la RD, la demanda y el *scheduling* de los módulos de BESS. Al completar esta metodología se obtienen localizaciones óptimas para las distintas combinaciones seleccionadas.

Al finalizar el proceso de localización óptima, las combinaciones de módulos de BESS son evaluadas económicamente de manera de comparar la disminución de costos que produce la localización óptima de módulos de BESS con el dimensionamiento óptimo de las baterías en el proyecto completo de BESS.

3.2.1. Conjunto de módulos de BESS y creación de combinaciones

La localización óptima utiliza módulos de BESS tal que de forma agregada forman la batería del dimensionamiento óptimo. Este conjunto de módulos de BESS es obtenido a partir de los distintos módulos que se encuentran comercialmente disponibles y con los cuales es posible realizar una aplicación de recorte de punta [7], [21], [33]. De manera similar al proceso de dimensionamiento óptimo, los módulos de BESS recopilados se obtienen de las distintas tecnologías presentes.

A partir de los módulos de BESS individuales obtenidos de la recopilación de información se crean todas las combinaciones posibles de ellos que de manera agregada formen un BESS tal como el dimensionado en el proceso anterior.

3.2.2. Filtro de combinaciones

Al crear todas las combinaciones, existen algunas que no pueden realizar la misma descarga que la batería agregada obtenida del dimensionamiento óptimo. Es por ello que en este filtro se evita escoger combinaciones que no puedan cumplir con el *scheduling* óptimo del BESS agregado. Todas las combinaciones obtenidas pasan por este filtro de capacidad y luego se procede al proceso de selección de combinaciones.

Las combinaciones descartadas son aquellas que no pueden llevar a cabo el *scheduling* óptimo, debido a diferencias importantes en las potencias nominales entre sus módulos y la energía que poseen sus baterías.

3.2.3. Selección de combinaciones: Indicador de diferenciación

La cantidad de combinaciones obtenidas luego de la creación de combinaciones, y a pesar de haber descartado algunas al utilizar el filtro de combinaciones, sigue siendo bastante alto y no es posible realizar la localización óptima a cada uno de ellas. Es por ello que algunas combinaciones

son seleccionadas para proceder a realizar la localización óptima de esas combinaciones. Las combinaciones seleccionadas representarán al grupo completo.

Para seleccionar las combinaciones a las que se les realizará el proceso de localización óptimo, primero se agrupan las combinaciones que poseen la misma cantidad de módulos, luego dentro de cada grupo se obtiene el indicador de diferenciación que tiene cada una de las combinaciones y que se define en la ecuación (3.14):

$$Dif_{comb}^{nmod} = \sum_{j \in comb} \sum_{\substack{i \in comb \\ i \neq j}} \left(\frac{|P_{nom}^j - P_{nom}^i|}{P_{nom}} + \frac{|E_{nom}^j - E_{nom}^i|}{E_{nom}} \right) \quad (3.14)$$

Donde Dif_{comb}^{nmod} muestra la diferenciación que poseen los módulos dentro de una combinación $comb$, que poseen una cantidad de módulos, $nmod$. P_{nom}^i y P_{nom}^j , representan las potencia nominal del módulo i y j , respectivamente, los cuales pertenecen a la combinación $comb$; E_{nom}^i y E_{nom}^j representan la energía nominal del módulo i y j , respectivamente, los cuales también pertenecen a la combinación $comb$; P_{nom} y E_{nom} representan la potencia nominal y la energía nominal de la batería agregada, respectivamente. El indicador es 0 si todos los módulos son iguales, es decir nula diferenciación. En cambio mientras mayor diferencia posean los módulos de una combinación mayor es el valor de Dif_{comb} . A continuación se presenta el indicador normalizado.

$$Idif_{comb}^{nmod} = Dif_{comb}^{nmod} / \text{Max}_i(Dif_i^{nmod}) \quad (3.15)$$

Cada Dif_{comb}^{nmod} se divide con el valor máximo del arreglo de índices de diferenciación de todas las combinaciones que poseen la misma cantidad de módulos, $nmod$.

Los grupos de combinaciones con igual número de módulos son ordenados de mayor a menor de acuerdo al índice normalizado de diferenciación. De cada uno de estos grupos se seleccionan 5 combinaciones de manera de representar la variabilidad de módulos del grupo de combinaciones posibles. La Figura 3.4 muestra el indicador de diferenciación normalizado de menor a mayor e indica las 5 combinaciones elegidas en una batería que en forma agregada tiene 42 MW y 84 MWh con una cantidad de módulos de 8. Es posible observar que las combinaciones seleccionadas están espaciadas uniformemente de acuerdo al número de combinaciones.

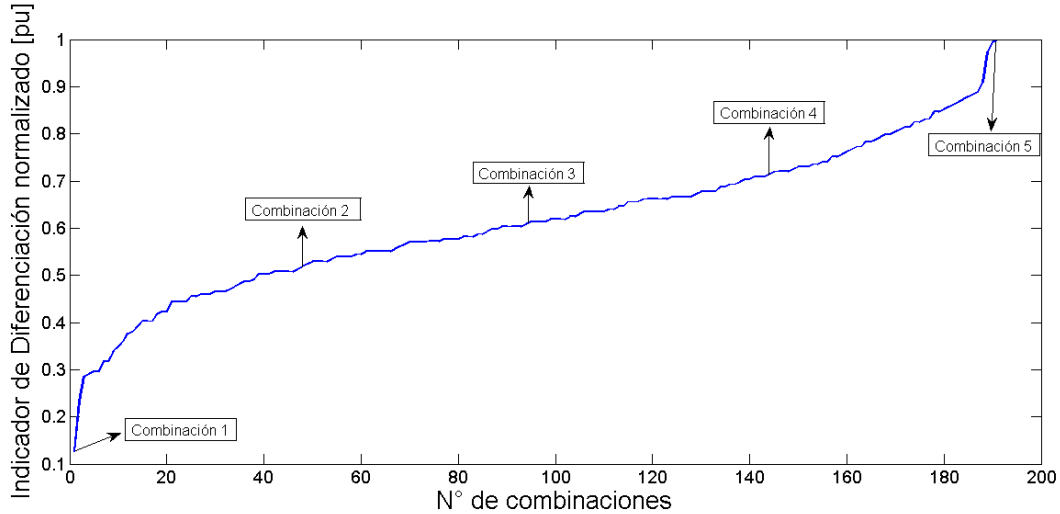


Figura 3.4 Selección de combinaciones utilizando el factor de diferenciación

3.2.4. Localización óptima: Minimización de pérdidas

La localización óptima de las combinaciones de BESS corresponde a un problema complejo desde el punto de vista de optimización, ya que es un problema entero combinatorial, con una función objetivo no lineal. Este problema se resuelve con algoritmos genéticos, los cuales se implementan en MATLAB, e integrando a MATPOWER (ver Anexo D) [60], para obtener los flujos de potencia. A continuación se presentan las características y restricciones del problema de optimización

La función objetivo busca minimizar las pérdidas en la red en las horas de interés:

$$Min \sum_{h \in D} \sum_{i \in Bus} \sum_{k \in Bus} L_{ik}^h \quad (3.16)$$

Donde L_{ij}^h son las pérdidas de energía en las líneas que unen la barra i -ésima y k -ésima en la hora de interés h . El conjunto D representa las horas de interés del problema de optimización y el conjunto Bus son las barras presentes en el sistema.

El problema está sujeto a las siguientes restricciones:

- **Ecuaciones de balance**

$$\sum_{k=1}^N |V_i^h| |V_k^h| (G_{ik} \cos \theta_{ik}^h + B_{ik} \sin \theta_{ik}^h) + P_d^{i,h} - \sum_{m \in \text{mod}} P_{ESS}^{i,h,m} - P_g^{i,h} = 0 \quad (3.17)$$

$$\forall i \in \text{Bus}, \forall h \in D$$

$$\sum_{k=1}^N |V_i^h| |V_k^h| (G_{ik} \sin \theta_{ik}^h - B_{ik} \cos \theta_{ik}^h) + Q_d^{i,h} - Q_g^{i,h} = 0 \quad \forall i \in \text{Bus}, \forall h \in D \quad (3.18)$$

Donde $|V_k^h|$ es el voltaje en la barra k durante la hora h, $|V_i^h|$ es el voltaje en la barra i durante la hora h; G_{ik} es la parte real del término de la i-ésima fila y k-ésima columna de la matriz de admitancia; B_{ik} es la parte imaginaria del término de la i-ésima fila y k-ésima columna de la matriz de admitancia; θ_{ik} es la diferencia en el ángulo del voltaje entre las barras i-ésima y k-ésima; $P_d^{i,h}$ y $P_g^{i,h}$ son las potencias activas demandadas y generadas en la barra i en la hora de interés h, respectivamente; $Q_d^{i,h}$ y $Q_g^{i,h}$ son las potencias reactivas demandadas y generadas en la barra i, en la hora de interés h; y $P_{ESS}^{i,h,m}$ es la potencia que entrega el módulo m de BESS a la red en la barra i, en la hora de interés h. Se debe notar que si el módulo m no se encuentra localizado en la barra i la potencia entregada, $P_{ESS}^{i,h,m}$ es cero. Por otro lado, cuando la batería se carga $P_{ESS}^{i,h,m}$ toma valores negativos.

- **Límite térmico de transferencias por las líneas**

$$|T_{ij}^h| \leq T_{max} \quad (3.19)$$

- **Límites de voltaje y ángulos máximos :**

$$V_{min} \leq |V_i^h| \leq V_{max} \quad (3.20)$$

$$\theta_{min} \leq |\theta_{ik}^h| \leq \theta_{min} \quad (3.21)$$

Las restricciones de las baterías están dadas por las restricciones usadas en la metodología de localización óptima y por el *scheduling* obtenido del dimensionamiento óptimo. Esto sugiere una

última restricción donde la suma de la potencia entregada en cada hora por los módulos de BESS debe ser igual a la potencia del *scheduling* del dimensionamiento óptimo de la batería agregada.

$$\sum_{m \in mod} P_{ESS}^{i,h,m} = P_{scheduling}^h \quad (3.22)$$

Donde $P_{scheduling}^h$ es la potencia del BESS agregado obtenido del dimensionamiento óptimo en la hora h obtenida en el proceso de dimensionamiento óptimo, que debe ser igual a la suma de descargas hora a hora realizadas por los módulos de BESS.

3.2.5. Algoritmos genéticos

El proceso de localización óptima utiliza algoritmos genéticos con el objetivo de minimizar las pérdidas de la RD. Los algoritmos genéticos (GA) ¹⁹ son métodos iterativos de optimización introducidos por John Holland [61] e inspirados en el comportamiento evolutivo de las especies y la genética de los seres vivos basado en la teoría de Charles Darwin [62]–[64]. Según la teoría de Darwin, a medida que transcurren las generaciones, la población de una especie evoluciona de forma tal que los individuos que logran adaptarse de mejor forma al entorno tienen una mayor probabilidad de sobrevivir y reproducirse. Las características que permitieron al individuo una mejor adaptabilidad a su medioambiente son heredadas por su descendencia, con ello los mejores rasgos tienden a mantenerse en las poblaciones por más generaciones, mientras que las características menos útiles tienden a desaparecer. De esta manera, los algoritmos genéticos consideran que la mejor solución de un conjunto de soluciones (individuos) de un problema tiene mayores probabilidades de supervivencia, entregando su información a las futuras iteraciones (generaciones) del algoritmo.

En particular para este proceso de optimización el objetivo es minimizar las pérdidas de las líneas de transmisión, dado por la ecuación (3.16).

Un algoritmo genético simula el proceso de evolución en una población de individuos a través del tiempo. La siguiente terminología es útil a la hora de entender la modelación de un algoritmo genético:

¹⁹ Por sus siglas en inglés Genetic Algorithm.

- Individuo: Corresponde a cualquier conjunto de variables a los que se le pueda aplicar una función objetivo o *fitness*.
- Población: Se refiere a un grupo de individuos con un conjunto de variables definidas.
- Generación: Corresponde a una población en un momento determinado. La población actual produce una nueva población, llamada también nueva generación.
- *Fitness*: Representa la manera de evaluar de las características de los individuos, un mejor *fitness* permite al individuo una mayor probabilidad de entregar su información a la siguiente generación.
- Padres e hijos: Para crear una nueva generación, el GA selecciona ciertos individuos llamados padres, y los usa para crear nuevos individuos llamados hijos. Existe una mayor probabilidad de seleccionar a un padre que posee características mejores (mejor valor del *fitness*) que otro.

Los operadores que permiten el funcionamiento del algoritmo genético son los de selección (de padres), recombinación (cruce de la información de los padres) y mutación (modificación de la información de los padres).

Selección

Para realizar la selección de los padres se calcula la “probabilidad de selección” del individuo i , en la generación t (ver ecuación (3.23)). Esta probabilidad representa la chance que tiene ese individuo de ser considerado para ser padre.

$$p_{i,t} = \frac{fitness_{i,t}}{\sum_{i \in I} fitness_{i,t}} \quad (3.23)$$

Donde $p_{i,t}$ es la probabilidad de selección del individuo i en la generación t , $fitness_{i,t}$ es la evaluación del *fitness* e I es el conjunto de todos los individuos de la población. A los padres obtenidos a partir de esta función de probabilidad se les aplican los operadores de recombinación o mutación para así obtener los individuos de la siguiente generación.

De manera de mantener a aquellos individuos que poseen los mejores valores del *fitness* dentro de una población se define el concepto de elitismo, el cual permite seleccionar a los mejores individuos para que de manera directa pasen a la siguiente generación.

Recombinación

La recombinación permite que se generen individuos nuevos a partir de la información presente en los padres. Se toman dos padres P y M y se recombina una solución con una probabilidad de recombinación p_r . Ambos padres tienen sus soluciones codificadas en genes de longitud n. Se realiza un cruzamiento de la información en la posición k escogida aleatoriamente. Así los hijos H_1 y H_2 , se obtienen de la siguiente forma:

$$P = [p_1 | p_2 | \dots | p_{k-1} | p_k | p_{k+1} \dots | p_n] \quad (3.24)$$

$$M = [m_1 | m_2 | \dots | m_{k-1} | m_k | m_{k+1} \dots | m_n] \quad (3.25)$$

$$H_1 = [p_1 | p_2 | \dots | p_{k-1} | m_k | p_{k+1} \dots | p_n] \quad (3.26)$$

$$H_2 = [m_1 | m_2 | \dots | m_{k-1} | p_k | m_{k+1} \dots | m_n] \quad (3.27)$$

Se observa que los hijos heredan información de ambos padres. H_1 hereda toda la información de P, excepto en el gen k (ubicación k), donde hereda la información de M. De la misma manera H_2 tiene toda la información de M, salvo en el gen k que tiene la información de Q. Es posible que más de un gen sea intercambiado para formar a los hijos. De esta manera se crean nuevos individuos utilizando la información presente en la población.

Mutación

La mutación permite modificar de manera aleatoria un gen del individuo siempre que la mutación se encuentre dentro de las restricciones propias del problema. De esta manera, un padre P, podría ver modificada su información de un gen al azar k con probabilidad p_{mut} generando un hijo H.

$$P = [p_1 | p_2 | \dots | p_{k-1} | p_k | p_{k+1} \dots | p_n] \quad (3.28)$$

$$H = [p_1 | p_2 | \dots | p_{k-1} | mut_k | p_{k+1} \dots | p_n] \quad (3.29)$$

Se observa que el gen en la posición k mutó de un valor de p_k a un valor mut_k . Las mutaciones pueden realizarse en varios puntos al mismo tiempo. Gracias a este operador las poblaciones pueden mejorar (o empeorar) sus características que no se encuentran presentes en la población actual, entregando mayor diversidad genética a la población.

Pasos del algoritmo genético

La Figura 3.5 resume los pasos que utiliza un algoritmo genético para encontrar una solución que minimice su función objetivo. Estos pasos se encuentran detallados a continuación:

- 1) El algoritmo comienza creando de manera aleatoria una población inicial de individuos que solucione el problema. Esta población inicial puede contener cuantos individuos se desee.
- 2) El algoritmo crea nuevas poblaciones. En cada paso, el algoritmo usa los individuos de la generación actual para crear la generación de individuos siguiente. El algoritmo realiza los siguientes pasos para crear la nueva población:
 - a) Le entrega un puntaje a cada individuo luego de evaluar el *fitness*.
 - b) Selecciona individuos que serán los padres de la próxima generación. Aquellos individuos que posean un mejor puntaje tienen una mayor probabilidad de ser seleccionados.
 - c) Los individuos que tienen el mejor puntaje son elegidos como la “elite”. Esta elite es pasada a la siguiente generación. Este paso garantiza la convergencia del algoritmo al óptimo [65].
 - d) A partir de los padres se generan los hijos. Los hijos pueden ser producidos a partir de cambios aleatorios a los padres (mutación), por combinación de la información presentes en un par de padres (recombinación), o ser parte de la elite.
 - e) Finalmente se reemplaza la población actual por los hijos obtenidos, de manera de formar la siguiente generación.

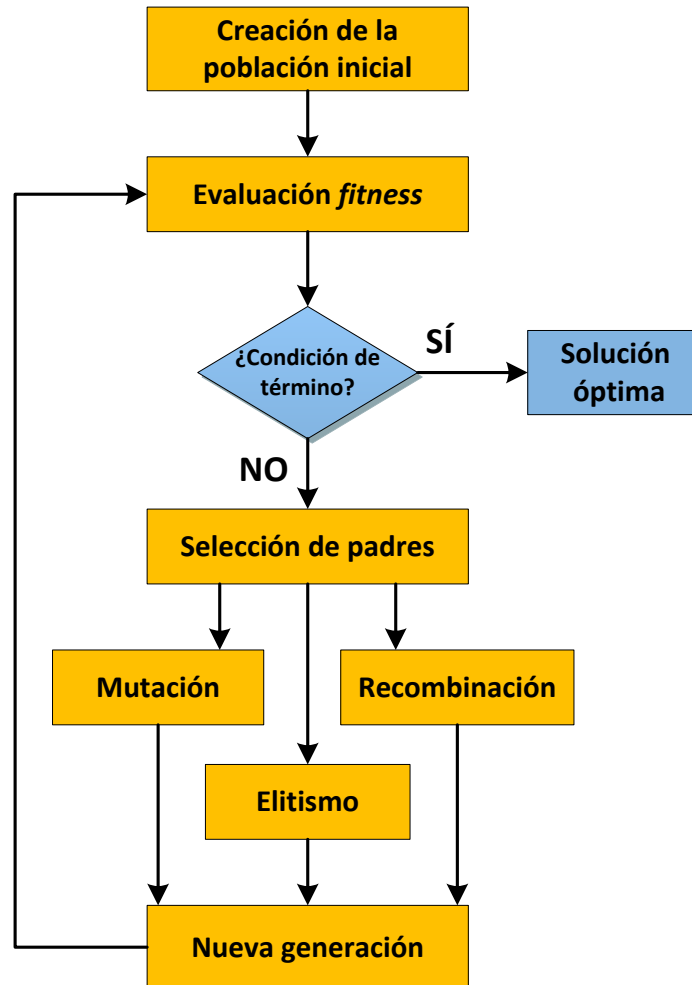


Figura 3.5 Pasos del algoritmo genético

- 3) El algoritmo finaliza cuando se cumple con uno de los siguientes criterios de término:
- Generaciones: si el número de generación alcanza el valor máximo permitido.
 - Límite de tiempo: si la cantidad de tiempo que ha corrido supera el tiempo límite definido.
 - Límite de la función objetivo: si se alcanza un valor de la función objetivo mejor que el límite.
 - Generaciones sin cambios: Si no se producen cambios en el valor de la mejor función objetivo por un número de generaciones igual al número de generaciones sin cambios el programa termina.
 - Tiempo sin cambios: Similar a lo anterior, pero si se sobrepasa el límite de tiempo el algoritmo termina.

- f) Tolerancia: Si el mejor valor de la función objetivo no cambia en un valor mayor que la tolerancia el programa termina, considerando sólo generaciones que poseen cambios.

Capítulo 4 Caso de estudio

4.1. Dimensionamiento óptimo

En esta sección se muestra la información base que se utiliza para el dimensionamiento óptimo de baterías.

4.1.1. Demanda

Con el objetivo de utilizar una demanda real de una red de distribución se utiliza la demanda presente en el anillo de Chilectra 110kV del año 2011 (ver Anexo A), información recabada de la página del CDEC-SIC²⁰ [66].

Chilectra es la empresa distribuidora más grande de Chile según la energía demandada. Las ventas de energía a clientes son bastante equitativas con respecto a los distintos sectores alcanzando los 3.778 [GWh], 4.212[GWh], 3.061[GWh] y 3.394 [GWh] para clientes residenciales, comerciales, industriales y otros²¹, respectivamente [67].

Se destaca que el crecimiento de las ventas de energía de Chilectra en el período 2011-2012 fue de un 5,5%, donde el segmento que más creció fue el comercial con un 10,2%; residencial y otros incrementaron su participación en 5,2% y el consumo industrial sólo registró un aumento del 0,1%.

Considerando la “Fijación de Precios de Nudo” de abril del 2012 entregada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [37], se predice un crecimiento anual de la demanda no menor al 4,9%, tal como lo indica la Tabla 4.1. Esta información será utilizada para estimar la tasa de crecimiento de la potencia punta, para la aplicación de recorte de punta de la batería tipo a utilizar.

Tabla 4.1 Tasas de crecimiento según Previsión de la Demanda SIC (CNE)

Tasas de crecimiento según Previsión de la Demanda SIC (CNE)			
Años	Clientes Libres	Clientes Regulados	Total

²⁰ Centro de despacho económico de carga del Sistema Interconectado Central.

²¹ Incluye clientes fiscales, municipales, agrícolas, utilidad pública, distribuidora y efecto consolidado.

2013	7,3 %	5,5 %	6,2 %
2014	7,0 %	5,4 %	6,0 %
2015	6,8 %	5,2 %	5,9 %
2016	6,7 %	5,1 %	5,8 %
2017	6,4 %	4,9 %	5,5 %
2018	6,0 %	4,5 %	5,1 %
2019	5,7 %	4,5 %	5,0 %
2020	5,7 %	4,5 %	5,0 %
2021	5,5 %	4,5 %	4,9 %
2022	5,5 %	4,5 %	4,9 %

4.1.2. Batería tipo para la optimización

Para la optimización se utilizará una “batería tipo” definida con los parámetros señalados en la Tabla 4.2. Sobre dicha batería se realizará un análisis de sensibilidad de la eficiencia, vida útil, pago por potencia, crecimiento del pago por potencia y precio de la energía. Esta batería tipo se considera plausible ya que se condice con la información bibliográfica recabada y resumida por las Tabla 2.3 y Tabla 2.4. En efecto, en particular las tecnologías de flujo de NaS, Fe/Cr y Zn/Aire pueden tener estas características, e incluso llegar a tener una mayor cantidad de ciclos de descarga que lo indicado en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Parámetros de batería tipo

Profundidad de descarga	80%
Eficiencia de ciclo completo	75%
Cantidad de ciclos	3000 (15 años)
Autodescarga	-

Además se considera un costo de mantenimiento fijo anual de 20 \$USD por kW de BESS instalado al año [17], [29], [35].

4.1.3. Parámetros económicos para la batería tipo

Para realizar el estudio de costos se requiere definir el valor del pago por potencia punta del distribuidor. En la ecuación (3.11) tanto el valor de pago básico por potencia punta ($PUPP$), como el promedio de potencia punta ($\overline{P_{punta}}$) aumentan a través del tiempo. De acuerdo con la previsión de la demanda del SIC de la CNE se estima que la demanda aumentará anualmente al

menos un 4,9% en los próximos 10 años. En la Tabla 4.3 se presentan los valores del costo de la energía y potencia de las principales barras del troncal que entregan energía eléctrica a Chilectra. Tanto el valor de *PUPP* y de *pE* son relevantes para la evaluación económica de la batería, ya que del primero depende el pago por potencia y del segundo, el costo adicional debido a las pérdidas por la ineficiencia del BESS.

Se debe destacar que se utiliza un único valor de *PUPP* y *pE* durante todo el periodo del proyecto de BESS. Esto supone que los contratos realizados con generadores son de gran tamaño, a largo plazo y a precio regulado.

Tabla 4.3 Precio de potencia y energía en las principales barras que entregan energía a Chilectra, Abril 2012

Barra	<i>PUPP</i> [\$USD/ kW*mes]	<i>pE</i> [\$USD/ MWh]
Polpaico	9,63	87,2
Cerro Navia	9,85	91,7
Chena	9,85	91,8
Alto Jahuel	9,72	90,4

La Figura 4.1 muestra la evolución del pago básico por potencia histórico. El pago por potencia se incrementa tal como lo indica la regresión lineal de esta figura. Se observa además que no ha tendido de forma constante al alza sino que ha variado de manera considerable en el corto plazo, sin embargo, en el largo plazo tiene una tendencia al alza. A partir de la regresión lineal se puede estimar un tasa de crecimiento promedio en el largo plazo durante el periodo Abril 2001- Octubre 2012 de un 5% anual.

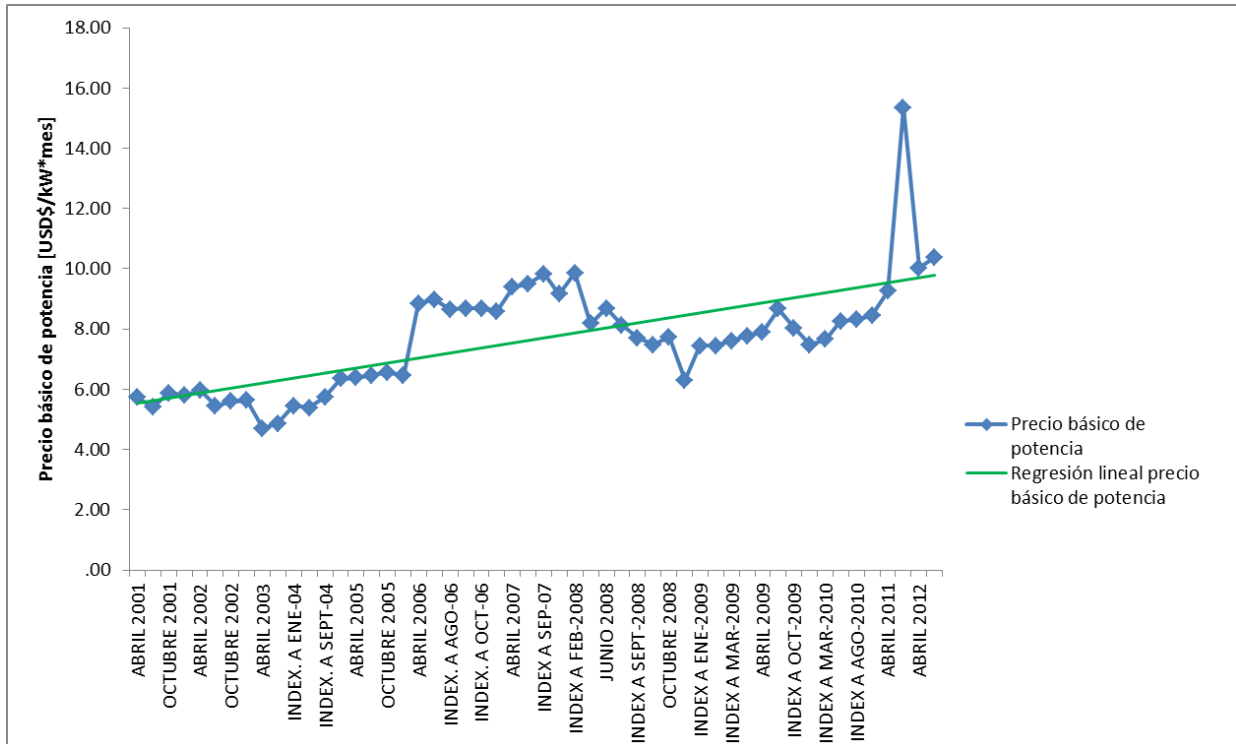


Figura 4.1 Precio básico de potencia histórico 2001-2012 [66]

A partir de la información recabada se resumen los datos económicos utilizados para el dimensionamiento óptimo en la Tabla 4.4. El tipo de cambio indicado es el mismo que se utiliza en la Tabla 4.3.

Tabla 4.4 Datos económicos para el análisis económico de la batería tipo

Pago básico por potencia punta Abril 2012 (dólares)	9,9189	[\$USD/kW*mes]
Pago básico de energía Abril 2012 (dólares)	90,3	[\$USD /MWh]
Tasa de interés del proyecto	10	%
Tasa de crecimiento	5	%
Dólar observado Abril 2012	485,4	[\$CL]

De manera conservadora se establece que el crecimiento del pago por potencia es de un 5%. Además el valor de *PUPP* y de *pE* utilizado en el caso base es el promedio de la información presentada en la Tabla 4.3.

4.2. Localización óptima

4.2.1. Modelación del anillo de 110 kV en MATPOWER

El “anillo de 110 kV” de Chilectra forma una parte importante de la red eléctrica que abastece a Santiago (ver Figura 4.2), tal como se mencionó en la sección 4.1.1. Posee más 300 km de líneas de 110 kV, más de 3800 km de líneas de 12 kV y más de 19.000 transformadores de 12 kV a 380 V y más de 8000 km de líneas de baja tensión (380 V).

En este trabajo se emplea un modelo reducido de la red de Chilectra en 110 kV, considerando:

- 78 nodos
- 47 barras
- 152 líneas

Los parámetros de la red son obtenidos de la base de datos del CDEC-SIC [66] y son modelados utilizando MATPOWER [60], un programa que permite realizar flujos de potencia utilizando MATLAB o GNU Octave.

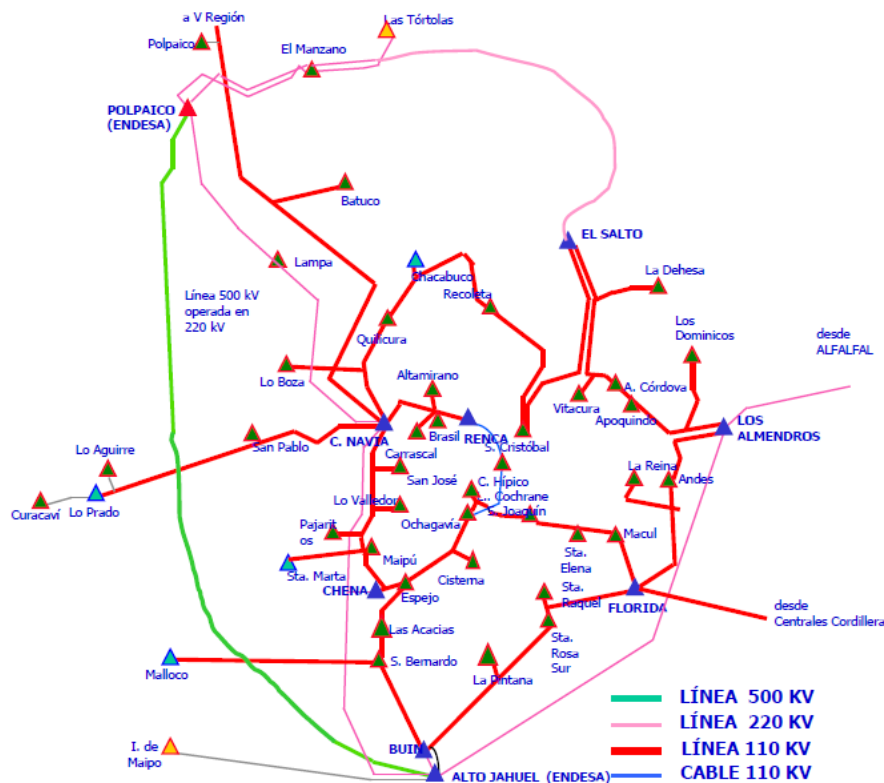


Figura 4.2 Diagrama esquemático del abastecimiento eléctrico de Santiago

El escalamiento de la demanda se realiza de manera horaria en cada barra. Para ello se utiliza la curva de carga agregada obtenida del CDEC-SIC, utilizando la misma demanda que fue usada en el proceso de dimensionamiento óptimo de BESS.

4.2.2. Módulos de baterías

En este trabajo se utilizan módulos de BESS que permitan obtener de manera agregada el tamaño obtenido en la etapa de dimensionamiento óptimo. Para utilizar módulos de BESS plausibles se recopila información de módulos que correspondan a proyectos en servicio o que estarán próximamente en servicio en el mundo, o módulos que estén disponibles comercialmente. Esta información es recabada utilizando las base de datos de proyectos de BESS del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) [21] (ver Anexo C), lo informado por EPRI [7] y Sandia National Laboratories [33]. A partir de estos datos se obtiene un conjunto de módulos de BESS que agrupados de distintas maneras permite obtener una batería agregada del tamaño del dimensionamiento óptimo.

Capítulo 5

Resultados del dimensionamiento óptimo de BESS

A continuación se presentan los resultados de la optimización efectuada utilizando los supuestos y escenarios mostrados en el caso de estudio. Se entregan los resultados de la modelación de la batería que realiza recorte de punta. Primero se presentan los resultados para la batería tipo; y luego se analiza la sensibilidad de los resultados con respecto a la eficiencia, vida útil, pago por potencia, crecimiento del pago por potencia y precio de la energía; para finalmente obtener una de las baterías óptimas a utilizar en la etapa de optimización de la localización.

5.1. Batería tipo

Los resultados de la optimización dependen fuertemente de los costos de las distintas tecnologías de BESS. Por ello, considerando los costos factibles de BESS definidos en las secciones anteriores, se realizan dimensionamientos óptimos para distintos pares de costos unitarios de energía y potencia. El área achurada de la Figura 5.1 muestra para cuales costos factibles existe una solución de dimensionamiento óptimo que produce reducción de costos en la RD mediante la utilización del BESS. La región que se encuentra achurada (zona inferior izquierda de la frontera) corresponde a costos unitarios de energía y potencia que permiten un dimensionamiento óptimo del BESS reduciendo los costos de la RD al incorporar un BESS, mientras que la zona no achurada representa costos factibles que no permiten la existencia de un BESS que reduzca los costos de la RD, utilizando los parámetros definidos para la batería tipo. La frontera corresponde entonces a la curva límite que permite un dimensionamiento de BESS que reduce los costos de la RD, separando las dos áreas al interior de los costos factibles. De la Figura 5.1 se observa que la batería de plomo ácido es la única tecnología que sobrepasa la frontera de costos y por lo tanto la única que podría reducir los costos para la RD mediante el uso de un BESS.

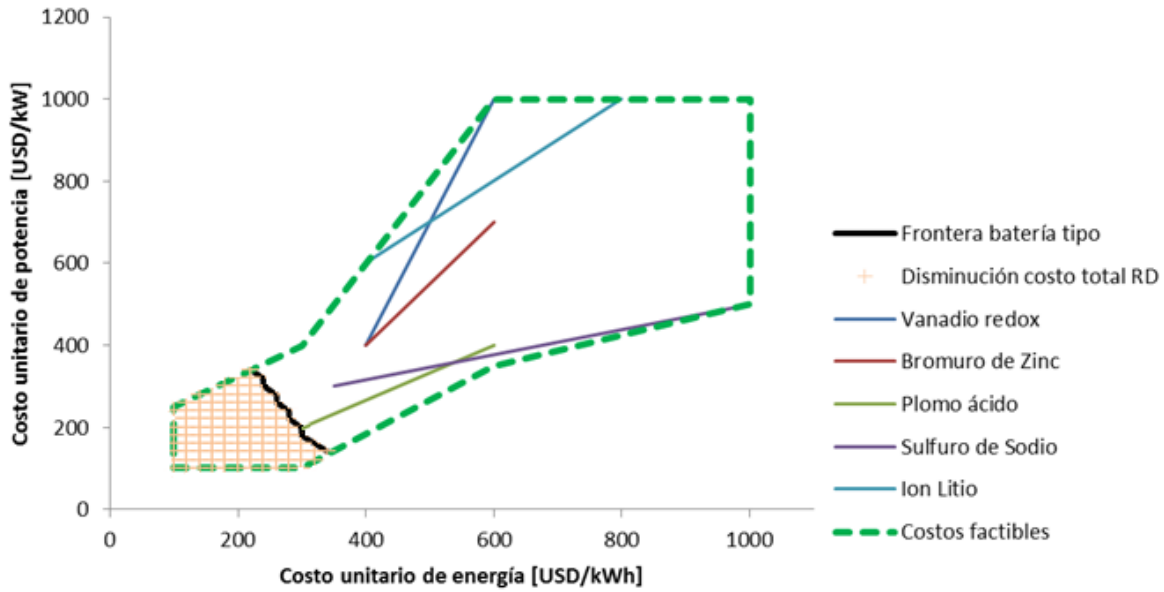


Figura 5.1 Dimensionamientos bajo distintos costos factibles

Utilizando los resultados del dimensionamiento óptimo, se obtiene una batería 42 MW de potencia y 84 MWh de energía para todos los costos de inversión en la frontera. Sin embargo para otros costos de inversión, dentro del área achurada de la Figura 5.1, se obtienen diferentes soluciones de dimensionamiento. Todas las soluciones al interior del área achurada disminuyen el costo de la RD.

La Figura 5.2 muestra la disminución de costos y la inversión necesaria de los BESS para distintos costos de la batería tipo. En la figura sólo se consideran aquellos costos que generan una disminución de los costos totales de la RD correspondientes al área achurada de la Figura 5.1. El costo total unitario de energía corresponde a la división en el costo total de inversión del BESS y la energía dimensionada de manera óptima. El costo total unitario de energía, CUE_{ESS}^{total} , corresponde a considerar que el costo de inversión dependa solamente de la energía nominal del BESS, de la forma:

$$CInv_{ESS} = CUE_{ESS}^{total} \cdot E_{ESS}[\$] \quad (5.1)$$

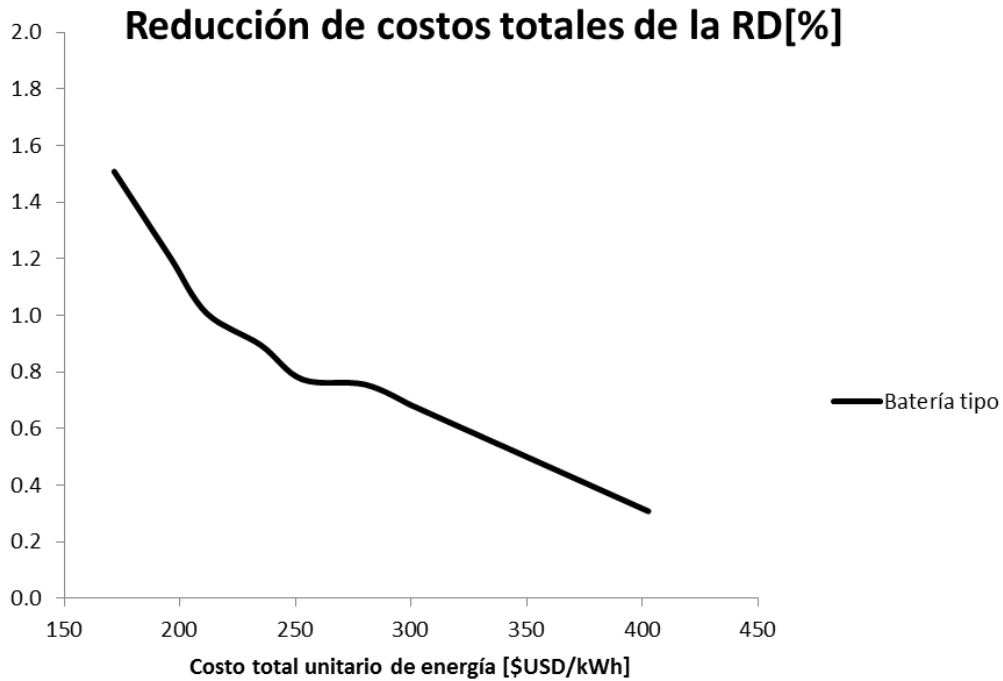


Figura 5.2 Reducción de costos versus costo unitario de energía BESS.

Se observa una mayor pendiente en la zona de costos de inversión bajos con ello existe un mayor riesgo al suponer costos unitarios de inversión bajos, ya que si ocurren errores en el presupuesto de inversión la reducción de costos podría verse afectada de manera significativa. Además se observa que no se pueden obtener beneficios para baterías con un costo de inversión unitario por sobre los 400 [\$/kWh], pues no existen BESS que reduzcan los costos totales de la RD. Una forma de mejorar la situación anterior es considerar una mayor cantidad de beneficios asociados al BESS.

5.2. Sensibilidades de parámetros de BESS

Debido a la presencia de distintas tecnologías e incertidumbre en los distintos parámetros utilizados en la batería tipo, se decide realizar un análisis de sensibilidad de las características propias de la batería así como de los costos usados que puedan resultar críticas al momento de dimensionar el BESS de manera óptima,. Para ello se realiza una sensibilidad de la eficiencia, cantidad de ciclos, pago por potencia, tasa de crecimiento del pago por potencia y precio de la energía. La Tabla 5.1 muestra el análisis de sensibilidad que se realiza para los distintos parámetros de la optimización. La eficiencia y la vida útil, son determinados a partir de los distintos tipos de batería existentes, el pago por energía y potencia y el crecimiento a partir de las

variabilidades observadas en la información histórica y la estimación futura realizada en la sección del caso de estudio.

Tabla 5.1 Resumen de sensibilidades

Parámetro	Valor mínimo	Batería tipo	Valor Máximo
Eficiencia [%]	60	75	85
Pago por potencia punta [\$USD/kW*mes]	8	9,9189	12
Pago por energía [\$USD/MWh]	50	90,3	150
Crecimiento del pago por potencia [%]	3	5	7
Ciclos (años)	2000 (10)	3000 (15)	6000 (30)

5.2.1. Sensibilidad de eficiencia

Uno de los elementos relevantes en la operación de las baterías es su eficiencia. Es conocido que la eficiencia de los BESS disminuye con el tiempo o si no se realizan las mantenciones adecuadas [28], sin embargo para la batería tipo se asume una eficiencia constante del 75%. Según la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** las tecnologías existentes tienen eficiencias de ciclo completo que varían entre el 60 y 85%.

La Figura 5.3 muestra cómo cambian las curvas fronteras, permitiendo una mayor o menor reducción de costos de la RD frente a la incorporación de un BESS, al variar su eficiencia. Se destaca que a una mayor eficiencia (n85: 85% de eficiencia) de la batería la frontera se mueve hacia la derecha, permitiendo que BESS con mayores costos de inversión puedan reducir los costos de la RD. Si la eficiencia es del 60%, entonces no existe ninguna tecnología actual cuya incorporación disminuya los costos de la RD.

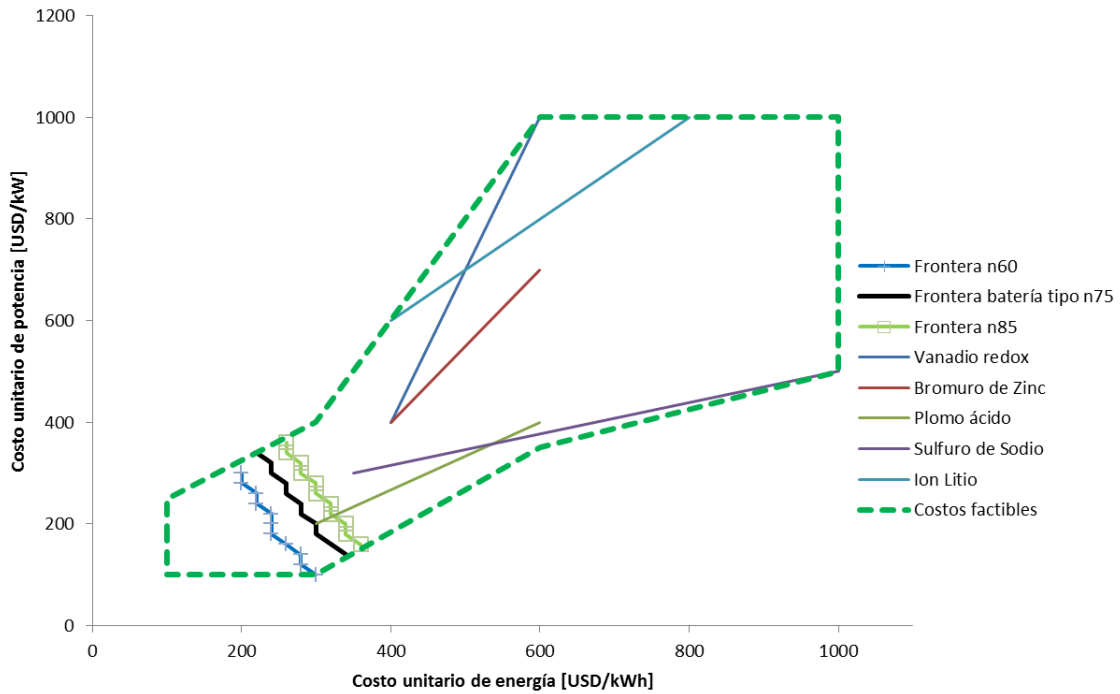


Figura 5.3 Sensibilidad de eficiencia y costos unitarios factibles

La Figura 5.4 muestra el efecto de la eficiencia en la reducción de costos por la puesta en servicio de un BESS que provee recorte de punta. Nuevamente para cada curva sólo se consideran los costos factibles que reducen costos de la RD. A medida se utilizan baterías de mayor eficiencia la reducción de costos por incorporar un BESS aumenta. Por otra parte a medida que aumenta la eficiencia las baterías logran reducir los costos de la RD incluso para mayores costos de inversión. En la actualidad el valor de inversión de BESS más bajo es de 300 [\$USD/kWh] (ver sección 2.3), se logra con baterías en etapas tempranas de desarrollo, utilizando tecnologías redox tales como Zinc/Bromo, Fierro/Cromo y Zinc/Aire. En la Figura 5.4 se observa que con un costo de 300 [\$USD/kWh] la batería más eficiente reduce los costos un 50% más que la batería de menor eficiencia.

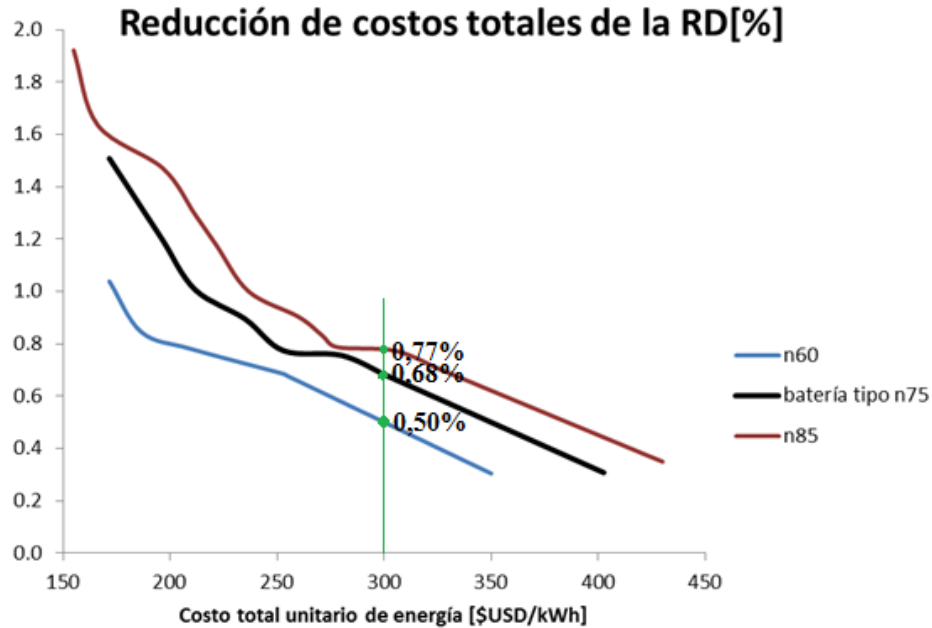


Figura 5.4 Sensibilidad en eficiencia

5.2.2. Sensibilidad de pago por potencia unitario

La Figura 5.5 muestra que para precios de pago por potencia punta de 12 [USD/kW*mes] la tecnología de sulfuro de sodio y la de plomo disminuye los costos de la RD, pues sus curvas de costos unitarios traspasan la frontera. Se observa que el precio unitario de pago por potencia es una variable relevante para el problema de optimización pues modificaciones en su valor puede hacer que tecnologías nuevas traspasen la frontera o que incluso no existan tecnologías que reduzcan el costo de la RD. En efecto, para valores bajo los 9 [\$USD/kW*mes] no existe ninguna tecnología factible que disminuya costos de la RD. Lo anterior se podría modificar si en un futuro las tecnologías de BESS disminuyen sus costos y con ello logran traspasar otras fronteras.

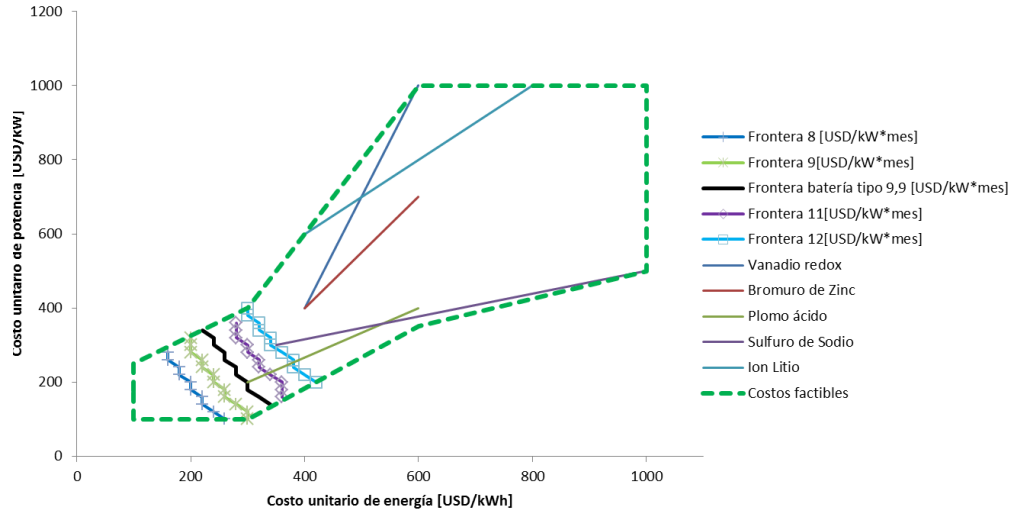


Figura 5.5 Sensibilidad del precio unitario del pago por potencia y costos unitarios factibles

En la Figura 5.6 se ilustra el efecto de un aumento o disminución del precio unitario de pago por potencia en la reducción de los costos totales de la RD. Similar a la sensibilidad de eficiencia, a medida que el pago por potencia aumenta la reducción de costos también aumenta. Los resultados muestran que para un costo total unitario de 300 [USD/kWh], la reducción de costos cuando el pago por potencia es de 12 [USD/kW·mes] casi triplica a la reducción con un pago por potencia de 8 [USD/kW·mes].

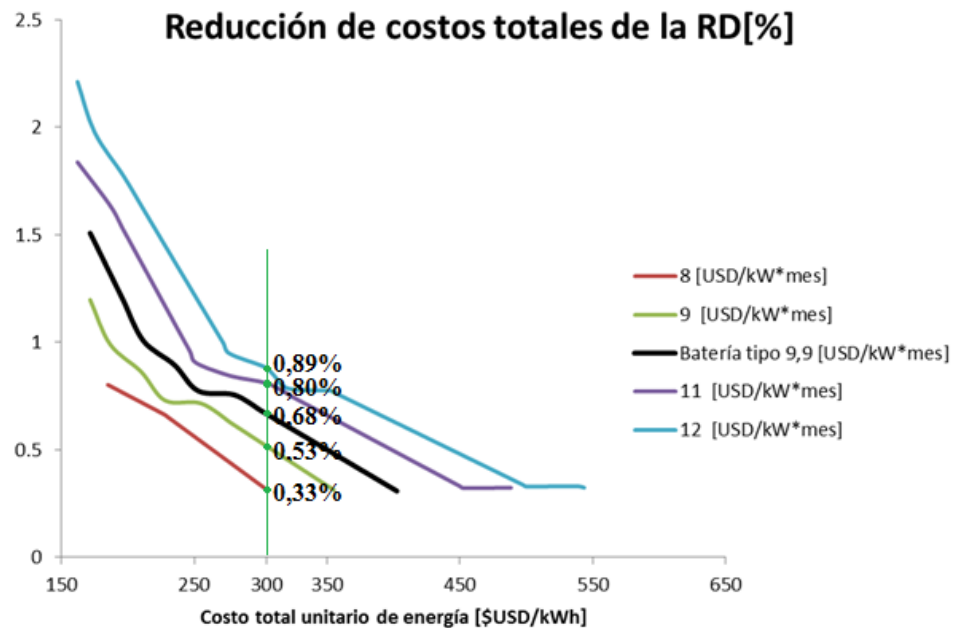


Figura 5.6 Sensibilidad en pago por potencia unitario

5.2.3. Sensibilidad por crecimiento del pago por potencia punta²²

El crecimiento del pago por potencia depende del costo sistémico de entregar potencia punta en las barras de intercambio con el distribuidor. El crecimiento del pago por potencia tiene variaciones que dependen del crecimiento de la demanda, de la generación y de las redes de transmisión.

La Figura 5.7 muestra la sensibilidad del crecimiento del pago por potencia punta. Se destaca que el crecimiento de 7% ($g=7\%$) no logra permitir que la tecnología de sulfuro de sodio traspase la frontera. A pesar de ello parte de los costos de inversión de la tecnología de plomo ácido logran disminuir los costos totales de la RD. Para un 3% de crecimiento del pago por potencia punta no existe ninguna tecnología que traspase su frontera. En la Figura 5.8 se muestra que para un costo de 300 USD/kWh la batería más eficiente reduce más de un 50% los costos de la RD que la batería de menor eficiencia.

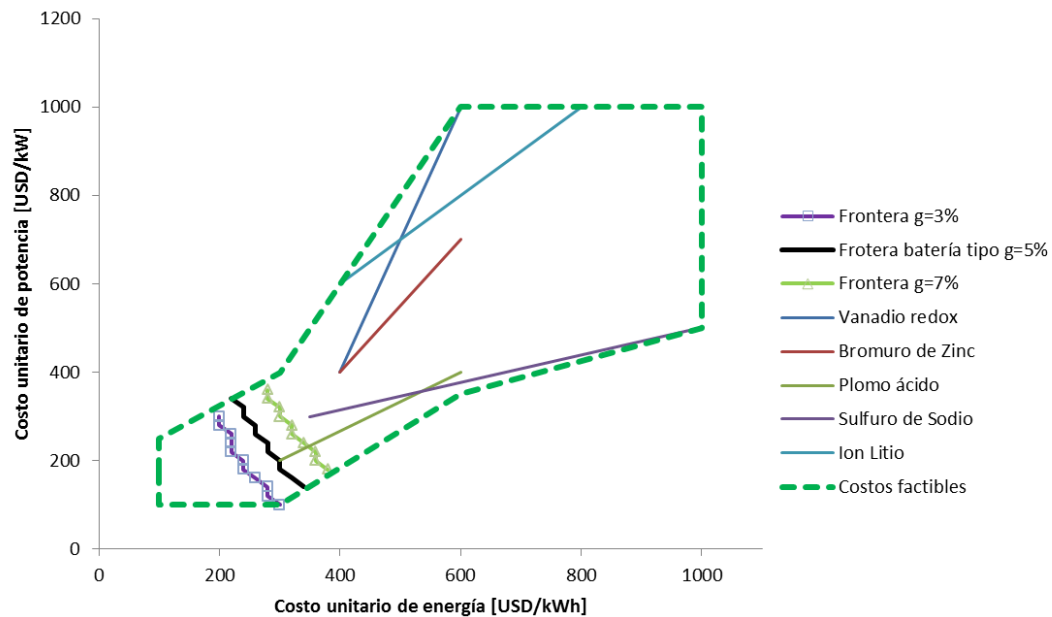


Figura 5.7 Sensibilidad de crecimiento del pago por potencia y costos unitarios factibles

²² El crecimiento del término *CPP*, definido en la sección 3.1.2.

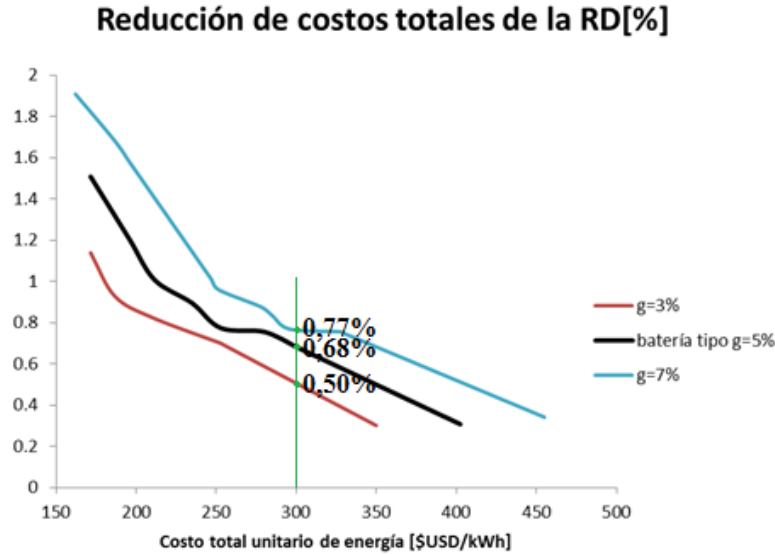


Figura 5.8 Sensibilidad por crecimiento del pago por potencia

5.2.4. Sensibilidad por cantidad de ciclos

La cantidad de ciclos que una batería puede operar en su vida útil está directamente relacionada con el mantenimiento que se le realiza al BESS, sumado a la operación del mismo. La batería puede disminuir su vida útil debido a cambios rápidos de potencia de carga o descarga, o debido a una profundidad de descarga sobre las características técnicas del BESS. La Figura 5.9 muestra la dependencia del número de ciclos en los costos unitarios que permiten obtener un dimensionamiento que disminuya los costos de la RD.

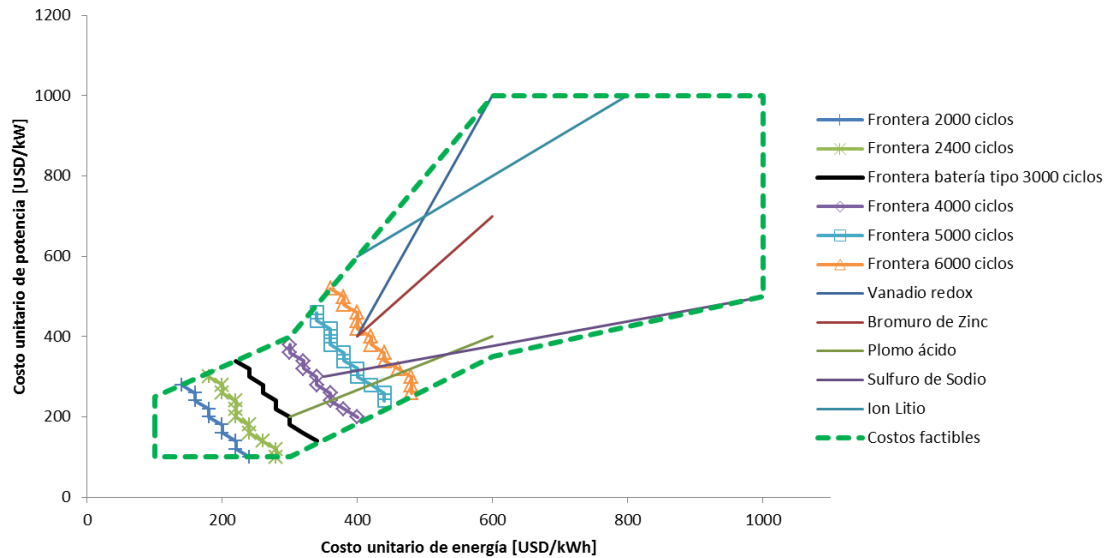


Figura 5.9 Sensibilidad de la vida útil del BESS y costos unitarios factibles

De la Figura 5.9 se observa que las tecnologías de Zn Br, Vanadio y NaS traspasan la frontera si se consideran 6000 ciclos de vida útil, permitiendo disminuir los costos de la RD. Así aumentar la vida útil de la batería conlleva un aumento importante de tecnologías que podrían reducir los costos al utilizarlas para disminuir el pago por potencia.

Además para cantidad de ciclos menores que la de la batería tipo (3000 ciclos), se observa que ninguna tecnología traspasa la frontera, por lo que no existiría una tecnología actual capaz de disminuir los costos de la RD.

La Figura 5.10 presenta la dependencia de la reducción de costos de la RD con la cantidad de ciclos que la batería es capaz de realizar antes de dejar de operar.

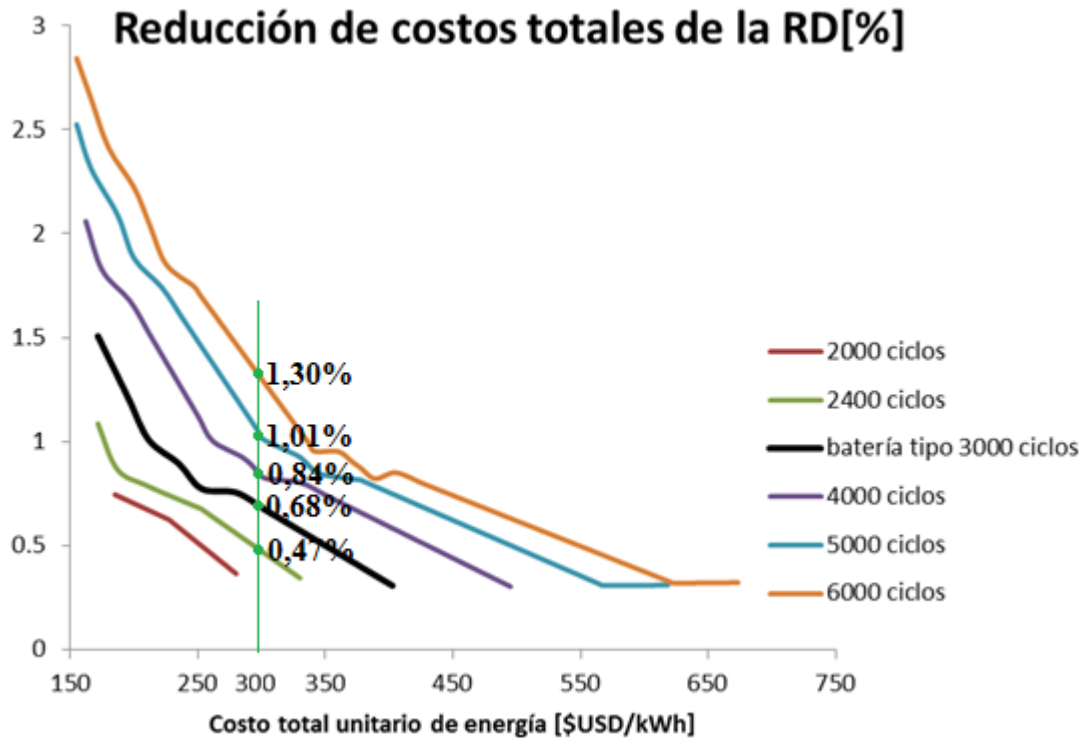


Figura 5.10 Sensibilidad por cantidad de ciclos

Cabe destacar que la cantidad de ciclos de vida repercute de manera importante en la posibilidad de obtener reducción de costos, con la incorporación de un BESS.

Se observa que la disminución de costos es alta (sobre el 2,9%) para una vida útil de 6000 ciclos llegando incluso a lograr reducción de costos hasta casi los 670 [USD\$/kWh] de costo total unitario de energía. La diferencia en reducción de costos puede ser mayor al 2,1% para los escenarios extremos.

De la Figura 5.10 se confirma que realizar esfuerzos para aumentar la vida útil de los BESS tiene una repercusión importante en los beneficios que una batería puede generar. Es posible prever un aumento significativo de la cantidad de ciclos de vida de los sistemas de almacenamiento, un ejemplo de aquello se informa en [68], en el 2014 baterías de Zn - Aire podrían alcanzar los 10.000 ciclos de vida.

5.2.5. Sensibilidad del precio básico de energía

El precio de la energía es bastante volátil y depende, en su mayoría de inversiones en generación, y transmisión. En particular, el precio en Chile ha variado en los últimos años el precio de la energía se ha ido encareciendo,

La Figura 5.11 y Figura 5.12 muestran el efecto del precio básico de la energía en la reducción de costos por la utilización de un BESS que provee recorte de punta a una RD. En la Figura 5.11, se muestra como diferentes precios de energía hacen variar las fronteras de costos unitarios de energía y potencia. En la Figura 5.12 se muestra cómo afectan estos distintos precios a la reducción de costos. En ambas figuras se observa que los resultados son muy poco sensibles a la variación en el precio de la energía.

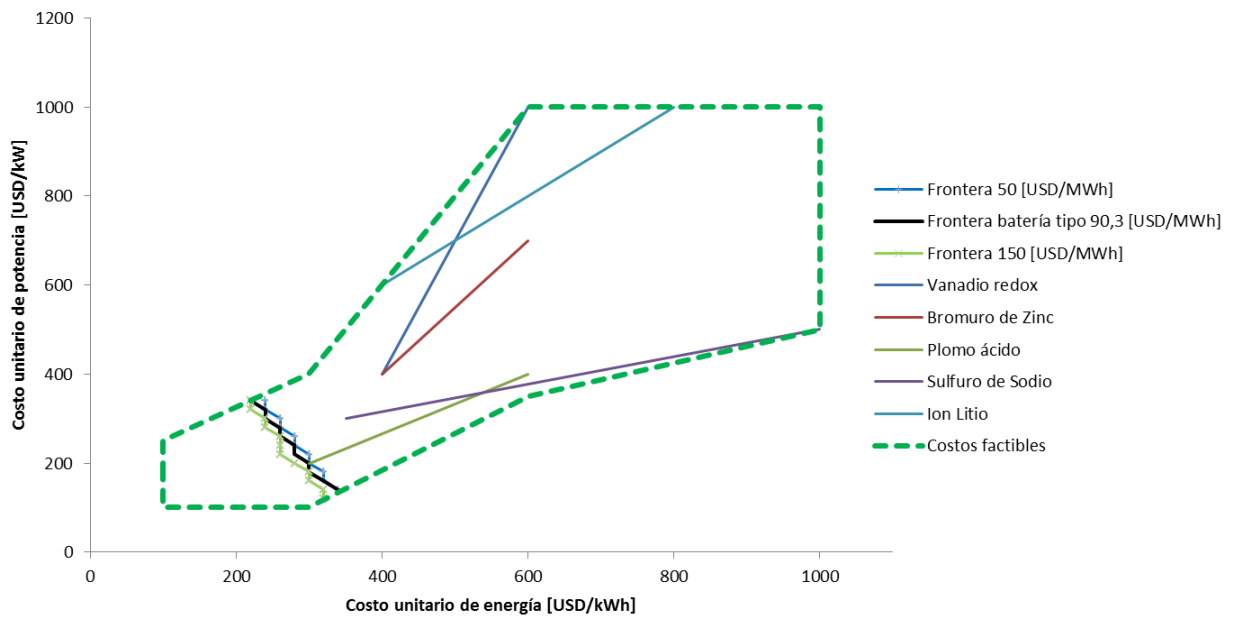


Figura 5.11 Sensibilidad del precio básico de la energía y costos unitarios factibles

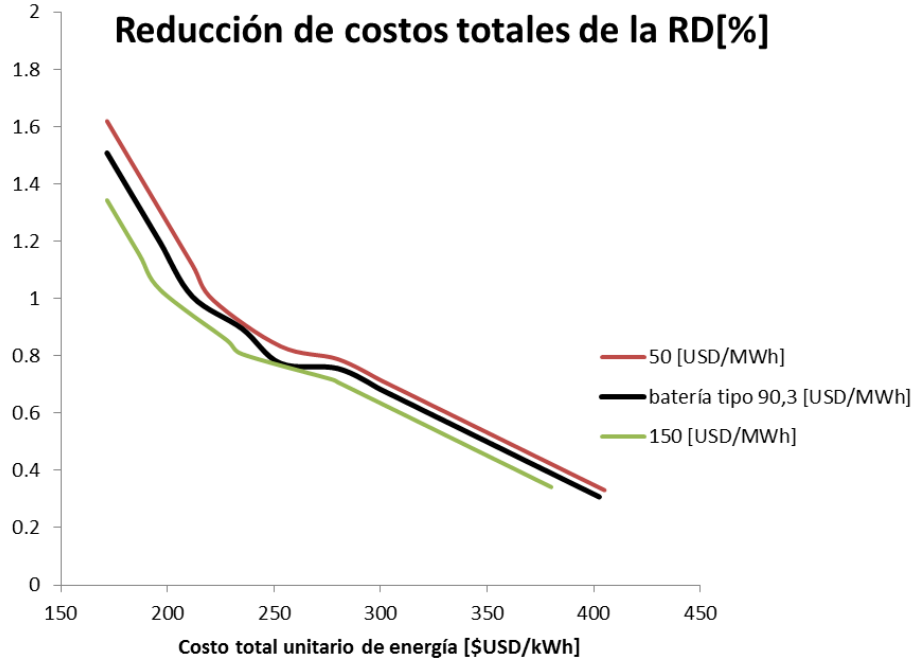


Figura 5.12 Sensibilidad por precio de compra de energía de la distribuidora

Considerando el supuesto utilizado en la metodología de dimensionamiento óptimo, es decir, que existe un único valor de energía para todas las horas de la demanda, se observa que el precio de la energía representa una variable de poca importancia a la hora de evaluar el dimensionamiento óptimo en baterías.

5.3. Comparación de resultados del dimensionamiento óptimo

Para evaluar la variabilidad de los resultados presentados anteriormente se introduce el concepto de distancia entre dos fronteras de costos. Cabe mencionar que las fronteras de costos se pueden considerar como curvas que poseen pares de costos unitarios de energía, CUE; y potencia, CUP. Se define distancia entre dos fronteras, f_1 y f_2 , como la mínima distancia entre los pares de costos unitarios que las componen:

$$d(f_1, f_2) = \min \left(\sqrt{(CUE_1 - CUE_2)^2 + (CUP_1 - CUP_2)^2} \right) \quad (5.2)$$

$$\forall (CUE_1, CUP_1) \in f_1 \text{ y } \forall (CUE_2, CUP_2) \in f_2$$

La Figura 5.13 da cuenta de la variabilidad que poseen las sensibilidades realizadas. Las distancias se normalizan con respecto a la distancia de la sensibilidad realizada a la vida útil de

los BESS (que es la que ofrece la mayor variabilidad). Las distancias se miden a partir de la frontera de la batería tipo (75% de eficiencia, vida útil de 15 años, crecimiento del pago por potencia del 5%, precio de energía de 90,3 USD/MWh y pago por potencia punta de 9,91 USD/kW*mes). Los valores negativos corresponden a fronteras desplazadas hacia la izquierda de la batería tipo, es decir solo es posible dimensionar batería que disminuyen los costos totales de la RD con costos de inversión menores que los de la batería tipo. Por otro lado, los valores positivos indican que es posible dimensionar baterías que disminuyen los costos de la RD con costos de inversión mayores que los de la batería tipo. Para cada sensibilidad se indica el rango de distancia que muestra cuanta variabilidad tienen sus fronteras. A la izquierda de cada rango se señalan los límites de cada una de las sensibilidades, es decir los valores propios del parámetro analizado, y además el valor de la batería tipo (en el centro). A la derecha de cada rango se indican las tecnologías que van traspasando las fronteras a medida que la frontera se mueve. Nótese que la batería de plomo ácido traspasa la frontera de la batería tipo, por lo que se encuentra al medio a la derecha de todos los parámetros técnicos y económicos estudiados.

Si se considera la distancia entre las fronteras de los casos extremos para cada sensibilidad realizada se puede observar que sólo mediante la variación del pago por potencia punta y la cantidad de ciclos se logra traspasar otras fronteras tecnológicas distintas de la de plomo ácido.

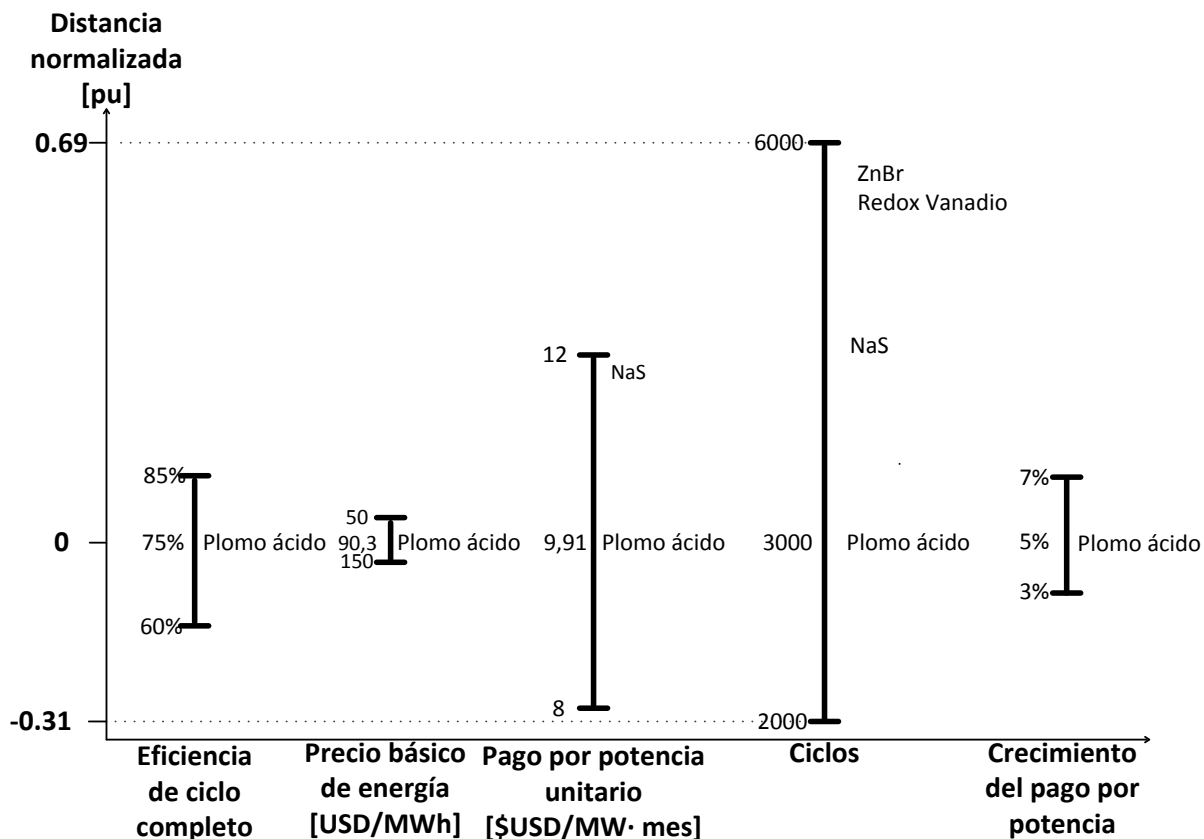


Figura 5.13 Variabilidad de las sensibilidades

A partir de las sensibilidades realizadas se puede observar que la variable más relevante a considerar es la vida útil de la batería. Esto debido a que produce grandes beneficios con aumentos razonables en la cantidad de ciclos de vida y además permite la utilización de BESS con niveles actuales de costos de inversión, es en esta característica técnica donde deberían estar enfocados todos los esfuerzos de los desarrolladores de baterías.

El parámetro económico de mayor relevancia es el pago por potencia unitario. Este parámetro debe ser analizado con especial cuidado, incluyendo la evaluación de su crecimiento en el tiempo ya que afecta de manera considerable al proyecto de BESS.

Cabe notar que la variable de menor importancia para la decisión de inversión en BESS es la del precio de venta de energía a la distribuidora, gran parte de este efecto ocurre porque se considera un único precio de energía para todo el periodo del proyecto. Por esta razón no se considerará esta característica en los análisis posteriores.

Los precios actuales del mercado de BESS hacen que sea rentable una inversión al utilizar la batería para recortar la punta. Es esperable que si se ofrecieran incentivos por otros beneficios asociados a la instalación de BESS la inversión tenga una mayor rentabilidad.

Capítulo 6 Resultados de la localización óptima

En este capítulo se entregan los resultados obtenidos de la localización óptima de módulos de BESS en la red de Chilectra, utilizando la metodología y el caso de estudio presentado en los capítulos anteriores.

Se realizó la localización óptima para tres baterías agregadas y para cada una de ellas se considera lo indicado en la metodología, es decir se agrupan por número de módulos y se buscan 5 combinaciones que representan de mejor manera a los grupos de combinaciones que tienen la misma cantidad de módulos utilizando el indicador de diferenciación. Luego de obtenido los resultados de la optimización, a cada batería se analizan las pérdidas que poseen en la RD en función del número de módulos y la evaluación económica correspondiente.

6.1. Baterías agregadas utilizadas en la localización óptima

El dimensionamiento óptimo de batería depende en gran medida de los costos unitarios de energía y potencia. De esta manera, distintos costos de inversión definen distintos tamaños de baterías. La Tabla 6.1 presenta el dimensionamiento óptimo de la batería tipo bajo diferentes costos unitarios de energía y potencia de BESS. Estas baterías agregadas serán divididas en módulos más pequeños para realizar la localización óptima de ellos en la RD.

Tabla 6.1 Dimensionamiento óptimo de la batería tipo según costos de inversión

Potencia [MW]	Energía [MWh]	Costo unitario por potencia [\$USD/MW]	Costo unitario por energía [\$USD/MWh]
42	84	280	260
60	150	160	220
96	288	200	140

La Tabla 6.2 entrega los módulos estándar de batería que son utilizados en el proceso de localización óptima. Estos módulos fueron obtenidos a partir de diversas fuentes, incluyendo las base de datos de proyectos de BESS del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) [21], EPRI [7] y Sandia National Laboratories [33].

Tabla 6.2 Módulos de BESS utilizados en la localización óptima

Módulo	Potencia [MW]	Energía [MWh]
1	4	4
2	4	8

Tabla 6.2 Módulos de BESS utilizados en la localización óptima [continuación]

Módulo	Potencia [MW]	Energía [MWh]
3	4	12
4	5	5
5	5	10
6	5	15
7	6	6
8	6	12
9	6	18
10	8	8
11	8	16
12	8	24
13	10	10
14	25	25
15	25	50

Estos módulos pueden ser agrupados de maneras diversas, como ejemplo la Tabla 6.3 muestra dos formas de obtener una batería agregada ficticia de 32 [MW] y 64 [MWh] a partir de módulos presentes en la Tabla 6.2. Cabe observar que las combinaciones 1 y 2 tienen 4 y 6 módulos, respectivamente.

Tabla 6.3 Formas de dividir una batería de 32 MW y 64 MWh utilizando módulos de BESS más pequeños

Combinación 1		
Potencia [MW]	Energía [MWh]	cantidad
20	40	1
4	8	3

Combinación 2		
Potencia [MW]	Energía [MWh]	cantidad
10	10	1
5	15	2
4	8	3

6.2. Batería agregada de 42 MW y 84 MWh

La batería agregada de 42 MW y 84 MWh se obtiene a partir del dimensionamiento óptimo, utilizando valores cercanos a la frontera obtenida con la batería tipo. Los costos unitarios de inversión de potencia y energía, tal como se indica en la Tabla 6.1, son de 280 \$USD/MW y 260 \$USD/MWh, respectivamente.

A continuación se presentan los resultados de la localización óptima de módulos de BESS utilizando una batería agregada de 42 MW y 84 MWh. En la Figura 6.1 se observa el comportamiento del algoritmo. A medida que la cantidad de generaciones pasan, la función objetivo disminuye, pero cada vez es más difícil mejorar el valor óptimo. La convergencia depende en gran medida de los ajustes de prueba y error realizados a los parámetros de mutación y recombinación, además se debe considerar que a medida que el número de módulos aumenta se debe aumentar el número de generaciones del algoritmo, y al mismo tiempo, el tamaño de la población. La Figura 6.1 muestra que se requiere alrededor de 70 generaciones para alcanzar la convergencia, cuando se localizan 5 módulos de BESS en la RD.

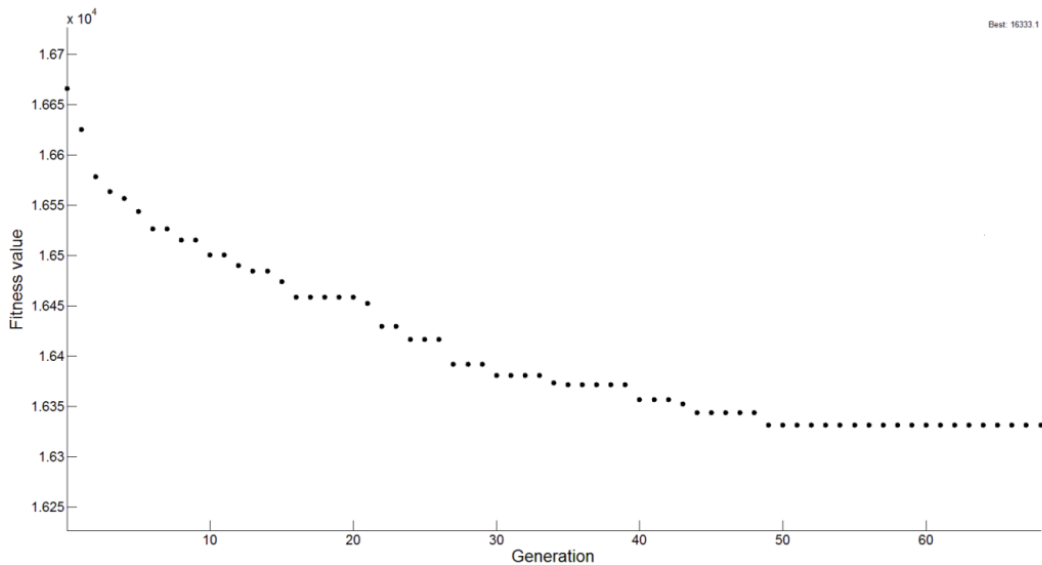


Figura 6.1 Convergencia de algoritmo de localización óptima, batería 42 MW/84 MWh, para un número de módulos de 5.

Cabe destacar que en el caso base la instalación de la batería tiene 17.055 MWh de pérdidas. La Figura 6.2 muestra la evolución de la reducción de pérdidas debido a la localización óptima de módulos a medida que aumenta el número de módulos de BESS.

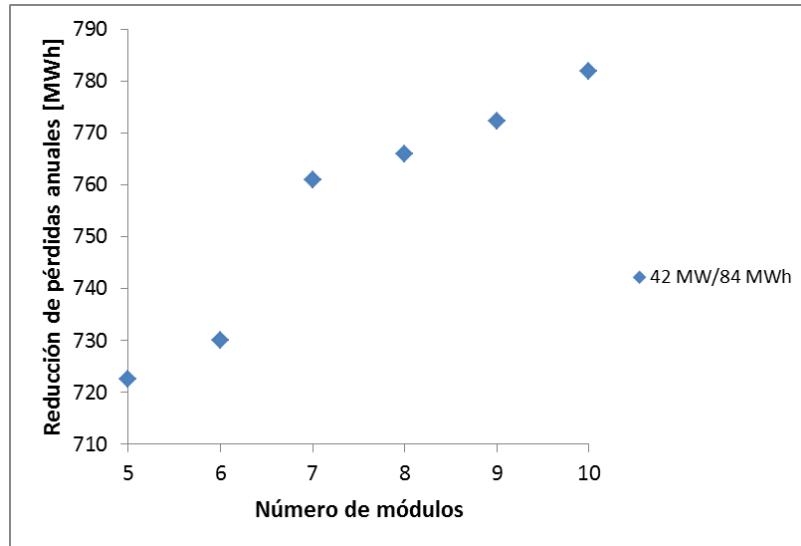


Figura 6.2 Reducción de pérdidas versus número de módulos para BESS de 42MW/84MWh

Se observa que el rango de disminución de pérdidas es de 722 a 788 MWh anuales, además se observa que la reducción de pérdidas va en aumento a medida que el número de módulos aumenta. Hay que destacar que disminuir pérdidas en alrededor de 60 MWh requiere colocar el doble de unidades de BESS, de 5 a 10 módulos.

Reducciones en las pérdidas en la RD genera una disminución de la energía que se debe comprar a un generador o comercializador de energía y por ende una disminución de los costos que tiene la distribuidora.

Esta energía que la RD no tiene que comprar puede ser valorizada con respecto al precio de la energía. La Tabla 6.4 presenta los resultados de la evaluación económica de la reducción de pérdidas debido a la localización óptima. En esta tabla se detallan los valores extremos de la Figura 6.2, es decir para una cantidad de 5 y 10 módulos de BESS y se valoriza la reducción en millones de dólares debido al dimensionamiento óptimo y la reducción por localización óptima, ambos en valor presente.

De la Tabla 6.4 se puede observar que la reducción de costo por la localización óptima de BESS es de alrededor del 7% de la reducción por el dimensionamiento óptimo. Esto es relevante ya que una localización adecuada mejora los beneficios obtenidos por el proyecto de BESS e incluso podría hacerlo rentable.

Se puede observar que la diferencia entre las razones de localización / dimensionamiento entre utilizar 5 y 10 módulos es de alrededor de 0,6%, lo que muestra que existe poco beneficio adicional al aumentar el número de módulos.

Tabla 6.4 Evaluación económica de la reducción de pérdidas de la BESS agregado de 42 MW y 84 MWh

Reducción de pérdidas [MWh] (número de módulos)	Reducción por dimensionamiento [\$MMUSD]	Reducción por localización [\$MMUSD]	Razón localización/ dimensionamiento [%]
722 (5)	7,277	0,4929	6,77
782 (10)	7,277	0,5353	7,36

6.3. Batería agregada de 60 MW y 150 MWh

La batería agregada de 60 MW y 150 MWh se obtiene a partir del dimensionamiento óptimo, considerando costos unitarios de inversión de potencia y energía, tal como se indica en la Tabla 6.1, de 160 \$USD/MW y 220 \$USD/MWh, respectivamente.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la localización óptima de módulos de BESS utilizando una batería de 60 MW y 150 MWh. En la Figura 6.3 se observa la convergencia del algoritmo. De la misma forma que los resultados de la batería de 42 MW y 84 MWh, la convergencia depende de los ajustes de prueba y error realizados a los parámetros de mutación y recombinación y al aumento en el número de generaciones del algoritmo, y al mismo tiempo del tamaño de la población a medida que el número de módulos aumenta. Se observa que a medida que aumenta la cantidad de módulos, se requiere una mayor cantidad de generaciones para lograr la convergencia.

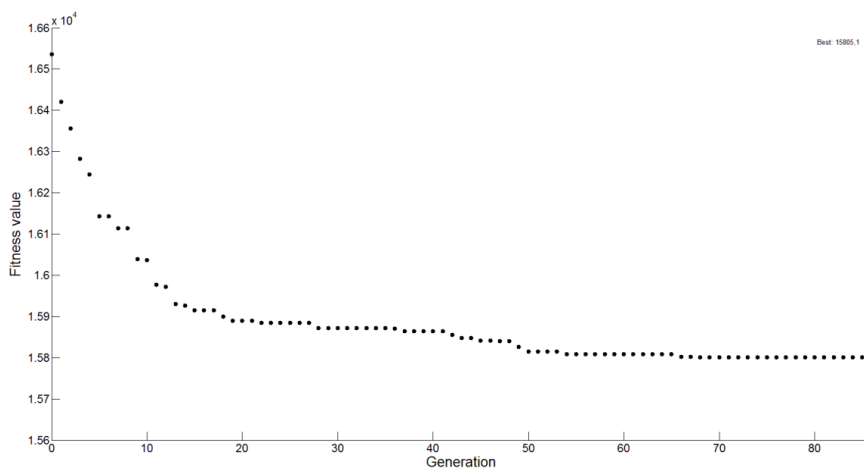


Figura 6.3 Convergencia de algoritmo de localización óptima, batería 601 MW/150 MWh para una batería de 6 módulos.

Cabe destacar que el caso base (instalación de la batería en la barra de mejor sensibilidad de pérdidas) tiene pérdidas de 16.988 MWh. La Figura 6.4 muestra la evolución de la reducción de pérdidas debido a la localización óptima de módulos de BESS en función de la cantidad de módulos.

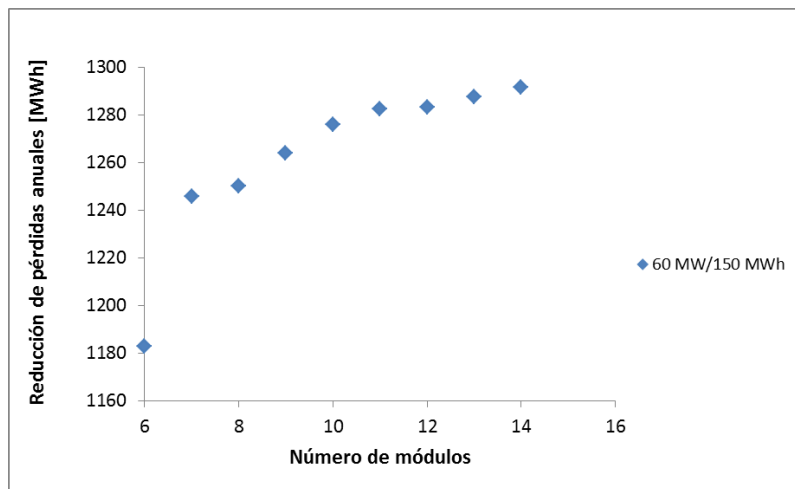


Figura 6.4 Reducción de pérdidas vs número de módulos para BESS de 60MW/150MWh

Se destaca que existe una tendencia hacia una estabilización de la reducción de pérdidas a medida que la cantidad de módulos de BESS aumenta, esto podría permitir optimizar la cantidad de módulos requeridos para la localización.

La reducción de se encuentra en el rango de 1182 a 1291 MWh obtenida de la localización óptima lo que permite disminuir la energía comprada por la RD. Esta energía que la RD no tiene que comprar se valoriza con respecto al precio de la energía. La

Tabla 6.5 presenta los resultados de la evaluación económica de la reducción de pérdidas de la localización óptima. En esta tabla se detallan los valores extremos de la Figura 6.4 donde se indica la reducción en millones de dólares debido al dimensionamiento óptimo; la reducción por localización, ambos en valor presente en un plazo de 15 años.

Se observa que la reducción por localización es de alrededor del 4,5% de la reducción obtenida con el dimensionamiento óptimo. Esto se puede deber al alto valor del pago por potencia que

realiza la distribuidora, con lo que se observa que existe un nicho particular en la reducción del pago por potencia con BESS.

Tabla 6.5 Evaluación económica de la reducción de pérdidas de la BESS agregado de 60 MW y 150 MWh

Reducción de pérdidas [MWh] (número de módulos)	Reducción por dimensionamiento [\$MMUSD]	Reducción por localización [\$MMUSD]	Razón localización - dimensionamiento [%]
1.182 (6)	18,444	0,8091	4,39
1.291 (14)	18,444	0,8838	4,79

6.4. Batería agregada de 96 MW y 288 MWh

La batería agregada de 96 MW y 288 MWh se obtiene a partir del dimensionamiento óptimo, considerando costos unitarios de inversión de potencia y energía, tal como se indica en la Tabla 6.1, de 200 \$USD/MW y 140 \$USD/MWh, respectivamente.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la localización óptima de módulos de BESS utilizando una batería agregada de 96 MW y 288 MWh. En la Figura 6.5 se observa la convergencia del algoritmo utilizando 12 módulos. La convergencia depende de los ajustes de prueba y error realizados a los parámetros de mutación y recombinación y del aumento en el número de generaciones del algoritmo, y al mismo tiempo del tamaño de la población de manera similar a lo ocurrido en los casos anteriores. Cabe destacar que el tiempo requerido para llegar a la convergencia es mucho mayor para esta batería, requiriendo más de 120 generaciones para que termine el algoritmo. Esto se debe a que el mínimo de módulos parte en 12, lo que requiere bastantes más iteraciones y una población de individuos mayor.

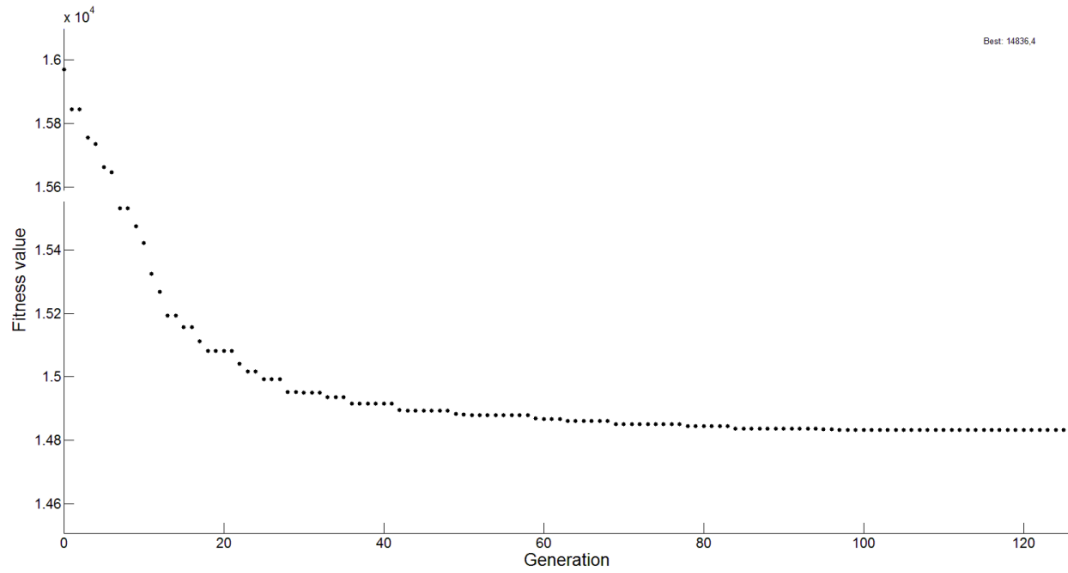


Figura 6.5 Convergencia de algoritmo de localización óptima, batería 96 MW/288 MWh

. Cabe destacar que el caso base (instalación de la batería en la barra de mejor sensibilidad de pérdidas) tiene pérdidas de 16.867 MWh. La Figura 6.6 muestra la evolución de la reducción de pérdidas debido a la localización óptima de módulos de BESS a medida que el número de módulos aumenta.

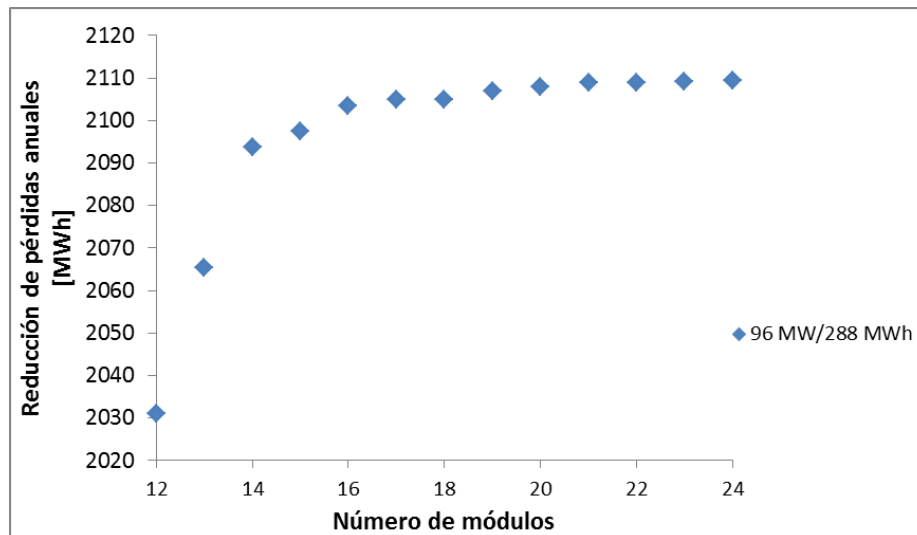


Figura 6.6 Reducción de pérdidas vs número de módulos para BESS de 96 MW/288 MWh

Tal como se realiza en las baterías anteriores, la reducción de pérdidas es valorizada utilizando el precio de la energía que paga la distribuidora. La Tabla 6.6 presenta los resultados de la evaluación económica de la reducción de pérdidas de la localización óptima para la batería de 96 MW y 288 MWh. En esta tabla se realiza la evaluación económica para los valores extremos de la Figura 6.6. Se indica la reducción del costo para la distribuidora en millones de dólares debido al dimensionamiento óptimo y la reducción por localización, ambos en valor presente; y luego la razón de la reducción de costos de ambos procesos de optimización. Se observa que la reducción por localización es aproximadamente el 5,6% de la reducción por el dimensionamiento óptimo.

Tabla 6.6 Evaluación económica de la reducción de pérdidas de la BESS agregado de 96 MW y 288 MWh

Reducción de pérdidas [MWh] (número de módulos)	Reducción por dimensionamiento [\$MMUSD]	Reducción por localización [\$MMUSD]	Razón localización - dimensionamiento [%]
2.031 (12)	24,55	1,3903	5,66
2.109 (24)	24,55	1,4437	5,88

6.5. Resumen de resultados

La Figura 6.7 muestra el efecto que tiene el precio básico de energía en los resultados de localización óptima. Dependiendo de la batería agregada utilizada, la optimización de localización permite mejorar la reducción de costos de la RD entre el 4 y 7,5%, con respecto al dimensionamiento óptimo. Aunque pequeños, estos valores podrían significar superar la barrera de rentabilidad de un proyecto.

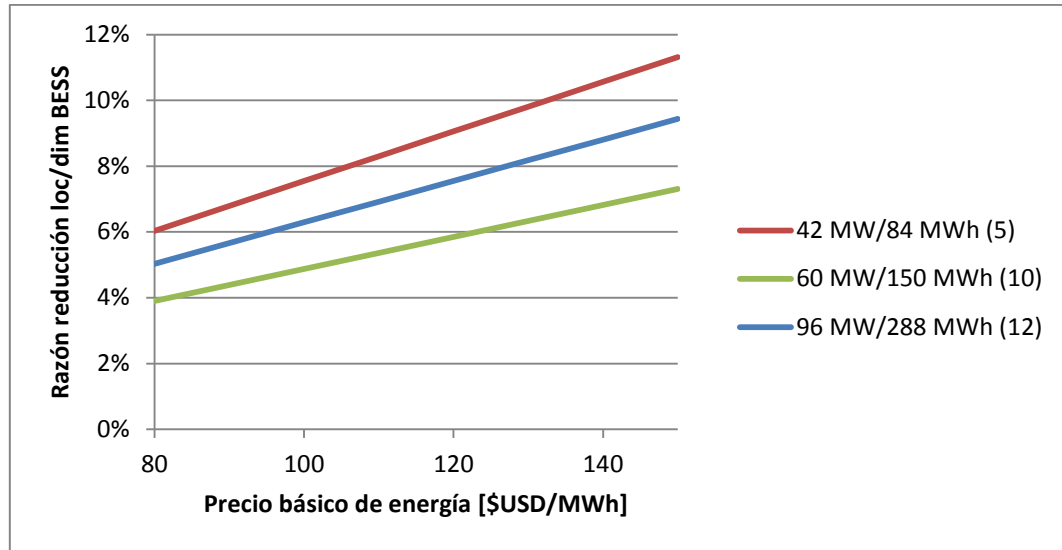


Figura 6.7 Razón de reducción de costos localización y dimensionamiento óptimo, según precio de la energía, entre paréntesis sale indicado el número de módulos de cada batería agregada.

La importancia relativa de la localización óptima con respecto al dimensionamiento óptimo depende del precio de la energía, tal como se muestra en la Figura 6.7, esto se evalúa considerando que el dimensionamiento óptimo no depende del precio de la energía. Ahí se muestran las baterías agregadas, considerando 5, 10 y 12 módulos para las baterías de 42 MW/84 MWh; 60 MW/150 MWh; y 96 MW/ 288 MWh, respectivamente. Se observa que a medida que el precio aumenta se hace más relevante el proyecto de localización óptima llegando hasta un poco más del 9% en la batería de 96 MW y 288 MWh cuando el precio es de 150 \$USD/MWh. En el caso de la batería de 42 MW y 84 MWh la relevancia de la localización varía en casi el doble desde el 6% a 80 \$USD/MWh al 11% a los 150 \$USD/MWh. Los resultados muestran que a medida que la cantidad de módulos aumenta, las pérdidas se reducen, sin embargo se alcanza una saturación, es decir, a partir de un cierto punto, a medida que aumenta el número de módulos el beneficio incremental se reduce.

Tal como aparece indicado en la metodología, los costos de instalación no incluyen costos fijos asociados a la obtención del terreno o utilización de electrónica de potencia extra, transformadores, entre otros. El comportamiento saturado del beneficio de incluir una unidad adicional de BESS sugiere que existe un óptimo de la cantidad de módulos a instalar y aunque no se considera en este estudio promete ser una línea de investigación interesante [69].

Capítulo 7 Conclusiones y trabajos futuros

En la presente tesis se analiza el problema de dimensionamiento y ubicación óptima de módulos de BESS en una RD, evaluando económicamente las distintas opciones. El problema se aborda de manera separada, primero realizando el dimensionamiento del BESS, para luego continuar con el proceso de localización óptima. Se utilizó la demanda correspondiente a Chilectra, la principal distribuidora del país.

7.1. Dimensionamiento óptimo de ESS

En esta parte del trabajo se estudió el dimensionamiento óptimo de baterías con el objetivo de disminuir el pago por potencia de una RD. Además se analizó la sensibilidad con respecto a distintos parámetros en el dimensionamiento óptimo del ESS, entre ellos, eficiencia, pago por potencia, vida útil, precio de compra de energía por parte del distribuidor y el crecimiento del pago por potencia.

Al utilizar costos unitarios de energía y potencia cercanos a la frontera de disminución de costos de la RD, se obtuvo una batería de 42 [MW] de potencia y 84 [MWh] de energía.

Del análisis de sensibilidad se concluye que la cantidad de ciclos del BESS es la variable más relevante en el dimensionamiento óptimo. Esto debido a que un aumento en la vida útil permite que costos de tecnologías más caras de BESS puedan superar la frontera de costos. Además, a medida que aumenta la vida útil la reducción de costos de la RD aumenta considerablemente.

De los análisis de sensibilidad realizados se observa que el pago por potencia punta y cantidad de ciclos logran traspasar otras fronteras tecnológicas distintas de la de plomo ácido, es por ello que estas variables son las más relevantes a considerar. Por otro lado, se observó que la variable menos importante es el precio de compra de energía por parte del distribuidor.

Finalmente se concluye que existen significativos aportes a la RD cuando el costo total unitario de energía se encuentra en el rango de los 250 a 350 [USD\$/kWh], pues se observan reducciones mayores al 1% de los costos para la RD.

7.2. Localización óptima de BESS

En este trabajo fue evaluado el efecto que posee la localización óptima de BESS en un proyecto que busca disminuir los costos de una RD. Para ello se plantea la función objetivo de reducir las

pérdidas de la RD, considerando las restricciones del flujo de potencia y que los módulos de batería deben cumplir el *scheduling* obtenido a partir del proceso de dimensionamiento óptimo.

Los resultados muestran que se reducen los costos de la RD entre 4 y el 8 %, dependiendo del tamaño y la cantidad de módulos a utilizar. Por otro lado, se observa que variaciones en el precio de la energía tiene repercusiones importantes en el beneficio que provoca la localización óptima en el proyecto completo. Las reducciones corresponden a valores cercanos al 11% para precios en torno a los 150 \$USD/MWh (valor que es actualmente está por debajo de los costos marginales promedio del año 2013) de la batería agregada de 42 MW y 84 MWh.

Por otro lado se concluye que a medida que la cantidad de módulos aumenta, más se disminuyen las pérdidas en las líneas de la RD, sin embargo se observa una saturación: a partir de cierto punto, a medida que aumenta la cantidad de módulos, agregar un módulo adicional produce una reducción incremental menor, lo que sugiere que existe una cantidad óptima de módulos a utilizar.

7.3. Trabajos futuros

Como trabajos futuros se propone:

- Analizar el beneficio de disminución de pérdidas en líneas de transmisión, así como el retraso en las inversiones, tanto en distribución, como en transmisión y generación, así como la reducción de emisiones.
- Considerar el efecto de la variabilidad en el tiempo de la eficiencia y la profundidad de descarga.
- Evaluar el efecto de disminución del costo marginal al utilizar el BESS en un sistema interconectado.
- Evaluar el efecto que produce la indisponibilidad de ubicaciones para la instalación de BESS - por ruido, espacio, riesgo ambiental, entre otros - .
- Evaluar el beneficio de una batería con control de reactivos.
- Considerar beneficios adicionales característicos de la optimización de localización: disminución de pérdidas en líneas de transmisión, características no lineales de la reducción de pérdidas, entre otros.

- Comparar la rapidez de convergencia al utilizar otras estrategias de mutación, selección y recombinación en la localización óptima.
- Considerar el costo de instalación de un módulo de BESS en la optimización, considerando la economía de escala presente en la electrónica de potencia, transformadores, espacio, entre otros.

Capítulo 8 Bibliografía

- [1] A. Even, A. ; Neyens, J. ; Demouselle, “Peak shaving with batteries,” in *Electricity Distribution, 1993. CIRED. 12th International Conference on*, 1993, pp. 5.17/1 – 5.17/6 vol.5.
- [2] Z. Wang and S. Wang, “Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 3, pp. 1822–1829, Jul. 2013.
- [3] A.-H. Mohsenian-Rad, V. W. S. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, and A. Leon-Garcia, “Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 320–331, Dec. 2010.
- [4] P. Palensky and D. Dietrich, “Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, Aug. 2011.
- [5] M. S. Whittingham, “History, Evolution, and Future Status of Energy Storage,” *Proc. IEEE*, vol. 100, no. Special Centennial Issue, pp. 1518–1534, May 2012.
- [6] C. Venu, Y. Rifonneau, S. Bacha, and Y. Baghzouz, “Battery Storage System sizing in distribution feeders with distributed photovoltaic systems,” *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–5, Jun. 2009.
- [7] D. Rastler, “Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits,” 2010.
- [8] R. J. Kerestes, G. F. Reed, and A. R. Sparacino, “Determination of the installation site and optimal capacity of the battery energy storage system for load leveling,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 11, no. 1, pp. 162–167, Mar. 1996.
- [9] J. Eyer and C. Garth, “Energy Storage for the Electricity Grid : Benefits and Market Potential Assessment Guide: A Study for the DOE Energy Storage Systems Program, Sandia National Laboratories,” 2010.
- [10] D. Manz, J. Keller, and N. Miller, “Value propositions for utility-scale energy storage,” in *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2011, pp. 1–10.

- [11] D. Manz, R. Piwko, and N. Miller, “Look Before You Leap: The Role of Energy Storage in the Grid,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 75–84, Jul. 2012.
- [12] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
- [13] S. O. Geurin, A. K. Barnes, and J. C. Balda, “Smart grid applications of selected energy storage technologies,” in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012, pp. 1–8.
- [14] R. Hidalgo, C. Abbey, and G. Joós, “A review of active distribution networks enabling technologies,” in *IEEE PES General Meeting*, 2010, pp. 1–9.
- [15] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, and M. Loddo, “Optimal integration of energy storage in distribution networks,” *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–7, Jun. 2009.
- [16] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, “Optimal Allocation of ESS in Distribution Systems With a High Penetration of Wind Energy,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, Nov. 2010.
- [17] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—An overview,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009.
- [18] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012.
- [19] T. U. Daim, X. Li, J. Kim, and S. Simms, “Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions,” *Environ. Innov. Soc. Transitions*, vol. 3, pp. 29–49, Jun. 2012.
- [20] S. C. Smith, P. K. Sen, and B. Kroposki, “Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system,” *2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century*, pp. 1–8, Jul. 2008.
- [21] SANDIA-DOE, “DOE Energy Storage Database.” [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/>. [Accessed: 14-Jun-2013].

- [22] RWE, “ADELE -Adiabatic compressed-air energy storage (CAES) for electricity supply.” [Online]. Available: <http://www.rwe.com/web/cms/en/364260/rwe-power-ag/innovations/adele/>. [Accessed: 13-Jun-2013].
- [23] B. Dursun and B. Alboyaci, “The contribution of wind-hydro pumped storage systems in meeting Turkey’s electric energy demand,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 7, pp. 1979–1988, Sep. 2010.
- [24] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, “Electrical energy storage for the grid: a battery of choices.,” *Science*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–35, Nov. 2011.
- [25] X. Chen, W. Shen, T. T. Vo, Z. Cao, and A. Kapoor, “An overview of lithium-ion batteries for electric vehicles,” in *2012 10th International Power & Energy Conference (IPEC)*, 2012, pp. 230–235.
- [26] Y. Nishi, K. Katayama, J. Shigetomi, and H. Horie, “The development of lithium-ion secondary battery systems for EV and HEV,” in *Thirteenth Annual Battery Conference on Applications and Advances. Proceedings of the Conference*, 1998, pp. 31–36.
- [27] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, Dec. 2010.
- [28] D. Linden and T. B. Reddy, *Handbook of batteries*, Third Ed. McGraw-Hill.
- [29] M. Kloess, “Electric storage technologies for the future power system — An economic assessment,” *2012 9th Int. Conf. Eur. Energy Mark.*, pp. 1–8, May 2012.
- [30] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, Aug. 2009.
- [31] T. M. Masaud, K. L. K. Lee, and P. K. Sen, “An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?,” *North Am. Power Symp. NAPS 2010*, pp. 1–6, 2010.
- [32] D. Rastler, “Electricity Energy Storage Technology Options: System Cost Benchmarking,” 2012. [Online]. Available: <http://www.iphe.net/>. [Accessed: 19-Apr-2013].

- [33] S. Schoenung, “Energy Storage Systems Cost Update: A Study for the DOE Energy Storage Systems Program, Sandia National Laboratories,” 2011.
- [34] P. Poonpun and W. T. Jewell, “Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 529–534, Jun. 2008.
- [35] M. Ross, R. Hidalgo, C. Abbey, and G. Joós, “Analysis of Energy Storage sizing and technologies,” in *2010 IEEE Electrical Power & Energy Conference*, 2010, pp. 1–6.
- [36] P. Grünewald, T. Cockerill, M. Contestabile, and P. Pearson, “The role of large scale storage in a GB low carbon energy future: Issues and policy challenges,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 4807–4815, Sep. 2011.
- [37] CNE, “Fijación de precios de nudo Abril 2012.” [Online]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2012>. [Accessed: 06-May-2013].
- [38] Ministerio de Energía, “Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica,” 2008. [Online]. Available: <http://www.leychile.cl/N?i=270742&f=2010-02-06&p=>. [Accessed: 23-Apr-2013].
- [39] K.-H. Jung, H. Kim, and D. Rho, “Determination of the installation site and optimal capacity of the battery energy storage system for load leveling,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 11, no. 1, pp. 162–167, Mar. 1996.
- [40] D. K. Maly and K. S. Kwan, “Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming,” *IEE Proc. - Sci. Meas. Technol.*, vol. 142, no. 6, p. 453, 1995.
- [41] C. H. Lo and M. D. Anderson, “Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 14, no. 3, pp. 824–829, 1999.
- [42] A. Oudalov, R. Cherkaoui, and A. Beguin, “Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application,” in *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 2007, no. 1, pp. 621–625.

- [43] F. a. Chacra, P. Bastard, G. Fleury, and R. Clavreul, "Impact of Energy Storage Costs on Economical Performance in a Distribution Substation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 684–691, May 2005.
- [44] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu, and G. Hu, "Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 10, pp. 2762–2773, Oct. 2011.
- [45] S. X. Chen, S. Member, H. B. Gooi, S. Member, and M. Q. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, vol. 3, no. 1, pp. 1–1.
- [46] S. Chakraborty, T. Senjyu, H. Toyama, a. Y. Saber, and T. Funabashi, "Determination methodology for optimising the energy storage size for power system," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 3, no. 11, p. 987, 2009.
- [47] Y. Ru, J. Kleissl, and S. Martinez, "Storage Size Determination for Grid-Connected Photovoltaic Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 68–81, Jan. 2013.
- [48] T. K. A. Brekken, A. Yokochi, A. von Jouanne, Z. Z. Yen, H. M. Hapke, and D. A. Halamay, "Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 69–77, Jan. 2010.
- [49] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, and M. Loddo, "Optimal integration of energy storage in distribution networks," *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–7, Jun. 2009.
- [50] A. K. Barnes, J. C. Balda, A. Escobar-Mejia, and S. O. Geurin, "Placement of energy storage coordinated with smart PV inverters," in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012, pp. 1–7.
- [51] J. M. Gantz, S. M. Amin, and A. M. Giacomoni, "Optimal mix and placement of energy storage systems in power distribution networks for reduced outage costs," in *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2012, pp. 2447–2453.
- [52] S. Bose, D. F. Gayme, U. Topcu, and K. M. Chandy, "Optimal placement of energy storage in the grid," *2012 IEEE 51st IEEE Conf. Decis. Control*, pp. 5605–5612, Dec. 2012.

- [53] K. Pokharel, M. Mokhtar, and J. Howe, "A SPEA2 based planning framework for optimal integration of distributed generations," *2012 IEEE Int. Energy Conf. Exhib.*, pp. 387–392, Sep. 2012.
- [54] A. Keane and M. O'Malley, "Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1640–1646, Aug. 2005.
- [55] W. Prommee and W. Ongsakul, "Optimal multi-distributed generation placement by adaptive weight particle swarm optimization," *2008 Int. Conf. Control. Autom. Syst.*, pp. 1663–1668, Oct. 2008.
- [56] M. Khanabadi, M. Doostizadeh, A. Esmailian, and M. Mohseninezhad, "Transmission congestion management through optimal distributed generation's sizing and placement," *2011 10th Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 1–4, May 2011.
- [57] "IEEE 14 Bus Test Case." [Online]. Available: http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm. [Accessed: 06-May-2013].
- [58] I. Welch, *A First Course in Corporate Finance*, 2nd ed. 2006.
- [59] Ministerio de Energía, "Fijación de precios de nudo de corto plazo Octubre 2012," 2013. [Online]. Available: http://www.cne.cl/images/stories/tarificacion/01_electricidad/otros/precios_nudo/otros_precios_de_nudo/PNCP_OCTUBRE_2012/DO_107_2012.pdf. [Accessed: 23-Apr-2013].
- [60] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011.
- [61] J. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems.*, The Mit Pr. 1992.
- [62] D. E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989.
- [63] R. Patel and M. M. Raghuwanshi, "Review on Real Coded Genetic Algorithms Used in Multiobjective Optimization," *2010 3rd Int. Conf. Emerg. Trends Eng. Technol.*, pp. 610–613, Nov. 2010.

- [64] “Documentation de Algoritmos genéticos- Matlab.” [Online]. Available: <http://www.mathworks.com/help/gads/genetic-algorithm.html>. [Accessed: 20-Aug-2013].
- [65] G. Soremekun, Z. Gürdal, R. T. Haftka, and L. T. Watson, “Composite laminate design optimization by genetic algorithm with generalized elitist selection,” *Comput. Struct.*, vol. 79, no. 2, pp. 131–143, Jan. 2001.
- [66] “CDEC SIC.” [Online]. Available: <https://www.cdec-sic.cl/>. [Accessed: 06-May-2013].
- [67] “Memoria Anual Chilectra 2012.” [Online]. Available: http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/23cf81004f0bd77699eabd730b2db59f/Memoria_Chilectra_2012C.pdf?MOD=AJPERES&Tipo=DOC. [Accessed: 06-May-2013].
- [68] “Eos Energy Storage,” 2012. [Online]. Available: http://www.eosenergystorage.com/documents/EosPublicPresentation_2012-11-02.pdf. [Accessed: 24-Apr-2013].
- [69] P. M. Sotkiewicz and J. M. Vignolo, “Allocation of Fixed Costs in Distribution Networks With Distributed Generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 639–652, May 2006.

Capítulo 9 Anexos

Anexos de esta investigación se encuentran en el CD-ROM adjunto con el documento. En él se encuentran las siguientes carpetas:

Anexo A – Demanda Chilectra

En esta carpeta se encuentra la demanda utilizada. Se considera la demanda de Chilectra del año 2011. La información fue obtenida de la página web del CDEC-SIC.

Anexo B – Red de distribución

En esta carpeta se encuentra la red de distribución utilizada, con todos los parámetros necesarios para su uso en MATPOWER.

Anexo C – Proyectos ESS

En esta carpeta se encuentran datos más completos de distintos proyectos de ESS entregando la siguiente información:

- Tecnología
- Potencia y energía nominales
- Descripción y estado
- Ubicación
- Otros

Anexo D – Manual MATPOWER

En esta carpeta podrá encontrar un manual detallado de uso de MATPOWER

Anexo E – Programación MATLAB

En esta carpeta se encuentran todas las funciones y código utilizado para el desarrollo de esta tesis.