



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ECONOMÍA

EL ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO EN LA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA: PROYECCIÓN DEL COSTO NIVELADO
ENERGÉTICO 2020-2030

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

LIC. EN ECONOMÍA

P R E S E N T A :

ENRIQUE NIETO BURROLA

TUTOR

DR. ÁNGEL DE LA VEGA NAVARRO



CIUDAD UNIVERSITARIA, Cd. Mx., 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Para Alicia

Agradecimientos

Esta tesis no hubiera sido igual sin la ayuda de muchas personas, quisiera agradecer de forma especial a algunas de ellas; como es costumbre, todos los errores son de mi exclusiva responsabilidad:

Gracias a la Lic. Hortensia Martínez Valdez por el gran soporte académico a la largo de la licenciatura.

Gracias a la Dra. Mónica Santillán Vera por los comentarios y observaciones tan detalladas a esta investigación.

Gracias al Dr. Rogelio Huerta Quintanilla por hacer de la enseñanza del análisis económico un ejercicio crítico.

Gracias al Dr. Ángel De La Vega por haberme permitido exponer los avances de mi investigación en sus grupos de maestría y doctorado.

Gracias al Ing. Enrique Nieto por enseñarme a través del ejemplo la responsabilidad del servicio público, ya fuera bajo el sol de 45°C en el Valle del Mayo durante mi infancia, en las frías madrugadas de tormentas en el Golfo de California en mi adolescencia, y por sus tan claras explicaciones sobre la industria eléctrica ahora en mi adultez.

Gracias especiales a mi mamá Guadalupe, por su infinita paciencia y amor.

Índice general

1. Introducción	1
2. La batería de litio en el mercado eléctrico	4
2.1. Antecedentes	12
2.2. Cadena de valor	15
2.3. Política pública	24
3. Revisión de literatura	32
3.1. Curva de experiencia	32
3.2. Costo nivelado de almacenamiento energético	36
4. Metodología	38
4.1. Datos	38
4.2. Pronóstico del componente energético	40
4.3. Pronóstico del LCOS	42
5. Discusión y conclusión	49
A. Anexo	52
A.1. Abreviaturas	52
A.2. Catálogo de variables	53
A.3. Información estadística	53

Índice de figuras

2.1. Efecto de orden meritario	6
2.2. Duck curve	7
2.3. Función de costos de planta de generación térmica	8
2.4. Arbitraje de energía con batería de litio	10
2.5. Precios horarios promedio del mercado de día adelantado en BCS a segunda quincena de julio (2016-2019)	11
2.6. Capacidad instalada de batería de litio utilitaria (MWh) en EE.UU. 2011-2019	13
2.7. Cadena de valor de la batería de litio utilitaria	16
2.8. Precio de compra de futuro de cobalto 2010-2019	17
2.9. Capacidad de producción global anual de baterías de litio por región (GWh)	20
2.10. Inversión pública en I+D en almacenamiento energético y tecnologías de red de la IEA (1974-2018)	29
4.1. Precio de battery pack 2020-2030	41
4.2. LCOS según capacidad de descarga (2020-2030)	46
4.3. LCOS desagregado por concepto 2030	46
4.4. Maximización de beneficios sobre capacidad instalada	48

Índice de cuadros

2.1. Componentes selectos de la batería de litio utilitaria	18
2.2. Reservas de cobalto y límites de producción de batería de litio	24
2.3. Metas en capacidad instalada de almacenamiento eléctrico utilitario en EE. UU. a 2020	25
2.4. Políticas públicas selectas en la adopción de almacenamiento eléctrico utilitario	27
2.5. Programas selectos de I+D en almacenamiento eléctrico en el mundo	30
4.1. MCO log-log: Producción acumulada y precio	40
A.1. Variables modelo LCOS	53
A.2. Parámetros técnicos de modelo LCOS	53
A.3. Variables modelo de regresión log-log battery packs	53
A.4. Abreviaturas por tipo de vehículo	54
A.5. Requerimiento energético (kWh) por tipo de vehículo	54
A.6. Ventas acumuladas de vehículos de batería de litio proyectadas 2020-2030 (Millones)	54
A.7. Precio histórico battery pack 2010-2019	55
A.8. Producción acumulada de battery pack (GWh) por tipo de vehículo históricas y proyectadas	55
A.9. Precio pronosticado de battery pack 2020-2030 (\$USD 2018/kWh)	56
A.10. Costo de componente de potencia 2018-2050 (\$USD 2018/kWh)	56
A.11. Tabla de LCOS 2020 (D=1Hr.)	57
A.12. Costo nivelado de almacenamiento energético por capacidad de descarga 2020-2030 (\$USD 2018/MWh)	58

Resumen

■

El almacenamiento eléctrico podría acelerar la transición energética, sin embargo, su competitividad futura permanece en alta incertidumbre. En esta investigación análisis las perspectivas en la cadena de valor y principales políticas públicas a nivel global, enfocadas en la batería de ion litio utilitaria. Adicional, propongo una nueva metodología para el cálculo y proyección del Costo Nivelado de Almacenamiento Energético (LCOS) en función de la capacidad de descarga horaria. Esta metodología estimaría economías de escala con mejor precisión que otras propuestas. Los resultados muestran una reducción del LCOS de 46 % entre 2020 y 2030, alcanzando el valor de \$USD 63/MWh para una capacidad de 4 horas. Esto implicaría una batería más competitiva para servicios de larga duración en mercados aislados y/o con alta penetración de energías renovables.

1 Introducción

Al finalizar la década de 2010 las expectativas entorno al potencial del almacenamiento eléctrico en la transición energética emergían con gran fuerza. El 8 de diciembre de 2019 la Academia galardonaría con el Premio Nobel de Química a los principales desarrolladores de la batería de ion litio, la cual según la declaratoria de condecoración había dado múltiples beneficios a la humanidad, entre los que destacaba la capacidad de...

“...almacenar cantidades significativas de energía solar y eólica, haciendo posible una sociedad libre de combustibles fósiles”

-The Royal Swedish Academy of Sciences, 2019.

El crecimiento exponencial de la batería de litio como sistema estacionario de almacenamiento eléctrico en el mundo, ha impulsado la creación de un amplio número de reportes industriales e institucionales, buscando evaluar la competitividad de la batería de litio en diferentes aplicaciones y servicios del mercado eléctrico (Bloch C., Newcomb J., Shiledar S. & Tyson M., 2019; Fitzgerald G., Mandel J., Morris J. & Touati H., 2015; Energy Information Agency (EIA), 2018).

Dichos estudios se han complementado con aquellos que analizan la adopción de la batería de litio utilitaria a diferentes niveles geográficos, tanto a nivel global (International Energy Agency (IEA), 2014; International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017), como a nivel regional, tal como en el caso de Europa (Tsiropoulos I., Tarvydas D. & Lebedeva N., 2018) o Latinoamérica (Paredes et al., 2019).

Esta gran cantidad de reportes enfocados tanto en la competitividad de la batería de litio en la red eléctrica, como en la industria del almacenamiento eléctrico, han servido muy bien como mapa descriptivo sobre su estado actual y futuro en el mercado. Sin embargo, dichos estudios no ofrecen metodologías y resultados puntuales sobre los factores que influirían en el costo de la batería de litio para su uso estacionario, y más importante, la relación marginal entre costo de almacenamiento e integración de energías renovables.

A manera de dar claridad sobre el costo real de almacenar electricidad, en diversa literatura se ha propuesto la métrica conocida como Costo Nivelado de

Almacenamiento Energético (LCOS)¹ también leída como el costo promedio de almacenar una unidad de electricidad. Dicha metodología aún no estandarizada, ha sido propuesta bajo diversos enfoques metodológicos, los cuales se diferencian principalmente según el tipo de tecnología y servicios de mercado en los que se aplican, esto con el fin de lograr una mayor precisión de estimación.

Por ejemplo, Schmidt, Hawkes, Gambhir & Staffell (2019) proyectaron la probabilidad en la reducción en el Costo Nivelado de Almacenamiento Energético (LCOS) de 9 tecnologías de almacenamiento eléctrico para diferentes servicios del mercado eléctrico de 2018 a 2050. Sus resultados mostraron que la batería de ion litio sería líder en la mayoría de estos servicios en 2030, incluyendo el control de demanda máxima. No obstante, los resultados de Schmidt et. al (2019) estarían dados para una batería con una capacidad de descarga fija. En paralelo a esto, Comello&Reichelstein (2019) propondrían una proyección del LCOS para varias capacidades de descarga horaria hacia 2030, empero, sus resultados serían para una aplicación de capacidad residencial.

Las investigaciones previas en este tema, sí bien han ofrecido una interpretación empírica sobre las causas y factores que influirían en la reducción en el costo de la batería de ion litio, hasta el momento de escribir esta tesis y conocimiento del autor, ningún estudio ha propuesto la proyección LCOS de una batería de litio utilitaria bajo una metodología que capture las economías de escala en función de la capacidad de descarga. Una aproximación metodológica en esta dirección sería de gran importancia en la optimización de capacidad de almacenamiento eléctrico utilitario dado un perfil de precios en el mercado eléctrico.

En esta investigación se propone una proyección del LCOS de la batería de litio de 2020 a 2030 en su uso en el control de demanda máxima, de acuerdo a varias capacidades de descarga. Este resultado es sustentado en un análisis sobre las perspectivas y tendencias actuales de la batería de litio en el mercado eléctrico. Así, la organización de esta tesis se divide en cinco capítulos, los cuales a su vez se dividen en secciones y subsecciones.

Por lo que el capítulo dos es un análisis del estado del arte de la batería de litio en el mercado eléctrico. Este capítulo se subdivide a su vez, en tres secciones. La primera sección es una interpretación de las implicaciones económicas de la batería de ion litio en el mercado eléctrico. La sección dos es una descripción del estado del arte y tendencia en la cadena de valor de la batería de ion litio.

¹Levelized Cost of Energy Storage, por sus siglas en inglés.

La sección tres expone las políticas públicas más relevantes dirigidas a acelerar la adopción del almacenamiento eléctrico utilitario a nivel global. En concreto, este capítulo es un balance sobre las oportunidades y amenazas en el desarrollo de la batería de ion litio con especial énfasis a 2030.

El capítulo tres es una revisión de la literatura sobre metodologías de curvas de experiencia y cálculo del LCOS enfocadas en la batería de litio. El capítulo cuatro, es una proyección del precio del componente energético, resultado de la curva de experiencia. Posterior, ajustando el precio de la batería a los parámetros correspondientes, pronostico el LCOS de la batería de ion litio utilitaria de 2020 a 2030.

El capítulo cinco, incluye tanto la discusión de los resultados y las conclusiones de esta investigación. Este finaliza con una interpretación sobre el papel de almacenamiento eléctrico utilitario en México y el mundo hacia 2030.

En el presente es claro que el uso activo de política pública en la adopción de almacenamiento eléctrico, y las señales de mercado creadas en la red eléctrica, profundizarían el papel de la batería de ion litio en la aceleración de la transición energética, dando un amplio camino de oportunidades para que mayores innovaciones en el sector del almacenamiento eléctrico, ocurran en el futuro.

2 La batería de litio en el mercado eléctrico

La descarbonización de la economía es el asunto de mayor urgencia en la agenda global en el largo plazo; múltiples organizaciones supranacionales y gobiernos nacionales han reconocido la importancia de transitar lo más rápido posible hacia la adopción de energías limpias. En una coyuntura donde la reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI)¹ no ha avanzado con la suficiente velocidad, mayores acciones deben ser tomadas con el fin de evitar las consecuencias económicas de un incremento en la temperatura promedio global mayor a los 1.5°C sobre los niveles preindustriales (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2018).

En la discusión sobre que estrategias deben ponerse en marcha, especial atención se ha fijado en el sector económico que más emisiones de CO₂ generó en 2018 (IEAg, 2020), el sector eléctrico. Su importancia, cobra mayor relevancia a futuro, debido a la anticipada electrificación de la movilidad (IEA, 2020); segundo sector responsable de las mayores emisiones de CO₂, así como el aumentó en el ingreso en diversos países. Ambos, siendo factores de importancia en el incremento de la demanda de eléctrica a nivel global en las siguientes dos décadas.

En paralelo a esto, se anticipa que el avance tecnológico promocióne la adopción de Energías Renovables Intermitentes (VRE) en la matriz energética. En distintos estudios y reportes se estima que en 2040 la energía eólica y solar, serán las principales fuentes en la generación de electricidad a nivel global (IEA, 2019; Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2019; McKinsey&Company, 2019)².

Sin embargo, una alta penetración de Energía Variable Intermitente (VRE)³ implicaría múltiples retos técnicos y económicos en el sistema eléctrico. Antes de exponer dichas dificultades, se dará una breve explicación del modelo de asignación de precios y cantidades del mercado eléctrico mayorista, posterior, se explicará los atributos del almacenamiento eléctrico en este escenario.

¹Además del dióxido de carbono (CO₂) estos abarcan principalmente, metano (CH₄), nitróxido de carbono (N₂O) y clorofluorocarbonos (CFC).

²Los datos de IEA (2019), se refieren al escenario de Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS).

³Variable Renewable Energy, por sus siglas en inglés.

Los retos técnicos en la adopción de energía renovable

En el mercado eléctrico mayorista, los generadores⁴ colocan su capacidad energética gradualmente en función de sus costos marginales. Así, el generador con el menor costo marginal es el primero en inyectar energía en la red eléctrica, este orden prosigue de forma escalonada ascendente de acuerdo al costo marginal por productor, así hasta que el último generador en entrar al sistema, es el que logra satisfacer la demanda eléctrica. Esta asignación surge después que el operador de red ha colocado una generación base de seguridad. Dicho modelo de asignación es conocido como Efecto de Orden Meritorio (MOS)⁵.

Dado que las plantas de generación intermitente producen con costos marginales nulos, éstas obtienen preferencia en el orden de asignación sobre las plantas térmicas. Sin que la producción de las últimas llegue a detenerse por completo, un incremento en la capacidad instalada de VRE influiría considerablemente en la producción total de las primeras.

En la figura 2.1 se ilustra el equilibrio en dos sistemas eléctricos con una demanda idéntica, pero con matrices energéticas diferentes. El sistema “A” satisface su necesidad energética con la entrada de una termoeléctrica, mientras que el sistema “B”, al tener una mayor penetración de Energía Fotovoltaica (PV), alcanza el equilibrio con una planta carboeléctrica. Es importante mencionar que este equilibrio es solo para un momento dado en el tiempo.

El equilibrio se ajusta continuamente durante el día, el cual está en función de las condiciones en la red eléctrica. El precio de equilibrio se calcula de acuerdo con el Precio Marginal Local (PML) nodal, el cual se define como:

$$PML = CE + CC + PT \quad (2.1)$$

Donde CM = Componente energético, CC = Componente de congestión y PT = Pérdidas técnicas.

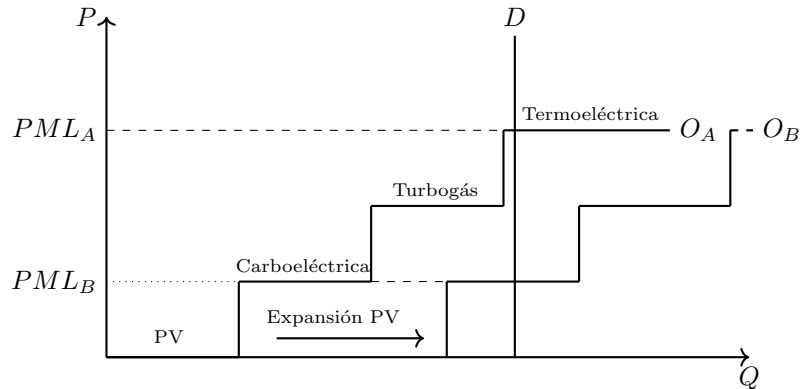
Un incremento de capacidad instalada de VRE llevaría a menores PML, tal como se en la figura 2.1. Sin embargo, una intensificación de este comporta-

⁴En México, esto incluye a algunos participantes de mercado los cuales son, generadores, suministradores de último recurso, suministradores de servicios calificados, suministradores servicios básicos y comercializadores no suministradores (Ley de la industria eléctrica, 2014).

⁵Merit Order Effect, por sus ingles en inglés.

Figura 2.1: Efecto de orden meritario

Fuente: *Elaboración propia*



miento podría llevar a escenarios adversos a las futuras inversiones de energía renovables.

Por ejemplo, Acemoglu, Kakhod & Ozdaglar (2017) encontraron que el exceso de capacidad de energía renovable en el portafolio energético de ciertas firmas de generación en Alemania, había superado considerablemente las necesidades del sistema eléctrico en algunos días del año, provocando precios de electricidad muy bajos que incluso, llegaban a ser negativos⁶. Paradójicamente, este comportamiento inhibía mayores inversiones en energías renovables.

Sin embargo, en un entorno de alta penetración de VRE, el reto más importante no provendría del modelo de asignación de precios, sino en las adversidades técnicas, pues afectaría al sistema eléctrico independientemente del modelo de organización de precios. Las dificultades propias de confiabilidad y eficiencia se acrecentarían a causa de los alcances intrínsecos naturales de la producción de las VRE.

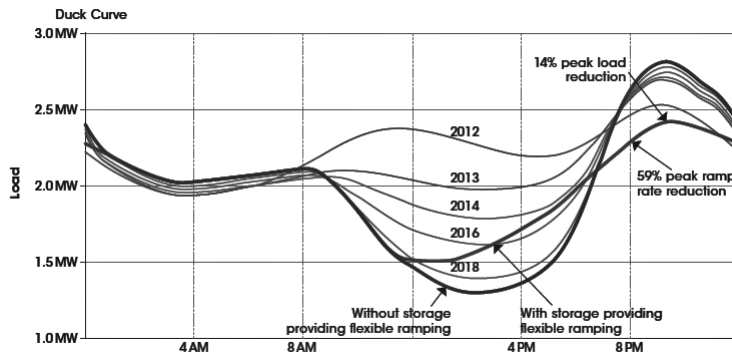
Denholm&Margolis (2008) observaron que en el Electricity Reliability Council of Texas (ERCOT), futuras adiciones de capacidad de energía solar causarían variaciones muy altas en la curva de carga neta a nivel intradía⁷, específicamente entre el medio día y la tarde. En 2013, el California Independent System Operator (CAISO) nombró a este fenómeno como “Duck Curve”, debido a que el cuello de botella creado en la curva de carga neta hacía que esta asimilará la forma

⁶Hace sentido económico pagar electricidad para que sea despachada, que dejar de producirla.

⁷La carga neta es la oferta de energía total menos la energía intermitente.

Figura 2.2: Duck curve

Fuente: IRENA, 2019. Promedio de la curva de carga neta horaria del mes de marzo en el CAISO.



de un pato. Este mismo efecto se observó también en Hawái, estado con aun mayor penetración de energía solar. Aquí recibió el nombre de “Nessie curve”, caracterizado por un cuello en la curva de carga, incluso más pronunciado que el de la duck curve. En la figura 2.2 se observa la curva de carga neta del CAISO de 2012 a 2018.

En el caso de una alta penetración solar, y dada la máxima disponibilidad natural posible, la curva de carga neta alcanzaría una producción similar al de una “U”; esto hasta que los requerimientos técnicos lo permitieran, el cual será trazado por la tolerancia del sistema ante variaciones en la propia curva de carga neta. Al existir ciertas plantas firmes que no pueden detener, aumentar, o reducir su producción rápidamente, ya sea por restricciones técnicas o altos costos económicos, la capacidad de producción de las mismas tiene un límite. Para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, el nivel de frecuencia de la red eléctrica debe de mantenerse siempre en completa sincronía⁸. Un cambio en la demanda u oferta de electricidad deberá ser compensado instantáneamente en la misma magnitud.

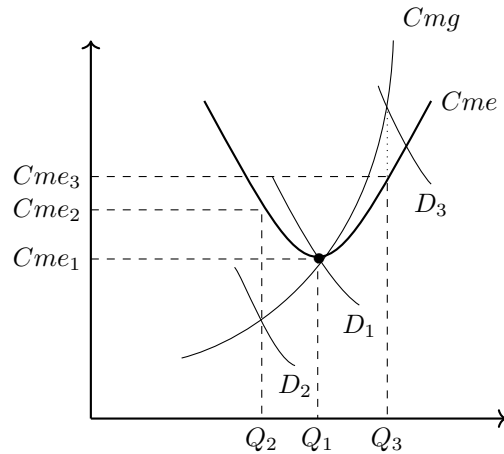
Por tanto, el “límite” de penetración alcanzable con VRE no estaría sujeto por el comportamiento climático, sino por el de restricciones de seguridad en la red. Esto fijaría la verdadera frontera en la penetración alcanzable de la energía renovable intermitente.

Este escenario no solo supone un problema de confiabilidad, si no uno de eficien-

⁸En el caso de México la frecuencia debe permanecer en 60Hz.

Figura 2.3: Función de costos de planta de generación térmica

Fuente: *Elaboración propia*



cia. El incremento en la variabilidad de producción en el que algunas plantas térmicas deberán de operar con el fin de garantizar la seguridad del sistema, influiría en sus costos medios de producción. Una irrupción de energía solar en un sistema sustentado principalmente en energías firmes, crearía un efecto de ineficiencia en la producción de las primeras. En la figura 2.3 se observa la función de costos de una planta de generación firme, para tres momentos en el día.

Suponiendo que antes de existir una irrupción de energía solar, el sistema se encontraba con una capacidad instalada optima, donde la varianza de la función de producción minimizaba los costos medios horarios, se parte entonces de un momento del día donde la capacidad de producción firme (D_1) es óptima. Sin embargo, dada una expansión en la capacidad instalada de energía solar, el nivel de producción se llevaría a un desplazamiento de la energía firme a su punto mínimo al medio día; cuando la irradiación solar está en su máximo nivel, lo cual reduce el nivel de producción de la planta firme a D_2 . Por último, un posterior decrecimiento de la producción solar hacia al término de la tarde, el cual es coincidente con el pico de demanda de electricidad, desplazaría el nivel de equilibrio de D_2 a D_3 . El incremento de energía solar tendría un incremento en los Costos Medios (CME) de las plantas firmes.

En otras palabras, la irrupción de energía solar llevaría a una intensificación de la sub-producción de las plantas térmicas, lo que desembocaría en un problema de eficiencia.

En el largo plazo, una alta penetración de energías renovables llevaría a un problema de confiabilidad, mientras que en el corto sería uno de eficiencia. Estos problemas nacen de las características de producción de las VRE cuales pueden enlistarse en las siguientes:

1. Intermittencia: Periodos prolongados intradía donde la producción de energía se reduce considerablemente o llega a ser incluso nula.
2. Temporalidad: La función de producción sigue un patrón explicado por factores climatológicos y naturales, con una periodicidad de horas.
3. Estacionalidad: La totalidad de la producción diaria promedio varía dependiendo de la estación del año.

El almacenamiento eléctrico de larga duración

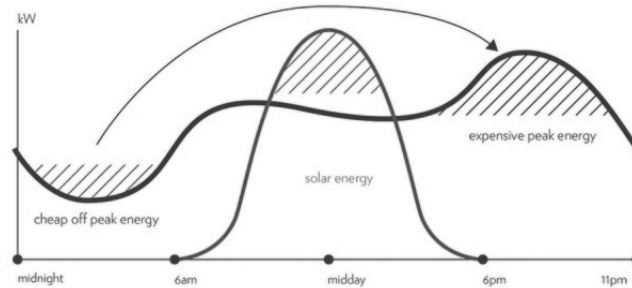
Entre las propuestas para hacer frente a una mayor adopción de VRE sin contraponer la seguridad del sistema, se incluye principalmente, la reducción de despacho de energía variable (“*Curtaimement*”), el control programado de demanda eléctrica (“*Demand response*”) y el incremento de capacidad instalada de plantas de gas para el suavizamiento del pico de demanda. Estas propuestas a pesar de ser efectivas asegurando la seguridad del sistema eléctrico, enfrentan diversas limitaciones, en específico al momento de mantener la mayor eficiencia posible y la máxima reducción de GEI alcanzable.

El almacenamiento eléctrico por su parte, se diferencia de las soluciones previamente mencionadas debido a que este no compromete la reducción de oferta de energía renovable o de la demanda eléctrica, si no una mejor administración de la primera. Su función es básicamente almacenar energía cuando exista una abundancia relativa de esta, y desplazarla a un momento en el día de mayor necesidad. En esencia, el almacenamiento eléctrico tiene su justificación en la diferencia intra-temporal entre oferta y demanda de energía eléctrica. Este uso puede simplificarse en la figura [2.4](#).

Así mismo, el desplazamiento considerable de energía mediante el almacenamiento eléctrico tendría un efecto de “aplanamiento” en la curva de carga neta. Por un lado, al absorber una parte la sobre oferta relativa en los momentos de la tarde, los valles de la curva de carga neta se levantarían, posteriormente esta capacidad podría ser despachada en el punto de demanda máximo, reduciendo

Figura 2.4: Arbitraje de energía con batería de litio

Fuente: Hassan, Cipigan, Jenkins (2016)



el pronunciamiento de dicha cresta. Esto implica, mayor certeza en los precios de electricidad, un mayor nivel de confiabilidad en el sistema, y por tanto una mayor resiliencia en el sistema eléctrico ante mayores capacidades de energía renovable intermitente.

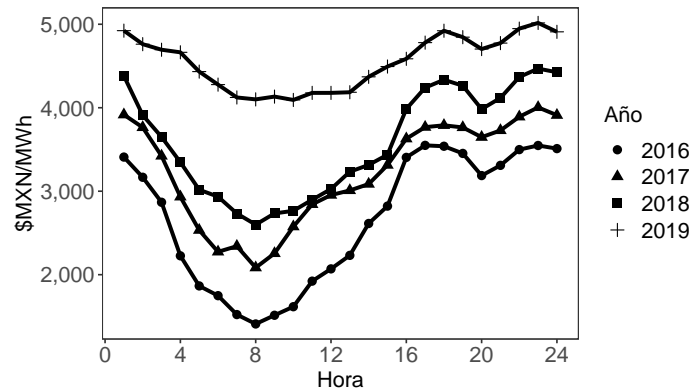
Los estudios sobre los efectos del almacenamiento eléctrico proveyendo servicios de reducción de demanda han sido aplicados en diversos casos como Texas, el Noreste de EE. UU., California (Denholm, Nunemaker & Wesley (2019)) y otros sistemas eléctricos alrededor de los EE. UU. (Mallagrada D., Sepulveda S. & Jenkins, 2020; Denholm, Nunemaker & Wesley (2019)). Los resultados muestran una relación positiva entre el nivel de penetración de VRE y la capacidad de almacenamiento eléctrico óptimo.

Sin embargo, actualmente un “aplanamiento” considerable de la curva de carga en cualquier sistema eléctrico del mundo, no es posible debido al alto costo del almacenamiento eléctrico. La mayor parte de la capacidad instalada de baterías de litio utilitarias a 2020, se destina a otorgar servicios de regulación de frecuencia (IEA, 2020), los cuales tienen como fin mantener la seguridad del sistema, ya sea por la caída en la oferta causa de una nube que obstruya el sol, una reducción en la fuerza del viento, o una variación brusca en la demanda.

La reducción en el costo de almacenamiento de electricidad sería clave para crear un camino en la aceleración en la adopción de VRE. Reconociendo el valor del almacenamiento eléctrico en este propósito, distintos países han promovido acciones para incrementar la competitividad del almacenamiento eléctrico, entre las que se pueden incluir regulación, financiamiento de proyectos demostración, incentivos fiscales en la producción y adopción, por mencionar algunos.

Figura 2.5: Precios horarios promedio del mercado de día adelantado en BCS a segunda quincena de julio (2016-2019)

Fuente: Centro nacional de control de energía, 2020. El promedio horario se construyó a partir de los precios marginales locales promedios del total de nodos de BCS



Se espera que durante esta década, la relación que existe entre penetración de energías renovables y valor de almacenamiento eléctrico se profundice en distintos mercados eléctricos en el mundo. En México, el sistema eléctrico de Baja California Sur (BCS) se encuentra en situación de isla “energética”, aislado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de la red de nacional de gasoductos. Este sistema muestra una variación en los precios promedio de electricidad mínimo y máximos de aproximadamente \$USD 50 /MWh⁹ en el Mercado de Día Adelantado (MDA). Esto es visible en la figura 2.5.

Un costo de almacenar la electricidad menor a las diferencias de los precios máximos y mínimos, daría oportunidad de ganancias económicas, además de todos los beneficios previamente mencionados en términos de mayor adopción de energía renovable y externalidades positivas.

En la siguiente sección describo brevemente el actual posicionamiento de la batería de litio en el sector eléctrico, su competitividad con respecto a otros Sistemas de Almacenamiento Eléctrico (ESS)¹⁰, y las perspectivas a futuros de su aplicación a escala utilitaria.

⁹tipo de cambio al 1 de marzo de 2020.

¹⁰Energy Storage System, por sus siglas en inglés.

2.1 Antecedentes

A pesar de que existe un considerable consenso entre industria, academia e instituciones gubernamentales sobre la futura preponderancia de la batería de litio como principal tecnología almacenamiento eléctrico para la década de 2020, actualmente existen otras opciones en el mercado.

De manera agregada los tipos de tecnologías de almacenamiento eléctrico pueden agruparse principalmente en los de tipo mecánico, electroquímico, eléctricos y térmicos.

Al finalizar el 2019, el hidrobombeo tecnología mecánica, es el tipo almacenamiento eléctrico con el menor costo por unidad instalada (\$/MWh) promedio, además de ser la que alcanza las mayores prestaciones en capacidad hasta ese momento^[11]. Utilizada por primera vez a escala utilitaria a principios del S. XX, es con 93.4% de la capacidad utilitaria total al 2019, la ESS más importante en el mundo (CNESA, 2020). El resto de la capacidad instalada global se distribuye principalmente entre las baterías de ácido, flujo, níquel, litio y plantas térmicas de sodio (DOE, 2019).

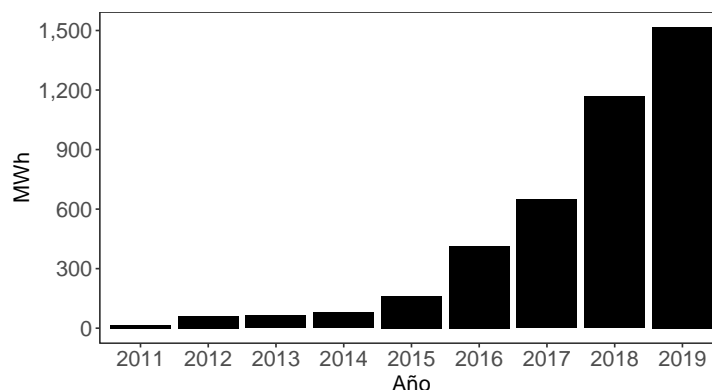
Durante la década 2010, otras ESS vieron incrementar su capacidad relativa de forma importante. Exceptuando el hidrobombeo, la ESS que mayor capacidad de almacenamiento eléctrico agregó a la red eléctrica había sido la batería de ion litio. A 2010 las baterías de litio pasaron de una capacidad utilitaria menor a 100 MW, a convertirse en la segunda tecnología con mayor capacidad desplegada a nivel utilitario con cerca de 3.2 GW instalados globalmente (IEA, 2019; CNESA, 2020).

En contraste con el hidrobombeo, la batería de litio puede proveer una forma de almacenamiento eléctrico sin prácticamente una restricción de carácter geográfico, y en comparación con el resto de las ESS electroquímicas, éstas tienen una mayor eficiencia de descarga, vida útil y menor costo sobre unidad instalada (\$/MWh). Por otra parte, las tecnologías de almacenamiento eléctrico ya sea térmicas y mecánicas han mostrado una mejora en su eficiencia, pero como se profundizará más adelante, diversos estudios proyectan que la batería de litio será la ESS más competitiva a 2030 en diferentes escenarios (Schmidt et al.,

¹¹Bath Country Pumped Storage Station es la planta de almacenamiento eléctrico más grande del mundo, con una capacidad de 3,003 MW/ 24, 000 MWh alcanza una capacidad de descarga de 8 horas.

Figura 2.6: Capacidad instalada de batería de litio utilitaria (MWh) en EE. UU. 2011-2019

Fuente: Energy information agency, 2020



2019).

Con una reducción de más del 85% en el precio del componente energético (o battery pack) de 2010 a 2018 (Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2019), y las características técnicas ya citadas, la batería de ion litio es el principal referente de tecnología de almacenamiento eléctrico utilitario a nivel global hacia 2030.

Un ejemplo de la tendencia en el crecimiento de la batería de litio en el mercado eléctrico, es el observado en los EE.UU. (DOE, 2019)¹²; el país con la mayor capacidad de almacenamiento eléctrico en el mundo. De 2011 a 2019, la batería de litio fue la tecnología que mayor capacidad instalada añadió a la red eléctrica en dicho país, la cual creció 33 veces en 8 años (IEA, 2020)¹³. En la figura 2.6 se puede observar la capacidad instalada de batería de litio utilitaria (MWh) en EE. UU. de 2011 a 2019.

A la par, el tamaño de los proyectos de baterías de litio en el mundo ha ido en incremento año con año. Proyectos importantes de este tipo alrededor del mundo se encuentran en Ulsan, Corea del Sur (150 MW), Hordnsdale Australia (100 MW/129 MWh), Miyag Japón (40 MW) y Zhangbei, China (14 MW/63 MWh). A enero de 2020, el proyecto anunciado de mayor tamaño en el mundo se localizaría en Monterey, California, con una capacidad de 566 MW/2, 200 MWh (Chediak, 2018).

¹²Revisado el 1 de noviembre de 2019.

¹³La única excepción es 2014, año en el que las baterías de flujo fueron el tipo de ESS que más capacidad añadió en EE.UU.

Mientras otras tecnologías, como las baterías de flujo y baterías de ácido han reducido su precio sustancialmente en la última década, la batería de litio ha destacado por su sostenida reducción porcentual en su precio histórico y sus mejoras técnicas. Esto la ha proyectado en el mercado muy fuertemente sobre cualquier otra tecnología de almacenamiento eléctrico emergente para la década de 2020.

En la siguiente sección extendiendo una explicación sobre el papel actual de la batería de litio a nivel de red y las perspectivas en el desarrollo a 2030.

El futuro de la batería de litio

La capacidad instalada de almacenamiento eléctrico utilitario global al finalizar 2019, era de 183 GW. La batería de ion litio representaba cerca dos terceras partes del total de la capacidad que no incluía hidro (DOE, 2019)¹⁴

Se estima que la capacidad instalada de batería de litio utilitaria en el mundo ascenderá a 81 GW en 2024 (Curry et al., 2017), 181 GW en 2030 (IRENA, 2017)¹⁵ y por lo menos 1,000 GW en 2040 en términos del total de oferta de baterías (Banco mundial, 2019). Por lo que la batería de litio pasará de representar el 1.6 % de la capacidad instalada global de almacenamiento eléctrico en 2018, a el 40 % del total en 2030 (IRENA, 2017).

Según la Agencia Internacional de Energía en 2030, serán necesarios 200 GW capacidad de almacenamiento eléctrico para cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (IEA, 2019c). Este escenario implica que cerca de una quinta parte del total mundial de la energía eléctrica provenga solamente de fuentes solar y eólica.

¿Será el despliegue de almacenamiento eléctrico lo suficientemente rápido para cumplir con dicha meta?

La competitividad de los sistemas de almacenamiento eléctrico depende de múltiples factores, por lo que es complicado diferirla en una sola métrica. La penetración de energía renovable y redes de transmisión, la disponibilidad de hidrocarburos, la regulación local, entre otros factores, juegan un papel impor-

¹⁴Los datos del Energy Storage Database del Department of Energy de los EE.UU., se agregan de manera paulatina, por lo que son solo una aproximación de la capacidad instalada real.

¹⁵Datos referente a el caso doble.

tante a la hora de colocar al almacenamiento eléctrico como un complemento competitivo para los VRE.

Por otra parte, un análisis de holístico sobre su competitividad a escala regional es permitirle, cuando estas características se manifiestan en el comportamiento del mercado en concreto. En estos casos, el costo de almacenar energía es clave en el estudio de su competitividad a un nivel particular.

Se puede explicar que el dinamismo de la industria de baterías de litio experimentado en la década del 2010 permitió una reducción importante en el precio de los componentes usados en las instalaciones utilitarias, facilitando una materialización de varios proyectos utilitarios en el mundo. Las oportunidades futuras en la cadena de valor, el incremento de la producción de EVs, la adopción de un nuevo marco regulatorio para tecnologías de almacenamiento eléctrico en el mundo, un aumento en la inversión en I+D y una mayor penetración de energías renovables, serían parte de la causa para que este dinamismo perdure.

Sin embargo, amenazas en el corto plazo como el desabastecimiento de materias primas en la cadena de suministro, riesgos medio ambientales o el nacimiento de una nueva tecnología disruptiva en el sector eléctrico (lo cual sería muy benéfico), podrían ser causas de un freno en este dinamismo.

En el resto de este capítulo profundizo en un análisis de corte cualitativo sobre las oportunidades y riesgos en la industria de baterías de litio. Los resultados de este análisis son completados posteriormente con el modelo propuesto en el capítulo cuatro. En concreto, en este capítulo se analiza la cadena de valor, las políticas públicas encaminadas a la adopción a escala utilitaria y las perspectivas de mercado de la batería de litio en su aplicación utilitaria.

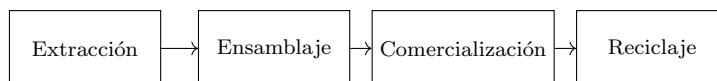
2.2 Cadena de valor

Esta sección es una descripción del estado actual de la cadena de valor y las perspectivas esperadas en la batería de litio con especial énfasis a un horizonte de tiempo de 2020 a 2030.

Las cuatro actividades principales en la cadena de valor pueden sintetizarse en la figura [2.7](#).

Los principales retos en dichas actividades podrían revelarse como emergentes

Figura 2.7: Cadena de valor de la batería de litio utilitaria



de la década de 2010, a raíz de la naciente industria de EVs y sistemas estacionarios de almacenamiento. A continuación, extendiendo una interpretación sobre las principales características en cada una de dichas actividades.

Extracción

La extracción es habitualmente mencionada como la mayor amenaza en la cadena de valor de la batería de ion litio en el corto plazo. Las crecientes preocupaciones en la disponibilidad de los diversos minerales utilizados en la construcción de la batería, son causa de una considerable incertidumbre en la industria.

Dichos minerales son especialmente el litio y cobalto. En 2019, la producción y reservas probadas de ambos minerales estaba altamente concentrada en pocos países. Por ejemplo, más del 50 % de la producción de cobalto se encontraban solamente en la República Democrática del Congo, mientras que cerca del 85 % de las reservas probadas se agrupaba en Argentina, Australia y Chile (USGS, 2020).

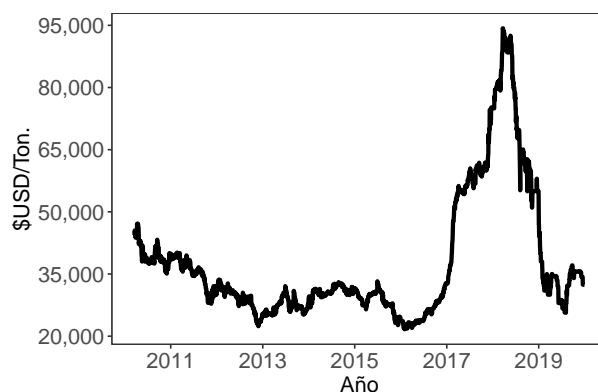
Esta incertidumbre se ha trasladado en una volatilidad en los precios de dichos minerales. Por ejemplo, entre 2017 y 2018, la combinación de expectativas en un incremento en la demanda de baterías de litio y la especulación en la disponibilidad de cobalto, provocaron que los precios de compra de futuros de dicho mineral (Figura 2.8), casi se triplicaran en el London Exchange Market (LEM).

Posterior a alcanzar un precio máximo de alrededor de \$USD 100,000/Ton., el precio de futuros volvió a valores promedios observados en 2016. Este regreso en el precio, podría explicarse principalmente por dos razones, 1) La expansión de la oferta de cobalto causado por la apertura de yacimientos artesanales en la República Democrática del Congo, lo que llevaría a una abundancia relativa del mineral y 2) El anclamiento en las especulaciones sobre el precio futuro de este mineral, provocaría una menor demanda impulsadas por la volatilidad, lo que posteriormente crearía presiones en la reducción en el precio (Slav, 2019).

La importancia en la variación en los precios de minerales; para un análisis de

Figura 2.8: Precio de compra de futuro de cobalto 2010-2019

Fuente: Investing, 2020



importancia, debe ser contrastada con su impacto en el costo o precio de los componentes de la batería. BNEF (2019) estimó que un incremento del 100 % en el precio de cobalto incrementaría en un 3 % el costo total del battery pack. En el caso del níquel, litio y manganeso y aluminio, una duplicación en su precio incrementaría el costo del battery pack, a menos del 5 %.

La evidencia citada al principio de este capítulo muestra que cuando los costos de litio y cobalto entre 2017 y 2018 habían subido al orden del 100 %, el precio de battery pack se redujo en 17.7 %. Los datos ofrecidos por BNEF (2019) se refuerzan con el estudio de Ciez&Whitecare (2016), el cual menciona que en el caso de la celda de litio, el incremento en un 300 % en el precio de cobalto, incrementaría en un 10 % el precio de esta.

Sin embargo, esto no significa que el costo de minerales no puede tomar mayor importancia a futuro. Yiang, Lisa, Pan, Chiang, Green (2019) advierten que una acumulación en los incrementos en el precio de los minerales llevaría a una volatilidad peligrosa, lo que podría traducirse en un costo significativo de dichos minerales en el valor de la batería, sobre todo cuando los costos de manufactura se hayan reducido. Esta discusión se amplía un poco más en el capítulo 3. Lo que aún es claro es que la volatilidad a razón, por ejemplo, de una revuelta social en la República Democrática del Congo, podría traer como consecuencia un corte brusco en la oferta de cobalto, creando una escasez que de prolongarse, pudiera llevar a incrementos en el precio de cobalto, los cuales podrían representar serias dificultades para la comercialización de baterías.

Se espera que a medida que la industria adopte cátodos menos intensos en co-

Cuadro 2.1: Componentes selectos de la batería de litio utilitaria

Fuente: Datos obtenidos de *Olivietti et al (2017)*, *Frankel et al. (2018)*, *Blomgren (2016)*

Cátodo	Celda	Battery Pack	Instalación utilitaria
NMC 811	Ánodo	Celda	Battery pack
NMC 622	Cátodo	Conectores	Sistema de administración
NCA	Separador	Modulo	Inversores
LPO	Electrólito		Contenedor

balto, y los reemplace con otros menos intensos (níquel e.g.), las preocupaciones de este tipo se diluyan. Dicha adopción de cátodos está motivada en esencia, en el incremento de la densidad energética a la batería, y no específicamente en la volatilidad político-social, sin embargo, aún existen retos en la seguridad y costos. En las siguientes dos subsecciones amplió a más detalle la explicación en dichos procesos.

Manufactura

El ensamblaje de una batería de ion litio utilitaria requiere, pero no se limita del battery pack, inversor, contenedor, software de administración y sistema de refrigeración. El battery pack, a su vez se construye de una celda de litio, modulo e interconectores. La celda se compone de un cátodo, ánodo, separador y electrólito. El cátodo, se subdivide mayormente en los de terminación NMC¹⁶ (811, 622, 111 etc.), NCA (LiNiCoAlO₂) y LFP (LiFePo₄). Por último, como se mencionó previamente, la construcción del cátodo depende principalmente de litio, cobalto, níquel, manganeso, hierro, entre otros metales.

En el primer renglón del cuadro 2.1 se muestran los principales componentes utilizados en la batería de litio utilitaria, de izquierda a derecha según grado complejidad en el ensamblaje y desglosados a su vez en sus principales subcomponentes.

Gran parte de la literatura sobre el mejoramiento en las baterías sea aquellas con mayor vida útil, densidad, energía específica, seguridad, velocidad de carga etc. se han concentrado sobre todo en los componentes de la celda del litio. En específico estos son el ánodo y cátodo, y el separador. Este interés se ha

¹⁶Las siglas significan Níquel-Manganeso-Cobalto, mientras que la numeración es el ratio de moles usado por elemento, por ejemplo, NMC 811 se refiere a un cátodo con ratio de 8 moles de Níquel, 1 Manganeso y 1 de Cobalto.

enfocado sobre todo en el cátodo, componente que en el corto plazo se espera cambie gradualmente en su composición.

La expectativa es que como se había mencionado ensambladores adopten gradualmente cátodos menos intensivos en cobalto, siendo el NMC 811, uno de los más citados como el líder en el corto plazo (Xu, Li, Doe, Tong, 2017). Esto se ha dado debido, a que el NMC 811 en comparación con el resto de los cátodos de terminación NMC, tiene una mayor densidad energética; alrededor de 200Wh/Kg., un menor desgaste de retención energética sobre ciclos y un menor uso de cobalto por unidad energética (Olivetti, Ceder, Gaustad, Fu, 2017). A 2020 el cátodo NMC 811 es usado en algunos de los productos de empresas líderes del mercado tales como Contemporary Amperex Technology (CATL), Build Your Dreams (BYD) y Tesla Inc./Panasonic (Deing, 2019).

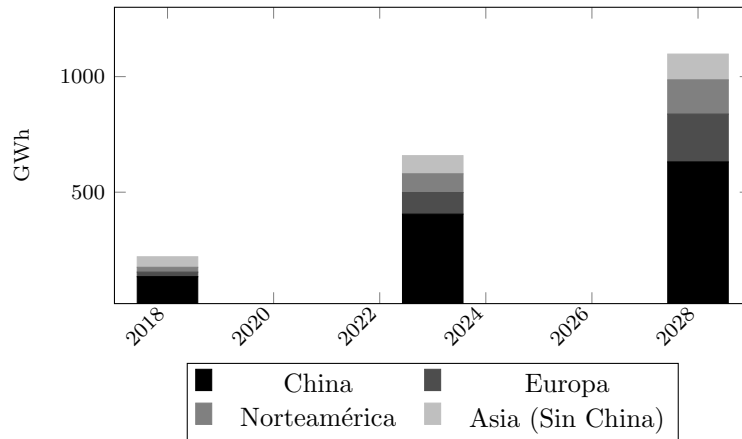
A pesar de esto, el NMC 811 no se encuentra completamente adoptado debido a las siguientes circunstancias 1) el NMC 811 tiene una mayor probabilidad de inflamarse en comparación con sus contrapartes menos intensos en cobalto, dado a una mayor liberación de oxígeno (Bak et al., 2014). 2) un mayor costo por unidad energética, derivado del proceso de síntesis de níquel (Manthiram, 2017; Sun et al., 2017).

Sin embargo, se espera que la sustitución, eliminación y adición de materiales en el cátodo sea una de las primeras modificaciones para conseguir mejoras en las baterías de litio. Subsecuente a estos avances, se espera un remplazo del grafito por silicón en el ánodo, e inclusive el reemplazo del electrolito, en el caso de las baterías de litio de aire. (Frankel, Kane, Tryggestad (2018); Xuan W., Otsuku A., Changnes A., 2019). Sin embargo, la velocidad en que se adapten dichas modificaciones dependerá en gran medida de las relaciones y el expertise que los participantes de la industria construyan en los siguientes años (Goldie-Scot, 2019).

Esto en una parte son las tendencias sobre las adopciones y cambios en la manufactura; paralelamente se espera que el nivel de producción, así como la locación geográfica de producción sufran un gran cambio en la década de 2020. Diversas firmas de consultoría estiman que la producción de baterías de litio en la década de 2020 crezca como nunca lo ha hecho. Benchmark mineral intelligence (2018), proyecta que la producción global de batería de litio aumente de 135 GW en 2018 a 1,100 GW a 2028, Brattle group (2018), lo proyecta a 1,200 GW para 2028, Roskill (2019) por otra parte, estima que la capacidad de producción

Figura 2.9: Capacidad de producción global anual de baterías de litio por región (GWh)

Fuente: *Benchmark mineral intelligence (2018)*



instalada en 2029 incrementará a 2,000 GW.

En la figura [2.9](#) se observa la capacidad instalada de producción para diferentes regiones en el mundo.

En la figura [2.9](#) se observa la capacidad instalada de producción por diferentes regiones en el mundo.

Se proyecta que las ventas de las baterías de litio solo para satisfacer la demanda de EVs, tenga un incremento de diez veces en diez años (IEA, 2020) (Ver cuadro C.1). Esta gran cantidad de batería consecuentemente, exigirán una gran capacidad que pueda procesarlas, para su mejor aprovechamiento, ya sea reacondicionándolas o reciclándolas.

Comercialización

La comercialización de la batería de litio engloba distintos productos como dispositivos electrónicos, movilidad y unidades de almacenamiento residenciales, industriales y utilitarias. En sí la celda de litio es un componente incluido en los cinco segmentos.

Respecto al el battery pack, su aplicación incluye en todos los citados anteriormente, a excepción de los dispositivos electrónicos. Actualmente existen decenas

de OEM¹⁷ encargadas del diseño y manufactura final de battery packs, un grupo selecto de estas firmas incluye a Samsung SDI, LG chem, CATL, Panasonic, BYD, Tesla Inc., SK Innovation, Duracell.

Muchas de las empresas encargadas el ensamblaje del battery pack, son a su vez comercializadores finales de instalaciones utilitarias. En el caso de aquellas empresas con diferentes componentes entre productos finales, estas pueden obtener ventajas de economías de escala en el mercado. Un caso ejemplar podría ser BYD, dicha firma se encarga de comercializar EVs, unidades residenciales y utilitarias. Al incrementar la demanda de un bien, puede beneficiarse de su experiencia y economías de escala, para lograr costos medios menores de ensamblaje para sus otras líneas de negocios. Distintas firmas automotrices, solo pueden aprovechar sus conocimientos y experiencia en la fabricación del battery pack, ya que solo producen un producto que lo utiliza.

Además de la celda de litio y battery pack, existen otros tipos de componentes usados en la batería utilitaria que gozan de una intersección de producto entre comercializadores. En este sentido Tesla Inc. al tener una producción tanto de baterías como de paneles PV, obtiene como ventaja en la producción de los inversores.

Se espera que el incrementarse la adopción de unidades de almacenamiento eléctrico utilitario, se lleve a mejoras en los diseños de estas (Frankel et al., 2018). El caso práctico de los productos de Tesla Inc. podría servir como un ejemplo a esta tendencia. En 2017 la central de batería de litio en Hornsdale, Australia, utilizó un diseño de sistema estacionario del producto comercial conocido como “Power pack”, el cual almacenaba 0.232 MWh por contenedor. En 2020 en Moss landing, California, el diseño usado para esta planta utilizaría un producto elaborado ese mismo año, conocido como “Mega pack”, que tendría una capacidad de 1.5 MWh por contenedor. Las mejoras de diseño del segundo producto comparado con el primero, incluyen reducciones en los costos de diseño, menor espacio en el uso de suelo y así como menores costos de ingeniería y construcción en sitio.

¹⁷Original Equipment Manufacturer.

Reciclaje

La economía circular en la industria de baterías de litio es quizás el tema de más interés en el largo plazo en el almacenamiento eléctrico. Se estima que en 2030, el mercado de baterías reacondicionadas de segunda mano de EVs alcance un proceso de cerca de 200 GWh de capacidad anual y supere en valor de ventas \$30 mil millones USD (Engel H., Hertzke H., Siccardo G., 2019). La cantidad de baterías que dejaran de tener una vida útil después de 2030 ha impulsado la creación de estrategias de política pública en diversos ejes, éstas entorno a el aseguramiento de una capacidad suficiente, sustentable y competitiva para reciclar y reacondicionar las cantidades necesarias de baterías de litio.

En una situación global, destacan las tempranas acciones promovidas por la Comisión de la Unión Europea. Como antecedente, la UE contaba en 2006 con una regulación en cuanto a los lineamientos sobre el reciclaje de baterías conocida en la Directiva 2006/66/EC (Official Journal of the European Union, 2006). Visualizando el crecimiento futuro de la demanda de baterías de litio, la UE ejerce una serie de nuevas normas sobre las normativas de manejo y reciclaje en 2018 (Directiva (UE) 2018/851).

El Plan de Acción para la Economía Circular, hace énfasis que el reciclaje de minerales provenientes de baterías debe ser prioritario para la UE y establece incrementar la competitividad sobre reciclaje de baterías en la UE (Labeledeva, Di Persio, Boon-Brett, 2017).

Por otra lado, el Department of Energy (DOE) de EE. UU., ha promovido la creación de programas que incentiven la innovación en los procesos de reciclaje a través de premios, estos incluyen al energy storage championship. Así mismo, la DOE había anunciado en 2019 la creación de un centro de I+D sobre reciclaje, denominado ReCell Center. Adicionalmente la DOE había impulsado la innovación en soluciones de reciclaje, con un programa denominado “Battery Recycle Prize”, el cual buscaba premiar a firmas con propuestas innovativas en el desarrollo reciclaje de baterías. Este premio ascendía a \$USD 5.5 millones para el total de rondas de financiamiento (DOE, 2019).

El Ministro de Industria e Información Tecnológica de China, estableció reglas internas que obliga a los fabricantes de EVs, mantener capacidad suficiente para recolectar y reciclar las baterías de ion litio (Stanway, 2018).

Al principio de 2020 existen un número amplio de empresas con diferentes procesos de reciclaje de minerales provenientes de baterías de litio, entre las que se encuentren The Furukawa Battery Co., Electrovaya, Active Power, Fluence, Saft, EnSync, Maxwell Technologies, Inc., and AltairNano, por mencionar algunas.

Los procesos de reciclaje de baterías más usados al momento son 1) Hidrometalúrgicos 2) Mecánicos 3) Pirometalúrgico y 4) Combinación de métodos hidrometalúrgicos y pirometalúrgicos.

Adelante se explica la importancia del reciclaje en la sustentabilidad de proyectos de almacenamiento eléctrico de gran escala.

Seguridad

El incremento de la demanda de baterías de litio conlleva a retos en la seguridad de abastecimiento de minerales en el largo plazo. Una relativa alta tasa de degradación en el uso de la batería de litio en cualquier aplicación y una baja vida útil; además de los altos costos de reciclaje, son motivos que pudieran llevar a una seria escasez de materias primas en el largo plazo.

En 2019 existían 145 billones de toneladas de reservas posibles de cobalto encontradas como subproducto y en depósitos ultramarinos, sin embargo, solo 6.9 billones de toneladas eran reservas probadas (USGC, 2020). A manera de dimensionar las capacidades de reservas probadas en las necesidades de largo plazo, se puede contrastar éstas con la capacidad que se puede construir con ellas. Suponiendo que se utiliza el cátodo NMC 811, la construcción de 1 MWh de almacenamiento requeriría 94 Kg. de cobalto (Olivietta et al., 2017). Por tanto, las reservas globales probadas de cobalto permitirían construir 73 TWh de almacenamiento eléctrico, suficiente para abastecer la demanda mundial promedio de electricidad diaria de 2017 (IEAg 2020)¹⁸. En el cuadro 2.2 puede observarse esto a mayor detalle la relación necesaria para el litio y cobalto.

El objetivo del cuadro 2.2 es contrastar las capacidades de almacenamiento actuales con sus alcances dado las capacidades tecnológicas actuales. En el largo plazo, el costo de recuperación de minerales provenientes de las baterías, así como la propia eficiencia de las propias baterías de litio, serían claves para

¹⁸La demanda promedio diaria de electricidad en 2017 fue de 65 TWh.

Cuadro 2.2: Reservas de cobalto y límites de producción de batería de litio
Fuente: Datos de reservas minerales obtenidos de USGS (2020) y requerimientos de minerales Olivetti et al. (2017)

Mineral	Reservas 2019 (Ton.)	Kg/KwH (NMC 811)	Limite (TWh)
Cobalto	6,900,000	0.094	73
Litio	14,000,000	0.111	126

explicar un sistema de almacenamiento basado en dicha tecnología en el largo plazo.

Dado que las capacidades de reciclaje deben de ser superiores a la degradación de la batería para el año en cuestión, el hecho de que las técnicas de reciclaje permitan una obtención de minerales a precios competitivos, se vuelve clave para hacer valida la competitividad de las baterías de litio como solución en la transición energética en el largo plazo.

Los problemas derivados de esta escasez pueden reducirse con el mejoramiento en las técnicas de reciclaje de litio, cobalto, manganeso, aluminio y otros insumos esenciales en el uso de baterías de litio, a fin de garantizar un mayor aprovechamiento de recursos, así como mejorar la captación de baterías de litio usadas en EVs, ESS y dispositivos electrónicos.

2.3 Política pública

Las oportunidades que el almacenamiento eléctrico puede proveer en la transición energética han sido visualizadas por múltiples gobiernos y entidades supranacionales. En este sentido la intervención pública a través de incentivos fiscales, regulación, estandarización, asociaciones públicos-privados y otro tipo de estrategias estatales que tengan como fin promover explícitamente al almacenamiento eléctrico no hidro a escala de red, han sido ampliamente promovidas considerablemente en no menos de un lustro.

Esta sección da una visión complementaria sobre las perspectivas de la industria sobre la batería de litio, sobre todo se revisa las oportunidades que implica la intervención estatal por diferentes vías en el desarrollo de esta.

Cuadro 2.3: Metas en capacidad instalada de almacenamiento eléctrico utilitario en EE. UU. a 2020

Fuente: Datos de California, New York State, Massachusetts obtenidos de EIA (2018), datos de New Jersey de Allen, R. (2020)

Estado	MW	Año
California	1,875	2020
New York State	1,500	2025
	3000	2030
New Jersey	2,000	2030
Massachusetts	200	2020

Incentivos fiscales

Las principales políticas fiscales que han facilitado la integración de almacenamiento eléctrico se han otorgado principalmente en proyectos de demostración. Dichos proyectos han sido respaldados por distintitos niveles de gobierno alrededor del mundo. En 2013 la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) celebró una serie de contratos en capacidad de almacenamiento eléctrico con distintas empresas de generación de electricidad, con el fin de cumplir inicialmente con una meta de capacidad de almacenamiento eléctrico de 1,325 MW para el año 2020, los cuales posteriormente, se volverían 1,875 MW (EIA, 2018). Con esta acción California se volvería el primer gobierno de cualquier nivel, en establecer una meta sobre almacenamiento eléctrico (REAL, 2017).

Consecuentemente, varios gobiernos estatales de los EE. UU., han decretado metas de almacenamiento eléctrico utilitario, algunos haciendo explicito que este provenga de formas “avanzadas”. En el cuadro 2.3 se encuentra legislaciones selectas que han establecidos metas de capacidad en los EE. UU. a marzo de 2020.

Posteriormente, a nivel federal la inversión en proyectos de demostración había sido apoyados por la American and Recovery and Reinvestment Act (ARRA), programa enfocado a la estimulación económica posterior a la recesión de 2008, con un valor de hasta \$185 millones de dólares en apoyos a 538 MW de capacidad de almacenamiento eléctrico. Dicho programa benefició a 16 proyectos de diversas tecnologías en total (Bender, Byner & Borneo; 2015)

Por otro lado, entre los canales de estímulos más notables que ha ganado popularidad ha sido la promoción de exenciones en el pago de impuestos cuando se invierte en unidades de almacenamiento eléctrico. Un ejemplo notorio de este

tipo de política es el Investment Tax Credit (ITC) del gobierno de federal de EE. UU., y que aplica una reducción al impuesto de la renta del 30% sobre el valor de la instalación de almacenamiento eléctrico. Sin embargo, este incentivo está dirigido exclusivamente a aplicaciones en edificios privados y para instalaciones menores de 30 MW (NREL, 2018), no teniendo como fin el almacenamiento utilitario.

Así dentro de la política en acelerar la adopción de almacenamiento eléctrico, “El Self Generation Incentive Program” (SGIP) del gobierno de California, otorga a los usuarios residenciales y comerciales una tarifa diferenciada sobre la energía despachada proveniente de almacenamiento eléctrico. Esta tarifa se modifica según varias condiciones, dependiendo del nivel de energía proveniente de fuentes renovables y el tamaño de instalación, así cuando el sistema supera los 6 MW de capacidad instalada el incentivo se vuelve cero.

Una parte importante de financiamiento en el mundo para colocar capacidad de almacenamiento eléctrico han sido las propuestas en las rondas de inversión del Banco Mundial (BM) en proyectos de almacenamiento eléctrico “avanzado”. El financiamiento de proyectos de BM, tiene como meta inyectar \$USD 1,000 millones de dólares en proyectos de ESS en países en vías de desarrollo y conseguir otros 3,000 millones de fuentes público-privadas.

Otro de los instrumentos de promoción para el almacenamiento eléctrico, han sido las asociaciones público-privadas que buscan crear conexión, intercambio de conocimientos e incluso, nacimiento conjunto de proyectos entre actores privados y entidades estatales. En el cuadro [2.4](#) se muestran programas selectos enfocados en la promoción del almacenamiento eléctrico en el mundo.

Regulación

La regulación en la adopción de sistemas de almacenamiento eléctrico para otorgar servicios en la red eléctrica se ha convertido en una de las principales líneas de política pública en el mundo para acelerar la adopción de energía de almacenamiento eléctrico sin crear distorsiones de mercado.

De las primeras acciones notables en regulación tarifaria que fueron benéficas para las tecnologías de almacenamiento eléctrico, han sido las modificaciones hechas en las ordenes 755 en 2011 y 784 en 2013 de la Federal Energy Regulatory

Cuadro 2.4: Políticas públicas selectas en la adopción de almacenamiento eléctrico utilitario

Fuente: Datos a partir de DOE (2016, 2020), Sandia National Lab, Banco Mundial (2019), Massachussetts State (2019)

Dependencia	Programa	Objetivo(s)
Department of Energy (EE.UU.)	The Energy Storage Technology Advancement Partnership (ESTAP)	Crear alianzas público-privadas, y crear una red entre propietarios de activos de ESS y entidades estatales de los EE.UU.
Department of Energy (EE.UU.)	Clean Energy States Alliance (CESA)	Fondeado por Sandia National Lab. este programa busca extender la participación estatal en la creación de valor energético, incluyendo almacenamiento eléctrico.
Banco Mundial	Battery Storage Program y Energy Storage Program (ESP)	1,000 millones de fondos del BM y 4,000 de fondos privados para instalar más de 17.5 GWh de almacenamiento eléctrico avanzado en países en desarrollo y países con ingreso medio.
Comisión de la Unión Europea	The Strategic Battery Action Plan	Crear estrategias en conjunto con empresas privadas para la construcción de mayor almacenamiento eléctrico.

Commission (FERC). Ambas ordenes procuraban modificaciones en las tarifas en la regulación de frecuencia primaria¹⁹, según la capacidad de respuestas de las tecnologías de generación en el mercado. Esto permitiría que cuando la oferta de fuentes proviniera de alguna fuente de respuesta de alta velocidad, obtuviera una mejor remuneración.

Dado la velocidad de entrega de potencia del batería de litio en contraste con las plantas térmicas, esta obtenía ventajas para sus usos de regulación de frecuencia, volviéndose beneficiadas de dichas modificaciones.

Posteriormente en 2018, la FERC a través de la orden 841 ordenaría una nueva modificación que buscaría explícitamente facilitar una mayor adopción de sistemas de almacenamiento eléctrico. Dicha orden instruí a los operadores de red a buscar un establecimiento de tarifas diferenciadas que reconocieran las capacidades los sistemas de almacenamiento eléctrico en la proveeduría de servicios asociados.

¹⁹Servicio en el mercado eléctrico de corto plazo que permite una nivelación de la frecuencia ante desbalances en el sistema.

Investigación, desarrollo y demostración

Las conclusiones entre diferentes estudios basados en resultados empíricos, apuntan que la política pública en la promoción y financiamiento en I+D, es parte esencial en la innovación tecnológica. Paul Romer (1990), había propuesto entender la relación entre innovación y crecimiento económico, a través de cuantificar los cambios en el incremento en la inversión I+D y el producto por trabajador, así como, que factores incentivaba a las firmas a invertir en I+D. Él pensaba en el cambio tecnológico como “El corazón del crecimiento económico”.

Como ejemplo en el sector energético, Margolis&Kammen (1999) encontraron una fuerte correlación entre el número de patentes registrados e inversión pública en I+D en el sector energético en EE. UU. Su estudio arrojaba resultados similares en otros sectores de la economía como las telecomunicaciones y el transporte.

Según Hart, Bonillan & Austin (2018), el I+D público es clave en el actual desarrollo de fuentes de competitivas almacenamiento eléctrico para uso de red. Sus interpretaciones, además, advierten que el incremento de I+D es más que necesario, debido a un posible efecto *lock-in* en las baterías de litio. Esto puede decirse en otras palabras, que el rápido desarrollo de las baterías de litio podría oscurecer la maduración de otros tipos de tecnologías con gran potencial de mercado. Al volverse la única tecnología, otros tipos de soluciones encontrarían grandes barreras económicas para competir y posteriormente madurar.

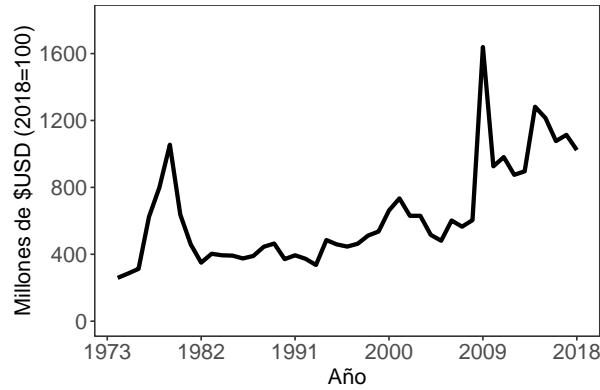
En 2018, la inversión pública de I+D en almacenamiento eléctrico y tecnologías para mejoras de la red eléctrica de miembros de la IEA, alcanzó un promedio máximo histórico para un periodo de cinco años. En la figura 2.10 se encuentra la muestra histórica de I+D público de la IEA de 1974 a 2018 (IEAd ,2019).

Principalmente, EE. UU., China, La Unión Europea, Corea del Sur y Japón, son los mayores promotores de inversión en I+D en almacenamiento eléctrico. Aunque a 2018, China es el principal inversor en I+D en almacenamiento eléctrico a nivel mundial (IEAe, 2019), EE. UU. ha sido de manera histórica en este rubro el principal promotor, lo que se ha materializado en la creación de múltiples programas y agencias a lo largo de su historia, siendo la década pasada en el periodo donde se crearon muchos de estos programas.

Entre 2009 y 2012 el gobierno federal de EE.UU. realizó una inversión en I+D

Figura 2.10: Inversión pública en I+D en almacenamiento energético y tecnologías de red de la IEA (1974-2018)

Fuente: *International energy agency (2019)*



de \$1,316 millones de USD en tecnologías del almacenamiento eléctrico, la cual estuvo repartida entre diferentes departamentos y agencias (U.S. Accountability Office, 2012). Para el año 2020, el gobierno federal de EE. UU. tenía presupuestado una inversión en I+D en el programa Advanced Energy Storage Initiative (AESI) de \$158 millones de dólares. Al respecto, Hart D. (2019) había expresado que el presupuesto en I+D del gobierno federal de EE. UU. en 2020 sí bien representaba una cantidad considerable, este se había reducido respecto años anteriores debido a que este se encontraba desagregado en varios programas, por ejemplo, en 2015 el presupuesto se había contabilizado en alrededor de \$USD 300 millones entre diversas agencias.

A 2020 existen múltiples centros en EE. UU. que tienen como objetivos el financiamiento de proyectos de investigación, desarrollo y demostración (RD&D²⁰) de tecnologías de almacenamiento eléctrico. Algunos ejemplos son la Advance Research Projects Agency Energy (ARPA-E) creada en 2007 y el Joint Center of Energy Storage Reserach (JCESR). Por ejemplo, ARPA-E ha impulsado el financiamiento de proyectos en etapa demostración y desarrollo de ESS a través de múltiples alianzas con universidades y empresas de EE. UU. Uno de los proyectos que destacan en este programa es el Duration Adition Energy Storage (DAAYS) el que ha financiado proyectos de ESS que pueda alcanzar una capacidad de descarga entre 10 y 100 horas.

En el cuadro 2.5 se muestran programas públicos selectos relacionados con la

²⁰Research, Development and Demostration, por sus siglas en inglés.

Cuadro 2.5: Programas selectos de I+D en almacenamiento eléctrico en el mundo

Programa	Objetivo(s)	Fuente
Advance Energy Storage Initiative (AESI)	Incentivar proyectos de formas avanzadas de almacenamiento de energía eléctrico en EE.UU..	DOEc (2020)
Energy storage Program	Financiamiento de tecnologías y proyectos de almacenamiento eléctrico.	DOEd
Battery 2030+	Programa de financiamiento de I+D en almacenamiento eléctrico por la Unión Europea	ec.europa.eu
Joint Center Energy Storage Research (JCESR)	Centro de innovación de materiales para ESS del DOE fundado en 2012.	JCER (2020)

inversión I+D en tecnologías de almacenamiento eléctrico en los EE. UU.

La inclusión de mayores inversiones y estrategias en inversión y desarrollo se ha vuelto presente en múltiples naciones. Estas acciones tendrían como resultado un empuje en el mediano y largo plazo en el desarrollo de mejores tecnologías de almacenamiento eléctrico.

Inversión privada en I+D

La inversión del “*venture capita*” ha hecho posible también destrabar procesos innovativos tanto en fase de prueba como en expansión de mercado, siendo especialmente mayor en el último caso.

La IEAf (2019), estima que la inversión privada en I+D en baterías en 2018 ascendiente a \$USD 900 millones, mucha de dicha inversión proveniente de compañías automotrices. Mercom Capital Group. estimó por otro lado, la inversión en venture capital destinado a compañías almacenamiento eléctrico en aproximadamente \$USD 1,800 Millones para 2019 (Mercom capital, 2020).

En términos desagregados, la inversión privada en I+D es difícil de estimar con alta precisión debido a la escasez de datos públicos, sin embargo, es posible obtener montos de financiamiento de jugadores notables del sector. Por ejemplo, Breakthrough Energy, venture capital del sector energético y la Comisión Europea invirtieron \$50 millones de euros para financiar investigación en empresas de almacenamiento eléctrico a través de un instrumento financiero llamado In-

novFIN (Comisión Europea, 2018). Mission Innovation, es un ejemplo notable de inversión público-privada. Dicha agrupación busca incrementar la inversión en I+D destinadas a tecnologías prometedoras para la transición energética por diferentes fuentes privadas y gubernamentales, incluyendo como rubro las tecnologías de almacenamiento eléctrico.

El papel de la inversión en I+D es clave en el aceleramiento del desarrollo tecnológico. La diferenciación entre el origen de la fuente de inversión de I+D, se vuelve necesaria para estimar el impacto de cada una en la maduración del bien. Así, la inversión pública tiene un papel indispensable en promover aquellos proyectos que no cuentan con la capacidad de otorgar retornos económicos competitivos en el corto plazo, pero que a su vez, gozan de un gran potencial a futuro. Mientras que los mecanismos que mejor impactan en el desarrollo de las tecnologías comercialmente probadas, pueden ser experimentadas por la inversión privada.

La combinación de fuentes de financiamiento en I+D puede representar una oportunidad para un mayor aprendizaje en la industria. Sea empujando el avance de tecnologías prominentes en etapa inicial de desarrollo, o la promoción en la completa maduración de aquellas comercialmente probadas.

3 Revisión de literatura

3.1 Curva de experiencia

Debido a la importancia del cambio tecnológico en la economía, una sección de la literatura se ha dedicado en explicar los procesos y motivos que desencadenan la innovación. Arrow K. (1962) propondría que el cambio tecnológico era causa del aprendizaje, y que a su vez el aprendizaje, era un proceso resultado de la experiencia. Su modelo enfocado en las implicaciones económicas de “aprendiendo haciendo”, estimaba la experiencia de una industria en función del incremento en la inversión acumulada de inversión en capital. Esto significaría en otras palabras, que el cambio tecnológico estaría dirigido por el incremento en la producción acumulada de bienes de capital.

Wright T. (1936) a diferencia de Arrow K. (1962) propuso un modelo muy simple, pero con una gran relevancia posterior en la industria. Su modelo de cuadrados ordinarios (MCO) log-log explicaba la tendencia del costo de bienes de la industria aeronáutica, usando como variable de control el incremento en la producción acumulada de la industria. Dicha regresión puede expresarse en la ecuación [3.1](#):

$$\text{Log}Y = \alpha + \beta_1 \text{Log}X_1 + \varepsilon_i \quad (3.1)$$

Donde Y es el costo del bien, X_1 es la producción acumulada, β_1 el estimador de X_1 , α el término de intercepción y ε_i el término de error.

Para observar el cambio en el costo en números enteros en una sola ecuación y hacer su lectura más fácil, el resultado de β_1 se sustituye en la ecuación [3.2](#). Esta ecuación es conocida como “curva de aprendizaje”.

$$C_f = C_i A_i^{\beta_1} \quad (3.2)$$

Donde, C_f es el costo del año final, C_i el costo del año inicial, A_i el índice de variación de la producción acumulada y β_1 es el coeficiente de regresión logarítmica.

Para términos de comparación, se suele usar la reducción porcentual en el costo

cada vez que la producción acumulada se duplica. Esta relación es conocida como “Tasa de Aprendizaje”(TA) y se define en la ecuación [3.3](#)

$$TA = 1 - 2^{\beta} \quad (3.3)$$

Posteriormente, Bruce B. Handerson (BCG, 1970) propondría sustituir la variable explicativa de costos con precios, esta modificación tendría su razón debido a que los precios capturaban elementos importantes que quedaban fuera del proceso de producción, tal de como la inversión en I+D y marketing. A esta nueva ecuación la denomino la Curva de Experiencia (CE). Actualmente, dicha ecuación y una consecuente Tasa de Experiencia (TE) análoga a la tasa de aprendizaje, son usadas ampliamente en la industria y academia como métricas para proyectar la maduración y precios de diversos bienes, desde unidades de datos, hasta componentes de paneles fotovoltaicos y energía eólica.

La curva de experiencia en el almacenamiento eléctrico

En este sentido, algunas investigaciones y reportes de mercado han usado la TE para predecir el precio de algunos componentes de batería de litio utilitaria, sea la celda de litio (Kitnerr et al., 2017) o el battery pack (Curry et al., 2017; Berckmans et al., 2017).

Por ejemplo, Schmidt O., Harwkes A., Gambhir A. & Staffell I. (2017) produjeron un estudio relevante sobre la tendencia en el precio de un rango importante de tecnologías de almacenamiento eléctrico. Ellos calcularían las curvas de experiencias de los battery packs, celdas de baterías de litio, así como el de instalaciones de tipo residencial y utilitarias. Sus resultados, arrojaron una TE de 30 %, 16 % y 12 % para las celdas de baterías, battery pack e instalación utilitaria, respectivamente.

Además de estos cálculos Schmidt et al. (2017), construyeron las curvas de experiencia de otras 6 tecnologías de almacenamiento eléctrico, mostrando que, en 4 de los 6 casos referidos, existía un buen ajuste ($R_2 > ,9$). Dado la extensión de observaciones en distintas tecnologías, sus resultados mostrarían evidencia empírica sobre la efectividad de las CE interpretando la tendencia en el precio para tecnologías de almacenamiento eléctrico.

Sin embargo, la interpretación de la CE sobre el precio de total de batería de litio utilitaria podría ser aún más clara, si se separa el precio de está en los principales componentes que la integra, a razón de la tasa de reducción en cada uno de ellos.

En el caso de la batería de litio utilitaria, debido a la diferencia en las tasas de reducción en el precio en sus componentes, como el battery pack, inversores, entre otros, la desagregación del cálculo en los principales componentes incrementaría la calidad del pronóstico del precio. Por ejemplo, el battery pack, componente de mayor costo en para la batería de ion litio utilitaria¹ y de Electric Vehicles (EVs)², se proyecta que su producción global se incremente en 800 % en diez años, lo cual causaría un importante aprendizaje en la industria.

En esta investigación se propone una separación de los cálculos de dichos conceptos, en vez de elaborar o tomar una TE proveniente de la instalación utilitaria de manera agregada.

Límites prácticos de la tasa de experiencia

Aunado a el uso de la TE para pronosticar el precio de un bien dado ciertas condiciones de maduración y a un cierto horizonte de tiempo, existe una discusión sobre qué tan efectiva es en la realidad en el caso de ciertos bienes.

Las críticas generales hacia la TE se dan en especial, en su capacidad para hacer estimaciones en productos maduros o cuando surgen innovaciones en productos sustitutos cuasi perfectos. La innovación de un bien que pueda sustituir a otro, significaría el desplazamiento del producto en cuestión, lo que haría la curva de experiencia una metodología ineficiente (Abernathy W.&Wayne K., 1974). Incluso, el propio Arrow K. (1962) manifestó que las relaciones propuestas en la curva de experiencia no deberían ser tomadas como herramienta de política pública.

La batería de litio no es un caso exento de dichas críticas. Por ejemplo, Lisa, Sam, Yiang, Green (2019) argumentan que los resultados propuestos en las

¹Este depende de la capacidad horaria de descarga, mientras mayor sea esta, el battery pack toma un mayor peso relativo en el costo. Para una capacidad de descarga de una hora, el costo del componente energético represento ser más del mayor costo incluso para 2025, (Frankel, Kane, Tryggstad, 2018).

²Esto concepto incluye vehículos eléctricos e híbridos enchufables de las siguientes tipos: Vehículos de pasajeros, comerciales ligeros, camiones y trailers.

investigaciones de Schmidt et al. (2017), Kittner et al. (2017) y BNEF (2018) son demasiado optimistas para la realidad del mercado y que la metodología que había sido usada era poco realista. Esta crítica se dirige principalmente en que la reducción del precio del battery pack no puede moverse infinitamente en función de la producción acumulada, por lo que de hecho, existe un piso en el precio de este, el cual es fijado por los costos de los minerales utilizados. Incluso se podría abarcar la mano de obra base y tasa de ganancia en dichos conceptos.

Sin embargo, existen algunos elementos que pueden ofrecernos razones para pensar que la TE es una herramienta eficaz para pronosticar el precio los componentes usados en la batería de litio utilitaria. Primero, como se explicó en el capítulo dos, los minerales representan cerca del 5% del precio del battery pack, por lo que existe un espacio amplio para que el precio final del battery pack se reduzca, sin que esto suponga una modificación en el precio los minerales. Segundo, la evidencia mostrada del buen ajuste en la batería de ácido; comerciable desde hace décadas (Schmidt et al., 2017), supone un punto comparativo de maduración para la batería de litio, la cual podría situarse actualmente como en fase de maduración. Esto se refuerza con la denominación de IEA (2014) a la batería de litio como tecnología en “maduración”, por lo que una reducción en su precio podría aún ser alcanzable.

Para ilustrar mejor esta situación, se puede hacer referencia a la Ley de Moore. Esta enuncia que cada dos años el número de transistores en un microchip se duplicaría, debido a que *“El costo de un chip es aproximadamente inverso al número de componentes en él”*. (Moore G., 1965). La evidencia ha mostrado que desde su enunciación hace más de 45 años, la predicción de dicha “ley” se ha cumplido con alta precisión. Sin embargo, varios actores de la industria, incluyendo al propio autor, han predicho una caducidad de dicha ley, debido a límites físico se espera que deje de cumplirse muy pronto. Actualmente existe un debate en torno a esto (Rotman D., 2020).

En este sentido, la reducción del precio de la batería utilitaria se explica en gran medida por el aprendizaje de la industria causa de la expansión en la producción de EVs. Dado el incremento cercano al 800% en la producción anual de battery pack de 2018 a 2030, se espera que exista una reducción sustancial en el precio de este bien en dicho periodo.

3.2 Costo nivelado de almacenamiento energético

El Costo Nivelado de Almacenamiento Energético (LCOS)³ es la métrica utilizada para calcular el costo unitario promedio de almacenamiento de electricidad para una tecnología de almacenamiento durante su tiempo de vida útil. Su estructura básica es la división del costo total del activo y el total de energía que será capaz de almacenar. Ajustado a diferentes parámetros según el tipo de tecnología, usualmente es calculado para una capacidad de descarga fija (D_h). Su ecuación genérica suele presentarse como:

$$LCOS = \frac{(C_s + \sum O\&M + CI)(1 + \alpha)^{-N}}{E(1 + \alpha)^{-N}} \quad (3.4)$$

Donde, $LCOS$ = Costo nivelado de almacenamiento energético C_s = Costo de inversión en el sistema, $O\&M$ = Costos de operación y mantenimiento fijos, α = Tasa de descuento de capital, CI = Costos de instalación, E = Energía que el sistema podrá almacenar durante su vida útil, N = Años de vida de útil del activo.

Entre las investigaciones que han propuesto una métrica de LCOS para la batería de litio utilitaria, se pueden encontrar a Pawel (2014), Schmidt O. et al. (2019), Lazard (2019), Lai C.&McCulloch M. (2016) y Jülch V. (2016). Las metodologías de dichas publicaciones se diferencian en el uso de parámetros de ajuste, ya sea agregando, el costo de eficiencia de descarga, valor de desecho, entre otros.

Estas investigaciones suelen calcular el LCOS de acuerdo con la capacidad de tiempo de descarga (D_h), la cual suele ser de 4 o menos horas. En los estudios donde se incluyen la evaluación de diferentes capacidades de descarga ($D_h = k_e/k_p$) se ha encontrado que al aumentar la capacidad del componente energético (k_e) sobre el de potencia (k_p), el LCOS se reduce.

Una de las propuestas que ha mostrado un avance considerable en cuanto a la optimización en la venta de energía es la propuesta de Comello&Rechestein (2019). Esta métrica mide la sensibilidad marginal del LCOS de una batería de litio residencial en función del tiempo de descarga (D_{hr}). Al separar los factores de ajuste que inciden en los costos del k_e y k_p , se observa una variación no

³Levelized Cost of Energy Storage, por sus siglas en inglés.

uniforme en ellos al incremento de D_{hr} .

Así por ejemplo, al aumentar la intensidad de descarga, la degradación se incrementaba, y este costo se trasladaba solamente al battery pack (k_e), en vez de que esa misma tasa se aplicara globalmente a toda la instalación. Además, separar el LCOS en componentes permite medir el nivel de vida útil y degradación por separado, incrementando su precisión.

Esta particularidad, vuelve más efectiva al LCOS cuando se intenta una optimización de capacidad. Así, al conocer los ingresos de venta de electricidad al mayoreo, se puede establecer una variación en la k_e o en la k_p para obtener los mayores beneficios.

La intención de este análisis es usar los pronósticos de los precios energéticos y de potencia para calcular el LCOS de una batería de litio utilitaria para su uso para el control de demanda de 2020 a 2030, con la característica de que este pueda capturar los cambios marginales entre la capacidad D_h .

4 Metodología

4.1 Datos

Pronóstico del precio del componente energético

El pronóstico del precio del componente energético necesito del previamente del cálculo de la Tasa de Experiencia (TE), y de las ventas globales proyectadas de battery packs (2020-2030). La estimación de la TE requirió a su vez, de dos bases de datos, 1) el precio del battery pack (2010-2019) y 2) producción histórica de battery packs (2010-2019).

En cuanto a los datos de producción de battery packs globales tanto históricos como pronosticados, estos se obtuvieron de forma indirecta, dado que no fue posible encontrar una fuente pública que proveyera de estos. El cálculo sobre la producción anual se obtuvo de la multiplicación de las ventas de EVs (Autos ligeros, comerciales ligeros, camiones etc.), por el requerimiento energético del segmento vehicular¹ (kWh) en cuestión. Los datos de producción de EVs por segmento histórico (2010-2019) y pronosticados (2020-2030), se obtuvieron de IEAa (2020) y IEAb (2019), respectivamente. El requerimiento energético por tipo de segmento se asignó según el vehículo líder del mercado, o en el caso de no existir datos de ventas anuales por tipo de vehículo, se consultó un modelo notable dentro de la industria según el prestigio de la marca y tiempo. La producción acumulada y los requisitos de capacidad energética por EV se encuentran a detalle en los cuadros del anexo [A.8](#) y [A.4](#), respectivamente.

Es importante aclarar que las ventas pronosticadas de EVs (IEAb, 2019), provienen del escenario de Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS), el cual estima que en 2030, 30 % de las ventas de vehículos nuevos serán de algún tipo de EV (Hibrido enchufable o eléctrico). Salvo para en las observaciones de 2020 y 2030, esta base no toma en cuenta la caída en la demanda de EVs causada por la recesión económica global de 2020, sin embargo, se espera que la demanda acumulada a 2030, sea menor al 5 % comparada con el pronóstico del Global EV Outlook 2019 de la IEAb (2019).

En el caso de los precios históricos del battery pack (2010-2019), estos son un promedio ponderado de los contratos de compra-venta pactados a nivel global

¹Ver cuadro A.4 para observar los vehículos por segmento de dicha terminación.

por distintos participantes de mercado (BNEF, 2019). La razón de elegir esta muestra es debido es la base de precios históricos encontrado con el mayor número de observaciones posibles. Dado que estos precios se encuentran como un promedio, la mayoría de la muestra es representada por aplicaciones de EVs, por lo que existe un sesgo en relación a los precios de battery packs de uso estacionario. Hasta conocimiento del autor no existen datos públicos desagregados para uso estacionario exclusivamente.

Adicionalmente, la falta de datos públicos para la producción anual de battery packs en cualquier periodo y desagregada por tipo de producto (EVs, utilitario, residencial), hacen que el cálculo la producción de battery packs aquí expuesto sea parcial. Esto puede resultar en una tasa de experiencia real diferente a la estimada, así como una subestimación en la reducción del precio futuro del battery pack.

Sin embargo, datos basados en las figuras públicas de la plataforma de Bloomberg L.P. (2019) muestran que históricamente (2010-2018), los EVs representan más de un 90 % de las ventas totales de battery packs, mientras que para 2030 este dato sigue aproximándose a un 90 %. Adicional, los resultados de esta investigación, como se verá adelante, contrastan con datos muy cercanos con los de otros estudios sobre el tema. El precio del battery pack (2020-2030) de literatura selecta puede ser consultado en el anexo en el cuadro [A.9](#).

Costo nivelado de almacenamiento energético

En el caso del precio pronosticado de los componentes de potencia, es decir aquellos componentes de la instalación utilitaria que no son el battery pack (Inversores, sistema de refrigeración, software etc.), se tomaron los datos de Cowel&Frazier (2019) del escenario “alto” de 2020 a 2030. Este escenario es un promedio de distintas fuentes de la industria y academia. La elección de este escenario es debido a que el precio del battery pack para el mismo escenario (“Alto”) era el que mejor se ajustaba en concordancia con los resultados de esta investigación.

Por último, los coeficientes técnicos del LCOS se obtuvieron de la siguiente manera. En el caso de la eficiencia de descarga y costo de capital se obtuvieron de Lazard (2019), mientras que la tasa de degradación y gastos O&M fueron de Schmidt et al. (2019). Los detalles de todos los parámetros técnicos de LCOS

se encuentran en la tabla [A.5](#) del anexo.

4.2 Pronóstico del componente energético

En esta subsección, se presenta un pronóstico de los precios del componente energético basado en la curva de experiencia. La diferencia de los datos de este modelo, con el de Schmidt et al. (2017) son 1) El método en el cálculo sobre el requerimiento energético (kWh) por la demanda de vehículos 2) La muestra de precios y producción acumulada es más amplia en comparación con la de Schmidt et al. (2010-2016), la cual se expande con observaciones hasta 2019.

La regresión de la curva de experiencia se expresa en la ecuación [4.1](#)

$$\log P = \alpha + \beta_1 \log A_i + \varepsilon \quad (4.1)$$

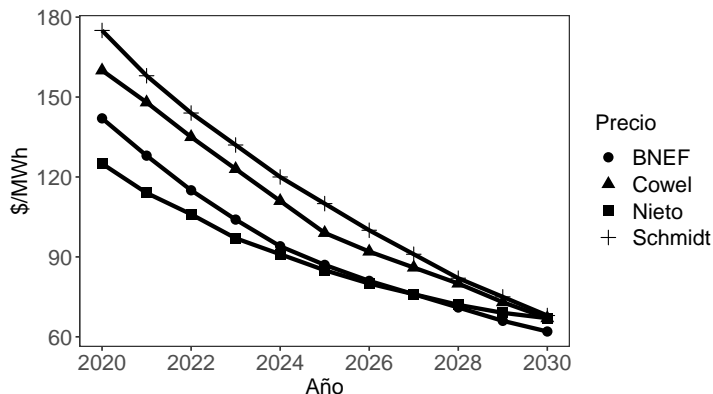
Donde, P es el precio del battery pack, A_i es la producción acumulada, α el intercepto, β_1 el estimado de A_i y ε es el término de error. En el cuadro [4.1](#) se muestran los resultados de la regresión de la ecuación [4.1](#)

Cuadro 4.1: MCO log-log: Producción acumulada y precio

	<i>Variable dependiente:</i>
	Precio
Producción acumulada	-0.292*** (0.032)
Constante	6.962*** (0.124)
Observaciones	10
R ²	0.911
R ² ajustada	0.900
Error Std. Residual	0.222 (df = 8)
F estadística	82.107*** (df = 1; 8)
<i>Nota:</i>	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

Resolviendo la ecuación de la Tasa de Experiencia $(1 - 2^{\beta_1})$, se obtiene una reducción en el precio del battery pack de 18.4% cada vez que su producción acumulada se duplica. Este resultado puede contrastarse con los resultados de Schmidt et al. (2017) y BNEF (2018), los cuales fueron de un 16% y de 18% respectivamente.

Figura 4.1: Precio de battery pack 2020-2030



Con la TE definida se procede a obtener el precio pronosticado del battery pack. Primeramente se calcula el índice de variación de producción acumulada (GWh) de battery pack de 2020 a 2030. Con los datos obtenidos de la venta anual de EVs y capacidad energética por segmento, se resuelve la producción anual de battery packs. Esta puede expresarse como:

$$A = \sum_{j=1}^7 x_{ij} y_j, \quad i = 1, 2, \dots, 10; j = 1, 2, \dots, 7 \quad (4.2)$$

Donde, x es ventas totales, y es el requerimiento por energético del segmento, i es el año de producción y j el segmento vehicular. Resolviendo la curva de experiencia para cada año con la ecuación 4.3, se obtiene el precio pronosticado para battery pack para cada año, donde n son los años de pronóstico hacia adelante con respecto al año base.

$$P_{i+n} = P_i \left(\frac{A_{i+n}}{A_i} \right)^{\beta_1}, \quad i = 1, 2, \dots, 10 \quad (4.3)$$

En la figura 4.1 se muestra el pronóstico del precio de battery pack de 2020 a 2030, de esta investigación y de publicaciones selectas en el cuadro A.9 del anexo.

Es de notar que los resultados de esta investigación empiezan como las más optimistas a 2020, sin embargo, al llegar a 2030 los pronósticos de todas las investigaciones tienden a converger, y para este año los resultados de esta investigación son de \$71/kWh, el precio más alto de la muestra.

La explicación del optimismo en este modelo respecto a las primeras observaciones, es que el pronóstico en la producción de battery packs, se basa en una estimación del escenario 30@30 de la IEA (2019), el cual implica una adopción de movilidad eléctrica de acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS), como se había mencionado al principio de este capítulo.

Por último, los resultados de este pronóstico se sustentan en el análisis del capítulo 2 de esta investigación, en el cual se revelan los avances en la cadena de valor y de intervención estatal en producción, consumo, e inversión en I+D en la batería de litio. Adicional, los programas de incentivos a adoptar transporte libre de emisiones en diferentes países (IEA, 2020), serían una de las causas claves que sustentan este pronóstico.

Dado los elementos observados en la cadena de valor, política pública y en los resultados de esta curva de experiencia, se puede concluir que a diferencia del estudio de Lisa, Sam, Yiang, Green (2019), con gran probabilidad se alcanzaría un precio del battery pack menor a los \$100/kWh para 2030.

4.3 Pronóstico del LCOS

La ecuación del LCOS para una batería de litio suele presentarse como la división del costo real del activo entre la energía neta que podrá despachar durante su vida útil, dando como resultado, el costo unitario de almacenamiento eléctrico. Dicho cálculo simplifica la estimación para una capacidad de descarga fija, sin embargo, en el caso de la batería de litio al incrementarse su capacidad de descarga horaria (D_h), el costo nivelado de cada componente se incrementa de forma no proporcional. Estimar dichas variaciones sería de importancia en la maximización de beneficios. Adicional a esto, los métodos actuales del LCOS para una batería de litio, suelen aplicar una tasa de depreciación única y el mismo nivel de vida útil en todos los componentes englobándolo en el costo de capital. Una discriminación en la tasa de degradación entre el costo de potencia y energético es necesaria. Por tanto, si separamos el LCOS entre los diferentes conceptos de costo que componen a la batería obtendríamos la siguiente ecuación:

$$LCOS(\$/MWh) = LCOEC + (LCOPC + O\&M + CI) \frac{1}{D_h} - VD \quad (4.4)$$

Donde, $LCOS$ = Costo nivelado de almacenamiento energético, $LCOEC$ = Costo nivelado del componente energético, $LCOPC$ = Costo nivelado del componente de potencia, $O\&M$ = Costo nivelado de operación y mantenimiento fijos, CI =Costo nivelado de instalación y VD =Valor nivelado de desecho.

Cada uno de estos términos representa el peso de cada concepto sobre el costo promedio de almacenamiento unitario de electricidad (MWh). A diferencia de las propuestas tradicionales de $LCOS$, cada concepto está “nivelado” por un denominador único según corresponda a las características del numerador, y no por un denominador global. Vale recordar que la lectura del $LCOS$ es siempre sobre el costo unitario promedio de almacenamiento de una unidad energética (MWh) y no de potencia (MW).

Así el $LCOEC$ ² es la división del costo unitario de una unidad de capacidad del componente energético (1 MWh) (v_e) entre la energía neta que podrá almacenar durante su vida útil. Donde n son los ciclos de descarga completados al 100 % en un año, N los años de vida útil del componente energético, η_e la eficiencia de carga/descarga, π el factor de degradación de batería, y γ factor de descuento de capital donde, α es la tasa de descuento ($\frac{1}{\sum_{i=1}^N (1+\alpha)^i}$). Por lo tanto, el $LCOEC$ se define como [4.5](#).

$$LCOEC = \frac{v_e}{(N * n * \eta_e * \pi_e * \gamma)} \quad (4.5)$$

El factor de degradación del componente energético (π_e), o sea el nivel de retención promedio anual, es el ajuste de la tasa degradación anual (Θ_e) sobre la capacidad de descarga de la batería sobre su vida útil, se calcula como:

$$\pi_e = \frac{1 + \sum_{i=1}^{N-1} (1 - \Theta_e)^i}{N} \quad (4.6)$$

Dado que π_e es el factor de degradación promedio de la batería, su multiplicación con la capacidad de descarga bruta del battery pack se obtendría como resultado

²Levelized cost of energy component, por sus siglas en ingles.

la capacidad de energía neta del sistema. Una posterior multiplicación de este resultado por η , tendría como producto la energía neta despachada del sistema, y consecuentemente al multiplicarse con γ , se descontaría el costo de oportunidad del capital invertido en la batería. Estos términos los reagrupamos en la ecuación 4.7, el cual es el denominador de ajuste para el componente energético y sería de utilidad más adelante.

$$\rho_e = (N * n * \eta * \pi * \gamma) \quad (4.7)$$

El costo nivelado del componente de potencia (LCOPC)³ es decir, el costo por unidad energética (MWh) de aquellos componentes usados en la construcción de la batería que no incluyen el battery packs (v_p), también conocidos como componentes de Balance de Potencia (BOS)⁴ son los contenedores, inversores, administrador de software etc. Su ecuación puede definirse igual que la ecuación LCOEC, cambiando respectivamente los valores técnicos de su vida útil y depreciación, por lo que obtendríamos:

$$LCOPC = \frac{v_p}{\rho_p} \quad (4.8)$$

Donde ρ_p es la misma ecuación que ρ_e a diferencia que en esta se utiliza el factor de degradación propia del sistema de potencia ($\tau = \frac{1 + \sum_{i=1}^{N-1} (1 - \Theta_p)^i}{N}$) que igual que en el caso anterior se estima de la misma forma, con Θ_p siendo la tasa de degradación anual del componente de potencia.

Los costos que están fuera del costo de capital del sistema, lo constituyen el Costo de Instalación (CI), los cuales la construcción, terreno, diseño e ingeniería, mano de obra etc., también conocido con el nombre de Ingeniería, compras y construcción (EPC)⁵. Los costos de operación fijos (O&M), es decir aquellos relacionados principalmente con el mantenimiento y refrigeración del sistema. Dichos términos pueden reagruparse de la siguiente forma:

$$\theta = \frac{CI}{\frac{\rho_e + \rho_p}{2}} + \frac{O\&M}{\rho_e} \quad (4.9)$$

³Levelized cost of power components.

⁴Balance of system.

⁵Engineering, procurement and construction.

En el caso de los costos de instalación, estos son divididos por el promedio de ρ_e y ρ_p , diferenciación requerida debido a las diferencias de vida útil entre cada componente e índice de degradación de cada una de ellas, esto se justifica principalmente, debido a que el battery pack puede ser reemplazados, utilizando los mismos componentes de potencia. Definidos dichos conceptos, se procede con el valor de desecho (VD), el cuál es el precio de reciclaje que alcanza el componente energético cuando finaliza su vida útil. Este, se estima multiplicando la tasa de recuperación (ω) sobre el componente energético componente energético y por la capacidad de descarga de la batería.

$$VD = \frac{v_e * \omega}{\rho_e} \quad (4.10)$$

Por último, los costos que queden fuera en alguna de las categorías anteriores, conocidos como “Otros Costos”⁶, los cuales suelen ser representados en su mayoría entre ser permisos, seguros e impuestos. Debido que estos varían considerablemente entre país no será considerados en esta investigación.

La ecuación del LCOS puede reagruparse de la siguiente forma:

$$LCOS = \frac{v_e}{\rho_e} + \left(\frac{v_p}{\rho_p} + \theta\right) \frac{k_p}{k_e} - VD \quad (4.11)$$

Sustituyendo los valores pronosticados del precio v_e y v_p en la ecuación, obtenemos el pronóstico del LCOS para 2030 para diferentes capacidades de descarga, visible en la figura 4.2.

El resultado muestra el LCOS para una D_h de 4 horas se reduce en un 49 % de 2020 a 2030, situándose en \$63/MWh. Adicional a esto, se observa que a medida que D_h se incrementa, el LCOS se reduce, explicado por el incremento no lineal del costo nivelado de ciertos conceptos conforme incrementa la capacidad de descarga.

Es importante mencionar el supuesto de un costo fijo sobre (v_p) hasta una capacidad de descarga de 4 horas. Este supuesto es una simplificación sobre la sensibilidad del LCOS sobre D_h . v_p se incrementan ligeramente cuando D_h aumenta, pero no a la misma razón que lo hace v_e (Fu et al., 2018), este supuesto puede modificarse con un coeficiente ($1 < \beta$) en $\frac{v_p}{\rho_p} + \theta$, a medida que mayor

⁶Soft cost.

Figura 4.2: LCOS según capacidad de descarga (2020-2030)

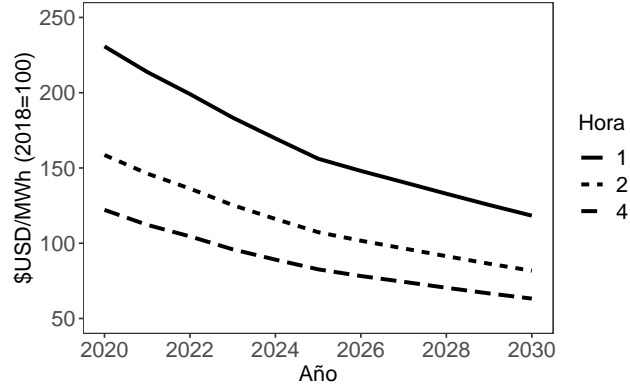
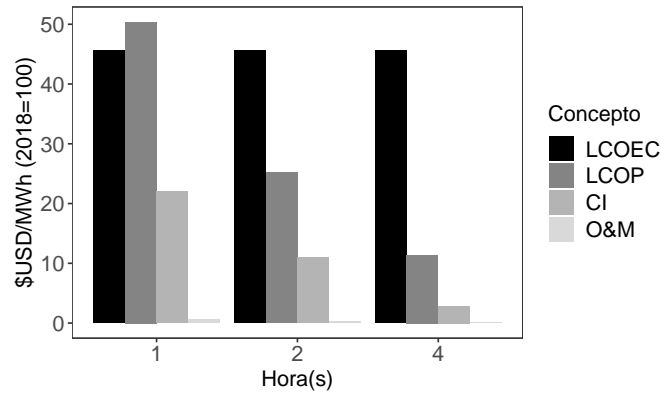


Figura 4.3: LCOS desagregado por concepto 2030



información de mercado es obtenida para proponerse de forma continua a través de un MCO. La reducción sobre LCOS para un incremento sobre D_h podría estimarse con la ecuación $\frac{\partial LCOS}{\partial D_h}$, la cual puede resolverse como:

$$\frac{\partial \left(\frac{v_e}{\rho_e} + \left(\frac{v_p}{\rho_p} + \theta \right) \frac{1}{D_h} \right)}{\partial D_h} = -D_h^{-2} \left(\frac{v_p}{\rho_p} + \theta \right) \quad (4.12)$$

La relación cuadrática inversa entre vp y θ con respecto a D_h muestra la tendencia en reducción en el LCOS para un ejemplo de capacidades de descarga discretas. Por último, a una mayor D_h el valor de LCOS tiende a tomar el valor de v_e . En la figura 4.3 podemos observar el peso de cada concepto en el LCOS para el año 2030 según la capacidad de descarga.

Optimización de beneficios

Establecidas las variaciones en LCOS en función de D_h , se procede a fijar una capacidad optima del sistema según el diferencial del precio de electricidad máximo y mínimo (pp). Este diferencial de precios está restringido para los precios máximos del punto de carga máxima, para este caso. Si la función de precios de electricidad es una función periódica, con una cresta en el precio máximo y valle en el periodo mínimo se puede interpretar con la función de $Cos(x)$, el ingreso obtenido de las diferencias los precios de electricidad del mayoreo (pp) para el control de demanda, puede definirse en la siguiente ecuación.

$$\int_5^8 Cos(x)_{Max} dx - \int_1^4 Cos(x)_{min} dx = pp \quad (4.13)$$

La maximización de beneficios se alcanza cuando el costo unitario promedio de almacenamiento de electricidad se iguala al ingreso marginal de arbitraje de energía, lo cual se puede expresar con la ecuación [4.14](#):

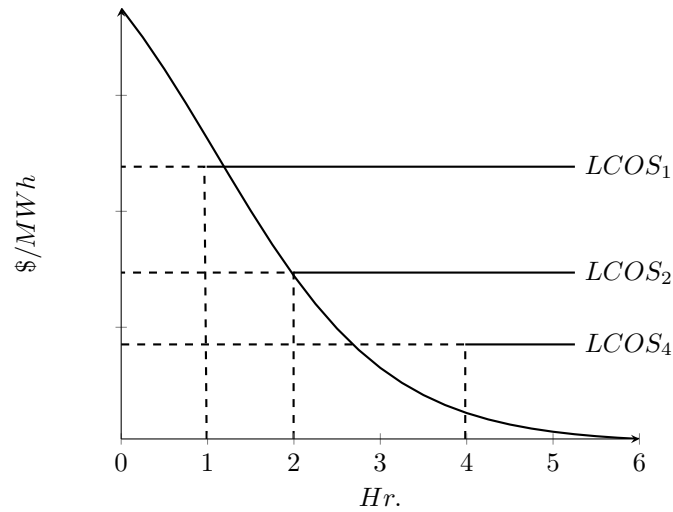
$$LCOS = pp$$

$$\frac{v_e}{\rho_e} + \left(\frac{v_p}{\rho_p} + \theta\right) D_h^{-1} = pp \quad (4.14)$$

La reducción en el ingreso marginal del arbitraje de energía es creciente a medida que la amplitud en la compra de cantidades intradía se expande. Dado el comportamiento típico de una curva de carga de un sistema eléctrico, es muy probable que la caída del ingreso marginal puede ser muy pronunciada después de sobrepasar el periodo de punta de carga máxima y ser relativamente invariante para un periodo prolongado después de dicho punto. La amplitud en la diferencia de precios de electricidad intradía podría depender en gran medida de la penetración de energía renovable intermitente en el sistema, la cual se podría acrecentarse dramáticamente con un incremento de esta. Suponiendo una curva de ingresos por arbitraje de energía con forma $\frac{1}{1+e^x}$, la maximización de beneficios podría visualizarse en la figura [4.4](#).

En este escenario, se observa que una capacidad de descarga de una hora ($LCOS_1$) es económicamente viable, sin embargo, dado un LCOS menor que el beneficio marginal del arbitraje de energía (pp), aún existe oportunidad de aumentar la capacidad instalada e incrementar beneficios. Una capacidad de

Figura 4.4: Maximización de beneficios sobre capacidad instalada
 Fuente: *Elaboración propia*



descarga de 4 horas ($LCOS_4$) por otra parte, a pesar de mostrar un menor costo medio por unidad de almacenamiento eléctrico, este LCOS es aún mayor que el decrecimiento del ingreso de arbitraje de energía en este punto, en esta configuración existiría una sobrecapacidad. La capacidad de descarga de dos horas ($LCOS_2$), aprovecha la mayor capacidad de descarga posible con pérdidas marginales igual a cero, dada que esta si iguala al ingreso marginal, no existe una sobre o subcapacidad instalada. El área rectangular formada con las líneas punteadas debajo de $LCOS_2$ son los beneficios totales de la batería.

Suponiendo una configuración de capacidad de descarga continua, y no discreta como en este caso, la ecuación 4.3 se puede mostrar como una curva en función de la capacidad horaria, es decir una infinidad de puntos unidos, y no solo tres puntos como en el caso de la figura 4.4. Por último, este escenario supone que la batería es tomadora de precios, o en otras palabras el tamaño de esta no puede influir en los precios de electricidad al mayoreo.

5 Discusión y conclusión

La necesidad de almacenamiento eléctrico nace a raíz de la diferencia de potencia entre la curva de carga y la oferta de energía renovable intermitente. Si existiera una perfecta sincronización entre ambas curvas, el almacenamiento eléctrico no tendría sentido económico y técnico.

En esta investigación proyecto el Costo Nivelado de Almacenamiento Energético (LCOS) de la batería de litio utilitaria de 2020 a 2030, con una metodología que se diferencia de la actual literatura, principalmente, por el cálculo de economías en función de la capacidad de descarga horaria.

Adicional, con el objetivo de pronosticar con mejor precisión la reducción en el precio de la batería de litio utilitaria, el costo de capital es desagregado en dos componentes, el energético y el de potencia. Esta desagregación, permitiría capturar las tendencias en el precio de ambos conceptos, los cuales se encuentran explicadas por distintos factores.

Posterior, al ajustar a parámetros técnicos el costo de capital de la batería y los conceptos de operación y mantenimiento, instalación y reciclaje, calculo el costo de almacenar una unidad de electricidad (MWh) para una batería con diferentes capacidades de descarga de 0.5 a 4 horas. Esta propuesta al separar el costo nivelado en diferentes conceptos permite observar el cambio en el costo nivelado de dichos segmentos cuando se incrementa la capacidad de descarga (D_h), encontrando que para el caso de una capacidad de 4 horas el costo de almacenar una unidad de electricidad (MWh) se reducirá en un 46 % en términos reales (2020-2030), llegando a un valor de \$USD 63/MWh.

Las principales razones que explican la futura reducción en el costo de la batería de litio, serían a razón del aprendizaje en la industria, lo cual será causado a su vez, por un incremento en la demanda de battery packs, una política industrial y fiscal más activa sobre el almacenamiento eléctrico en el mundo, así como una continuidad en la inversión en I+D pública y privada en dichos segmentos. La combinación de estos elementos permitiría a los productos provenientes de la batería de litio entrar en un círculo virtuoso de crecimiento y aprendizaje durante la década de 2020.

Al mismo tiempo, los compromisos en la reducción de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico a nivel global, llevarían a una mayor penetración de energías renovables intermitentes, lo que consecuentemente influiría en una ma-

yor diferencia de precios intradía en el mercado eléctrico. Esto abriría una mayor ventana de oportunidad para que más proyectos de almacenamiento eléctrico de larga duración se vuelvan económicamente atractivos en la red. Sin embargo, los beneficios que podrán lograrse con este, dependerán en gran medida de la reducción en su costo.

Un plausible mayor despliegue de baterías de litio tendría como efecto un aplanamiento de la curva de carga, lo que llevaría no solo a una mayor confiabilidad en el sistema eléctrico sino, además, una mayor eficiencia en la oferta de energía disponible.

Los retos derivados del aislamiento de Baja California Sur (BCS), manifestados en la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico podrían ser solucionados con almacenamiento eléctrico de largo duración, al mismo tiempo que la integración de energías renovables acelera. La diferencia de precios promedios máximos y mínimos de electricidad al mayoreo en verano (2016-2019) en BCS es de aproximadamente de \$USD 50/MWh. En comparación el LCOS para suavizamiento de demanda de la batería de litio para 2030 será de \$USD 63/MWh. La co-optimización de servicios asociados que pueden ofrecerse con batería de litio, sumado al grupo de externalidades positivas derivadas de su uso, deben ser parte necesaria de la estimación de los beneficios totales alcanzables. Esto lograría un modelo más preciso en la valuación de la competitividad del almacenamiento eléctrico en mercados eléctricos aislados o con alta penetración de energía renovable intermitente.

Una futura línea de investigación sería la elaboración de una metodología que co-optimice los futuros flujos de ingresos provenientes del arbitraje de energía, servicios asociados y reducción en inversión en redes de transmisión, con el fin de incrementar la precisión de los beneficios marginales del almacenamiento eléctrico en el mercado eléctrico mayorista, como es el caso de BCS.

Dado lo expuesto en esta investigación, el almacenamiento eléctrico podría acelerar la adopción de energía renovable sin provocar cortes en la producción eléctrica o distorsiones de mercado. Sin embargo, aún con la reducción proyectada de su costo en esta investigación, su despliegue en mercados con una poca penetración de energías renovables sería aún limitado, como es el caso actual de México. Un posterior desarrollo de la batería de litio, un marco regulatorio que recompense las cualidades de las tecnologías de almacenamiento eléctrico, así como innovaciones en otro tipo de tecnologías, serán necesarias para acele-

rar la descarbonización de la industria eléctrica y mantener el incremento de la temperatura promedio global en niveles más seguros.

A Anexo

A.1 Abreviaturas

BNEF: Bloomberg New Energy Finance

BYD: Build You Dreams

CAISO: California Independent System Operator

CATL: Contemporary Amperex Technology

CNESA: China Energy Storage Alliance

DOE: Department of Energy of the United States of America

EIA: Energy Information Agency

ESS: Energy Storage Systems

EV: Electric Vehicle

GEI: Gases de Efecto Invernadero

IEA: International Energy Agency

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change

IRENA: International Renewable Energy Agency

LCOS: Levelized Cost of Energy Storage

LEM: London Exchange Market

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

RES: Renewable Energy System

UE: Unión Europea

VRE: Variable Energy Systems

A.2 Catálogo de variables

Cuadro A.1: Variables modelo LCOS

Variable	Concepto	Unidad
LCOS	Costo nivelado de almacenamiento energético	\$USD 2018/MWh
LCOEC	Costo nivelado de componente energético	\$USD 2018/MWh
LCOP	Costo nivelado de componente de potencia	\$USD 2018/MW
CI	Costo nivelado de instalación	\$USD 2018/MWh
O&M	Costo nivelado de operación y mantenimiento fijos	\$USD 2018/MWh
VD	Valor nivelado de desecho	\$USD 2018/MWh
N_e	Vida útil del componente energético	Años
N_p	Vida útil del componente de potencia	Años
n	Descargas/cargas completas de batería por año	-
v_e	Costo del componente energético	\$USD 2018/MWh
v_p	Costos del componente de potencia	\$USD 2018/MWh
k_e	Cantidad de componente de energía	MWh
k_p	Cantidad de componente de potencia	MW
Θ_p	Factor de degradación componente energético	-
Θ_e	Factor de degradación componente de potencia	-
π_e	Índice de degradación del componente energético	-
π_p	Índice de degradación del componente de potencia	-
ω	Factor de recuperación de componente energético	-

Cuadro A.2: Parámetros técnicos de modelo LCOS

Medidas de ajuste	Valor	Unidad	Fuente
Eficiencia de descarga	93 %	Tasa de ajuste	Lazard (2019)
Tasa implícita de degradación anual componente de potencia	0.99	Tasa de ajuste	Comello&Rechelstein
Tasa de degradación anual componente de energético	0.92	Tasa de ajuste	Schmidt et al. (2019)
Costo de capital	5 %	Tasa de ajuste	Suposición propia
Ciclos completos por año	360	Días	Suposición propia
Terreno	55,000	\$USD 2018	Vivanucios
Tasa de O&M	2.5 %	Tasa de ajuste	NREL (2019)

Cuadro A.3: Variables modelo de regresión log-log battery packs

Variable	Concepto
P_f	Precio final del componente energético
P_i	Precio inicial del componente energético
A_1	Producción acumulada del componente energético

A.3 Información estadística

Cuadro A.4: Abreviaturas por tipo de vehículo

Abreviatura	N. de segmento	Concepto
PLDV - BEV	1	Auto eléctrico ligero de pasajeros
PLDV - PHEV	2	Auto híbrido enchufable de pasajeros
LCV - BEV	3	Auto eléctrico comercial ligero
LCV - PHEV	4	Auto híbrido enchufable comercial ligero
Bus - BEV	5	Camión eléctrico
Bus - PHEV	6	Camión híbrido enchufable
Truck - PHEV	7	Tráiler híbrido enchufable

Cuadro A.5: Requerimiento energético (kWh) por tipo de vehículo

Tipo	kWh	Vehículo insignia	Fuente
PLDV- BEV 2005-2012	24	Nissan Leaf	Greentechmaedia.com - Nissan Leaf
PLDV _s - BEV 2013-2018	50	Tesla S, Tesla 3	-
PLDV _s - PHEV	16	Prius hibrid	EV- database-Prius
LCV _s - BEV	75	BYD Generation 2	-
LCV _s - PHEV	20	-	-
Buses - BEV	266	BYD 35 Electric transition	BYD- BUS35
Buses - PHEV	30	-	-
Trucks - BEV	435	BYD 8TT	Insideevs- bydclass- 8
Trucks - PHEV	40	-	-

Cuadro A.6: Ventas acumuladas de vehículos de batería de litio proyectadas 2020-2030 (Millones)

Fuente: IEA, 2019; IEA, 2020

Año	PLDV _s - BEV	PLDV _s - PHEV	LCV _s - BEV	-	LCV _s - PHEV	-	Buses - BEV	-	Buses - PHEV	Trucks - PHEV
2020	10	6	3		0		2		0	0
2021	17	10	4		0		2		0	0
2022	23	13	6		0		2		0	0
2023	31	17	7		0		3		0	1
2024	41	22	10		1		3		1	1
2025	52	28	12		1		4		1	1
2026	64	33	14		1		5		1	1
2027	79	40	17		1		5		1	2
2028	96	47	20		2		6		1	2
2029	118	56	23		2		7		1	2
2030	139	62	27		10		4		1	2

Cuadro A.7: Precio histórico battery pack 2010-2019

Fuente: BNEF (2019)

Año	$\frac{\$USD(2018=100)}{kWh}$
2010	1116
2011	899
2012	707
2013	650
2014	577
2015	373
2016	288
2017	214
2018	176
2019	156

Cuadro A.8: Producción acumulada de battery pack (GWh) por tipo de vehículo históricas y proyectadas

Fuente: Obtenidos a partir de los datos de requerimiento energético vehicular y venta de EVs (IEA, 2019; IEA 2020)

Año	Total	PLDVs - BEV	PLDVs - PHEV	LCVs - BEV	-	LCVs - PHEV	-	Buses - BEV	-	Buses - PHEV	Trucks - PHEV
2005	0.05	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	0.4	0.4	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	1.5	1.3	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	4.4	2.7	1.7	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	15.2	11.3	3.9	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	27.9	20.8	7.1	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	49.3	36.8	12.4	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	79.3	59.9	19.4	-	-	-	-	-	-	-	-
2017	126.1	97.3	28.8	-	-	-	-	-	-	-	-
2018	208.5	164.5	44	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	862	350	96	150	-	-	266	-	-	-	-
2020	1,401	500	144	225	-	-	532	-	-	-	-
2021	1,922	850	240	300	-	-	532	-	-	-	-
2022	2,444	1,150	312	450	-	-	532	-	-	-	-
2023	3,321	1,550	408	525	-	-	798	-	-	-	40
2024	4,216	2,050	528	750	20	798	30	30	30	40	40
2025	5,326	2,600	672	900	20	1,064	30	30	30	40	40
2026	6,462	3,200	792	1,050	20	1,330	30	30	30	40	40
2027	7,645	3,950	960	1,275	20	1,330	30	30	30	80	80
2028	9,174	4,800	1,128	1,500	40	1,596	30	30	30	80	80
2029	10,981	5,900	1,344	1,725	40	1,862	30	30	30	80	80
2030	12,064	6,965	1,481	1,995	190	1,091	30	30	30	218	218

Cuadro A.9: Precio pronosticado de battery pack 2020-2030 (\$USD 2018/kWh)

Año	Nieto	BNEF (2019)	Cole&Frazier (2019)	Schmidt et al. (2017)	RMI (2019)	Comello&Rechestein (2019)
2020	134	142	160	175	175	157
2021	122	128	148	158	148	144
2022	114	115	135	144	120	133
2023	105	104	123	132	113	122
2024	98	94	111	120	105	-
2025	92	87	99	110	98	-
2026	87	81	92	100	90	-
2027	83	76	86	91	83	-
2028	79	71	80	82	75	-
2029	75	66	73	75	68	-
2030	71	62	67	68	60	-

Cuadro A.10: Costo de componente de potencia 2018-2050 (\$USD 2018/kWh)

Fuente: Cowel&Frazier (2019)

Año	Bajo	Medio	Alto
2018	668	668	668
2019	595	623	668
2020	523	578	668
2021	483	549	668
2022	443	521	668
2023	403	492	668
2024	363	464	668
2025	323	435	668
2026	302	421	668
2027	281	407	668
2028	260	393	668
2029	240	379	668
2030	219	365	668
2031	214	360	668
2032	210	356	668
2033	206	351	668
2034	202	346	668
2035	197	342	668
2036	193	337	668
2037	189	333	668
2038	184	328	668
2039	180	324	668
2040	176	319	668
2041	172	315	668
2042	167	310	668
2043	163	305	668
2044	159	301	668
2045	154	296	668
2046	150	292	668
2047	146	287	668
2048	142	283	668
2049	137	278	668
2050	133	273	668

Cuadro A.11: Tabla de LCOS 2020 (D=1Hr.)

Concepto	Valor	Unidad
LCOEC		
Costo energético bruto (X)	127,047	\$USD (2018=100)
Numero de ciclos anuales (A)	360	Días
Años de vida útil (B)	15	Años
Total ciclos completos (A*B*=[C])	5,400	-
Tasa de degradación anual	0.08	-
Factor de tasa de degradación (D)	0.5948	-
Eficiencia de descarga (E)	0.95	-
Tasa de descuento	1.05	-
Factor tasa de descuento (F)	0.4632	-
Factor de ajuste LCOEC (D*E*F=[Y])	1413	-
Costo Nivelado de almacenamiento energético (X/Y*C)	90	\$USD (2018=100)
LCOP		
Costo de potencia (X)	522,818	\$USD (2018=100)
Numero de ciclos anuales (A)	360	Días
Vida útil (B)	30	Años
Total ciclos completos (A*B=[C])	10,800	-
Tasa de amortización implícita	0.99	-
Factor de amortización (D)	0.8676	-
Factor tasa de capital (E)	0.4632	-
Factor de ajuste LCOP (C*D*E=[Y])	4,340	-
Costo Nivelado del Componente de Potencia (X/Y)	120	\$USD/MWh (2018=100)
CI		
Terreno (Z)	50,000	\$USD
Ingeniería, compras y diseño (W)	60,000	\$USD
Total costos de instalación (Z+W=[X])	110,000	-
Factor de ajuste LCOP (A)	.4340	-
Factor de ajuste LCOEC (B)	.1413	-
Promedio Factor LCOE-LCOP ((A+B/2)=[Y])	.2877	-
Costo de Instalación Nivelado (X/Y)	38	\$USD/MWh (2018=100)
O&M		
Tasa de O&M sobre capital (A)	0.1	-
Suma LCOEC y LCOEP(X)	210	-
Costo Nivelado de O&M (A*X)	21	\$USD/MWh (2018=100)
VD		
Valor battery pack (A)	156,000	\$USD
Tasa de capital (B)	0.05	-
Valor de desecho (A*B=[X])	7,800	-
Tasa de ajuste de LCOEC (Y)	1413	-
Valor de desecho real (X/Y)	4	\$USD/MWh (2018=100)
LCOS		
Costo Nivelado de Almacenamiento Energético	265	\$USD/MWh (2018=100)

Cuadro A.12: Costo nivelado de almacenamiento energético por capacidad de descarga 2020-2030 (\$USD 2018/MWh)

Capacidad de descarga horaria				
Año	0.5	1	2	4
2020	447	265	171	117
2021	418	247	158	108
2022	391	231	148	101
2023	363	214	137	93
2024	337	199	127	86
2025	312	184	118	80
2026	297	175	112	76
2027	283	167	107	73
2028	269	159	101	69
2029	256	151	96	65
2030	244	144	92	63

Bibliografía

- [1] Abernhaty, W. & Wayne, K. (1974). The limits of the learning curve. *Harvard bussines review*. Recuperado de <https://hbr.org/1974/09/limits-of-the-learning-curve>.
- [2] Acemoglu, D., Kakhbod, A., & Ozdaglar, A. (2017). Competition in electricity market with renewable energy sources. *The Energy Journal*, 38. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.SI1.dace>.
- [3] Alves, P. et al. (2018). *Cobalt: demand - supply balances in the transition to electric mobility (EUR 29381 EN)*. Oficina de Publicaciones de la Unión Europea, Luxemburgo.
- [4] Arrow, K. (1962). The economic implications of learning by doing. *The review of economic studies*, 29(3), 155-173. <https://doi.org/10.2307/2295952>.
- [5] Banco Mundial. (2019, mayo 16). *Four things you should know about energy storage*. Recuperado de <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2019/05/16/four-things-you-should-know-about-battery-storage>.
- [6] Bak et al. (2014). Structural Changes and Thermal Stability of Charged LiNi_xMn_yCo_zO₂ Cathode Materials Studied by Combined In Situ Time-Resolved XRD and Mass Spectroscopy, *ACS Appl. Mater. Interfaces*, 6(24). 22594-22601. DOI: 10.1021/am506712c.
- [7] Blomgren, G. (2016). The development and future of lithium battery. *Journal of the electrochemical society*, 164(1), 5019-5025. DOI: 10.1149/2.0251701jes.
- [8] Boston consulting group. (1970). *Perspectives on experience*.
- [9] California independent system operator. (2013). *What the duck curve tells us about managing a green grid*. Recuperado de https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf.
- [10] Centro Nacional de Control de Energía. (2019). *Precios marginales Locales*. Recuperado de <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>.

- [11] Chediak, M. (2018, 8 de noviembre). California Moves to replace gas plants with batteries from Tesla. *Bloomberg*. Recuperado de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-11-08/california-moves-to-replace-gas-plants-with-batteries-from-tesla>.
- [12] China Energy Storage Alliance. (2020, 29 de febrero). *CNESA Global Energy Storage Market Analysis – 2019.Q4 (Summary)*. Recuperado de <http://en.cnesa.org/latest-news/2020/2/29/cnesa-global-energy-storage-market-analysis-2019q4-summary>.
- [13] Ciez, R., & Whitecre, J. (2016). The cost of lithium is unlikely to upend the price of li-io system. *Journal of power sources*, 320(15), 310-313. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.04.073>.
- [14] Coffin, D., & Horotwitz, J. (2018). The supply chain for electric vehicles. United States International Trade Commission, *Journal of International Commerce and Economics*. <https://www.usitc.gov/journals>.
- [15] Cole, W., & Frazier, A. (2019). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage (NREL/TP-6A20-73222)*. National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf>.
- [16] Comello, S., & Reichstein, S. (2019). The emergence of cost effective battery storage. *Nature communication*, 10(2038). <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09988-z>.
- [17] Comisión de la Unión Europea. (2018, febrero). *Product Environmental Footprint Category Rules for High Specific Energy Rechargeable Batteries for Mobile Applications*. Recuperado de http://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/pdf/PEFCR_Batteries.pdf.
- [18] Comisión de la Unión Europea. (2019). *Sobre la ejecución del Plan de acción estratégico para las baterías: creación de una cadena de valor estratégica para las baterías en Europa*. Bruselas. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0176&from=EN>
- [19] Curry, C. (2017, julio). *Lithium ion battery, cost and markets*. Bloomberg New Energy Finance. <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>.

- [20] D'Aorile P., Newman, J. & Pinner, D. (2016, 18 de agosto). *The new economics of battery storage*. Mckinsey&Company. Recuperado de <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage>.
- [21] Deing, J. (2019, octubre 17). How battery sector is looking to improve lithium-ion. *Greentechmedia*. Recuperado de <https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-the-battery-sector-is-looking-to-improve-lithium-ion>.
- [22] Deloitte. (2015). *Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector*. Recuperado de 2020 <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/no/Documents/energy-resources/energy-storage-tracking-technologies-transform-power-sector.pdf>
- [23] Deloitte. (2018). *Supercharged: Challenges and opportunities in global battery storage markets*.
- [24] Denholm, P., Margolis, R., & Milford, J. (2008). *Production Cost Modeling for High Levels of Photovoltaics Penetration*. National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42305.pdf>.
- [25] Denholm, P., & Margolis, R. (2018). *The potential for energy storage to provide peaking capacity in California under increased penetration of solar photovoltaics*. National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70905.pdf>
- [26] Denholm, P., Nunemaker, J., Gagnon, P., & Cole, W. (2019). *The potential for battery energy storage to provide peaking in the United State (NREL/TP-6A20-74184)*. National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74184.pdf>.
- [27] Department of Energy of the United States of America & Sandia National Laboratories. (2020). *Global energy storage database*. Recuperado de <https://www.energystorageexchange.org/>.
- [28] Department of Energy of the United States of America. (2020, 8 de enero). *U.S. Department of Energy Launches Energy Storage Grand Challenge*. Recuperado de <https://www.energy.gov/articles/us-department-energy-launches-energy-storage-grand-challenge>.

- [29] Department of Energy of the United States of America. (2019, 17 de enero). *Energy Department Announces Battery Recycling Prize and Battery Recycling R&D Center*.
- [30] De Sisternes, F., Jenkins, J., & Botterud, A. (2016). The value of energy storage in decarbonizing the electrical grid. *Applied energy*, 175, 368-379. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.014>.
- [31] Diario Oficial de la Federación. (2016). Núm. RES/151/2016.
- [32] Energy Information Administration. (2020). *EIA-860 form*. Department of energy of the United States of America. Recuperado de <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860/>.
- [33] Energy Information Administration. (2018, 21 de junio). *U.S. Battery Storage Market Trends*. Department of energy of United States of America. Recuperado de <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/archive/2018/>.
- [34] Engel, H., Hertzke, H. & Siccardo, G. (2019, abril). *Second-life EV batteries: The newest value pool in energy storage*. Recuperado de <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/second-life-ev-batteries-the-newest-value-pool-in-energy-storage#>.
- [35] Fu, R., Remo, T. & Margolis, R. (2018, noviembre). *2018 utility scale photovoltaic-plus-energy storage systems cost benchmark (NREL/TP-6A20-71714)*. National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>.
- [36] Federal Energy Regulatory Commission. (2018). *Bill 842*. United States of America.
- [37] Frankel, D., Sean, K. & Tryggestad, C.. (2018, 8 de junio). *The new rules of competition on energy storage*. Recuperado de <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-new-rules-of-competition-in-energy-storage>.
- [38] Fitzgerald, G., Mandel, J., Morris, J. & Touti, H. (2016). *The Economics of Battery Storage*. Rocky Mountain Institute. Recuperado de el 9 de agosto de 2020 <https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/03/RMI-TheEconomicsOfBatteryEnergyStorage-FullReport-FINAL.pdf>

- [39] Frankel, D., Wagner, A. (2017, 5 de junio). *Battery storage: The next disruptive technology in the power sector*. Recuperado de <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/battery-storage-the-next-disruptive-technology-in-the-power-sector>.
- [40] Goldie-Scot, L. (2019, 5 de marzo). Behind the scenes take on lithium-ion battery prices. *Bloomberg new energy finance*. Recuperado de <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>.
- [41] Hassan, Cipicigan, Jenkis. (2017). *Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives*. *Applied Energy*, 203, 422-441.
- [42] Hart, D., Bonvillian, W., Austin, N. (2018). *Energy storage for the grid: Policy options for sustaining innovation*. MIT energy initiative. Recuperado de <https://energy.mit.edu/publication/energy-storage-for-the-grid/>.
- [43] Hart, D. (2019, 27 de marzo). *Energy Storage RD&D in the Fiscal Year 2020 Budget Proposal*. Information technology&innovation foundation. <https://itif.org/publications/2019/03/27/energy-storage-rdd-fiscal-year-2020-budget-proposal>.
- [44] Investing. (2020, 15 de abril). *Cobalt futures (CBDC1)*. Recuperado de <https://www.investing.com/commodities/cobalt-historical-data>.
- [45] International energy agency. (2014). *Technology map roadmap energy storage*. Recuperado de <https://webstore.iea.org/download/direct/451>
- [46] International energy agencyb. (2019). *World Energy Outlook 2019*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- [47] International Energy Agencyc. (2019). *Energy storage Tracking Clean Energy Progress*. Recuperado de <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>.
- [48] International Energy Agencyd. (2019). *Energy Technology RD&D Budget Database*. Recuperado de <https://webstore.iea.org/>
- [49] International Energy Agencye. (2019). *World Energy Investment 2019*. Recuperado de 2020 de <https://webstore.iea.org/world-energy-investment-2019>.

- [50] International Energy Agencyf. (2020). *Electric vehicle stock in the EV30@30 scenario, 2018-2030*. Recuperado de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electric-vehicle-stock-in-the-ev3030-scenario-2018-2030>.
- [51] International Energy Agencyg. (2020). *Data and statistics*. Recuperado de <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=Electricity%20consumption>.
- [52] International Energy Agencyh. (2020). *Global EV Outlook 2020*. France. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>.
- [53] International Renewable Energy Agency. (2017, octubre). *Electricity storage markets and renewables: Cost and markets 2030*. Abu Dhabi. Recuperado de <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>.
- [54] Intergovernmental Panel on Climate Change. (2018). *Special report: Global Warming of 1.5°C (Summary for policymakers)*. Recuperado de <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- [55] Jülch, V. (2016). Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. *Applied energy*, 183, 1594-1606, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>.
- [56] Kittner, N., Lill, F., & Kammen, D. (2017). Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition. *Nature energy*, 2(17125). DOI: 10.1038/nenergy.2017.125.
- [57] Lazard. (2019, noviembre). *Lazards Levelized Cost of Storage Analysis- Version 5.0*. Recuperado de <https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf>.
- [58] Lebedeva, N., Di Persio, F. & Boon-Brett, L. (2017). *Lithium ion battery value chain and related opportunities for Europe* EUR 28534 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg. ISBN 978-92-79-66948-4. doi:10.2760/6060, JRC105010.
- [59] Ley de la industria eléctrica. (2014). Diario oficial de la federación, México, 11 de agosto de 2014. Recuperado de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.110814.pdf>

- [60] Lai C.&McCulloch, M. (2016). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *The journal of power sources*, 300(15), 310-313. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.04.073>.
- [61] Lisa, I., Sam, M., Chiang, Y. & Green, W. (2019). Learning only buys you so much: Practical limits on battery price reduction. *Applied energy*, 239, 218-224. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.138>.
- [62] Manthiram A. (2017). An Outlook on Lithium Ion Battery Technology. *ACS central science*, 3, (10). 1063-1069. <https://doi.org/10.1021/acscentsci.7b00288>
- [63] Mallapragada, D., Sepulveda N. & Jenkins J. (2020). Long run system value of battery storage in future grid with increasing of wind and solar generation. *Applied energy*, 275 (1), <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115390>.
- [64] Manifesto battery 2030+. (2020). https://battery2030.eu/digitalAssets/760/c_760858-1_1-k_battery-2030-manifesto.pdf.
- [65] Margolis, R., & Kammen, D. (1999). Underinvesting: The energy technology R&D policy challenge. *Science*, 285(5428). DOI: 10.1126/science.285.5428.690.
- [66] Marshall, B., Bryant, Ch., & Pumphrey, C. (2016). *How batteries work*. Recuperado de <https://electronics.howstuffworks.com/everyday-tech/battery1.htm>
- [67] McKinsey Global Institute. (2013, 1 mayo). *Disruptive technologies: Advances that will transform life, business, and the global economy*. Recuperado de <https://www.mckinsey.com/business-functions/mckinsey-digital/our-insights/disruptive-technologies>.
- [68] McKinsey&Company. (2017, 4 de enero). *Electrifying insights: How automakers can drive electrified vehicle sales and profitability*. Recuperado de <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/electrifying-insights-how-automakers-can-drive-electrified-vehicle-sales-and-profitability>.
- [69] McKinsey&Company. (2019, enero). *Global energy perspectives 2019, Energy Insights*. Recuperado de <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2019>.

- [70] Mercom capital. (2020). *Executive Summary Battery Storage, Smart Grid, and Efficiency Funding and M&A 2020 First Quarter Report*.
- [71] Moore, G. (1965). Cramming more components onto integrated circuits. *Electronics*, 38(8). Recuperado de https://hasler.ece.gatech.edu/Published_papers/Technology_overview/gordon_moore_1965_article.pdf.
- [72] National renewable energy laboratory. (2019). *2019 Annual Technology Baseline*. Golden, CO. Recuperado de <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/data.html>.
- [73] Rees, K. (2018, mayo 7). Investors bet on component makers in electric car shift. *Reuters*. Recuperado de <https://www.reuters.com/article/us-autos-ev-investors/investors-bet-on-component-makers-in-electric-car-shift-idUSKCN1GJ1IE>.
- [74] Renewable & Apropiate Energy Laboratory. (2017). *The two factor learning curve published in nature energy*. Recuperado de <https://rael.berkeley.edu/2017/07/two-factor-learning-curve-published-in-nature-energy/>.
- [75] Research and markets. (2018). *Lithium-ion battery global, global market outlook 2017-2026*. Recuperado de <https://www.researchandmarkets.com/reports/4480588/lithium-ion-battery-global-market-outlook-2017>.
- [76] Roskill. 2020. *Lithium-ion batteries: Outlook to 2029, 4th edition*. Recuperado de <https://roskill.com/market-report/lithium-ion-batteries/>.
- [77] Pawel, I. (2014). The cost of storage how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. *Energy procedia*, 46, 68-77. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>
- [78] Slav, I. (2019, 4 de marzo). *What's Behind The Cobalt Price Crash?*. Recuperado de <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Whats-Behind-The-Cobalt-Price-Crash.html>.
- [79] Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A. & Staffell, I. (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature energy*, 2(17110). <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>.

- [80] Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A. & Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. *Joule*, 3(1), 81-100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>.
- [81] Sun et al. (2016). Nickel-Rich Layered Cathode Materials for Automotive Lithium-Ion Batteries: Achievements and Perspectives. *ACS energy lett*, 2, (1). DOI: 10.1021/acsenergylett.6b00594.
- [82] Stanway, D. (2018, febrero). *China puts responsibility for battery recycling on makers of electric vehicles*. Reuters. Recuperado de <https://uk.reuters.com/article/us-china-batteries-recycling/china-puts-responsibility-for-battery-recycling-on-makers-of-electric-vehicles-idUKKCN1GA0MG>
- [83] Olivietti, E., Ceder, G. , Gaustad, G., & Fu, X. (2017). Lithium-Ion Battery Supply Chain Considerations: Analysis of Potential Bottlenecks in Critical Metals. *Joule*, 1(2), 229-243. <http://dx.doi.org/10.1016/j.joule.2017.08.019>.
- [84] The Royal Swedish Academy of Sciences. (2019, octubre). *Press release The Nobel Prize in Chemistry 2019*. Stockholm, Sweden. Recuperado de <https://www.nobelprize.org/uploads/2019/10/press-chemistry-2019-2.pdf>.
- [85] Tyson, M., & Bloch, C. (2019). *Breakthrough Batteries: Powering the Era of Clean Electrification*. Rocky Mountain Institute. Recuperado de <http://www.rmi.org/breakthrough-batteries>.
- [86] Tsiropoulos, I., Tarvydas, D., & Lebedeva, N. (2018). *Li-ion Batteries for Mobility and Stationary Storage Applications-Scenarios for Costs and Market Growth (EUR 29440 EN)*. Publications Office of the European Union, Luxembourg. <http://doi.org/10.2760/87175>.
- [87] United States Government Accountability Office. (2012). *Batteries and energy storage federal initiatives supported similar technologies and goals but had key differences (Report GAO-12-842)*. Recuperado de <https://www.gao.gov/products/gao-12-842>.
- [88] United States Geological Survey. (2020). *Mineral commodities summaries cobalt*. Recuperado de <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020-cobalt.pdf>.

- [89] United States Geological Survey. (2020). *Mineral commodities summaries lithium*. Recuperado de <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020-lithium.pdf>.
- [90] Vivanuncios (2020, 30 de enero). *Lote en venta en la Paz*. Recuperado de <https://www.vivanuncios.com.mx/a-venta-terrenos/baja-california-sur/venta-terreno-carretera-los-planes/1003131766810911035120309>.
- [91] Wright, T. (1936). Factors Affecting the cost of airplanes. *Journal of aeronautics sciences*, 3, 123-128. Recuperado de <https://www.uvm.edu/pdodds/research/papers/others/1936/wright1936a.pdf>.
- [92] Xu, J., Lin, F., Doeff, M., & Tong., W. (2017). A review of Ni-based layered oxides for rechargeable Li-ion batteries. *Journal of materials chemistry A*, 5(3), 874-901. DOI: 10.1039/C6TA07991A.
- [93] Xuan, W., Otsuku, A., & Changnes, A. (2019). Investigation of the leaching mechanism of NMC 811 (LiNi_{0.8}Mn_{0.1}Co_{0.1}O₂) by hydrochloric acid for recycling lithium ion battery cathodes. *RSC advances*, 66. <https://doi.org/10.1039/C9RA06686>.