



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



# Determinación del valor de capacidad para la generación de fuentes variables en el mercado eléctrico de Uruguay y los impactos de la incorporación de almacenamiento

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA  
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Luis Ignacio de León Echarri

EN CUMPLIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS  
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA.

## DIRECTORES DE TESIS

Oscar Ferreño ..... Universidad Católica del Uruguay  
Mario Vignolo ..... Universidad de la República

## TRIBUNAL

Ernesto Elenter (Revisor) ..... Universidad de la República  
Juan Piccini (Revisor) ..... Universidad de la República  
Alfredo Piria (Revisor) ..... Universidad de la República

## DIRECTOR ACADÉMICO

Juan Pechiar ..... Universidad de la República

Montevideo  
miércoles 30 noviembre, 2022

*Determinación del valor de capacidad para la generación de fuentes variables en el mercado eléctrico de Uruguay y los impactos de la incorporación de almacenamiento,*  
Luis Ignacio de León Echarri.

ISSN 1688-2806

Contiene un total de 137 páginas.  
Compilada el miércoles 30 noviembre, 2022.  
<https://www.fing.edu.uy/energia>

Ora et labora.

SAN AGUSTÍN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Agradecimientos

A mi familia.

A Martha Rodríguez Payret, que en paz descansa.

A los Ing. Juan Pechiar, Dr. Ing. Mario Vignolo, Ing. Oscar Ferreño, Ing. Carlos Nuñez, Ing. Diego Vidarte, Ing. Matías Iglesias, Dr. Ing. Pablo Iturralde y al Dr. Ing. José Cataldo

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

*A mi familia.*

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Resumen

Una vez que Uruguay completó sus obras en las represas hidroeléctricas, se contaba con un excedente de generación. A medida que el país se desarrollaba el consumo aumentaba y con ello disminuía el excedente de generación. A mediados de la década del 80 en Facultad de Ingeniería se comenzaban los estudios de energía eólica. Más adelante a finales de los años noventa, Uruguay se prestaba a solventar su desarrollo energético proyectándolo con el gasoducto con gas desde Argentina. Producto de decisiones coyunturales políticas del vecino país, no se abasteció de gas, haciendo que las proyecciones de crecimiento mediante este energético se vieran coartadas. A su vez en el mercado mundial los generadores eólicos comenzaban a tener costos competitivos. Con la sucesión de hechos anteriores sumado a la apertura del Mercado con la ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico de 1997 y sus Decretos Reglamentarios de 2002 y seguido por la utilización de la estructura legal anterior en los subsiguientes años es que hoy Uruguay cuenta con generación eólica y fotovoltaica en su sistema eléctrico. De tal magnitud que hoy las ERNC son el 30 % de generación diaria promedio anual aproximadamente.

En Uruguay hay un mercado eléctrico que está regido por el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME). El mismo no contempla la potencia firme de fuentes de energía renovable no convencional (ERNC), sí la de fuentes de generación térmicas y de hidroeléctricas con embalse. La potencia firme en un sistema eléctrico nos ayuda a determinar si se necesita y cuanta, potencia para satisfacer el sistema con una confiabilidad determinada. Por tanto de no contar con la medida correcta de potencia firme del sistema, se puede tender a dimensionarlo de forma ineficiente, ya sea por excesos de inversiones o por falta de potencia.

Las ERNC son fuentes de generación variables presentando dificultades para gestionar la programación de su despacho y predicción semanal. Por contraposición los generadores térmicos se suele decir que son gestionables y no aleatorios, así como las hidroeléctricas con embalse. En ambos casos cuentan con sistemas de almacenamientos intrínsecos o con una cadena logística de abastecimiento con baja probabilidad de falla, en cuanto al petróleo. En el caso de la hidráulica sin su embalse, es decir sin su almacenamiento no es considerado un generador capaz de entregar potencia firme. En el caso de la térmica, parece razonable pensar pues que sin almacenamiento de combustible tampoco tendría potencia firme. Es decir, gracias a la capacidad de almacenar energía tanto la térmica como la hidroeléctrica

## Capítulo 0. Resumen

brindan al sistema eléctrico mayor flexibilidad desvinculando temporalmente la demanda de la oferta. Entonces se puede afirmar que el RMMEE dota a un generador con potencia firme si este tiene capacidad de almacenamiento de su energía o energético, mas no contempla de forma expresa el almacenamiento como una entidad, actor o tecnología en el mismo.

El hecho de dotar con almacenamiento a las ERNC o que estas utilicen de alguna forma las ya existentes en el sistema eléctrico, no es simplemente una cuestión de voluntad estatal. Hay ciertos escollos económicos financieros que este debe sortear para probar su viabilidad en el mercado y hacer que sea aceptado y utilizado.

Por tanto, en el presente trabajo se tiene por objetivo determinar el valor de capacidad para la generación de fuentes variables en el mercado eléctrico uruguayo y los impactos de la incorporación de almacenamiento

Es así que en el capítulo 1 se presentan las características principales de un mercado, para luego ahondar en las particularidades del mercado eléctrico. A su vez, se muestra como aparecen nuevos mecanismos económicos para el correcto incentivo de los actores de forma de lograr un suministro eléctrico estable a corto y largo plazo, con la incorporación del pago por capacidad.

En el capítulo 2 se ahonda en las características principales del Sistema Eléctrico Nacional, como surge, su evolución y su estado actual así como sus perspectivas de crecimiento. Haciendo hincapié en el marco regulatorio y la ausencia de reglamentación sobre los sistemas de almacenamiento.

Por otro lado en el capítulo 3 se introducen los sistemas de almacenamiento. Clasificándolos por sus principios de funcionamiento, mostrando sus ventajas y desventajas, sus usos principales así como instalaciones actuales y lo que se espera de ellos en el futuro.

Como continuación del capítulo anterior, el capítulo 4 profundiza en los usos y aplicaciones que permiten los sistemas de almacenamiento. Ya sea para el control de frecuencia y tensión así como los distintos tipos de servicios que estos pueden ofrecer para la transmisión y distribución así como para la generación de ERNC o para los consumidores o los beneficios que acarrea en el mercado eléctrico. Por último a modo de ejemplificación se realizan cálculos prácticos para cinco situaciones donde el almacenamiento puede ser útil.

En el capítulo 5 se introduce dos conceptos de interés. La potencia firme y el crédito de capacidad. Presentando distintas definiciones y formas de calculo de potencia firme y probabilidad de perdida de carga, así como parámetros usados para valorar como impactan los generadores en la red eléctrica. A su vez, uno de estos métodos serán utilizados para el calculo del valor de crédito de capacidad de las ERNC.

De modo de continuar el capítulo 5, el capítulo 6 ahonda en el cálculo del crédito de capacidad de ERNC mediante la metodología de ELCC implementada en un pieza de software desarrollada en lenguaje R. En el mismo se explican las funciones programadas y sus resultados. Los cálculos son realizados para generación eólica y solar, y se realiza un análisis de sensibilidad el ELCC con respecto a sus variables sobre la pieza de código.

Ya por último en el capítulo 7 se presentan las conclusiones finales.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Tabla de contenidos

<b>Agradecimientos</b>	<b>III</b>
<b>Agradecimientos</b>	<b>III</b>
<b>Resumen</b>	<b>VII</b>
<b>1. Mercados eléctricos</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	1
1.2. Generalidades de los mercados . . . . .	1
1.3. Características del mercado eléctrico . . . . .	2
1.4. Modelos de mercados eléctricos . . . . .	4
1.5. Mecanismos de remuneración por capacidad . . . . .	8
1.6. Conclusión . . . . .	9
<b>2. Sector eléctrico nacional</b>	<b>11</b>
2.1. Introducción . . . . .	11
2.2. Marco regulatorio . . . . .	11
2.2.1. Características generales del RMMEE . . . . .	13
2.2.2. Condiciones del RMMEE para el abastecimiento de la demanda . . . . .	13
2.3. Evolución de la matriz energética . . . . .	15
2.3.1. Colonialismo y la modernidad . . . . .	15
2.3.2. Consolidación eléctrica . . . . .	15
2.3.3. Actualidad . . . . .	16
2.3.4. Perspectivas . . . . .	17
2.3.5. Rol de renovables y almacenamiento . . . . .	18
2.4. Vacío regulatorio . . . . .	19
2.5. Conclusión . . . . .	20
<b>3. Sistemas de almacenamiento</b>	<b>21</b>
3.1. Introducción . . . . .	21
3.2. Almacenamiento mecánico de energía . . . . .	22
3.2.1. Ruedas de inercia . . . . .	23
3.2.2. Hidroeléctrica con bombeo . . . . .	26
3.2.3. Aire comprimido . . . . .	29
3.3. Almacenamiento térmico de energía . . . . .	33
3.3.1. Generalidades del almacenamiento de energía térmica . . . . .	33

## Tabla de contenidos

3.3.2.	Almacenamiento térmico en calor sensible . . . . .	33
3.3.3.	Almacenamiento térmico en calor latente (LHTES) . . . . .	36
3.3.4.	Almacenamiento termoquímico de energía . . . . .	37
3.3.5.	Salas derretidas . . . . .	37
3.4.	Almacenamiento químico de energía . . . . .	37
3.4.1.	Hidrógeno HESS y combustible sintético . . . . .	38
3.4.2.	Power to gas . . . . .	41
3.5.	Almacenamiento electromagnético de energía . . . . .	42
3.5.1.	Banco de capacitores . . . . .	42
3.5.2.	Supercapacitor . . . . .	43
3.5.3.	Almacenamiento magnético de energía por súperconducción SMES . . . . .	46
3.6.	Almacenamiento electroquímico de energía . . . . .	47
3.6.1.	Baterías de flujo . . . . .	48
3.6.2.	Capacitores electroquímicos . . . . .	51
3.6.3.	Pila de combustible . . . . .	51
3.7.	Almacenamiento de energía en la propia red eléctrica . . . . .	54
3.8.	Costos anuales y de inversión de capital . . . . .	55
3.8.1.	Introducción . . . . .	55
3.8.2.	Definición de costo de componentes y medidas de desempeño . . . . .	55
3.8.3.	Análisis de precios de almacenamiento . . . . .	57
3.9.	Conclusiones . . . . .	60
<b>4.</b>	<b>Usos y aplicaciones del almacenamiento</b>	<b>63</b>
4.1.	Introducción . . . . .	63
4.2.	Control de frecuencia . . . . .	64
4.3.	Control de tensión . . . . .	65
4.4.	Servicios para el sistema de transmisión . . . . .	65
4.4.1.	Gestión de congestión . . . . .	65
4.4.2.	Arranque autógeno . . . . .	65
4.5.	Servicios para el sistema de distribución . . . . .	66
4.5.1.	Peak shaving o recorte de pico . . . . .	66
4.5.2.	Control de tensión local . . . . .	66
4.5.3.	Respaldo de isla . . . . .	67
4.5.4.	Compensación de reactiva entre transmisión y distribución . . . . .	67
4.5.5.	Reducción de pérdidas Joule . . . . .	67
4.5.6.	Calidad de energía . . . . .	67
4.6.	Servicios para un propietario de generación centralizada . . . . .	68
4.6.1.	Transferencia de energía . . . . .	68
4.6.2.	Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> . . . . .	68
4.6.3.	Reducción de mantenimiento . . . . .	68
4.6.4.	Reserva y servicios auxiliares . . . . .	68
4.7.	Servicios para generadores ERNC descentralizados . . . . .	68
4.7.1.	Aplazamiento de inyección . . . . .	68

4.7.2.	Garantía de un perfil de producción para compradores y operadores . . . . .	69
4.7.3.	Servicios auxiliares . . . . .	69
4.7.4.	Desplazamiento de las inversiones por potencia firme . . . . .	69
4.7.5.	Valor de la energía no inyectada . . . . .	69
4.8.	Servicios a consumidores . . . . .	69
4.8.1.	Recorte de pico de demanda . . . . .	69
4.8.2.	Desplazamiento de consumo . . . . .	70
4.9.	Beneficios del mercado . . . . .	70
4.9.1.	Compra y venta de bloques de energía . . . . .	70
4.9.2.	Mercado de servicios auxiliares . . . . .	70
4.10.	Ejemplos prácticos . . . . .	70
4.10.1.	Recorte de pico de demanda . . . . .	70
4.10.2.	Inversión en línea de transmisión . . . . .	73
4.10.3.	Red eléctrica Nacional como sistema cerrado . . . . .	75
4.10.4.	Aplazamiento de potencia térmica . . . . .	77
4.11.	Conclusiones . . . . .	78
<b>5.</b>	<b>Potencia firme y crédito de capacidad</b>	<b>81</b>
5.1.	Introducción . . . . .	81
5.2.	Aportes de un generador . . . . .	81
5.3.	Cálculo de Potencia firme en RMMEE . . . . .	82
5.3.1.	Generación hidroeléctrica . . . . .	83
5.3.2.	Generación térmica . . . . .	83
5.4.	Métodos de cálculo de potencia firme . . . . .	83
5.4.1.	Método potencia térmica equivalente . . . . .	84
5.4.2.	Método estadístico y analítico - Valor de Capacidad Constante	84
5.4.3.	Método estadístico - Picos de demanda . . . . .	84
5.4.4.	Método analítico - Fórmula de Voorspools y D'haeseleer . .	84
5.4.5.	Método probabilístico – Probabilidad de pérdida de carga (LOLP) . . . . .	86
5.5.	Método de cálculo de potencia firme para un generador de ERNC .	86
5.6.	Cálculo de LOLP-Loss of Load Probability . . . . .	87
5.6.1.	Orden de mérito . . . . .	89
5.7.	Conclusión . . . . .	90
<b>6.</b>	<b>Simulaciones y resultados</b>	<b>91</b>
6.1.	Introducción . . . . .	91
6.2.	Simulador Oscar Ferreño (SOF) . . . . .	91
6.3.	Hipótesis de trabajo . . . . .	93
6.3.1.	Consideraciones hídricas . . . . .	93
6.3.2.	Orden de despacho de los generadores u Orden de mérito .	94
6.3.3.	Origen de los datos de demanda . . . . .	94
6.4.	Entradas y salidas de la PDC . . . . .	94
6.5.	Funciones . . . . .	95
6.6.	Resultados . . . . .	96

## Tabla de contenidos

6.6.1. Análisis de sensibilidad . . . . .	96
6.6.2. ELCC de generación eólica y solar . . . . .	99
6.6.3. Almacenamiento . . . . .	102
6.7. Conclusiones . . . . .	104
<b>7. Conclusiones</b>	<b>107</b>
<b>Referencias</b>	<b>111</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>117</b>

# Capítulo 1

## Mercados eléctricos

### 1.1. Introducción

En el siguiente capítulo se presentarán las características principales de un mercado, para luego ahondar en las particularidades del mercado eléctrico.

A su vez, el mercado eléctrico presenta diferentes modelos desde sus inicios hasta la actualidad, pasando por un modelo monopólico hasta modelos de libre mercado. Cada uno de ellos presenta determinadas ventajas y desventajas, dando razón a la existencia de cada uno.

Con la desmonopolización y la privatización del mercado eléctrico, diseñar el sistema eléctrico comienza a tener otros inconvenientes. Ya que no es un único actor quien diseña y ejecuta sino que se deben dar señales económicas claras a los agentes para realizar inversiones de acuerdo a la planificación futura del sistema.

A su vez aparecen inconvenientes de confiabilidad futura en el suministro de energía eléctrica con la incursión de las energías renovables no convencionales.

En suma, se verá como aparecen nuevos mecanismos económicos para el correcto incentivo de los actores de forma de lograr un suministro eléctrico estable a corto y largo plazo, con la incorporación del pago por capacidad.

### 1.2. Generalidades de los mercados

Los mercados son ámbitos donde los actores, vendedores y compradores (oferentes y demandantes) intercambian bienes y servicios. Generalmente esta mercadería (bienes y/o servicios) es intercambiada por un tipo de divisa. Originalmente el mercado era un lugar físico donde se producía el intercambio, pero en la actualidad mediante el uso de la tecnología la compraventa se puede efectuar de forma virtual.

Para que se realice el intercambio entre el comprador y el vendedor, debe haber acuerdo con respecto al precio y el objeto a intercambiar, obteniendo un beneficio mutuo. Este acuerdo puede ser particular y específico o puede estar regido por determinado reglamento público o privado.

Todo oferente intentará vender su servicio o bien al mayor precio posible, mientras que el comprador por el contrario intentará obtenerlo al menor precio posible.

## Capítulo 1. Mercados eléctricos

Encontrando en esta situación una tensión natural entre oferente y demandante, cuando se llega a un acuerdo, el precio obtenido se conoce como precio de equilibrio. En ocasiones y dependiendo del marco reglamentario existente, puede mediar un tercer actor para logra un acuerdo entre el oferente y el demandante si estos no lo logran. En este caso el precio de equilibrio puede lograrse o no.

En los mercados se produce un fenómeno de equilibrio natural de regulación de precios donde si el bien a intercambiar aumenta en cantidad tiende a bajar el precio de equilibrio mientras que si la demanda aumenta tiende a subir el precio de equilibrio. Este fenómeno no es absoluto y depende de las características del mercado en sí.

Así pues, es que generalmente se conocen distintos tipo de mercados por ejemplo, el mercado de bienes y servicios, el mercado financiero, mercado laboral, mercado eléctrico, etc. Cada uno de estos tiene sus características particulares, ya sea el bien a intercambiar, los actores y reglamentos son diferentes. Pero todos comparten las mismas generalidades descriptas anteriormente.

En particular, el mercado eléctrico generalmente tiene por actores a los consumidores, generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores, al operador del sistema y al agente regulador. A su vez, intercambian energía, potencia y servicios por una divisa.

La electricidad es un mercancía especial. Debido a ciertas restricciones técnicas, las características del mercado eléctrico tienen unas particularidades que lo diferencian de otros mercados. Durante más de 100 años estas características especiales hacían suponer que el mercado eléctrico debía ser por necesidad un mercado totalmente intervenido por una empresa verticalmente integrada monopólica. En la actualidad esta realidad ha ido cambiando, desregulando y liberando el mercado a diversos agentes públicos y privados. [13] [24]

### 1.3. Características del mercado eléctrico

Los mercados eléctricos han ido evolucionando desde fines del siglo XIX a la actualidad, aumentando en complejidad al punto de ser llamada la máquina más grande del mundo, debido a la cantidad de partes, interconexiones y su distribución geográfica. Producto de su complejidad técnica durante un siglo se sostuvo que el mercado eléctrico debía ser llevado adelante por una empresa verticalmente integrada y monopólica, en muchos países por el propio Estado o empresas públicas. Más en los tiempos actuales este modelo ha ido cambiando, buscando alternativas para proveer un producto más económico y confiable, por ello es que se pueden encontrar modelos privados e híbridos, con diversos grados de competencia. [13]

En los mercados eléctricos la mercancía es la electricidad. Esta puede descomponerse conceptualmente en diferentes partes para el mercado, por ejemplo. Un mercado de energía eléctrica, así como de potencia eléctrica y de servicios auxiliares (control de frecuencia, regulación de tensión, etc). Históricamente el mercado eléctrico y en la actualidad en gran medida presenta una característica particular que lo diferencia del resto de los mercados. Su mercancía no se almacena económicamente, sino que lo producido se debe consumir practicante al instante.

### 1.3. Características del mercado eléctrico

Esto último está siendo desafiado por el aumento incipiente de los sistemas de almacenamiento en sus diferentes formas. Al no almacenarse se debe ajustar la producción (generación) para la demanda prácticamente en tiempo real.

A su vez la demanda varía durante el día y la noche así como en las estaciones del año, pero el precio al minorista no se ve afectado a priori (si bien se puede contar con precios por franjas horarias), no así el mayorista.

Por ejemplo en el mercado hotelero, se puede ver cierta correlación. Aunque la demanda turística disminuya las habitaciones de los hoteles siguen estando allí, y si la demanda aumenta demasiado, no se puede satisfacer al instante ya que habría que construir más edificios. Por ello en ambos casos, tanto el eléctrico como el hotelero, existe oferta ociosa para satisfacer los picos de demanda. Por ello, para un generador eléctrico que quiera ser rentable y que atiende solamente a los picos de demanda, inyectará energía de forma intermitente. Por ello su costo es muy probable que sea elevado respecto a la media.

Además en la actualidad el suministro de energía eléctrica es un bien esencial. Y con ello se presenta la necesidad de garantizar en todo momento el suministro de ésta con determinados márgenes de calidad, debiendo ser esta situación contemplada en el mercado eléctrico.

El sistema eléctrico pasó de monopolios a estructuras de participación con múltiples agentes de competencia.

El sistema eléctrico está conformado por la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. La generación como su nombre lo indica trata de los sistemas de generación de energía eléctrica, centrales hidroeléctricas, térmicas, eólica, solar, etc. Este segmento se ha ido liberando a la entrada de competencia, gracias a los avances tecnológicos que han hecho una disminución en la inversión. Por otro lado la transmisión, que consiste en llevar la energía eléctrica de alta tensión desde la generación a las subestaciones de distribución tiende a ser monopólica, al igual que la distribución, llegando en media y baja tensión hasta a los hogares. Esto es debido a las economías de escala; al alto nivel de inversión a realizar en las líneas de transmisión así como por la necesidad de duplicar o triplicar la infraestructura si no fuera monopolio, tanto en la distribución y la transmisión. A menudo esta última tiene el cometido de la comercialización minorista pero también se puede considerar una etapa separada.

Como parte del sistema también se puede considerar al Operador del sistema (ISO, Independent System Operator) y/o Administrador. Es quien regula que la red sea estable, evitando sobrecargas o insuficiencias. Para ello ordena quien inyecta y cuando, realizando el despacho económico por el orden de mérito. Esto se debe principalmente a la naturaleza del propio sistema en el cual lo generado debe ser consumido instante a instante.

Por otra parte puede existir un mercado minorista donde el distribuidor (cuando oficia de comercializador) o el comercializador vende energía al usuario final de menor porte. A su vez este, el distribuidor compra energía en el mercado mayorista a los generadores, donde también compran los grandes consumidores o comercializadores.

En resumidas cuentas con la liberación del mercado se busca ganar eficiencia, competitividad y reducción de costos. Ahora bien, esto se logra al corto plazo pero

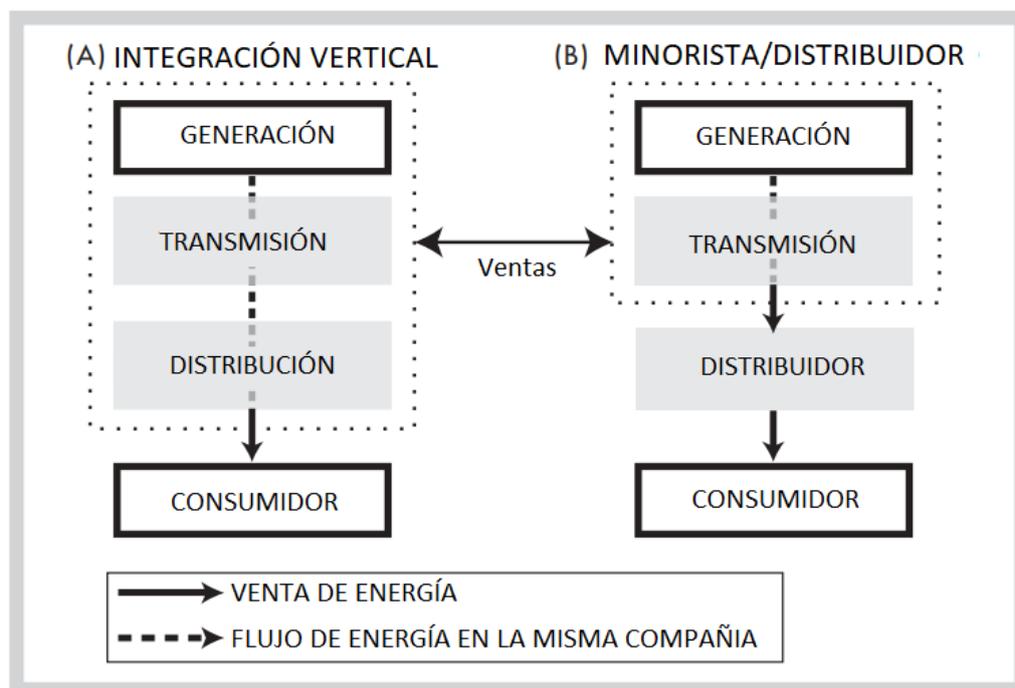


Figura 1.1: Modelo 1 Empresa única integrada verticalmente. (Traducción propia al español) [24]

al largo plazo la desregulación puede presentar un problema para la confiabilidad del sistema, si no se diseñan mecanismos adecuados para garantizarla.

## 1.4. Modelos de mercados eléctricos

La desregulación del mercado eléctrico ha ido tomando diferentes modelos. Evolucionando y conviviendo simultáneamente. Según el grado de competencia en el mercado, se pueden encontrar cuatro modelos como se explica en [24].

### Empresa única integrada verticalmente

Existe una única empresa estatal o privada, monopólica, encargada de todas las actividades del mercado: Generación, transporte, distribución, comercialización y además la operación del sistema. Incluso se puede encontrar que algunas de estas actividades o partes están fusionadas como se aprecia en la figura 1.1. Este modelo de compañía eléctrica existe desde hace cien años.

No existe libre competencia y por tanto el precio al consumidor queda enteramente determinado por la empresa monopólica. Por ello en estos casos suele haber un reglamento, regulación o una intervención por parte del Estado donde regula el precio al consumidor final para evitar excesos siendo la electricidad un bien esencial, y así proteger al consumidor final. La empresa realiza tanto la planificación a largo plazo del sistema, la operación y mantenimiento, como el despacho económico.

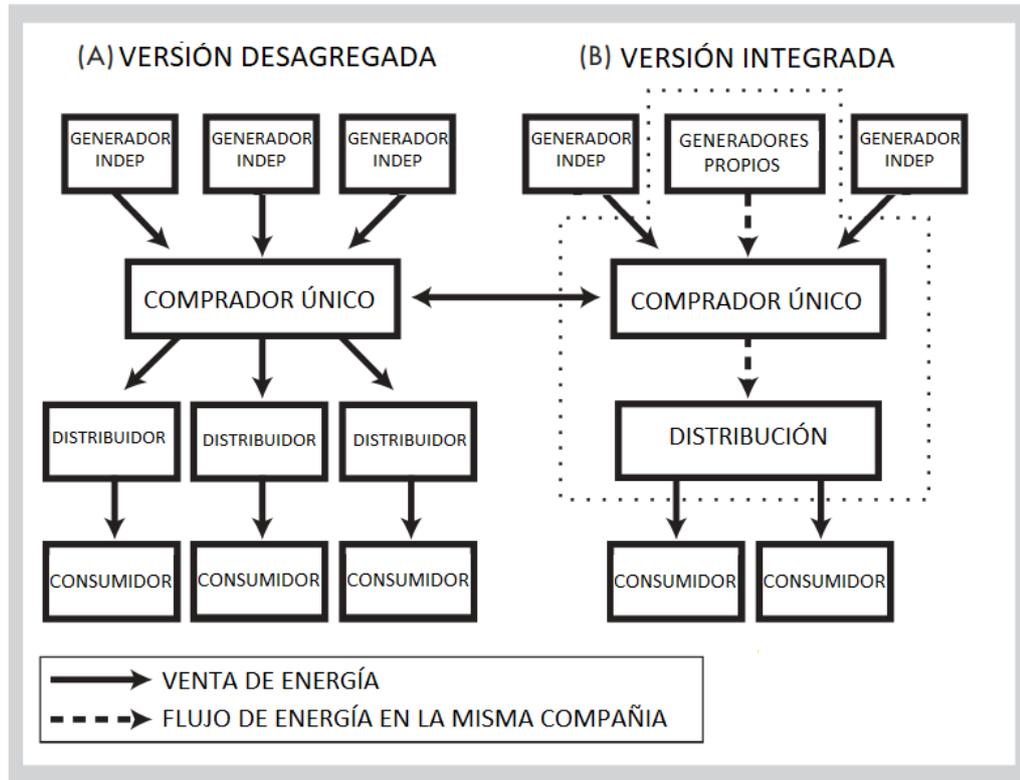


Figura 1.2: Modelo 2 Comprador único. (Traducción propia al español) [24]

### Comprador único

Se diferencia con el modelo 1 por tener competencia en la generación, mientras que en el resto de mercado se configura un monopolio. Los generadores le venden su energía a un único comprador lo cual conlleva algunas particularidades. Los generadores deben asegurar que su inversión sea rentable, de lo contrario no invertirán. Por otro lado la demanda vista desde la generación es una sola por lo que o le venden a esta o no tiene ingresos, lo que puede pensarse que están atados a las decisiones de la misma. Por ello estas dos situaciones promueven contratos a largo plazo que aseguren las ganancias al inversor generador, y a su vez promueve licitaciones de generación donde ganará básicamente quien oferte energía a menor precio. Es un modelo de competencia por el mercado en vez de en el mercado.

Como muestra la figura 1.2 la empresa compradora de la generación, puede poseer generación. A su vez, por otro lado este modelo no implica necesariamente que la distribución sea realizada por una única empresa como se aprecia en la parte A de la figura anterior. Aún así el comprador único puede forzar el precio de venta a los diferentes distribuidores. [24]

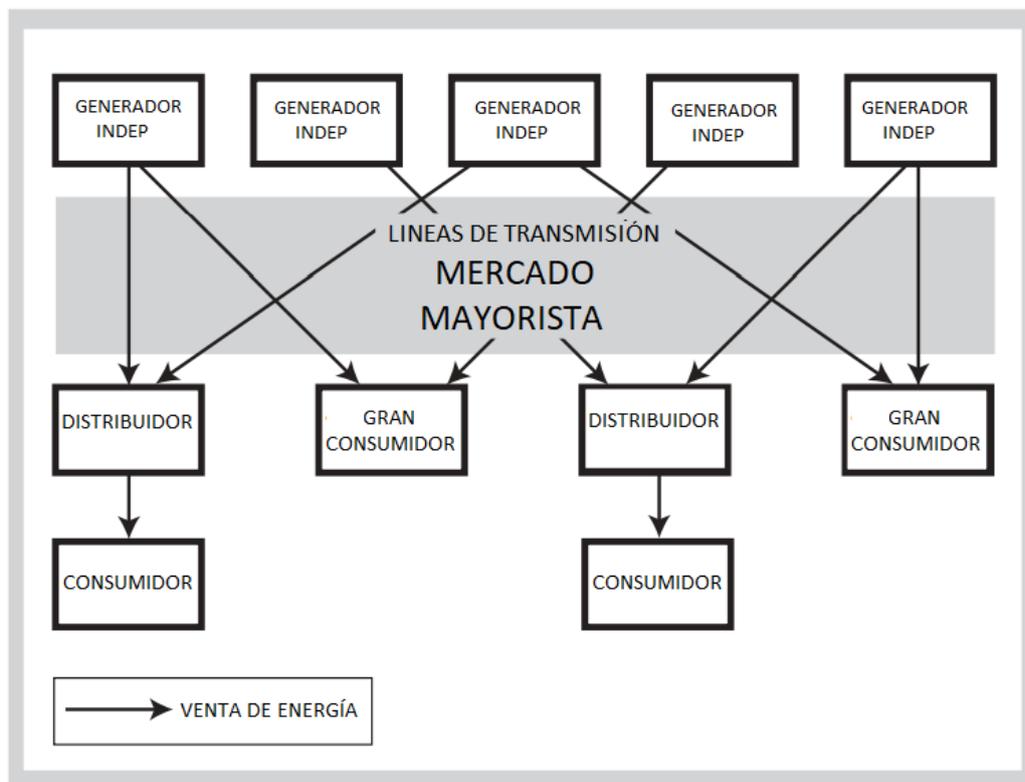


Figura 1.3: Modelo 3 Competencia mayorista. (Traducción propia al español) [24]

### Competencia mayorista

Para este caso existe competencia en la generación como se aprecia en la figura 1.3, además deja de existir un comprador único para la generación. Esto implica que se estimule la competencia en la generación, que grandes consumidores o distribuidoras realicen contratos con los generadores, estimulando la baja de precios en la generación. Es un modelo de competencia en el mercado.

A nivel minorista se crea un mercado que aún conserva características de un monopolio. Los distribuidores offician de comercializadores y los precios que reciben los consumidores finales son velados por reglamento, evitando las subas de precios de forma indiscriminada por los distribuidores que trasladan al precio final las variaciones del precio de sus compradores mayoristas. Además se conforma la independencia de un operador del sistema, el ISO (Independent System Operator) ya mencionado. Por otro lado este sistema promueve la inversión sin que sea necesario la estimulación por contratos de largo plazo, si bien el requerimiento de este tipo de contratos entre agentes permite asegurar la garantía de suministro.

Bajo este modelo se abre la posibilidad del mercado Spot, un mercado a corto plazo de energía.

El mayor inconveniente se presenta para los consumidores minoristas que según donde estén geográficamente es el distribuidor que les toca y por tanto no pueden elegir que precio pagar por su consumo eléctrico. Por otro lado la regulación que

## 1.4. Modelos de mercados eléctricos

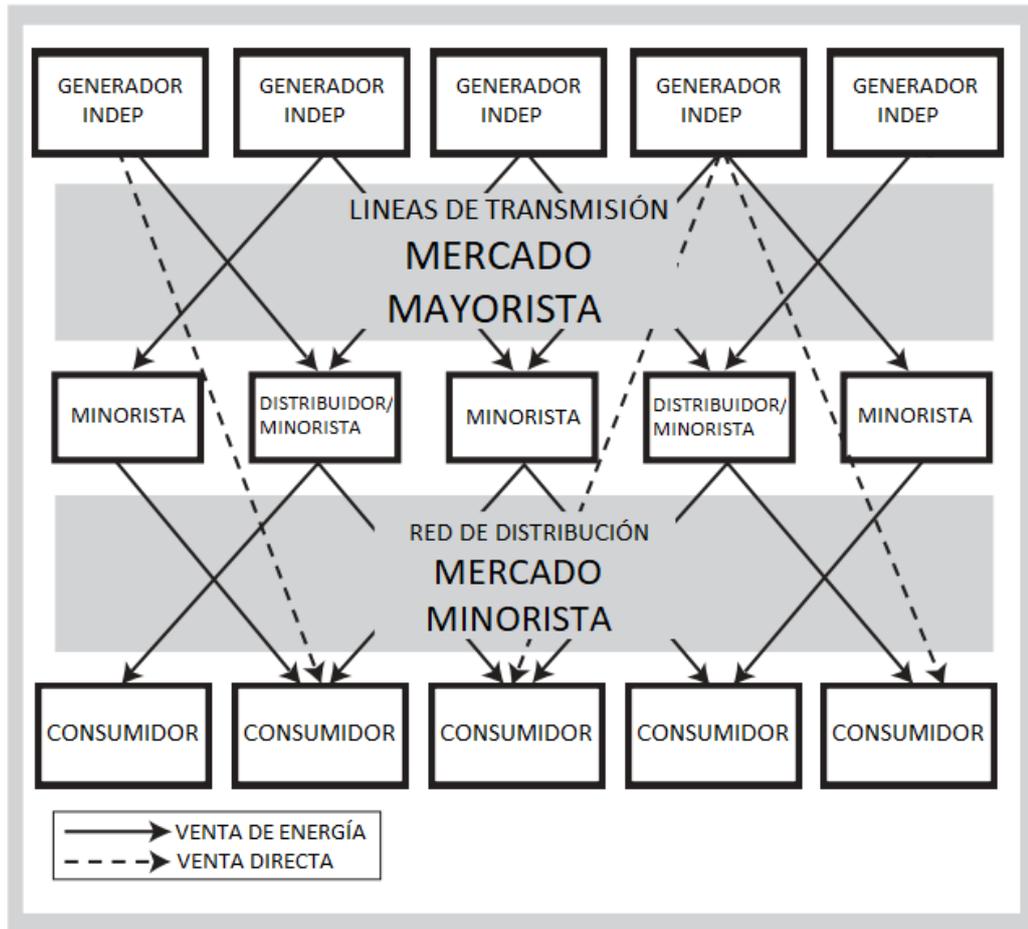


Figura 1.4: Modelo 4 Competencia mayorista y minorista. (Traducción propia al español) [24]

indica quien es pequeño consumidor o gran consumidor (este último puede elegir si hacer contrato directo con un generador o un distribuidor) es arbitrario [24]. En este esquema el aseguramiento del suministro de la demanda futura puede quedar diluido entre múltiples actores, es por ello que son necesarios mecanismos que permitan dar seguridad al suministro, como por ejemplo la remuneración por capacidad.

### Competencia mayorista y minorista

El último caso implica competencia total en generación y comercialización. Cualquier consumidor puede comprarle a un distribuidor o incluso a un generador como se aparecía en la figura 1.4

En la practica la reglamentación suele proteger al pequeño consumidor regulando las tarifas, por lo que se termina convirtiendo en el modelo 3.

## 1.5. Mecanismos de remuneración por capacidad

Quienes iniciaron los procesos de desregulación en los sistemas eléctricos en la práctica, fueron los ingleses a inicios de la década de los noventas. Y por tanto las subsecuentes modificaciones al mismo para ir adaptándose a los problemas nuevos que este modelo presentaba.

Es así pues, que inicialmente existía una empresa verticalmente integrada en el mercado inglés, como el modelo 1 anteriormente mencionado. Ya desde 1990 se implementó un mercado mayorista donde todo lo comercializado era del tipo Spot (el cual es considerado un mercado a corto plazo, anteriormente mencionado).

Un mercado puramente Spot da señales económicas cortoplacistas donde tanto el productor como el consumidor se exponen a riesgos. El precio de la electricidad puede ser volátil, y el consumidor no tiene certeza de que sus necesidades energéticas serán satisfechas en todo momento [61]. Y por tanto no incentivan al productor generador a dar aseguramiento de suministro a largo plazo. Esto provocó que se realizaran modificaciones a la reglamentación inglesa, incorporando un mecanismo dentro del mercado spot para incentivar el aseguramiento del sistema a largo plazo, mediante la ecuación 1.1.

$$PG = PS + [LOLP * (VOLL - PS)] \quad (1.1)$$

Donde el  $PG$  es el precio a pagarle al generador, el  $PS$  el precio spot,  $LOLP$  es la probabilidad de pérdida de carga,  $VOLL$  es el valor de la energía no suministrada.

Mediante el  $LOLP$  y  $VOLL$  (calculado por el regulador) se produce un pago adicional al generador para dar mayor estabilidad a largo plazo en el suministro eléctrico. Pero la experiencia indica que esta forma de fijación de precios produce inevitablemente volatilidad en los mismos, lo que es un riesgo no deseado para compradores y vendedores (consumidores y generadores).

Como siguiente solución a este inconveniente, se introducen los contratos a corto y largo plazo entre generadores y consumidores para disminuir las fluctuaciones de los precios del spot, lo que hace que la capacidad y los precios de la energía sean más predecibles tanto para los consumidores como para los generadores. [62]

Es decir, desde que los mercados se han ido desregulando aparece el problema de asegurar la capacidad de generación. La teoría indica que el mercado debería proporcionar incentivos suficientes para que este problema no esté, pero existen algunos factores que no contribuyen con esto. [59]

Por otro lado, los acuerdos de descarbonización internacionales hacen que sigan aumentando las instalaciones de generación renovables. Estas tecnologías sobretodo las no convencionales como se verán más adelante son de generación variable. Dependen del clima y no de la demanda. Por tanto, para dar seguridad de abastecimiento a la demanda se utilizan sistemas de respaldo despachables como las térmicas.

A medida que aumenta la instalación de renovables, aumenta la posibilidad de generar cuando no hay demanda y por tanto, contar con excedentes a precios casi cero. A su vez, la intermitencia del servicio en generación será menor y por tanto

## 1.6. Conclusión

para que la inversión de respaldo en térmicas ser rentable el precio del MWh será muy elevado. Produciendo un fenómeno casi binario de precios.

Esto en un mercado exclusivo de energía produce una señal a los inversores en generación de evitar emprendimientos en térmicas, como se mostró anteriormente. Lo que quita seguridad de suministro a largo plazo, modificando así el diseño de la red de abastecimiento eléctrico.

Por otro lado, [38] sostiene que el precio de falla, es decir cuando deba generar la térmica, será tan elevado que será señal suficiente para promover inversiones y sanear la garantía del suministro. Con el inconveniente que no es ni social ni políticamente aceptado.

Por todo lo anterior es que se ve la necesidad de generar mecanismos que remuneren la capacidad en MW, incentivando la inversión en capacidad, haciéndolo rentable económicamente, y dando seguridad al suministro, como ya lo están haciendo Irlanda, Italia, Colombia y algunos operadores de Estados Unidos, mientras otro lo tiene bajo consideración. [43]. Y para ello es necesario tener metodologías de cálculo de la capacidad para todos los tipos de generadores, en particular los renovables, debiendo ser claras y aceptadas por los actores involucrados.

## 1.6. Conclusión

Desde hace 100 años los mercados eléctricos han ido evolucionando desde el monopolio de empresas verticalmente integradas donde realizaban todas las tareas referentes al sistema eléctrico, hasta en la actualidad donde se encuentran modelos de mercados más complejos y competitivos. Así, el más libre de los mercados es el modelo 4 (competencia mayorista y minorista), que en la práctica generalmente se termina implementando como un modelo 3 para proteger al pequeño consumidor final.

Si bien a nivel internacional aún conviven los 4 modelos a la vez, hay una tendencia hacia la liberación del mercado. Con ello, aparecen nuevos desafíos donde ya no solo la mercancía en exclusividad es la energía, sino que para poder satisfacer y dar seguridad al suministro se empieza a comercializar la capacidad.

Para ello es preciso definir y acordar metodologías de cálculo y estimación de la capacidad de todos los tipos de generador, especialmente los renovables. Más aún cuando estas están en franco crecimiento.

De esta forma se dan señales claras a las empresas de realizar determinadas inversiones en consonancia con las necesidades futuras del mercado, y así poder diseñar el sistema eléctrico dando garantías de suministro y precios más estables al consumidor final.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 2

## Sector eléctrico nacional

### 2.1. Introducción

Para entender el sector eléctrico nacional, es preciso conocer su génesis, su evolución, su estado actual y sus perspectivas de crecimiento. En otras palabras como fue su transición de un modelo de empresa única a un modelo de comprador único o de competencia mayorista.

En la actualidad en Uruguay existe un mercado eléctrico de energía, donde sus actores son estatales y privados, consumidores y generadores. Como todo sistema esta sujeto a mejoras, más cuando la realidad tecnológica avanza y la formas de monetizar y comerciar se modifican.

### 2.2. Marco regulatorio

La red eléctrica no solo es una conjunción de sistemas eléctricos, mecánicos e informáticos, también está compuesto por un marco regulatorio que rige y mantiene el orden. Estas reglas son un conjunto de normas legales, implementadas mediante decretos y leyes como se indica a continuación [57]:

1. Decreto ley N°14.694, Ley Nacional de Electricidad
2. Decreto ley N°15.031, Ley orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)
3. Ley N°16.832, de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico
4. Ley N°17.598 de creación de la URSEA y sus normas modificativas
5. Decreto N°276/002, que aprueba el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, y sus modificativas
6. Decreto N°277/002, que aprueba el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y sus normas modificativas

## Capítulo 2. Sector eléctrico nacional

7. Decreto N°278/002, que aprueba el Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica, y sus normas modificativas
8. Decreto N°360/002, que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y sus normas modificativas
9. Decretos promocionales de generación de fuentes renovables, que se inician con el Decreto N°77/006
10. Decreto 277/015, referente a la metodología para la fijación de cargos de transporte
11. Decretos N°158/012, 433/012, N°361/015 y N°203/017, relativos a consumidores industriales de energía eléctrica.
12. Decreto N°59/015, que establece normas regulatorias para los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica.

La ley 14694, o la ley nacional de electricidad promulgada en 1977 es la que define las actividades de la industria eléctrica, siendo estas la generación, transformación, transmisión, distribución, exportación, importación y comercialización. A su vez define estas como un servicio público brindado por los suministradores y empresas concesionarias reglados por el Estado; a su vez, crea el despacho nacional de cargas como parte de UTE.

La ley 16211, o la ley de empresas públicas de 1991 en su artículo 26 autoriza la conexión al sistema de UTE de generadores y líneas de transmisión de otros sujetos, mediante la reglamentación del Poder Ejecutivo.

La Ley 16832 actualiza la legislatura del sistema eléctrico nacional y crea la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica, la UREE. A su vez sustituye el artículo 2 de la ley 14694 estableciendo un nuevo marco regulatorio para el sistema eléctrico y crea la unidad ejecutora, dependiendo del poder ejecutivo.

La ley 17598 crea la Unidad Reguladora de Servicio de Energía y Agua (URSEA), incluyendo a la ex UREE.

En particular el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME) conocido también como el Decreto N° 360/002 de 11/09/2002, es el que reglamenta y crea el andamiaje para la existencia de un mercado mayorista eléctrico en Uruguay. Se puede decir que no existía un mercado de energía eléctrica (MME) ya que anteriormente era regulado, vertical, estatal y monopólico. Luego que el decreto entró en vigencia, el MME adquirió características similares al de Inglaterra y al de Argentina de los 90, generando competencia en el sistema de generación y comercialización, permitiendo la participación de nuevos agentes. Por otro lado el transporte y distribución permanecen estando bajo control estatal. [19]. También se logró un alineamiento con los esquemas regulatorios regionales e internacionales.

Esta modificación en el Sector Eléctrico tuvo como objeto buscar mayor eficiencia, propiciando la libre competencia entre generadores y así mejorar el precio de la venta de energía, a su vez el Estado se permitió disminuir la inversión en infraestructura en estos rubros ahorrando dineros públicos. [19]

### 2.2.1. Características generales del RMME

Básicamente hay dos tipos de consumidores dentro del RMME, los mayores a 250kW llamados potenciales grandes consumidores, quienes pueden optar por ser libres y comprar a participantes productores o comercializadores, constituyéndose en Grandes Consumidores del MME, y los consumidores regulados” quienes no tiene esa opción y deben comprar al Distribuidor. Los consumidores libres pueden hacer contratos con generadores pagando peajes por transporte y distribución. A su vez, el mercado funciona mediante contratos por tiempo acotado, la energía faltante se intercambia en el mercado ”spot”, siendo el precio definido por el costo variable de la última maquina despachada. Por otro lado, al realizar los contratos se utiliza el precio de spot como referencia, por lo que el consumidor querrá precios menores al spot y el vendedor o generador lo querrá por encima. [19]

Los contratos bilaterales de energía deben estar respaldados por contratos de potencia firme para asegurar una adecuada garantía de suministro. Por tanto los contratos deben tener los dos términos, energía y potencia firme como mercancías de intercambio. [19]

La demanda y la producción o el consumo y la generación deben estar balanceadas para cada instante con cierto grado de libertad teniendo a la propia red como un amortiguador de estas pequeñas diferencias. Esta característica es inherente al sistema eléctrico nacional, es decir no cambia producto del Decreto N°360/002, por ello la figura del despacho de carga sigue presente, y es quien despacha las unidades de generación en orden de mérito, es decir, primero se despachan (inyectan a la red) aquellas cuyo costo de generación es menor. En el caso de los contratos entre privados (consumidor - generador) al final de la jornada se procesan las consolidaciones. [19]

### 2.2.2. Condiciones del RMME para el abastecimiento de la demanda

Las principales condiciones que se establecen en el RMME para asegurar el abastecimiento de la demanda se describen a continuación.

**Garantía de Suministro:** Es el cubrimiento de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, y se obtiene mediante el Seguro de Garantía de Suministro

**Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro:** El Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro (RPGS) se calcula con el consumo previsto, más una estimación de pérdidas de energía por transmisión. El consumo previsto de cada Participante Consumidor se calcula como la potencia media de su consumo en el Período Firme (definido por las horas fuera del Bloque de Valle de cada mes). [60]

**Seguro para Garantía de Suministro:** Con el objetivo de contar con respaldo de Potencia firme de largo plazo (PFLP) y proteger el sistema de riesgo de racionamiento, cada Distribuidor y Agente Gran Consumidor, o su comercializador, deben aportar al Seguro para Garantía de Suministro (SGS), cubriendo un porcentaje de su RPGS mensual. El SGS se define con los siguientes porcentajes y

## Capítulo 2. Sector eléctrico nacional

plazos:

- Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 90 % del RPGS, para los siguientes 5 años.

- Para los Grandes Consumidores Potenciales, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 70 % del RPGS, para el siguiente año. (Actualmente no existen Grandes Consumidores constituidos como participantes del MMEE). [60]

**Requerimiento de Contratar:** Cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su SGS con contratos. Del Requerimiento de Contratar (RC) se descontará la PFLP que corresponde al Participante Consumidor en el Servicio de Reserva Nacional (SRN). El RC se establece con los siguientes plazos y porcentajes:

- Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 80 % del RPGS, para los siguientes 5 años.

- Para los Grandes Consumidores Potenciales, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 50 % del RPGS, para el siguiente año.

**Cubrimiento Previsto:** El Cubrimiento Previsto (CP) está integrado por la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el SRN. [60]

**SGS sin cubrir o Requerimiento de Reserva Anual:** El objetivo de la Reserva Anual (RA) del sistema es cubrir el SGS de cada Participante Consumidor para el año siguiente, cuando éste no lo haya cubierto con contratos. Un Participante Consumidor tiene un requerimiento de RA si existe un faltante para cubrir su SGS en ese período. El requerimiento de RA se calcula como la diferencia entre el SGS y el CP. Si la diferencia es negativa, el requerimiento de RA del Participante es cero. En caso que exista faltante en el SGS, ADME deberá remitir al Regulador una propuesta de RA a licitar. Cuando el requerimiento de RA sea menor que el 5 % del RPGS, el Regulador podrá disponer no realizar la licitación de RA correspondiente, y habilitar la compra del faltante mediante el Servicio Mensual de Garantía de Suministro. [60]

**Contratos Faltantes:** Los Contratos Faltantes (CF) representan el faltante de respaldo de PFLP que no quedó cubierta con contratos. Los CF se calculan como el RC menos el CP. [60]

**Reserva Operativa:** Es la reserva para operar el sistema dentro de los parámetros de calidad, incluyendo la regulación de frecuencia y la reserva rotante.

El RMMEE define dos tipos de potencia firme, la de largo y la de corto plazo. La primera tiene como cometido asegurar el cubrimiento anticipado de la garantía de suministro. Mientras que la segunda el consumo en tiempo real, así como los servicios auxiliares de reserva operativa, es decir la calidad del servicio. Para el caso de ambas, el RMMEE estipula que se deben calcular mensualmente.

Según el informe de Garantía de Suministro 2016 realizado por ADME [1], hubiera existido periodos del 2016 con faltantes significativos de Seguro de Garantía de Suministro que según el RMMEE obligarían al administrador del mercado a enviar a la URSEA una propuesta de Reserva Anual a licitar, sin embargo, estudios complementarios que analizaron la probabilidad de falla en el sistema indicaron que la misma era poco significativa y no ameritaba la realización del proceso licitatorio. También se comenta en el mencionado informe que se ha analizado la influencia de

## 2.3. Evolución de la matriz energética

las ERNC en la potencia firme hidráulica, decreciendo con la incorporación de las ERNC, pero creciendo en una proporción mayor cuando se consideran las dos en conjunto (ERNC+Hidráulica). [60]

## 2.3. Evolución de la matriz energética

### 2.3.1. Colonialismo y la modernidad

En el Montevideo colonial para el año 1796 se contaba con iluminación pública mediante grasa vacuna proveniente de los mataderos, la cual se quemaba con una mecha de trapo. Luego ya para el año 1820 se usaba faroles de aceite y para el año 1853 se pasaba a la iluminación con gas. [32]

Fue en el año 1865 que se comenzó a utilizar la energía eléctrica en la República, de la mano del frigorífico Liebig (empresa alemana, de extracto de carne) en Fray Bentos capital del departamento de Río Negro, en lo que hoy se conoce como el Anglo. Eran 60 lámparas alimentadas por el propio frigorífico que daban luz al barrio. Es entonces que recién para el año 1886 se comenzaba a dar iluminación eléctrica a la plaza Constitución (Montevideo) en medio de controversias políticas, y empresariales entre el privado que la brindaba, el Estado que lo autorizaba y la compañía de gas que ya estaba establecida.

El sistema de generación estaba constituido por una máquina a vapor de un cilindro que accionaba un dínamo. Continuó creciendo gracias a la exoneración impositiva que también gozaba la empresa de gas. Por otro lado y de forma independiente en el año 1889 comenzaba desde el ámbito privado a funcionar la primera represa hidroeléctrica en el arroyo Cuñapirú en Rivera, de la empresa francesa que explotaba una mina de oro. [32]

Luego de una consecución de sucesos legales entre privados y Estado, para el año 1912 se crea la Administración de Usinas Eléctricas del Estado como ente autónomo, lo que sería el precursor del actual UTE. Como continuación, con UTE ya establecido, para el año 1928 comenzaban los estudios para aprovechamiento hidroeléctrico en el Río Negro, Salto Grande y Río Queguay. [32]

### 2.3.2. Consolidación eléctrica

Acompasando el crecimiento del consumo eléctrico y preparándose para el venidero, se pone a funcionar para el 1932 la nueva central Batlle, una central de generación termoeléctrica. Ya continuando en lo hidroeléctrico se inaugura en 1945 la represa Rincón del Bonete luego de 7 años de construcción sobre el Río Negro, y a continuación para 1960 la inauguración de la represa de Baygorria luego de 4 años de construcción.

Cinco años más tarde, se realiza la primera interconexión internacional, en este caso con Brasil. Para luego en el 1979 con 5 años de construcción se inaugura la Represa de Salto Grande. Ya cerrando el penúltimo período de las grandes inversiones eléctricas en el País para el año 1982 se da por finalizada la obra en la Represa de Palmar, habiendo tardado 5 años en realizarse. [32]

## Capítulo 2. Sector eléctrico nacional

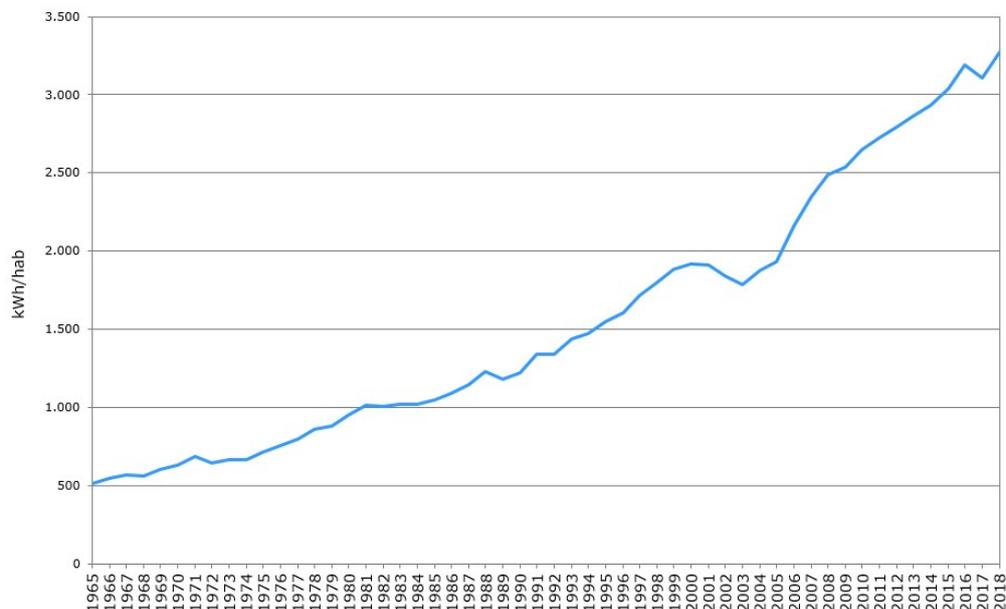


Figura 2.1: Consumo final de electricidad per cápita. [6]

Todas estas obras fueron motivadas por un incremento proyectado y paulatino del consumo eléctrico per cápita, un comportamiento que acompañaba la tendencia internacional. Podemos ver como cada una de estas obras se vinculan en la figura 2.1

### 2.3.3. Actualidad

Para mediados de la década del 80 la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, más concretamente el IMFIA, comenzaba las investigaciones en energía eólica, lo que sería el inicio de las ERNC en nuestro País. Ya para 1997 se promulga la Ley 16832 que refiere al nuevo marco regulatorio del sector energético, acompañada años más tarde en el 2002 por los Decretos 278/2002 Reglamento de Transmisión de Energía eléctrica y el Decreto 360/2002 Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y por último dando cierre al andamiaje legal actual se crea en el 2003 la ADME. Acompañado a lo anterior, para el 2008 se inaugura el primer parque eólico y en el 2009 la primera planta de biomasa, así como el central de ciclo combinado para el 2019.

La potencia instalada del sistema eléctrico es de 4928 MW, siendo el 31 % hidráulica, otro 31 % eólica, el 24 % térmica fósil, 9 % biomasa, 5 % solar, generando en el 2019 16088 GWh con una demanda en 2021 de 11189 GWh, 2.07 % más que el 2020. En 2021 el 36 % de la generación eléctrica fue de origen hidráulico, el 35 % de origen eólico, 7 % de biomasa, mientras que la solar ocupó el 3 % y de combustibles fósiles el 17%. [8] [6] [2]

Además en 2021 se exportó 2844 GWh de energía eléctrica, siendo en los últimos 6 años superior al promedio de los últimos 55 años. El 78 % tiene destino Brasil

### 2.3. Evolución de la matriz energética

ktep	1965	1980	1995	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidroenergía	60,2	335,9	596,4	647,2	817,2	619,9	529,3	798,3	964,9	814,0	782,4	738,4	605,0	762,0	<b>396,3</b>
(%)	15%	53%	84%	72%	66%	44%	32%	55%	67%	54%	54%	50%	42%	49%	<b>29%</b>
Eólica					6,0	9,6	9,7	12,4	63,0	177,6	257,5	324,6	407,0	408,7	<b>470,9</b>
(%)					0%	1%	1%	1%	4%	12%	18%	22%	28%	26%	<b>33%</b>
Solar									0,3	4,2	13,1	23,1	35,6	36,4	<b>39,7</b>
(%)									0%	0%	1%	2%	2%	2%	<b>3%</b>
Leña			5,0	0,8	8,6	1,8	7,0	9,9	2,0	4,8	4,2	1,3	2,4	1,8	<b>1,6</b>
(%)			1%	0%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	<b>0%</b>
Residuos de biomasa	0,4	5,0	1,8	2,0	121,1	124,3	161,3	171,8	226,1	283,8	292,3	303,6	306,7	284,0	<b>329,7</b>
(%)	0%	1%	0%	0%	10%	9%	10%	12%	16%	19%	20%	21%	21%	18%	<b>23%</b>
Gasoil	37,3	41,2	14,6	84,3	119,7	356,6	475,9	236,7	69,3	178,9	80,9	38,4	68,8	30,9	<b>144,5</b>
(%)	9%	6%	2%	9%	10%	25%	29%	16%	5%	12%	6%	3%	5%	2%	<b>10%</b>
Gasolina														0,0	<b>0,0</b>
(%)														0%	<b>0%</b>
Fueloil	301,1	252,3	91,5	165,3	143,3	276,7	446,9	221,2	106,6	47,5	30,1	13,7	30,0	9,8	<b>26,8</b>
(%)	75%	40%	13%	18%	12%	20%	27%	15%	7%	3%	2%	1%	2%	1%	<b>2%</b>
Gas natural				0,6	17,1	19,5	1,7	0,2	0,2	0,0			8,7	2,7	26,4
(%)				0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%			1%	0%	2%
<b>TOTAL</b>	<b>399,0</b>	<b>634,4</b>	<b>709,3</b>	<b>900,2</b>	<b>1.233,0</b>	<b>1.408,4</b>	<b>1.631,8</b>	<b>1.450,5</b>	<b>1.432,4</b>	<b>1.510,8</b>	<b>1.460,5</b>	<b>1.451,8</b>	<b>1.458,2</b>	<b>1.560,0</b>	<b>1.409,5</b>
(%)	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Figura 2.2: Abastecimiento de energía eléctrica por fuente de generación. [7]

mientras el restante 22 % Argentina. [2]

En el caso de las importaciones de energía eléctrica según [7] en 2020 en la figura 2.2 muestra que se importaron por concepto de combustibles fósiles para generación eléctrica el equivalente a 171 ktep es decir 2000 GWh. Si bien no es importación de energía eléctrica directa, si se realizó de forma indirecta. A su vez se en 2021 según [2] se exportó un total de 2844 GWh aproximadamente, es decir 244 ktep. Es de notar, que en ambos casos tanto para la exportación como la importación el País no controla totalmente el precio de la transacción.

#### 2.3.4. Perspectivas

El proceso de cambio de la matriz energética que se viene llevando a cabo en la última década ha incorporado energías renovables no convencionales (ERNC), donde se destacan las de origen eólico y fotovoltaico.

En el caso de la energía eólica, en el 2016 se sobrepasaron los 1000MW instalados y se proyectaba contar con valores próximos a 1500MW para el 2017, llegando a 1525MW al 2019. La previsión para los próximos 30 años que realiza el Poder Ejecutivo mantiene una tendencia de crecimiento de los recursos de generación de origen eólico y solar, con ligeras fluctuaciones de la generación térmica que se basan en la incorporación del ciclo combinado y el desarme de centrales ya obsoletas.

Para el 2050 Uruguay tiene planteado metas de descarbonización en concordancia con las establecidas a nivel mundial. Esto implica continuar con los cambios en las fuentes de generación de energía. Es por lo anterior que el hidrógeno verde ha ganado terreno como vector energético.

Como se mencionó anteriormente Uruguay cuenta con mas del 97 % de su matriz energética con fuente de energía renovable, lo cual corresponde a la primera transformación en este sentido. Por ello para las segunda transformación se avanza hacia la descarbonización del resto del sector energético y materias primas, creando una economía basada en hidrógeno tanto para uso local como para exportación.

El mayor atractivo en este sentido es la exportación ya sea de hidrógeno como de

## Capítulo 2. Sector eléctrico nacional

combustibles sintéticos como el e-metanol, e-Jet así como el amoníaco enmarcados en la Hoja de Ruta de Hidrógeno Verde en Uruguay. Según las proyecciones se podría llegar para el 2040 a 1 millón de toneladas de hidrógeno por año, necesitando 20 GW de energía renovable (y 10 GW de electrolizadores). Esta generación renovable extra a la ya existente, se proyecta alcanzarla mediante eólica on-shore (incrementando la ya existente) como off-shore (en la costa atlántica), así como solar [30].

Los valores de generación posible futura para la exportación de hidrógeno rondan en diez veces la generación actual de nuestro país. Siendo por demás abundante que la demanda local. Es decir que si los planes internacionales respecto al hidrógeno no se plasman en la realidad, entonces es de esperar que tampoco los valores de generación mencionados anteriormente.

### 2.3.5. Rol de renovables y almacenamiento

En Uruguay el almacenamiento de energía ya sea acumulando agua o combustible, ha permitido desarrollar entre otras características la conjunción y el buen funcionamiento del sistema eléctrico, brindando mayor flexibilidad y manteniendo el equilibrio en la red de sus intermitencia y variaciones naturales de consumo y generación. Con el aumento de las energías renovables estas variaciones se ven en aumento siendo absorbidas por los mismos sistemas de almacenamiento hoy presentes.

El almacenamiento de forma local colabora con la descarbonización de la red eléctrica, además de disminuir costos mejorando la eficiencia, ayuda en el manejo de las redes, es decir suma esfuerzos en el mismo sentido que la inclusión de energías renovables.

Igualmente, mejora la eficiencia en la transmisión y distribución eléctrica, así como aumenta la seguridad en la calidad del servicio eléctrico, estabilizando los precios y al mismo tiempo aumentando la confiabilidad del suministro eléctrico.

A la fecha se cuenta con un 2% (158GW y 650GWh) de capacidad de almacenamiento respecto a la potencia instalada de generación a nivel mundial (7100GW) según [25]. Siendo en un 90% hidroeléctrica con bombeo y embalse en zonas de desniveles abruptos. Por otro lado, en menor medida pero en crecimiento, se pueden encontrar parques de baterías, vehículos eléctricos y sistemas a hidrógeno.

Las disminuciones de consumo abruptas así como sus picos, se pueden sostener mediante la disminución o incremento en la generación eléctrica con relativa buena respuesta en sus velocidad de acción, gracias a los sistemas de generación tradicionales, donde pueden modular la generación.

Lo anterior en el caso de la modulación de la generación a la baja, para las ERNC generan de forma implícita una reducción de la eficiencia o un desaprovechamiento en el recurso eólico o solar, y en el caso de los aumentos de consumo, sencillamente no se pueden solventar si el recurso energético no está disponible. Quedando a la suerte del estado del tiempo meteorológico.

Afortunadamente, Uruguay cuenta con una tecnología madura de acumulación de energía, como es la hidroeléctrica con embalse pero sin bombeo. La misma permite el bombeo indirecto mediante las precipitaciones aguas arriba de la presa,

## 2.4. Vacío regulatorio

mas no controlada ni sincronizada con el excedente energético del recurso eólico o solar.

Por tanto, es necesario aumentar la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica y así incrementar la estabilidad, flexibilidad e independencia sorteando situaciones fortuitas. Este aumento en las capacidades de la red suelen ser parte de las mejoras con las que se cataloga a un red como inteligente, donde se conjuga las políticas energéticas futuras con la gestión del almacenamiento de la energía.

A medida que el porcentaje de la participación de las ERNC aumentan en la generación respecto al resto del parque generador clásico (térmicas e hidroeléctricas) van aumentando las dificultades en la gestión de la red.

Incluso este comportamiento es observable a lo largo del día, donde la participación de los generadores en la respuesta a la demanda va cambiando de energético. Es esperable tener que frenar la generación de eólica en los valles para evitar perturbaciones en la red, pudiendo afectar la frecuencia, la tensión y la potencia reactiva. Siendo ineficiente y desaprovechando el recurso.

Por otro lado, de experimentar un incremento en el consumo, las instalaciones de acumulación pueden brindar en un tiempo reducido (de minutos o segundos en algunos casos) la sincronización con la demanda de energía.

Pudiendo además integrar los sistemas de almacenamiento en todos los niveles de potencia de la red, ya sea de forma descentralizada o como grandes instalaciones, a nivel de transmisión, distribución, o incluso en el usuario. Manejando los niveles de tensión, picos de consumo o disminuyendo los costos de inversiones futuras.

Por ello es necesario valorar el aporte de las ERNC en la planificación del crecimiento de la red eléctrica, de forma de no sobredimensionar o subdimensionar las futuras inversiones tendiendo hacia un uso cada vez mas óptimo de la red y sus recursos.

Para aproximarse a esta valoración es necesario estimar la potencia firme que aportan las ERNC. Recordando que no son tenidas en cuenta en el RMMEE para este fin, es esperable que en la practica efectivamente no se consideren.

## 2.4. Vacío regulatorio

El RMMEE contempla la posibilidad de incorporar energías renovables no convencionales a través del artículo 298 que se cita a continuación: “Si, en virtud de directivas de política energética, se dispone que la compra de parte del suministro de los Participantes Consumidores o de determinado tipo de Participante Consumidor, se cubra con energías renovables no convencionales, se realizará una licitación pública internacional, a fin de adjudicar un Contrato Especial para la instalación de la generación con dichas energías. La licitación se realizará con un modelo de pliego y contrato formulados por el Regulador y bajo su supervisión”. [45] [60]

A su vez reconoce la potencia firme de la generación térmica y de la hidroeléctrica con embalse. No así de la hidroeléctrica sin embalse o de ERNC. Tampoco menciona el almacenamiento como un sistema parte del sistema eléctrico. En este caso el almacenamiento es contemplado de forma no explícita e indirecta y vinculado estrechamente con el cálculo de la potencia firme. Esto se observa en que aquellos

## Capítulo 2. Sector eléctrico nacional

generadores que son tenidos en cuenta en el cálculo de la potencia firme, como se mencionó anteriormente, las térmicas y las hidroeléctricas con embalse. Es decir, el suministro de combustible para las térmicas prácticamente no presenta interrupciones, ya sea porque se almacena combustible o porque la cadena de suministro es muy robusta. En el caso del embalse de la hidroeléctrica allí se encuentra el almacenamiento.

Por tanto existe un reconocimiento indirecto y no transparentado del almacenamiento y su relación con la potencia firme en el reglamento que es recomendable esclarecer, explicitar y ampliar si se desea incorporar nuevos sistemas de almacenamiento

### 2.5. Conclusión

El sistema eléctrico nacional es un conjunto de sistemas eléctricos, mecánicos, químicos, civiles, informáticos y legislativos o normativos. A su vez, fue evolucionando no solo en lo técnico sino también en lo reglamentario conforme a lo primero y estimulando acciones futuras.

La evolución del sistema eléctrico comenzó a fines del siglo XIX, acompañando e incentivando el desarrollo nacional en la industria y el hogar. A partir del 2002 Uruguay comenzó a contar con un mercado eléctrico gracias a la implementación del Decreto N°360 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. En el mismo se desmonopoliza la generación y la comercialización de la energía eléctrica, dando entrada a actores privados no estatales. A su vez con la entrada del RMMEE comienzan a ingresar las ERNC las cuales no están contempladas como generadores que aporten potencia firme al sistema. No así la térmica y la hidroeléctrica con embalse, donde incluso el RMMEE propone un método de cálculo. Es decir que aquellos con almacenamiento del energético, combustible o hídrico aportan potencia firme. Por tanto el RMMEE reconoce de forma implícita y no directa la existencia del almacenamiento sin nombrarla, vinculándola con la potencia firme.

A la fecha [15] sugieren modificar el RMMEE contemplando la potencia firme de ERNC teniendo en cuenta que la solución debe ser equitativa con los generadores, no debe haber sesgo para una tecnología u otra, debe tender al óptimo del sistema, es decir ni más ni menos potencia de la necesaria. A su vez, debe alinearse a las exigencias de los requerimientos de potencia que se exige a los contratos entre generadores y comercializadores con demanda. Y por último, requiere que sea estable en el tiempo, claro y transparente.

Los reglamentos de los mercados eléctricos necesitan ser modificados cuando el mercado eléctrico se modifica, por ejemplo originados por el consumidor, nuevas prácticas comerciales o cambios tecnológicos, graduales o abruptos. [15] Por tanto el RMMEE es preciso modificarlo para que los principios de competencia y optimización de las inversiones y trato justo se mantenga en el tiempo.

# Capítulo 3

## Sistemas de almacenamiento

### 3.1. Introducción

La palabra almacenamiento deriva de la palabra almacén con el sufijo -miento. Almacén es un préstamo léxico del árabe hispánico «almahzán» y ésta del árabe clásico «mahzan» que significa depósito. A su vez, la terminación -miento, proviene del latín del sufijo -mentum que significa acción o efecto [41] [40] [35]. Por lo que el almacenamiento es la acción de depositar algo.

Existen varios sistemas de almacenamiento de energía los cuales se basan en diferentes principios de funcionamiento. Algunos son muy antiguos y básicos pero efectivos y otros son nuevos, estando en la vanguardia de la investigación científica. En el siguiente capítulo se presentarán los tipos de almacenamiento más comunes, mostrando sus orígenes conocidos, sus características fundamentales y principio de funcionamiento, así como sus ventajas y desventajas, usos e instalaciones de este tipo existentes, así como sus trabajos futuros de investigación.

Se clasifican en siete grandes grupos. Mecánico, térmico, químico, eléctrico, electroquímico, sistema eléctrico y otros tipos. Dentro de cada uno se detallan sus diferentes variantes y sus explicaciones.

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

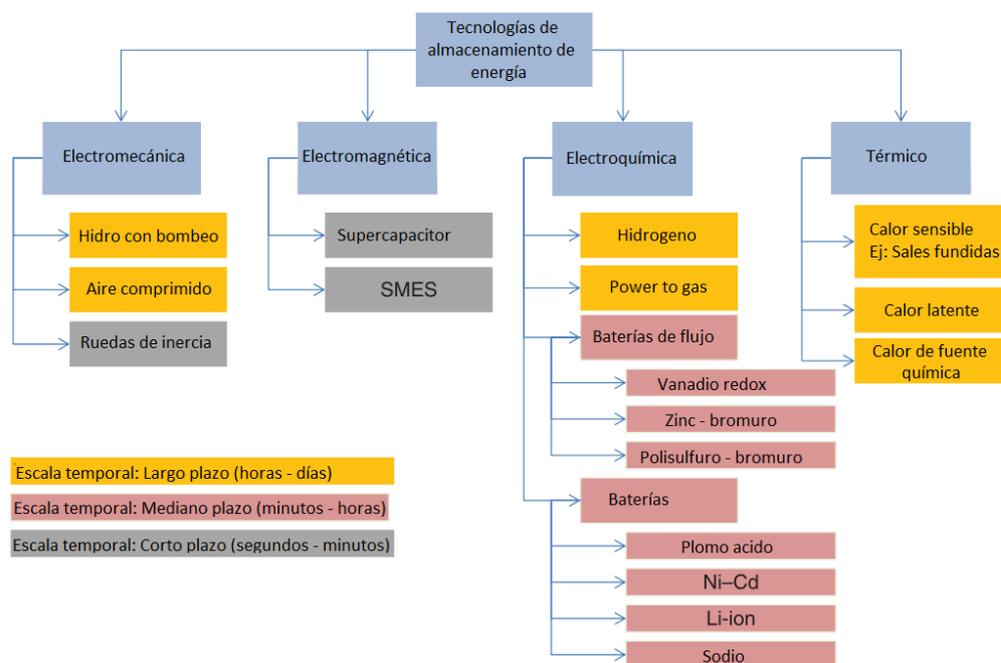


Figura 3.1: Catalogo de los diferentes sistemas de almacenamiento y sus clasificaciones. (Traducción propia al español) [52]

Existen diferentes maneras de clasificar el almacenamiento. Se puede clasificar según el principio de almacenamiento, el tipo de uso, la velocidad de respuesta, por su eficiencia en la conversión, por los costos de ciclo completo, entre otras. En este caso se opta por el principio de funcionamiento, existiendo sistemas que pueden pertenecer a más de una clasificación.

Una clasificación se toma de [52] de la figura 3.1 donde el autor utiliza cuatro grandes grupos de clasificación, almacenamientos electromecánico, electromagnético, electroquímico y térmico. Agregando además una intensidad de colores o escala de grises que distingue el tiempo que puede mantener la energía almacenada sin que las pérdidas sea considerables.

### 3.2. Almacenamiento mecánico de energía

La utilización de sistemas mecánicos para el almacenamiento de energía es de los métodos mas antiguos, probados y robustos. Algunos de estos permiten almacenar grandes cantidades de energía por largos períodos de tiempo. Estos se basan en la conversión de la energía en energía potencial o cinética. [14].

## 3.2. Almacenamiento mecánico de energía

### 3.2.1. Ruedas de inercia

#### Orígenes e historia

Hablar de la historia del volante de inercia es hablar del momento de inercia. Es uno de los sistemas de almacenamiento más antiguos [14], la utilización del momento de inercia como principio de funcionamiento se remonta a 6000 años antes de Cristo. En China y la Mesopotámica se utilizaba para la confección de hilos [23] como se puede apreciar en la obra de Wang Juzheng próximo al año 1000 en la figura 3.2

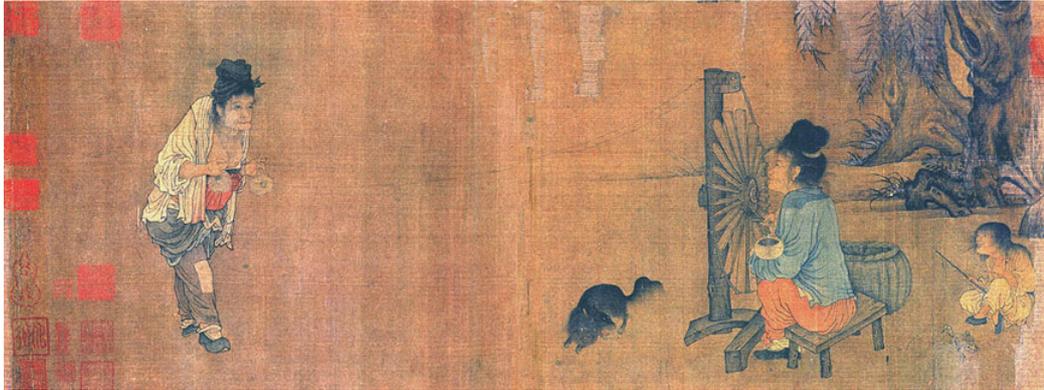


Figura 3.2: Obra de arte China de Wang Juzheng donde ilustra una rueda [21]

Otro ejemplo de su uso es el torno del alfarero. [53] [23]

#### Principio de funcionamiento

Una rueda de inercia básicamente es un disco de gran masa que gira almacenando energía de forma cinética rotacional [14]. Donde la energía almacenada es igual a [14] [53] [52] [46]

$$E_{krotacional} = 1/2Iw^2 \quad (3.1)$$

$$I = \int x^2 dm_x \quad (3.2)$$

Donde  $I$  es el momento de inercia,  $w$  la velocidad angular y  $m$  la masa. Además, la energía almacenada es más sensible a variaciones de la  $w$  que de la  $m$  [53]. Ya que la primera es elevada al cuadrado. Por otro lado, es contra intuitivo, pero la capacidad máxima de almacenamiento de energía se alcanza no con el metal más pesado, pero si con un material que combina baja densidad con alta resistencia a la tracción. Es decir se puede entender la resistencia a la tracción como el límite antes de dañar el volante [53].

La energía almacenables por unidad de masa ( $W_{mmax}$ ) es proporcional a la resistencia de la tracción permitida ( $\sigma_{max}$ ), dividida por la densidad del material ( $\rho$ ). [53]

$$W_{mmax} = K \cdot \sigma_{max} / \rho \quad (3.3)$$

$K$  depende de la geometría del volante, es el factor de forma [53].

## Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

### Características principales

En los volante de inercia además de los aspectos constructivos y de diseño, juegan un rol relevante los rodamientos magnéticos de baja fricción y que el volante este alojado en una cámara al vacío. Además en cuanto al material del volante, la densidad y la fortaleza son cruciales. [14] [52] La cantidad de energía que se puede almacenar en un volante está determinado por:

- Diseño del material para soportar estrés mecánico.
- Densidad del volante
- Masa
- Factor de forma ( $K$ )
- Ausencia de rozamiento

No depende directamente del  $w$  o del tamaño [53]

Los volantes de inercia compiten con las baterías electroquímicas en lo económico, si se les compara sobre el mismo periodo de vida útil [53]. En lo que refiere a la capacidad de almacenamiento, está limitada por la mínima y máxima velocidad angular y en el caso se su uso en el eje de un motor, éste es quien limita la potencia del volante. A su vez para conectarlos a la red eléctrica es necesario utilizar convertidores electrónicos [52]

Básicamente hay dos tipos de volante de inercia, los de baja velocidad, miles de rpm y los de alta velocidad, decenas de miles rpm y hasta cientos de miles de rpm [46] [64] [52] Los de baja velocidad suelen ser rotores de metal mientras que los de alta velocidad son de materiales compuestos como fibra de carbono. Los de rotores metálicos son típicamente usados para corto plazo 10 a 100 segundos, y para medio plazo a alta carga. Los rotores de materiales compuestos permiten ser diseñados para satisfacer requerimiento de energía y potencia específicos, ya que sus materiales presentan propiedades de alta resistencia direccional o resistencia a la tracción y baja densidad relativa. [9]

### Ventajas

Los volantes de inercia y ruedas de reacción presentan ciertas ventajas, como ser elevadas eficiencias para períodos de corto plazo, altos ciclos de vida del orden de los  $10^7$  ciclos, alta tasa de potencia y alta densidad energética, además de un bajo mantenimiento. [64] [52] [9]

### Desventajas

Por otro lado tienen desventajas que los hacen no estar dentro de los más utilizados, sobre todo por presentar una alta auto descarga del orden del 20 % por hora en algunos casos, mientras que 55 % a 100 % por día en otros [53]. Por tanto son preferibles para almacenamiento de corto plazo, es decir inyecta y absorbe energía a alta carga por pocos minutos [52].

## 3.2. Almacenamiento mecánico de energía

### Usos e instalaciones

Las ruedas de inercia tienen su mejor desempeño para períodos cortos con eficiencias del orden de 75 % a 85 %, no así para períodos largo ya que tienen una elevada auto descarga, del orden de 55 % a 100 % por día de pérdida de energía. Aún así los volantes más moderno y en estado de desarrollo consiguen buenos resultados para largo plazo, siendo esto posible gracias a los cojinetes magnéticos [53] [14].

El uso para almacenamiento a corto plazo está determinado básicamente por la relación que existe entre capacidad energética contra el peso y el costo, ya que esta es muy baja, es por ello que solo se recomienda su uso para poder entregar gran cantidad de energía en corto plazo sobre todo para herramientas mecánicas [53].

Además y por otro lado [12] y [9] sostienen que los volantes de inercia se utilizan para mantener y mejorar la calidad de la energía contra interrupciones de hasta 15 segundos, como por ejemplo en el cambio de una fuente de energía por otra. A su vez, también se usan para la reducción de la demanda y la recuperación de la energía en transportes colectivos y de carga eléctricos. También a escala de los MW pueden usarse para el soporte de energía reactiva, reserva de giro y regulación de la tensión eléctrica.

Sumado a lo anterior [14] y [53] mencionan que los volantes de inercia son reconocidos por una amplia gama de aplicaciones sumadas a las anteriores, como ser incrementar y equilibrar la estabilidad en determinados sistemas mecánicos, en la generación eléctrica y en la industria automotriz. Se pueden usar almacenando el exceso de energía del eje de una turbina (o motor) durante baja demanda liberándola al ser demandada. En el caso de los automóviles, son usados para encender y apagar el motor en atolladeros o dentro de las ciudades, es decir, al frenar el volante se acelera y luego se utiliza para encender el motor nuevamente o para impulsarlo, similar al uso del sistema KERS en la Fórmula 1 (Este sistema también tiene sus versiones con baterías y supercapacitores).

Recién en la actualidad se esta usando para los sistemas eléctricos, se cargan en largos periodos de tiempo, y luego se usa en corto. También se utiliza en las embarcaciones, y en dispositivos de control de naves espaciales. Incluso se usa para dar pulsos de milisegundos de alta energía de los magnetos del acelerómetro de partículas [53].

Ureco Power Technologies (UPT) utiliza los volantes de inercia para que la salida eléctrica de las turbina eólicas sea más estable, dando lugar a una mejor estabilización de sistema eléctrico [9]. Hoy en día sistemas de 2 a 6kWh son usados para aplicaciones de telecomunicaciones. Para uso industrial o en la red eléctrica convencional se montan parques de volantes de inercias. [3]

### Comercialización

A nivel comercial existen varias empresas y emprendimientos, ejemplo de ello es la compañía The Gerotor HPS [23], la cual ofrece un volante de inercia de alto desempeño de 60.000 rpm, tiempo de reacción menor a 10ms, potencia de carga y descarga de 60kW, densidad energética 100 a 900kW s, vida de ciclado mayor a diez millones, diseño compacto de diámetro de 220mm y altura de 200mm, peso

## Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

de  $18kg$ , tensión de trabajo de 600 a  $850V$  en continua.

Por otro lado Beaconpower es una empresa que se dedica a la instalación, puesta en servicio y mantenimiento de plantas de almacenamiento con volantes de inercia de materiales compuestos. A decir por ejemplo en Hazle Township, Pennsylvania [39]. Sumados a estos últimos también hay volantes de metal de Piller empresa alemana, Active Power de origen norteamericano así como Satcon y Caterpillar [9]

### Futuro

El hecho de ser un objeto que gira los volantes de inercia son considerados ruidosos pero se está trabajando para mejorar este aspecto [14]. A su vez se estudia la posibilidad de llevarlo a las aplicaciones de pequeña escala para el transporte [53] sumado a el mejoramiento para sistemas de mediano y largo plazo, es decir para que duren varias horas de forma segura. [53]

### Conclusión

En suma, un volante de inercia es un dispositivo mecánico que gira, almacenando energía de forma rotacional, y puede ser utilizada de forma instantánea. Son útiles para la regulación de frecuencia y por tanto impactan en la calidad de la energía, gracias a su velocidad de respuesta. Sus materiales de construcción suelen ser masas de metal. Con el avance de las tecnologías en materiales compuestos y disminución de los rozamientos mediante rodamientos magnéticos, los volantes de inercia han adquirido un nuevo impulso como opción de almacenamiento. [3]

## 3.2.2. Hidroeléctrica con bombeo

### Orígenes e historia

La energía hidráulica se utiliza desde tiempos ancestrales, como una fuente renovable para sistemas mecánicos como ser molinos de granos y aserraderos [46]. Es sin duda el sistema de almacenamiento más maduro, y por tanto el más usado para sistema de alta potencia. [52] Los sistemas hidroeléctricos fueron usados por ser más económicos que el gas en el alumbrado público ya en 1881, siendo estos construido por Godalming en Surrey, Inglaterra. Se hizo popular por el costo y en 1890 en Italia y Suiza se construyó una represa con bombeo sobre el cauce de un río. Buscando almacenamiento estacional. La segunda etapa fue la construcción de sistemas de flujos aislados. Estos son sistemas de almacenamiento y bombeo puros, diseñados para almacenamientos diarios o semanales [53].

### Principio de funcionamiento

La energía se almacena de forma potencial en agua bombeada desde un nivel bajo hacia una reserva más elevada cuando sobra energía. Cuando la energía es requerida, se turbinan el agua de la reserva del nivel más alto hasta la reserva de nivel más bajo [53] [52]. Estos sistemas presentan pérdidas por fricción, turbulencias,

### 3.2. Almacenamiento mecánico de energía

arrastre por viscosidad, pérdidas en la turbina y además el agua retiene parte de la energía de forma cinética al salir de ésta. La energía almacenada es proporcional al volumen del agua en el reservorio elevado y la altura de la caída [52].

$$E_{PHS} = \rho g H V \quad (3.4)$$

$E_{PHS}$  es la energía almacenada en Joules,  $\rho$  es la densidad del agua, y  $g$  la constante de gravedad,  $H$  la altura de la caída,  $V$  es el volumen de agua en el reservorio superior [52].

#### Características principales

Durante décadas el agua almacenada era usada para satisfacer los picos de demanda [53]. Las represas reversibles generalmente están compuestas por la reserva superior, el tubo presurizado, la bomba, la turbina, un motor, un generador, y la reserva inferior como se aprecia en la figura 3.3.

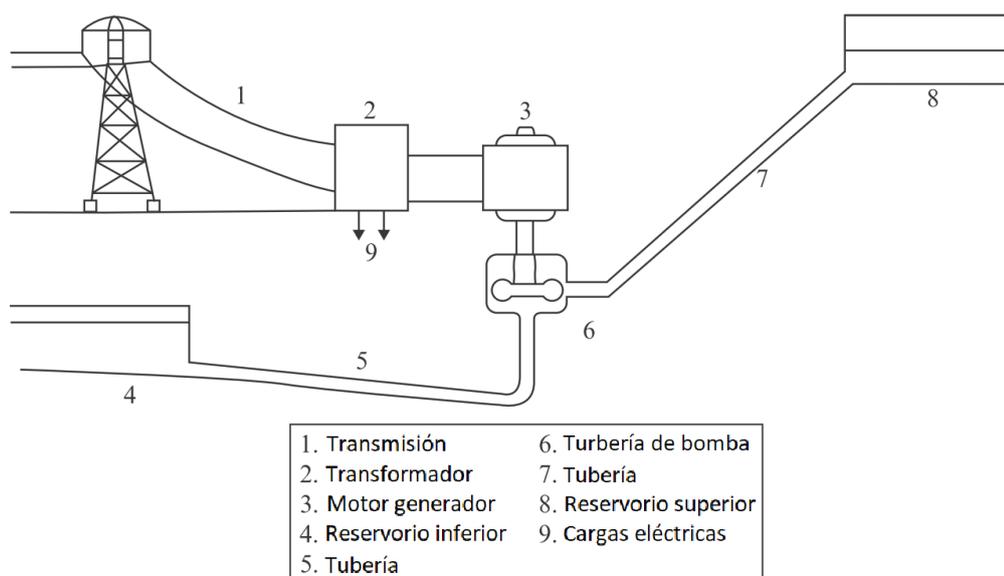


Figura 3.3: Esquema de represa reversible hidroeléctrica. (Traducción propia al español) [53]

La eficiencia total del ciclo del sistema ronda entre 70 y 85 % según [53] y según [52] entre 65 a 75 %. En la actualidad se controla la potencia de bombeo y turbinado para ajustarse a la generación, a la demanda y las cotas de las reservas [46]. Existen de ciclo cerrado y de ciclo abierto. En el primero son dos reservorios aislados y tiene menos impactos ambientales. Sin embargo el segundo es el mas común y mas usado [51].

#### Ventajas

Estos sistemas presentan elevada tasa de potencia, de 0 a 1300MW en 12 segundos, con una vida útil de 30 a 50 años promedio [52], eficiencias de ciclado

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

de 65 a 85 % mientras que existen otros valores de eficiencia de ciclado de 50 a 85 % [14]. A su vez, se tiene costos de 500 a 1500USD/kW y de 10 a 20 USD/kWh.

#### Desventajas

En contra partida se tiene problemas medioambientales [52]. Es sabido que todo desarrollo hidroeléctrico debe considerar sus impactos medioambientales. Maximizar el salto de agua reduciendo precisamente el agua necesaria, buscar fuentes de agua alternativas llegando incluso a limpiarla, buscando no dañar ríos y causes naturales [5]. Las inversiones deben ser altas. Y por otro lado la densidad energética es baja 0.5-1.5Wh/L [14]

#### Usos

Los sistemas hidroeléctricos con bombeo son los únicos sistemas de largo plazo extendidos en todo el mundo, [53] con el inconveniente que la creación de nuevos reservorios suele tener rechazo social [5] cuando el espejo de agua es de gran superficie o si no tiene otros fines ulteriores, como ser riego y/o agua potable. Sus usos pueden ser muy variados, siendo el mas usado en un 90 % para el desplazamiento de consumo (time shift), en segunda medida para capacidad de generación, arranque de emergencia (black start), potencia firme en renovables, reserva de capacidad entre otras [27].

#### Instalaciones

Algunas instalaciones hidroeléctricas con bombeo se pueden encontrar en Dinorwig [53] Gales, en Lago Bianco, Nat de Drance en Suiza [46] y Dominion Power's Bath County PHES Station en Estados Unidos [5]. Existe del orden de los 3000GW para represas hidroeléctricas reversible. Solo en Europa hay 7400MW de nuevos proyectos que representa un 20 % de incremento de la capacidad instalada [52]. Los países que mas provecho toman de esta tecnología son Japón, China, USA, Austria, Italia, y Suiza [14]. Solo en USA hay 38 represas reversibles y pueden almacenar el 2 % de la capacidad de generación, mientras que en Europa es un 5 % y en Japón un 10 % De hecho, Japón tiene el único proyecto usando el océano como reservorio inferior de 30MW (Okinawa Yanbaru Seawater Pumped Storage) el problema es los altos niveles de corrosión por el salitre [51]. En resumen hay 270 plantas, 120000MW, 36 plantas de velocidad variable y 19 bajo construcción [51].

#### Futuro

Algunas ideas promueven la combinación del despacho de agua potable reservada en altura para generar energía cuando ambas dos necesidades son perentorias. Además se puede hacer uso del agua de reservas agrícolas con este doble fin [46]. Un ejemplo de esto ultimo es el lago Roosevelt y Banks Lake [51]. Otras idea plantea no solo usar agua como medio para almacenar energía mediante el uso de la fuerza de gravedad sino también usar grava.

## 3.2. Almacenamiento mecánico de energía

### Conclusión

El bombeo en los sistemas hidroeléctricos es una de las tecnologías más redituables, sobre todo y teniendo en cuenta si el embalse y la sala de máquina de las turbinas ya están en funcionamiento previo. Por esto mismo es del almacenamiento, la tecnología por lejos más expandida en el mundo. Aún con la inversión inicial más elevada.

### Hidroeléctrica con bombeo subterráneo

Los sistemas hidroeléctricos reversibles bajo tierra que han comenzado son relativamente recientes, ya que estas presentan menos problemas topográficos, y problemas medioambientales. La reserva inferior se encuentra bajo tierra en roca dura, la reserva superior puede ser creada artificialmente. Este puede ser más chico que los convencionales para la misma energía, ya que la energía almacenada es proporcional a la diferencia de alturas entre los reservorios. El mayor de los problemas son los costos de excavación ya que suelen ser muy elevados haciendo peligrar la viabilidad de la inversión. Incluso se podría realizar este tipo de sistemas bajo el mar, usando este último como reserva superior. [53]

Algunos ejemplos de proyectos de este tipo se pueden encontrar en The Elmhurst Quarry Pumped Storage Project (EQPS) con 50MW a 250MW y 708 GWh o por otro lado se encuentra el de Riverbank Wisacasset Energy Center (RWECC) 1GW de 700 metros bajo tierra. [51].

### 3.2.3. Aire comprimido

#### Orígenes e historia

En 1870 Viktor Popp comienza a utilizar de forma industrial un pulso de aire comprimido para hacer funcionar un reloj ajustado cada 1 minuto y así cambiar la manecilla de este. Para luego en 1896 montar la primera planta de almacenamiento de aire comprimido con capacidad de generación de 2.2 MW en París [53]. Apareciendo 100 años más tarde en 1970 la primera planta con capacidad de generación de 290 MW [48] en Alemania, más precisamente en Huntorf [46]. Sumando a estas ciudades, Birmingham, Offenbach, Dresden y Buenos Aires. Por otro lado, el almacenamiento de aire en cavernas fue patentado en 1949 por Stal Laval y hasta hoy hay dos, una en Huntorf Alemania, y la otra en McIntosh USA. [53]

#### Principio de funcionamiento

La principal característica es la utilización de aire como medio de almacenamiento de energía, para generar energía a partir del aire comprimido este es liberado y se expande [46]. La compresión del aire, es decir el almacenamiento de la energía se realiza en hora valle o cuando hay excedentes de energía, en reservorios bajo tierra o en tanques en la superficie [14]. Para hacer uso de esta energía se expande el aire en turbinas y se genera electricidad. Siendo un sistema de almacenamiento elástico [53].

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

Las plantas de aire comprimido casi en su totalidad no se utilizan para la generación de forma directa, sino que éstas se asocian con turbinas de gas natural o biomasa. Mezclando el aire con gas natural para luego quemarlo e incrementar su eficiencia [52] Comprimir aire libera calor, por ello los compresores usan intercambiadores. Este calor se puede almacenar para luego usarlo en el proceso de expansión o generación. Si no es almacenado, se usa el calor del escape de una turbina de gas natural o biomasa [48] incrementando la temperatura del aire haciendo mas eficiente el proceso [14]. La cantidad de energía almacenada en un volumen  $V_1$  a una presión  $P_1$  y a temperatura ambiente es:

$$E = P_1 \cdot V_1 \cdot \left[ \ln \left( \frac{P_1}{P_a} \right) - 1 + \frac{P_1}{P_a} \right] \quad (3.5)$$

Siendo  $P_a$  la presión atmosférica. Ésta es la máxima cantidad de energía que se puede recuperar de un reservorio de forma isotérmica. [46]

#### Características principales

Existen sistemas de aire comprimido diabáticos donde su eficiencia ronda entre el 40 y 60 %. Para mejorar los rendimientos de los sistemas diabáticos se usan sistemas, adiabáticos, isotérmicos, y submarinos (isobaras) según [14] y [46]. Además, los sistemas adiabáticos tiene un sistema de almacenamiento térmico auxiliar que se usa durante la generación de calor en la compresión. La inyección de agua asegura la compresión isotérmica, calentándola y enfriando el aire. Para luego usarla para calentar el aire en la generación [14].

Por otro lado en los sistemas submarinos se almacena el aire en bolsas que se mantienen a la presión hidrostática la cual se asemeja a una isobara como ilustra la figura 3.4. En la etapa de generación el aire no necesita ser extraído ya que este se libera por si solo gracias a la presión del agua circundante [14]. Mejorando así las características de operación [48].

Tanto la planta de Huntorf y McIntosh como las que se proyectan son diabáticas. Básicamente usan turbinas de gas natural. [48] La etapa de compresión de aire de la turbina esta separada de la turbina en si. Usando normalmente dos tercios de la capacidad de la turbina. Estas al ser usadas con almacenamiento de aire comprimido rinde el tripe que una de gas común, por tanto generan menos CO<sub>2</sub>, y a su vez su eficiencia final depende de si usan el calor residual para precalentar el aire, siendo un 40 a un 50 % más eficientes. Con un sistema adiabático, se obtienen eficiencias de 70 % si el calor de la compresión es usado en precalentar el aire en la operación de la turbina. La compañía RWE trabaja en montar una planta de estas características. Con método isotérmico que es básicamente controlar la curva  $P - V$ , se gasta menos energía en el proceso. De esta forma se busca aumentar la eficiencia del sistema total y disminuir los costos de la inversión. Se estima que se puede alcanzar entre 70 y 80 % de eficiencia [48]

## 3.2. Almacenamiento mecánico de energía



Figura 3.4: La primer estructura inflable submarina para almacenamiento de aire comprimido desarrollado por Thin Red Line Aerospace

### Ventajas

Los sistemas de aire comprimido pueden durar aproximadamente 40 años con una eficiencia del 70 %, tienen muy baja auto descarga [52], bajo costo de almacenamiento, son efectivos para desplazamiento de carga (Load Shifting) así como para dar soporte de generación eólica, incluso presenta menores impactos ambientales que la hidroeléctrica [5]. A su vez son convenientes para arbitrajes de precios, balanceo de energía (demanda y generación), son útiles en áreas con gran utilización de energías renovables, regulación, estabilización de generación convencional (mejorando la operación y la eficiencia), da servicios para iniciar una central eléctrica sin que la red eléctrica externa se recupere de un apagado total o parcial (Black start) [48]

### Desventajas

Se requiere mucha potencia para comprimir el aire en el periodo de carga por ello en algunos casos es usado junto a energía nuclear. [14] Usar cavidades como lugares de extracción de sal, pueden presentar problemas como la eliminación de salmuera, fisuras en las cavernas y contaminación en la turbina [14]. Presenta lenta respuesta, del orden de 6 minutos en la planta de Huntorf [53] y a su vez baja densidad energética efectiva [48].

### Instalaciones

En la actualidad hay plantas de aire comprimido funcionando y otras en proyección, a continuación se listan algunas [53] [52].

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

- Huntorf
- McIntosh
- 25MW Sesta Italia
- 35MW Japón
- 300MW Israel a construir
- Norton Energy Storage LLC USA 480MW y piensan agregar 250MW
- 1050MW Rusia
- 270MW Iowa Sotred energy park fue

El aire comprimido también puede ser usado en los vehículos, ejemplo de esto es el MDI un transporte pequeño para cortas distancias el cual se puede repostar rápidamente. En la figura 3.5 se puede apreciar un prototipo comercial de origen francés.



Figura 3.5: Vehículo impulsado por aire comprimido, de origen francés [29]

#### Futuro

Los sistemas de aire comprimido siguen mejorando y en la actualidad continúan sus investigaciones, apuntando al mejoramiento de los sistemas adiabáticos [52], en la mejora de los recuperadores de calor y la utilización de derivados de biomasa para calentar el aire [5] previo a ser inyectados en las turbinas. Además se piensa en que los molinos eólicos compriman el aire directamente de forma mecánica sin pasar por convertidores eléctricos. AA-CAES conocido por sus siglas en inglés como 'advanced adiabatic compressed air', no se han construido aún [48] siendo estos la vanguardia en esta tecnología.

### 3.3. Almacenamiento térmico de energía

#### Conclusión

Es potencialmente útil, eficiente y tiene buena relación costo beneficio, pero se podrán extender si se generan las oportunidades económicas. Van a tener un lugar limitado pero valioso en el futuro. [53] Estas plantas son una alternativa a la energía hidroeléctrica de bombeo. El capital asociado de inversión y el costo operativo hacen redituables las plantas diabáticas [48].

### 3.3. Almacenamiento térmico de energía

#### 3.3.1. Generalidades del almacenamiento de energía térmica

El almacenamiento térmico se consigue con la variación de temperatura de una sustancia (calor sensible), con el cambio de fase (calor latente) y con reacciones termoquímicas. Este último brinda altas densidades energéticas y es donde está enfocada la investigación. Como resumen comparativo de estas podemos observarlo en la figura 3.6 .

Son útiles para corto plazo, largo plazo, altas temperaturas o bajas temperaturas un ejemplo de esto es la energía solar que se almacena durante el día para usarla en la noche para calentar, mientras que en el invierno se congela agua para refrigeración en verano. De aquí que se utilice en el comercio, la industria y el hogar, ya sea diariamente, semanalmente o estacionalmente.

Específicamente los usos mas frecuentes son para eliminar la diferencia entre demanda y generación, mejorar la eficiencia del sistema donde se use, para balancear las fluctuaciones de temperatura. A su vez, presentan baja inversión relativa y bajo costo de mantenimiento. [14]

Método de almacenamiento térmico	Capacidad (kWh/t)	Eficiencia (%)	Costo (€/kWh)
Calor sensible	10–50	50–90	0.1–10
Calor latente	50–150	75–90	10–50
Calor termoquímico	120–250	75–100	8–100

Figura 3.6: Comparación entre métodos de almacenamiento térmico. (Traducción propia al español) [14]

Como puntos de investigación uno de sus fuertes es el desarrollo de los materiales asociados a la mejora en los mecanismos de transferencia de calor, y la optimización de los sistemas con implementaciones reales [14].

#### 3.3.2. Almacenamiento térmico en calor sensible

Se considera una tecnología madura ya que almacena energía usando la diferencia de temperatura en un material o sustancia, también es conocido como 'sensible heat storage' (SHS) por sus términos en ingles. Básicamente aumenta (calienta) o disminuye (enfría) la temperatura del medio de almacenamiento es decir aumentando

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

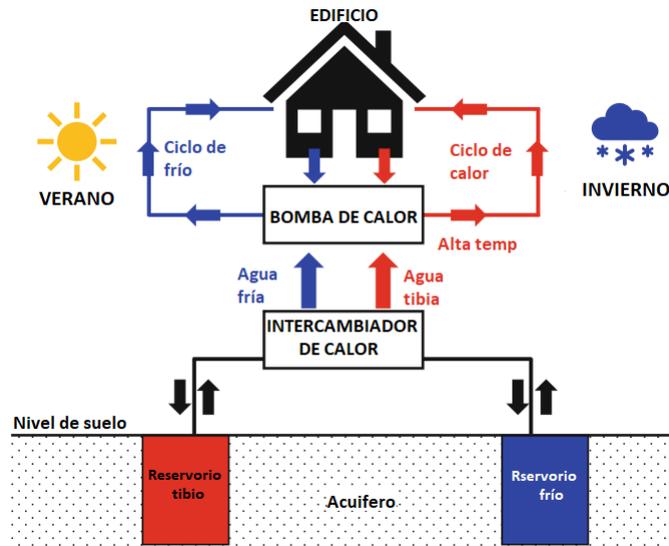


Figura 3.7: Sistema de almacenamiento térmico subterráneo con bomba de calor. (Traducción propia al español) [14]

o disminuyendo la entalpía. Si el medio de almacenamiento es incompresible entonces la variación de entalpía es directamente proporcional a la variación de temperatura. Los medios de almacenamiento pueden ser, líquidos como por ejemplo sales fundidas, agua o aceites, o sólidos como por ejemplo rocas o metales [14]

#### Medios de almacenamiento líquido

Para los SHTES (Sensible Heat Thermal Energy Storage) líquidos el agua es uno de los medio mas económicos pero presenta el inconveniente de ser corrosiva para altas temperaturas, un ejemplo de ello son los colectores solar, o también las pilas de frío donde se enfría el liquido a bajas temperaturas para luego usarlo como fuente de frío [14]. En otro caso se congela el agua pero allí ya se estaría ante un cambio de fase no entrando en la clasificación de medio liquido.

En el caso de la pila de frío se puede considerar enfriar el agua por las noches en período del valle, almacenándola en un recipiente muy bien aislado y usando nuevamente este liquido para el enfriamiento en las horas de pico.

#### Almacenamiento subterráneo de energía térmica (Acuífer TES)

Los 'Acuífer' TES (ATES) se utilizan para almacenamiento a largo plazo. Estos acuíferos son reservorios de agua fresca. Algunos puntos a tener en cuenta en los proyectos de este tipo son: el gradiente térmico, la profundidad y geometría del acuífero, el factor de fuga y filtrado de la paredes circundantes, la dirección del flujo, la composición química del agua, la permeabilidad, el tamaño del material suelto, y los flujos de cauces subterráneos.

Estos sistemas, pueden usarse para periodos de tiempo diario, semanal, o estacional. Se puede usar para agua tibia o fría. Durante el verano el calor excesivo

### 3.3. Almacenamiento térmico de energía

Fuentes de calor	Uos del calor
Energía renovable	Calentamiento de espacios
Solar térmica	Calentamiento hogareño
Geotérmica	Calentamiento de edificios
Calor residual	Calentamiento industrial
Cogeneración por calor	Procesos estacionales
Calor residual de procesos industriales	Secado y deshidratado
Incineración de residuos	A demanda
	Agricultura
	Calentamiento de invernaderos
	Deshidratado de alimentos
	Climatización de criadero de peces
	Derretimiento de nieve
	Rutas, aeropuertos, campos deportivos, etc

Figura 3.8: Fuentes de temperatura y usos de sistemas de almacenamiento subterráneo de energía. (Traducción propia al español) [14]

se puede almacenar en una reserva de agua y luego recuperarla en el invierno. Durante el invierno se puede enfriar la otra reserva para luego usarla en el verano. Como se observa en la figura 3.7. Estos sistema se pueden mejorar si les agrega una bomba de calor. Los usos se pueden ver en la figura 3.8

#### Estanques solares

En un estanque de agua, la radiación solar calienta el agua generando convección, haciendo corrientes de agua y homogeneizando la temperatura. Si el fondo del lago es salado o se saliniza, el fenómeno de convección se corta y se estratifica el lago, no permitiendo un intercambio de calor por convección. Generando que el fondo del lago se caliente de forma acumulativa hasta llegar a un equilibrio de intercambio entre la superficie y el ambiente. Esta acumulación de energía en el fondo del estanque es luego usada [14]. A modo de ejemplificación de lo anterior se puede observar la figura 3.9

#### Medios de almacenamiento solido

Este sistema consiste en almacenar calor en medios solidos. Por ejemplo mediante el uso de camas de piedras, ladrillos de cerámica, arena y suelo o sustrato son los medio mas comunes para los SHTES, tiendo menos capacidad térmica volumétrica que el agua, pudiendo alcanzar 800°C y además presentando una estratificación natural [14].

Suele ser usado como almacenamiento para la ERNC en especial la eólica según [14]. La misma consiste en almacenar durante el valle, para inyectar a la red en la punta con sistemas de generación termoelectrica conocido por sus siglas en

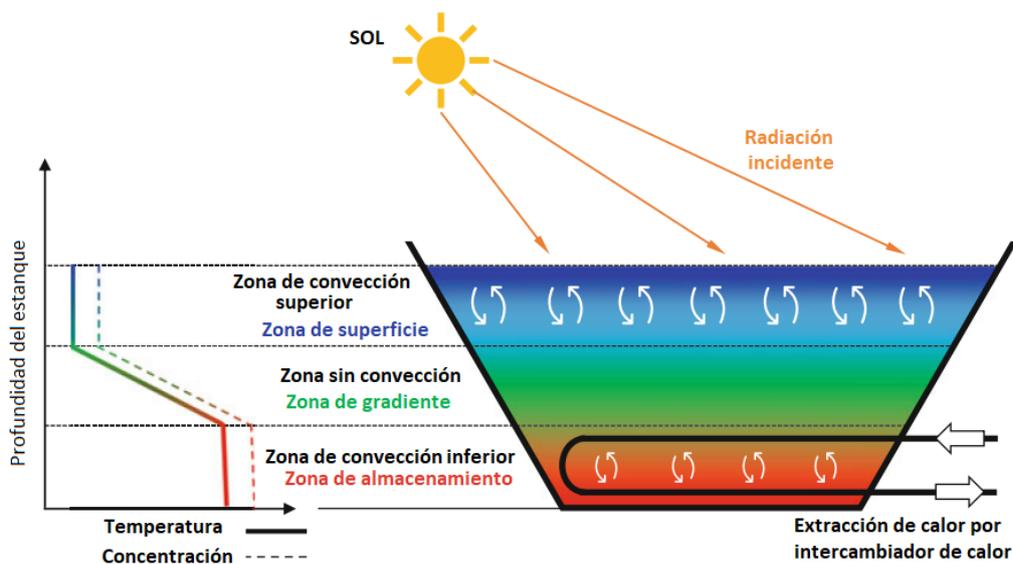


Figura 3.9: Esquema de funcionamiento de un estanque solar. (Traducción propia al español) [14]

ingles TEG. Básicamente funcionan con una juntura NP de forma similar a una celda fotovoltaica.

### 3.3.3. Almacenamiento térmico en calor latente (LHTES)

Este principio se basa en almacenar energía usando el cambio de fase 'latent heat storage' (LHS) de un elemento, ya sea sólido a líquido, líquido a sólido, líquido a gas, gas a líquido. En la actualidad aún requiere investigación y presenta altos costos de mantenimiento según [14]. Además debido al cambio de volumen importante de líquido a gas no es común su uso.

Existen diferentes tipos de materiales para estos casos que son usados en la industria, como ser los orgánicos (parafina, fatty acids y glycols), inorgánicos (salt hydrates) y eutécticos (mezcla de lo anterior).

#### Aire líquido LAES

Básicamente consiste en almacenar aire en forma líquida a muy baja temperatura. La carga se produce utilizando energía eléctrica para tomar el aire del ambiente limpiarlo y enfriarlo a temperaturas bajo cero. Usando 700 litros de aire gaseoso se obtiene 1 litro de aire líquido. El almacenamiento se realiza en tanques a baja presión, pudiendo almacenar del orden de los GWh de energía. La recuperación de la energía, se realiza tomando el aire líquido de los tanques, evaporándolo y calentándolo a temperatura ambiente. Produciendo gas a alta presión el cual mueve un turbina. [50]

Es también conocido como almacenamiento criogénico de energía (CES) el cual es un sistema de almacenamiento de larga duración y a gran escala, y a su vez

### 3.4. Almacenamiento químico de energía

puede ser colocado cerca del lugar de uso. Se suele usar aire o nitrógeno como sustancia de almacenamiento. [50]

A estos sistemas se les aumenta la eficiencia utilizando el calor residual liberado en la etapa de recuperación (almacenando aire frío secundario) y en la etapa de carga donde se libera calor se puede usar ese calor para la etapa de recuperación o para un proceso industrial que lo requiera [50].

Comparte similares características al almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y a los sistemas de aire comprimido. Pudiendo montar plantas del orden del MW al los cientos de MW. La tecnología existente para la confección de estas plantas es bien conocida y suele tener muchos puntos de contacto con la industria del gas, lo cual hace que las inversiones sean de valores, eficiencias, ciclos de vida y riesgo conocidas. [50]

#### 3.3.4. Almacenamiento termoquímico de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía termoquímicas funcionan mediante reacciones termoquímicas y procesos de sorción. Su funcionamiento consiste primero en almacenar los químicos a mezclar, se mezclan y generan calor, luego se realiza el proceso inverso quitando calor.

En resumidas cuentas, durante una reacción química se intercambia calor entre las sustancias y el entorno, siendo las reacciones endotérmicas aquellas que absorben calor y exotérmicas aquellas que liberan calor.

Estos sistemas presentan altos costos de mantenimiento, aún así tiene alta densidad energética y eficiencia en el ciclado. Es decir que básicamente se almacena energía térmica en reacciones químicas. [14].

#### 3.3.5. Sales derretidas

Se busca derretir sales para luego almacenarlas, utilizando concentradores de radiación sola. Un diagrama típico de utilización y funcionamiento se puede observar en la figura 3.10. Las sales pueden ser orgánicas o inorgánicas, nitrato de sodio, nitrato de potasio o sales de litio. Llegando a temperaturas de 292 a 386°C.

En días nublados o en hora punta se puede usar la sal derretida almacenada para hacer funcionar una turbina a vapor. A modo de ejemplo en el caso de la planta Andasol I y III tiene una autonomía de 7.5h [52].

### 3.4. Almacenamiento químico de energía

Las reacciones químicas absorben y/o liberan energía al romper o generarse uniones moleculares. Ejemplo de ello son el carbón, gasolina, gas oil, gas natural, gas licuado de petróleo, propano, butano, etanol, biodiesel, hidrógeno, que guardan en sus uniones químicas la energía a utilizar. Los combustibles químicos son usados para almacenar grandes cantidades de energía por mucho tiempo con la posibilidad de transportarlos grandes distancias [14]. Estos combustibles tiene como origen generalmente el petróleo o los cultivos. Además se le suman los llamados

## Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

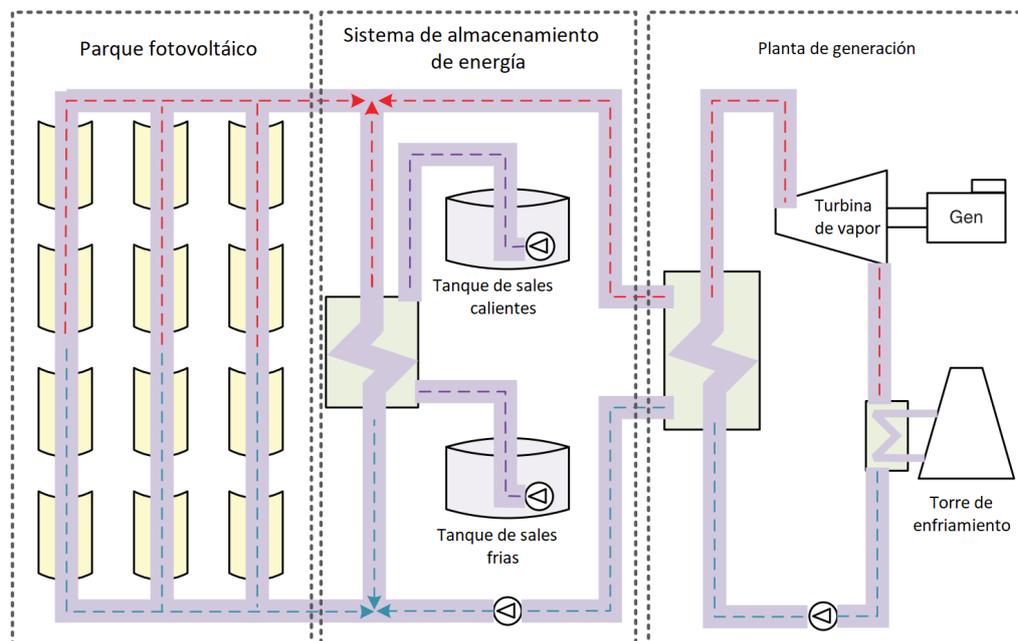


Figura 3.10: Topología de una planta solar con almacenamiento de sal derretida. (Traducción propia al español) [52]

combustibles verdes que provienen de fuentes de energía renovable, los cuales entran dentro de los términos power to gas y power to liquid.

### 3.4.1. Hidrógeno HESS y combustible sintético

#### Principio de funcionamiento

Lo más común para producir hidrógeno es la utilización de carbón u otro combustible fósil. Otro método muy conocido es la electrolisis [52], y a estos se les suma los siguientes [53]:

- Reformador catalítico con vapor de gas natural
- Reducción química del carbón
- Fotosíntesis industrial
- Radiación ultravioleta
- Oxidación parcial de aceites pesados
- Descomposición térmica del agua con la ayuda de ciclos termoquímicos.
- Descomposición electrolítica del agua

Una vez generado el hidrógeno, se puede transportar, o almacenar. Y luego usando una celda de combustible regenerativa como la referida en la sección 3.6.3 se vuelve a generar energía eléctrica [52].

### 3.4. Almacenamiento químico de energía

#### Características principales

El hidrógeno puede usarse como portador por su densidad energética 33kWh/kg, siendo un buen recurso de almacenamiento para periodos de mediano y largo plazo. Cuenta con tres veces mas energía que el Diesel y dos y medias veces que el gas natural como indica en la figura 3.11 [46]

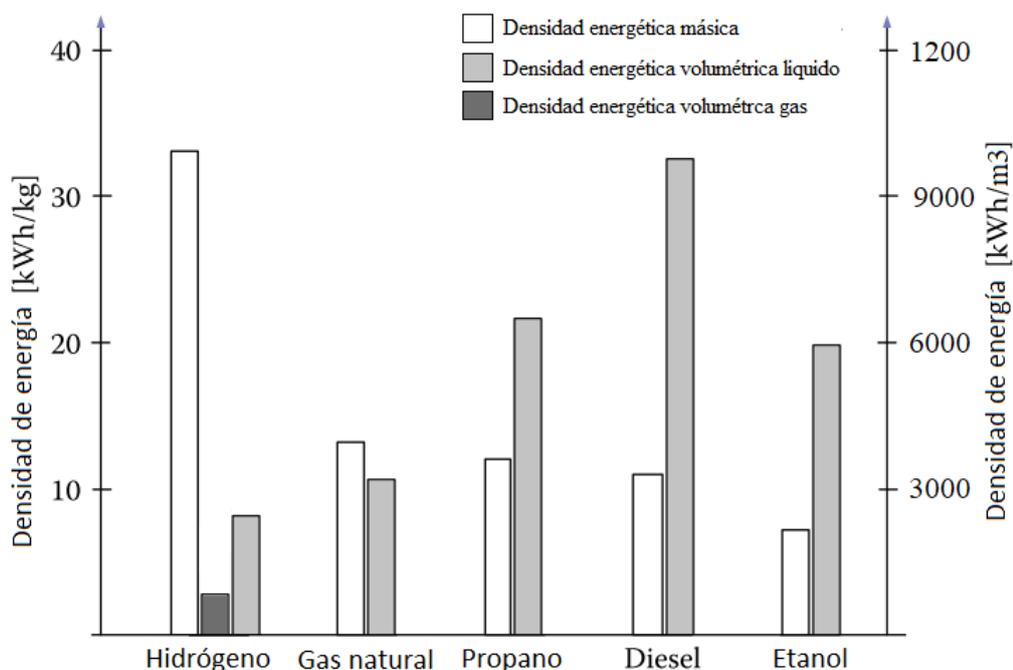


Figura 3.11: Densidad energética másica y volumétrica comparativa del hidrógeno con otros energéticos. (Traducción propia al español y agregado de información volumétrica) [46] [34] [56]

El hidrógeno se puede almacenar como gas presurizado, líquido criogénico, en estado sólido usando hidruros de metal o materiales de carbono. La densidad energética del hidrógeno es alta si se usa escala másica mas no si es volumétrica como se aprecia en la figura 3.11, a no ser que se use almacenamiento en estado sólido [14] [53]. Además se puede almacenar en pequeñas cantidades en garrafas, de forma sólida en nanotubos con alta densidad y en grandes cantidades dentro de cavernas [49].

En el caso del hidruro, las moléculas de hidrógeno pueden desasociarse en átomos al interactuar con metales o aleaciones. Estos átomos son absorbidos por el metal si no esta saturado. Las características que debe tener el metal o aleación son, alto contenido de hidrógeno por unidad de masa de metal, baja presión de disociación a temperaturas moderadas, constancia de la presión de disociación durante el tiempo de descomposición, debe ser seguro frente a la exposición al aire y de bajo costo [53].

En el caso de hidrógeno a alta presión, se consume de 10 al 15 % de su energía para comprimirlo [46].

## Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

La electrolisis cuenta con una eficiencia de 43 a 67 % y las celdas de combustible 40 a 60 % de eficiencia, haciendo que la eficiencia total sea del orden del 25 % según [46] mientras que según [49] habla de una eficiencia del 30 a 40 y pudiendo llegar a 50 %.

Por otro lado la electrólisis alcalina es tecnología madura para grandes sistemas, sin embargo el método que usa la PEM (proton exchange membrane) es mas flexible y puede ser mas pequeña, entre 60 a 70 % menos [49].

Además existe la electrólisis de alta temperatura que se encuentra en desarrollo y ronda el 90 % de eficiencia [49].

### Ventajas

El hidrógeno de por sí, no genera contaminación, mas considerando que puede ser generado con excedentes de ERNC mediante electrólisis. A su vez es sumamente versátil en sus modos de almacenamiento y transporte. Sumado a esto presenta diversas alternativas de usos. Por otro lado es un recurso abundante y como combustible presenta eficiencias elevadas.

### Desventajas

Es inflamable, con un 4 al 75 % de concentración en aire, tiene problemas de almacenamiento a alta presión ya que la molécula es tan pequeña que pasa por entre el espacio intermolecular de los recipientes que lo contiene, por ello para almacenarlo se utilizan recipientes especiales, encareciendo la inversión [53] [14]. A su vez presenta baja densidad másica, a presión atmosférica y temperatura ambiente 1kg son  $11m^3$  aproximadamente. Licuar el hidrógeno puede ser una posible solución pero consume 30 % de su energía [53]. Tiene baja eficiencia en el ciclo completo de electrolisis y celda de combustible [52].

El hidrógeno liquido tiene menos densidad volumétrica que los hidrocarburos, hay 64 % mas masa de hidrógeno en un litro de gasolina (116g) que en un litro de hidrógeno liquido (71g). Además el carbono contribuye a la combustión. [46]

### Usos

El hidrógeno puede usarse para mediano y largo plazo. Está ampliamente extendida su generación mediante electrólisis y una celda de combustible para generar electricidad, a esto se le conoce como 'power to power storage system' o 'ESS electrical storage system'. Las formas mas comunes de almacenamiento son tres. Como si fuera aire comprimido de 350 a 700 bar, como liquido a -253C y tercero como una forma solida [46].

### Comercialización

Empresas europeas y americanas ofrecen sistemas completos para sistemas pequeños y aislados. Las cavernas de sal como almacenamiento es un método probado, existen dos en Texas USA y una tercera en construcción en Teesside UK [49]

### 3.4. Almacenamiento químico de energía

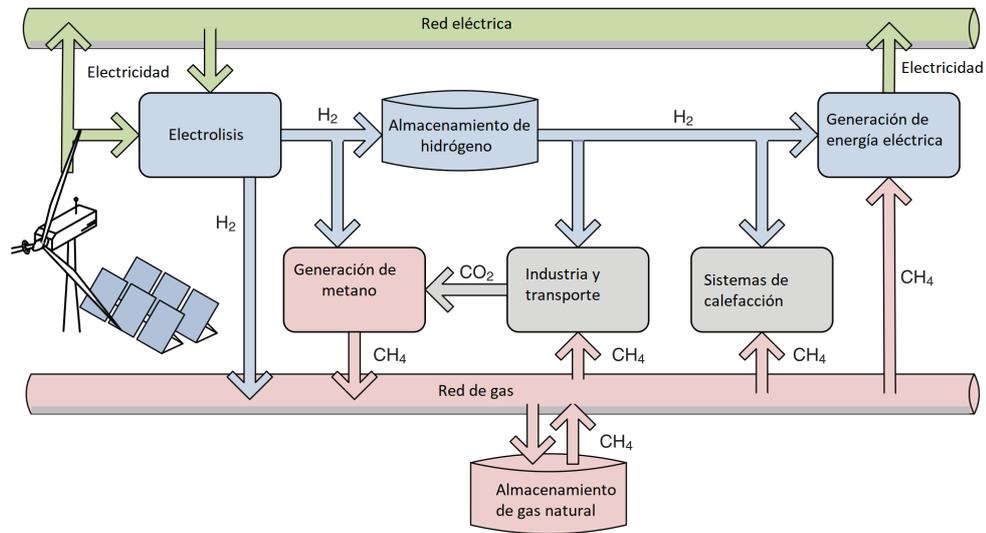


Figura 3.12: Concepto de uso de power to gas. (Traducción propia al español) [52]

A su vez, Alemania como Japón han tomado el hidrógeno como opción para el futuro y sus esfuerzos económicos y legislativos apuntan hacia este componente químico. En ese sentido teniendo en cuenta que Uruguay tiene importante participación de ERNC, que su geografía y población lo hacen ser un país a escala interesante para la investigación, fomentar los vínculos en este aspectos con estos dos países es un camino mas que razonable, en concordancia con los planes que ha presentado el Estado en el plan H2U de la mano del ministerio de industria, Ancap y Ute.

#### 3.4.2. Power to gas

Se refiere a convertir energía en gas para combustible, ya sea hidrógeno o metano sintético. El cual puede ser transportado por las tuberías ya existentes de gas natural [52]. El metano sintético es prometedor ya que llevar hidrógeno en las cañerías es peligroso por su flamabilidad, por ello al hidrógeno se le hace reaccionar con  $\text{CO}_2$  y se genera metano. El  $\text{CO}_2$  se puede tomar de la atmósfera con lo que reduciría en cierta forma los gases de efecto invernadero, o de un proceso de biomasa.

También es posible generar metanol, etanol, metano, hidrógeno, amoníaco, metilciclohexano, para usar luego en automóviles, barcos y aviones [14] [53]. Además por otro lado, con amoníaco se puede obtener nitrógeno para fertilizante y por tanto también atender los fertilizantes "verdes".

Los combustibles sintéticos son los substitutos del gas natural o el petróleo, están hechos de biomasa, residuos, carbón o agua. Para producirlos se usan el excedente de energía de fuentes renovables [53].

El metanol es producido en base a carbón o la biomasa. Por otro lado se puede convertir el carbón a óxido de carbono e hidrógeno [53], mientras que el etanol se produce del  $\text{CO}_2$  e hidrógeno o biomasa.

## 3.5. Almacenamiento electromagnético de energía

La energía también se puede almacenar en un campo eléctrico o magnético. Por lo que existen varios sistemas que lo hacen. Como ser los capacitores, supercapacitores y el "superconducting magnetic energy storage" (SMES). Los capacitores son comunes presentando una baja densidad energética 2 a 10  $kWh/m^3$  con una eficiencia de 60 a 85 % y alta autodescarga 40 %/día. Los supercapacitores son mejores que las baterías en la velocidad de carga y descarga y ciclo de vida. Tiene alta densidad energética de 10 a 30  $kWh/m^3$  y 85 a 95 % de eficiencia con baja autodescarga de 20 a 40 %/día. Los SMES son caros por tener que estar a 100K y sometido a grandes campos magnéticos, sin embargo tiene alta eficiencia del orden de 80 a 90 %, alta densidad, 1 a 4  $MW/m^3$  y rápida respuesta con altas descargas [14] [52].

### 3.5.1. Banco de capacitores

#### Orígenes e historia

El primer capacitor fue llamado Leyden jar, creado por Pieter van Musschenbroek en 1746 en la universidad de Leyden en Holanda. Estaba hecho de una jarra de vidrio forrada por una lamina de metal por fuera y por dentro. La parte de afuera estaba conectada a tierra mientras que la interna a una fuente de tensión. Luego fue usado por Benjamin Franklin en sus experimentos con rayos en 1752. [18]

#### Principio de funcionamiento

La cantidad de energía almacenada depende de la capacidad de los materiales en polarizarse cuando son sometidos a un campo eléctrico. [53] Esta característica está ligada a la geometría de los mismo, sus áreas y espesores, así como sus propiedades dieléctricas.

#### Características principales

Hay 3 tipos de capacitores. Los básicos con un dieléctrico seco, los electrolíticos y los supercapacitores. Los primeros son de baja capacidad y se usan, por ejemplo en las radios, como filtros, con valores entre pF y uF. Los segundos son de mayor capacidad del orden de los uF y al igual que los anteriores se usan para filtrado o desacoplado de señales. El tercer tipo son del orden del Faradio y se usan para almacenar energía de gran corriente y corta duración. [55] La extracción de la energía de un banco de capacitores es similar a la de un banco de baterías químicas. Se debe utilizar convertidores de continua a alterna y transformadores dependiendo de la configuración del sistema eléctrico. [53]. La gran parte de los capacitores presentan una muy pequeña resistencia interna, aún menor que las baterías químicas, por lo que al ser cortocircuitadas o extraerles la energía de forma repentina y con un alto requerimiento de potencia, estos reaccionan mejor que las baterías. Un uso para esta característica es el sistema regenerativo de los frenos en los vehículos. El mismo requiere bajos niveles de intercambio de energía pero de forma opuesta altos niveles de potencia.

## 3.5. Almacenamiento electromagnético de energía

### 3.5.2. Supercapacitor

Les llaman supercapacitores, ultracapacitores o capacitores de doble capa o EDLC por sus siglas en inglés. Estos dispositivos presentan una densidad de energía muy superior a los capacitores comunes, siendo los primeros de tres ordenes de magnitud mayor que los segundos de alta capacidad. Pudiendo llegar hasta los miles de Faradios, con densidades de energía por masa del orden de las decenas. [63]

#### Orígenes e historia

Es una tecnología joven e incipiente, siendo el primer prototipo de 1957 por H.I. Becker (empleado de General Electric). Los primeros estudios se hicieron en el siglo 19 por Helmholtz que estudiaba el comportamiento eléctrico de un metal inmerso en un electrolito [52]. En 1966 Standar Oil redescubrió el efecto de doble capa en capacitores por un accidente mientras trabajaba en el diseño de una celda de carga experimental. No se comercializó hasta 1978 que se usó para respaldo en las memorias de las computadoras. [55]

#### Principio de funcionamiento

Al aplicar una tensión entre los electrodos, tanto los electrodos como el electrolito se comienzan a polarizar. Los supercapacitores se basan en celdas electroquímicas, tienen 2 electrodos, un electrolito, y una membrana porosa por donde pasan los iones entre los electrodos. La diferencia con una batería es que en los supercapacitores no se produce reacción química alguna pero la energía se almacena electrostáticamente. [52]

#### Características principales

Mientras que el Electrochemical Double Layer Capacitor (EDLC) depende de la electrostática, el Asymmetric Electrochemical Double Layer Capacitor (AEDLC) usa electrodos como las baterías para mayor densidad energética pero tiene menos vida útil. Los supercapacitores trabajan entre 2.5–2.7V pero tensiones de 2.8V y superiores son posibles. Estos tienen una energía específica de 1Wh/kg a 30Wh/kg, 10 a 50 veces menos que las baterías de litio. A modo de resumen de sus principales características se puede consultar la figura 3.13 [55].

#### Ventajas

Tiene prácticamente una ilimitada cantidad de ciclos de uso, del orden del millón, alta potencia específica W/kg y densidad de potencia W/m<sup>3</sup>, baja resistencia que permite altas corrientes, se carga en segundos, no requiere terminación de carga particular, la carga es simple, no se requieren cuidados en la sobrecarga, buen comportamiento en bajas temperaturas ante la descarga y la carga. Presenta eficiencias del orden del 80 %, diez veces más densidad de potencia que las baterías convencionales, haciéndolas atractivas para espacios reducidos [52].

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

Función	Supercapacitor	Lithium-ion (general)
Tiempo de carga	1–10 sec	10–60 minutos
Ciclado	1 million or 30,000h	500 y más
Tensión de celda	2.3 to 2.75V	3.6V nominal
Energía específica (Wh/kg)	5 Típico	120–240
Potencia específica (W/kg)	Up to 10,000	1,000–3,000
Costo por kWh	\$10,000 Típico	\$250–\$1,000
Tiempo de vida	10-15 años	5 to 10 años
Temperatura de carga	–40 to 65°C	0 to 45°C
Temperatura de descarga	–40 to 65°C	–20 to 60°C
Auto descarga (30 días)	Alta (5-40%)	5% o menos
Costo por kWh	\$100 to \$500	\$1,000 y mayor

Figura 3.13: Resumen de características de los supercapacitores. (Traducción propia al español) [55]

#### Desventajas

Sin embargo por otro lado presenta baja energía específica, almacena una fracción de lo que puede almacenar una batería regular, presenta alta autodescarga, un 20 % en 12 horas, funciona a baja tensión necesitando muchas conexiones en serie para llegar a tensiones de uso industrial y tiene un alto costo por unidad de Watt [55]. Además tiene limitadas aplicaciones de altas necesidades de potencia y energía. De hecho los desarrollos se están enfocando en automóviles y dispositivos móviles. Sumado a lo anterior tiene altos costo comparados con las ruedas de inercia, llegando hasta 10 veces mas por kWh [52].

#### Usos

Éste tipo de tecnología es preferentemente utilizada para las aplicaciones de corto plazo por su capacidad de entregar grandes cantidades de energía de forma puntual [52].

#### Instalaciones

En Japón se utilizan para abastecer el consumo cuando se produce un pico. Para ello se instalan en los hogares potencias de hasta 4MW. A su vez también se usan como arranque de los generadores de respaldo.

Los supercapacitores son utilizados como puente durante una pérdida de energía de segundos al igual que las ruedas de inercia. En 'The Long Island Rail Road (LIRR) trial en New York' utiliza supercapacitores para reducir la caída de voltaje

### 3.5. Almacenamiento electromagnético de energía



Figura 3.14: Supercapacitor de uso comercial [26]

durante la aceleración del tren y reducir el pico de consumo. Básicamente es un banco de 2MW de supercapacitores y 2.5MW de ruedas de inercia. Ambos sistemas deben funcionar por 30 segundos y recargarse en el mismo tiempo. Las mismas tiene bajo mantenimiento durante la vida útil de 20 años [55].

#### Comercialización

En la figura 3.14 se puede apreciar un supercapacitor de uso comercial, los cuales son utilizados en vehículos híbridos, reutilizando la energía en el frenado, en el recorte del pico de arranque de los motores Diesel, células de combustible, o vehículos a batería. En caso de los Diesel, en particular, locomotoras, equipos pesados o pequeños camiones. En particular son usados en países de muy bajas temperaturas como en Rusia por ejemplo, ya que ayudan a disminuir los picos de corrientes de las baterías aumentando su vida útil. [26]

Se puede usar de dos formas, una con el capacitor descargado y la otra con una carga intermedia de operación. Esta última brinda mayor rendimiento. En el primer caso aumenta la vida útil del capacitor. Las locomotoras usan la primera y la segunda.

Se pueden colocar anexos a los parques eólicos para realizar interconexiones suaves con la red. Pueden ser operados en cualquier valor de tensión dentro de su rango de operación, e incluso por debajo en contraposición de las baterías. [26]

En los próximos quince años se prevé utilizar electrodos de grafeno en los supercapacitores, aumentando así las capacidades de los mismos. [55]

## Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

Algunas marcas a tener presentes que hoy son comercializadas son Freqcon, Maxwell e Ioxus

### 3.5.3. Almacenamiento magnético de energía por súperconducción SMESS

#### Orígenes e historia

Como principio de funcionamiento existe desde la utilización de las bobinas inventadas por Michael Faraday en 1831, ya que el almacenamiento de energía se produce en el campo magnético de ésta. Aún así el uso de esto como sistema para almacenamiento es completamente nuevo necesitando del uso de los superconductores [53].

#### Principio de funcionamiento

Este sistema almacena la energía en el campo magnético de una bobina o inductor [53]. Es decir que un SMESS es en su versión más simple un circuito RL y por tanto como primerísima aproximación se puede estimar la cantidad de energía almacenada mediante la fórmula de la inductancia. Si se tiene una inductancia de valor  $L$  por la que circula una corriente de valor  $I$  entonces la energía resultante en su campo magnético es la ecuación 3.6 [52].

$$E_{smes} = \frac{LI^2}{2} \quad (3.6)$$

#### Características principales

Hay dos tipos, de alta temperatura y de baja temperatura (70K a 5K), siendo estas bajas temperaturas usadas con el fin de mantener la súperconducción de los conductores. Son comparables a los supercapacitores en la velocidad de respuesta y la cantidad de energía capaz de almacenar. [52]

#### Ventajas

Son capaces de inyectar y absorber grandes cantidades de energía en muy corto tiempo, además de presentar un Ciclado por encima de  $10^5$  ciclos a 100 % de DoD (Depth of Discharge) [52]. Sumado a lo anterior se puede alcanzar una eficiencia completa de 95 % [9]

#### Desventajas

Si bien parecen ser una muy buena opción por su eficiencia y capacidad de ciclado, estos presentan corto plazo de almacenamiento por alta autodescarga, siendo esta del orden de 10 a 15 % por hora [52].

### 3.6. Almacenamiento electroquímico de energía

#### Usos e instalaciones

Existen varios productos de SMES pequeños a nivel comercial de 1MWh. Algunas fabricas de electrónica que necesitan una calidad de energía muy exigente usan esta tecnología para conseguir este objetivo. Es decir evitando microcortes y reducción de huecos en la red. Además estas fabricas brindan servicios de estabilidad de la red de distribución. Un ejemplo de esto se puede encontrar en el norte de Wisconsin. Los modelos de ingeniería de gran porte del orden de los 20MWh son capaces de brindar 40MW de potencia durante 30 minutos o 10MW durante 2 horas. [63]

#### Futuro

En la actualidad se esta trabajando en la investigación y desarrollo en SMES con el objetivo de hacerlo económicamente viable. SuperPower Inc con ABB en el Brookhaven National Laboratory y el Texas Center for Superconductivity en la Universidad de Houston, se trabaja en sistemas de 20kW/MJ [52]

### 3.6. Almacenamiento electroquímico de energía

Estos sistemas convierten energía química en eléctrica, y para almacenamiento y generación hay tres tipos, los capacitores electroquímicos, las baterías y las celdas de combustible [14].

Se basa en reacciones de reducción y oxidación (redox), es decir que un componente gane o pierda electrones respectivamente. Una batería proporciona las condiciones para las reacciones redox, esto genera un flujo de iones y electrones como se aprecia en la figura 3.15. Para que estos fluyan existe un circuito externo y otro interno de la batería. El interno para los iones y el externo para los electrones. Los iones y electrones fluyen mientras haya diferencia de energía en las sustancias electroquímicas activas involucradas. [52]

**Electrodos:** Durante la descarga, en el electrodo negativo llamado ánodo se produce la oxidación que captura los electrones perdidos por el componente que se oxida. Las reacciones de reducción suceden en el otro electrodo que se llama cátodo o positivo, el cual provee electrones que gana el componente que se reduce [52].

**Electrolito:** El electrolito es una sustancia con iones libres de forma de ser conductiva, ésta puede ser un fluido o un sólido.

**Separador:** Al haber una diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo, se coloca un separador para evitar contactos directos. [52]

**Contenedor:** Las baterías están compuestas por varias celdas en serie o en paralelo para alcanzar la característica eléctrica deseada, y el contenedor contiene esto para mantenerlo aislado del ambiente. [52]

Las baterías son compactas, y fácilmente aplicables al sistema eléctrico a diferencia del aire comprimido y la hidroeléctrica las cuales necesitan mayor infraestructura [14].

Generalmente las baterías tiene rendimientos de entre 70 a 80 % pero su desventaja es su limitada capacidad, de 3 a 5 horas. Por otro lado existe el ciclo de

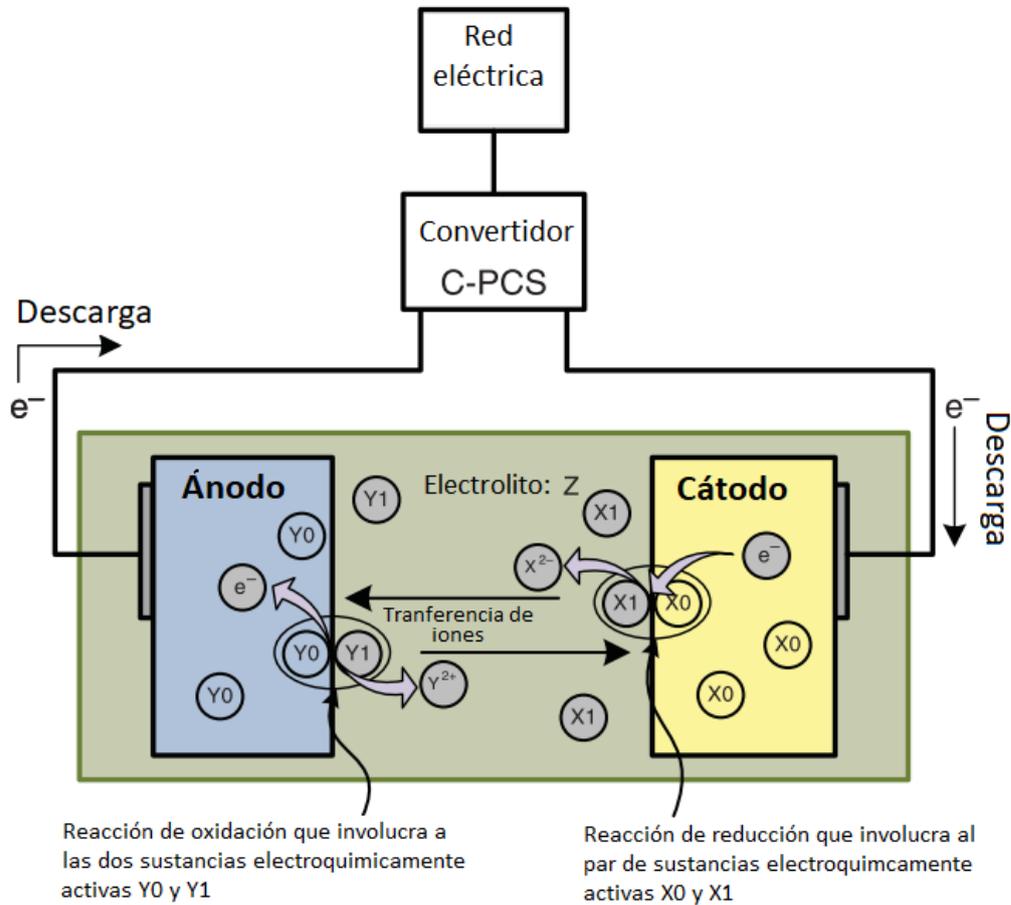


Figura 3.15: Diagrama de funcionamiento de una batería. (Traducción propia al español) [52]

vida de una batería el cual está regido por tres variables que son la profundidad de descarga DoD, velocidad de carga y descarga y temperatura ambiente. Mantener el DoD por debajo del máximo ayuda a extender la vida útil o ciclo de vida. Un DoD 100% significa batería descargada mientras que un 0% es batería cargada. Es importante no llevar la batería a más de su DoD, o a grandes velocidades de descarga o a temperaturas extremas, ya que disminuirá la vida útil de esta [14]

**Tipos de batería:** Los tipos de baterías más conocidas son las de plomo ácido, níquel cadmio, níquel metal hidruro, sulfuro de sodio, sodio níquel cloruro, litio ion [14].

### 3.6.1. Baterías de flujo

#### Orígenes e historia

En 1884 Charles Renard impulsaba su dirigible llamado Le France con lo que sería la primera batería de flujo. La misma usaba zinc y cloro como materiales. Y llevaba en su dirigible un generador de cloro. Casi un siglo después para la década

### 3.6. Almacenamiento electroquímico de energía

Tipo	Ventaja	Desventaja	Notas
<b>Plomo ácido</b>	Maduro, bajo costo, eficiencia 70 a 80 %	Pobre ciclo de vida 400 a 1000 (80% DoD), energía específica baja 30 a 50 Wh/kg, control de temperatura, tóxica	
<b>Níquel Cadmio</b>	Maduro, alto ciclo de vida 1000 a 1500 a 80% DoD, alta densidad energética 55 a 75 Wh/kg	Tóxico	
<b>Níquel metal hidruro</b>	Mejora del níquel cadmio, menos contaminante, densidad energética mejorada 80 Wh/kg	Bajo ciclo de vida, 80% DoD 800 a 1200 ciclos. Alta autodescarga 0.4 a 1.2%/día	
<b>Sodio sulfuro</b>	Buen ciclo de vida 80% DoD 4500 a 5000 ciclos, baja autodescarga 0.05%/day alta eficiencia 75 a 90%	Sodio derretido es muy reactivo, es peligroso.	Se requiere alta temperatura para mantener el sulfuro y el sodio líquido, se conoce como baterías de alta temperatura
<b>Sodio Níquel cloruro</b>	Buen ciclo de vida 4000 a 4500, eficiencia 88%, alta densidad energética 94 a 120 Wh/kg	Temperatura inicial baja pero necesita calentamiento de 12 horas.	Funcionan a alta temperatura con materiales derretidos.
<b>Litio Ion</b>	Alta energía específica 150 a 250 Wh/kg, potencia específica 500 a 1000 W/kg, alta eficiencia 85 a 90%, baja autodescarga 0.1 a 0.4%/día, alto ciclado de 3000 a 5000.	Medidas de seguridad por toxicidad, inflamable, componente reactivos	Las más usadas en dispositivos portátiles y vehículos. Tanto el electrodo negativo como el positivo tiene diferentes versiones y tecnologías que mejoran su rendimiento y seguridad.

Figura 3.16: Ventajas y desventajas comparativas entre baterías. (Traducción propia al español) [14]

del setenta, se reactiva la tecnología con la aparición de las renovables. [31]

#### Características principales

Básicamente las baterías de flujo son similares a las convencionales. La diferencia está en que el electrolito no está almacenado en la batería permanentemente. Presenta dos electrolitos líquidos que están en tanques separados. Durante la carga estos líquidos son bombeados a las celdas donde el electrolito A es oxidado en el ánodo y el B reducido en el cátodo. La descarga es el proceso inverso, donde el electrolito A es reducido en el ánodo. El volumen del electrolito determina la capacidad de energía mientras que la potencia depende de la cantidad de celdas.

Hay tres tipos de baterías de flujo [52]

- Batería Vanadium Redox VRB
- Batería Zinc Bromine ZBB
- Batería Polysulfide bromide PSB

#### Ventajas

Éstas son fácilmente escalables, con muy baja auto descarga haciéndolas aptas para sistemas que requieran almacenamiento a largo plazo. A su vez permiten descargas completas sin causar daño, con una mayor cantidad de ciclado que las comunes. Para las tipo VRB permite una cantidad de ciclos del orden de 13000 con una profundidad de descarga (DoD) de 100 % con eficiencia de 78 %. El costo es similar a las baterías tipo NaS (Sodio azufre) del orden de 500USD/kWh y siendo más económicas que las de litio o Ni-Cd. Presentan bajo mantenimiento las VRB,

## Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

usa el mismo electrolito en el ánodo que en el cátodo. Pueden estar hechas de plástico reciclado, bajo costo de fabricación y alta reciclabilidad. Por otro lado las PSB son toxica [52].

### Desventajas

Presentan la desventaja de tener baja energía específica Wh/kg por lo que son solo aptas para aplicaciones estáticas. Los valores de energía específica rondan entre lo 25 a 35 Wh/kg en el caso de las VRB y 70 a 90 Wh/kg para las ZBB [52].

### Instalaciones

Existe una instalación con baterías de la compañía Regenesys Technologies en South Wales de 15MW y 120MWh la cual tuvo una inversión de 250 millones de dolares como muestra la figura 3.17 [52].



Figura 3.17: Instalación con baterías de flujo de la compañía Regenesys Technologies en South Wales de 15MW y 120MWh [42]

### Comercialización

Algunas de las empresas que comercializan estas tecnologías son Primus Power, Invinity, ViZn, Jena Batteries y ESS. En el caso de Jena Batteries, ESS y ViZn no presentan metales en el sistema de almacenamiento, sino solo soluciones salinas, haciéndola una opción ecológica. En el caso de Invinity usan Vanadio en sus flujos, siendo este en el caso oxidado un material toxico. A diferencia de Primus Power que usa soluciones de Zinc Bromuro. En los cinco casos se presentan productos modulares escalables y encapsulados. Pudiendo tener módulos de 25kW y 125kWh.

## 3.6. Almacenamiento electroquímico de energía

### Futuro

Las investigaciones apuntan a la búsqueda de materiales en sustitución del Vanadio, que es costoso y no es inocuo. Por ellos se apuntan a soluciones salinas.

### 3.6.2. Capacitores electroquímicos

Un capacitor electroquímico es lo mismo que un supercapacitor o capacitor doble capa mencionados en la sección 3.5.2 [14]

### 3.6.3. Pila de combustible

#### Orígenes e historia

Las celdas de combustible (Fuel Cell en inglés) es una tecnología mas antigua que la batería de plomo ácido, siendo la primera en 1839 por W.R. Grove. El desarrollo fuerte fue en los últimos 50 años, sobretodo para el uso espacial [53], en el programa Gemini de la NASA [54] ya que además traía como ventaja para los astronautas que producía agua para beber. Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que combina hidrógeno como combustible con oxígeno para producir electricidad, calor y agua. Éstas son como una batería en cuanto a la reacción electroquímica se refiere ya que la reacción ocurre mientras se tenga combustible [54].

El hidrógeno es almacenado en tanques presurizados como se explica en la sección 3.4.1 y el oxígeno se toma del ambiente. El producto que se desecha es agua, y esta es tan limpia que puede beberse. [54]

En la figura 3.18 se puede apreciar un vehículo de 1970 adaptado por Karl Kordesch que funcionaba con una celda de combustible en base a hidrógeno. En el techo del mismo se aprecia los tanques con hidrógeno.

En los años 90s llegó a su máxima popularidad promoviendo el uso del hidrógeno como fuente inagotable, las acciones relacionadas al hidrógeno subieron pero el rendimiento y los altos costos de fabricación aplacaron las expectativas [54]. Incluso se pensaba que la celda de combustible cambiaría el mundo como los microprocesadores en los 70s.

#### Principio de funcionamiento

En las celdas de combustible como se observa en la figura 3.19 se produce la reacción inversa a la electrolisis, usando dos electrodos separados por un electrolito. El ánodo (negativo) recibe hidrógeno y el cátodo (positivo) recoge oxígeno. Un catalizador en el ánodo separa el hidrógeno en iones de hidrógeno cargados positivamente y electrones. El oxígeno se ioniza y migra a través del electrolito al compartimento anódico, donde se combina con el hidrógeno. [54] Una sola celda produce entre 0.6 y 0.8 V bajo carga. [54]

Es de notar que los electrolitos sólidos son aplicables también para las celdas de combustible. [53]

## Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento



Figura 3.18: Vehículo impulsado por un celda de combustible de hidrógeno de Karl Kordeshch [33]

### Características principales

Existen diferentes tipos de celdas de combustible como ser, Proton exchange membrane (PEMFC), Alkaline (AFC), Molten carbonate (MCFC), Phosphoric acid (PAFC), Solid oxide (SOFC), Direct methanol (DMFC). Las características más importantes se pueden apreciar en la figura 3.20

### Ventajas

Las ventajas a describir se basan en el tipo de combustible que utilizan, este es el hidrógeno. Usar hidrógeno en una celda de combustible tiene el doble de eficiencia que la combustión del carbón además que es elemento químico simple, es decir esta compuesto por un protón y un electrón. Es abundante y limpio y se puede encontrar en el 90 % del universo sumado a que es el tercer elemento más abundante en la superficie de la tierra. [54]

### Desventajas

Por otro lado el hidrógeno suele estar unido con otras sustancias y desunirlo consume energía, producir hidrógeno es más costoso que producir gasolina si se considera el NCV (Net Calorific Value). [54]. Algunos dicen que es hasta neutral producir hidrógeno, consume casi lo mismo que genera. Sumado a lo anterior los altos costos de los materiales de fabricación de las celdas de combustible hacen que no sea comercial teniendo una vida útil reducida. [54]

### 3.6. Almacenamiento electroquímico de energía

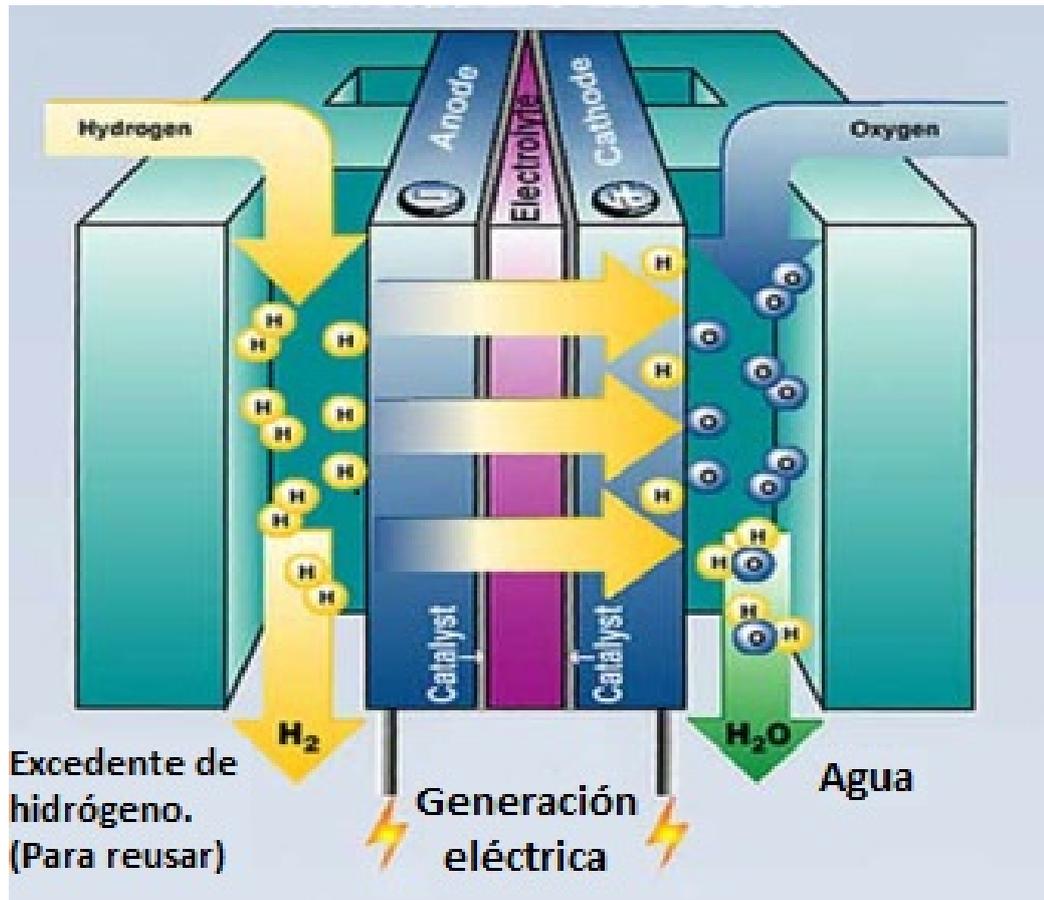


Figura 3.19: Principio de funcionamiento de una célula de combustible. El ánodo (electrodo negativo) recibe el hidrógeno y el cátodo (electrodo positivo) recoge el oxígeno. (Traducción propia al español) [54]

#### Usos

Las celdas de combustibles son utilizadas para diversas aplicaciones, para dispositivos portátiles (computadoras portátiles, teléfonos móviles, herramientas eléctricas, equipamiento militar, cargadores de baterías, sensores remotos, vehículos aéreos o submarinos), como respaldo en caso de falla de la fuente primaria de energía, aplicaciones de transporte como automóviles y ómnibuses

#### Instalaciones

Japón está usando Fuel Cells para reemplazar bancos de baterías y los generadores Diesel en los edificios, ya que pueden instalarse en lugares pequeños, con mínimo mantenimiento y sin escapes de gases contaminantes. También en vehículos, motocicletas, aviones, submarinos y barcos. Además de en lugares remotos o en cogeneración. [54].

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

Type of fuel cell	Applications	Core temp. efficiency	Advantages	Limitations
Proton Exchange Membrane (PEMFC)	Portable, stationary and automotive	50–100°C; 80°C typical; 35–60% efficient	Compact design, long operating life, quick start-up, well developed	Expensive catalyst; needs chemical grade fuel; complex heat and water control
Alkaline (AFC)	Space, military, submarines, transport	90–100°C; 60% efficient	Low parts and, operation costs; no compressor; fast cathode kinetics	Large size; sensitive to hydrogen and oxygen impurities
Molten Carbonate (MCFC)	Large power generation	600–700°C; 45–50% efficient	High efficiency, flexible to fuel, co-generation	High heat causes corrosion, long startup, short life
Phosphoric Acid (PAFC)	Medium to large power generation	150–200°C; 40% efficient	Good tolerance to fuel impurities; co-generation	Low efficiency; limited service life; expensive catalyst
Solid Oxide (SOFC)	Medium to large power generation	700–1000°C; 60% efficient	Lenient to fuels; can use natural gas, high efficient	High heat causes corrosion, long startup, short life
Direct Methanol (DMFC)	Portable, mobile and stationary use	40–60°C; 20% efficient	Compact; feeds on methanol; no compressor	Complex stack; slow response; low efficiency

Figura 3.20: Ventajas y desventajas de varias tipos de celdas de carga. (Traducción propia al español) [54]

#### Comercialización

Actualmente existen un sin fin de empresas que comercializan las celdas, para sus distintos usos, en pequeña y gran escala. Como ser Ballard, Fuel cell energy, Plug power.

#### Futuro

En el marco del acuerdo "Horizonte 2020" la Unión europea actualmente incentiva fuertemente la investigación en hidrógeno, mas concretamente en las células de combustible (FCH JU). Así también lo hace Japón. Ambas regiones están apostando a este vector energético, como fuente de almacenamiento, y combustible. Por tanto las celdas de combustible serán actores de marcada importancia para el futuro. [10] A su vez se extienden las investigación de celdas de combustibles que funcionen con alcohol y metano.

### 3.7. Almacenamiento de energía en la propia red eléctrica

El sistema eléctrico en si mismo, si es bien controlado puede ser utilizado como sistema de almacenamiento de energía sin una inversión adicional. Si sube la demanda, primero hay una pequeña caída de tensión debido a la toma de energía de la misma red por su capacidad equivalente mientras que la inductancia equivalente intenta mantener la corriente. La red eléctrica se comporta como un banco de capacitores hasta cierto punto en el que la tensión no caiga por demás, según un rango de aceptación marcado por el ente regulador [53].

Así mismo se puede pensar como un dispositivo de almacenamiento magnético.

## 3.8. Costos anuales y de inversión de capital

Esta energía almacenada en el campo magnético de la red eléctrica puede ser usada en decenas de milisegundos aproximadamente. Si la demanda sigue aumentando entonces la frecuencia se verá afectada. Tomándola de la inercia de giro de los generadores, funcionando como rueda de inercia. Al tener varios generadores, esta demanda puede ser soportada por algunos segundos [53].

Para el caso de una maquina térmica a vapor le sucede algo similar con la entalpía del vapor, teniendo una margen de unos minutos para actuar antes de afectar la demanda. Por tanto el sistema eléctrico puede actuar como capacitor, capacitor magnético, volante de inercia, o almacenamiento térmico de forma inherente sin inversión [53].

Cuanto mayor es la interconexión de la red eléctrica entre países y continentes mayor es la eficiencia en la utilización debido a que los picos de consumos se producen en diferentes momentos por la diferencia horaria, esto permite 'almacenar' energía debido a su no utilización usando otras fuentes, esta es una de las razones por las cual existe interés de realizar la llamada súper red eléctrica interconectada, Europa, Rusia, USA y Canadá, [53]

## 3.8. Costos anuales y de inversión de capital

### 3.8.1. Introducción

En las siguiente sección se presentan los costos anuales y de capital para la instalación de sistemas de almacenamiento. Así como los parámetros de medida de los costos asociados al diseño, construcción y mantenimiento del ESS. Con el fin de poder comparar entre ellos en lo que a lo económico respecta.

En este sentido es que se comentan los costos de las tecnologías mas usadas y con mayor penetración actual y posibilidades futuras. Es así que se hace hincapié en Litio ion (LFP y NMC), Plomo ácido, Flujo redox, Aire comprimido (CAES), hidroeléctrica con bombeo (PSH) e Hidrógeno (HESS).

### 3.8.2. Definición de costo de componentes y medidas de desempeño

En la siguiente sección se hace mención a los parámetros utilizados a la hora de dimensionar los costos de un proyecto de almacenamiento, teniendo en cuenta los costos de instalación, de operación y las métricas de desempeño una vez puesto en funcionamiento, las cuales son utilizadas en el informe que se toma de referencia en esta apartado [36].

#### Costo de instalación

**Almacenamiento bruto o Storage Block (SB) (\$kWh):** Precio de mayor parte de los elementos de corriente continua. Ejemplo en el caso de litio, módulos de baterías, racks, sistema de gestión similar a los vehículos eléctricos.

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

**Sistema de soporte o Storage Balance of System (SBOS) (\$kWh):** Sistemas de soporte del SB, contenedor, cabina, interruptores, bombas en las baterías de flujo, acondicionamiento térmico.

**Sistema de almacenamiento o Storage System (\$kWh):** Es la suma de SB y SBOS.

**Equipos de potencia o Power Equipment (\$kW):** Inversor bidireccional, convertidor DC-DC, protección de aislamiento, interruptores en AC, relays, interfaces de comunicación y software. Esto es el sistema de conversión de energía en las baterías, la central eléctrica de PSH y el sistema motriz de la CAES.

**Control y datos o Controls and Communication (C&C) (\$kW):** Sistema de gestión de energía y la operación así como los costos anuales de software. Este costo se vincula a la potencia y suele ser independiente de la capacidad de almacenamiento o duración.

**Integración o System integration (\$kWh):** Costo de integrar todas las partes como un sistema único. Incluye el costo de obtener las partes, el envío de las partes. El fin es entregar el sistema llave en mano.

**Ingeniería, compra y construcción o Engineering, Procurement, and Construction (EPC) (\$kWh):** incluye gastos no recurrentes de ingeniería, equipos de construcción así como su envío, instalación en el sitio y puesta en funcionamiento del ESS. Este costo está relacionado a la relación entre energía y potencia.

**Desarrollo o Project Development (\$kW):** costos asociados los permisos, acuerdos la compra de energía, contratos de interconexión, control del sitio y financiamiento.

**Conexión a la red o Grid integration (\$kW):** Costos asociados a la conexión del ESS a la red eléctrica, incluyendo transformación, medida e interruptores.

#### Costos de operación

**Operación y mantenimiento o Fixed Operations and Maintenance (O&M) (\$kWh/año):** incluye los costos necesarios para mantener el sistema operativo para su funcionamiento durante su vida útil. Incluye partes y mano de obra.

**O&M básico o Basic Variable O&M (\$MWh):** Costo de consumibles que no afectan el funcionamiento del sistema.

**Eficiencia o Round Trip Efficiency (RTE) Losses (\$kWh):** Relación entre la energía inyectada a la red y la tomada de la red. El valor es menor a 1 debido a las pérdidas asociadas al ESS. Luego se asocia al precio de la energía en kWh.

**Garantía o Warranty (\$kWh):** Tarifa del proveedor del equipamiento para garantizar la fabricación y la vida útil.

**Seguro o Insurance (\$kWh):** Tarifa de seguro para cubrir riesgos y eventos inesperados.

### 3.8. Costos anuales y de inversión de capital

#### Costo de desmantelamiento

**Desconexión o Disconnection (\$kW):** Costo asociado a al desconexión del ESS de la red.

**Desarme o Disassembly/Removal (\$kW):** Desarme del ESS y sus componentes para su reciclaje o disposición final.

**Restauración o Site Remediation (\$kW):** Costo para dejar el sitio a tierra descubierta, un plantío o lo estipulado en el contrato.

**Reciclaje o Recycle/Disposal (\$kW):** Costo de separación de componentes para su reciclaje, costos de envío a la planta de reciclaje y el reciclaje en sí.

#### Métricas de rendimiento

**Eficiencia o RTE (%)**: Energía inyectada a la red en relación a la consumida. Depende de las condiciones de operación.

**Tiempo de respuesta o Response Time (seg o min)**: Tiempo del ESS de ir de 0 a 100 % de la potencia nominal.

**Ciclo de vida o Cycle Life (#)**: La cantidad de ciclos de carga y descarga en su vida útil, la cual esta relacionada a la profundidad de descarga (DOD Depth of discharge).

**Vida útil o Calendar Life (años)**: Máxima cantidad de años que puede estar el sistema operativo. Esta vinculado al SOC, estado de carga por sus siglas en ingles.

**Duración útil o Duration Corresponding to Cycle Life (años)**: Se calcula dividiendo los ciclos de vida entre los ciclos por año. Considerando los tiempo de inactividad.

#### 3.8.3. Análisis de precios de almacenamiento

En la siguiente parte se comparan diferentes sistemas de almacenamiento según su costo de capital y su costo anual de funcionamiento. Usando de base las figuras que resumen el informe presentado en [36].

Como se mencionó anteriormente la hidroeléctrica con bombeo (PSH) se presenta como la tecnología de almacenamiento mayoritaria a nivel internacional, la misma según la figura 3.21 alcanza un costo de instalación del orden de 260USD/kWh en 100MW y 10 horas de almacenamiento. Siendo la represa (76USD/kWh) y la sala de máquinas lo mas costoso (742USD/kW). [36]

Por otro lado en la última década se ha ido incrementado considerablemente el almacenamiento con baterías, llegando a 356USD/kWh con litio ion LFP, 356USD/kWh con plomo ácido, 366USD/kWh en litio ion NMC, y 399USD/kWh en vanadium RFB en el costo total de 100 MW en 10 horas de almacenamiento como se aprecia en al figura 3.21. En el caso particular de las batería de litio y plomo, el sistema de corriente continua cuesta del orden del 40 % de la inversión.

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

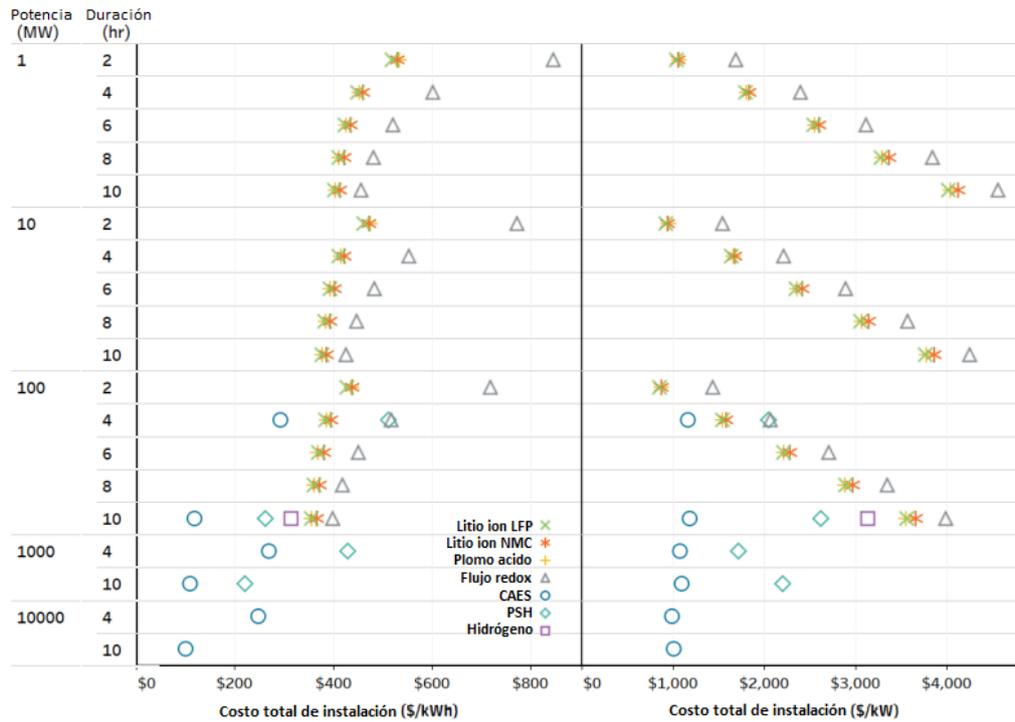


Figura 3.21: Costo estimado en USD para 2020 de sistemas de almacenamiento para diferentes potencias (MW), duración (hr) y tipo de tecnología. (Traducción propia al español) [36]

En el caso de los sistemas de aire comprimido CAES se estima es el mas económico, llegando a valores de 119USD/kWh como se aprecia en la figura 3.21. Pero esta fuertemente limitado a zonas donde existan condiciones naturales favorables, como ser la localización de cavernas con estos fines.

Continuando en la figura 3.21 y para sistemas de 4 horas de duración en 100 MW los CAES y los sistemas de baterías de litio muestran costos comparable. No así los RFBs y las hidroeléctricas con bombeo donde el capital inicial es elevado.

Es de notar, que según la duración del almacenamiento las diferentes tecnología se posicionan distinto debido al costo de la instalación. Así, la PSH presenta bajo costo de capital en 10 horas pero alto en 4 horas en proporción para 100 MW según la figura 3.21. Por otro lado, el CAES el que tiene costos independientes en potencia y energía, la variación por incremento de potencia es marginal para el aumento en duración de descarga.

Para un sistema de 10 horas y 100MW, sobre una base de costos anuales en 2020 según la figura 3.22, tanto los CAES y las PSH son las mas eficientes llegando a 29 y 36USD/kWh. Luego es seguido por los sistemas de almacenamiento de energía en base a hidrógeno (HESS) que si bien el costo de capital es mas bajo que los sistemas de flujo redox, los costos anuales son similares 56 y 65USD/kWh

### 3.8. Costos anuales y de inversión de capital

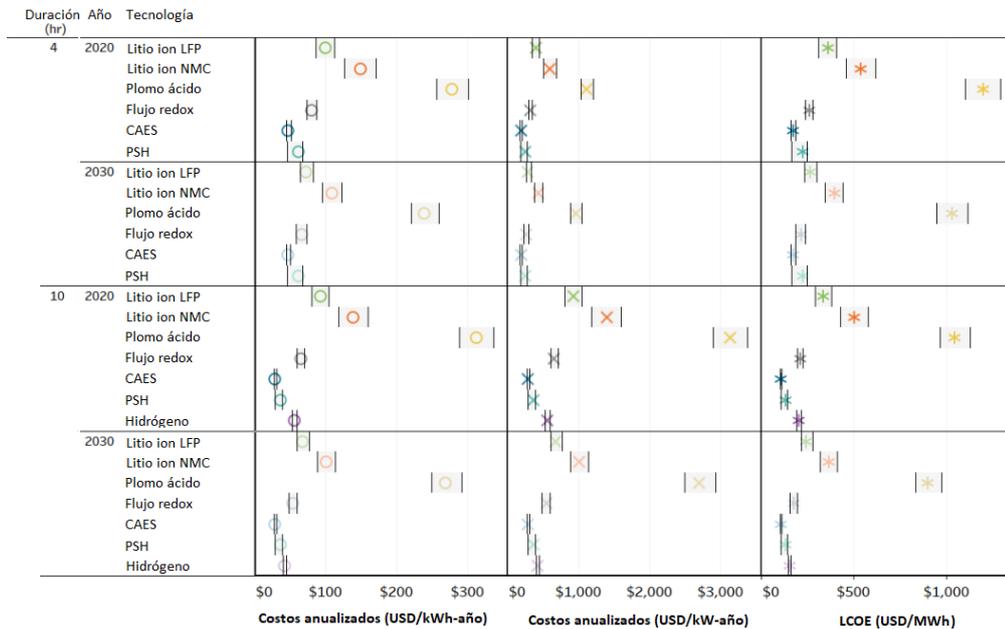


Figura 3.22: Costo anual y LCOE por tecnología de almacenamiento de energía y año, para sistemas de 100 MW en 4 y 10 horas (Traducción propia al español) [36]

gracias a la alta eficiencia que presentan los RFB en un ciclo completo. [36]

Seguidamente continúan las baterías de litio LFP y NMC a 93 y 140USD/kWh en costo anual. Si bien estas tienen un costo de capital similar, sus costos anuales se diferencian debido a que la LFP tiene mayor ciclo de vida que la NMC. Esto mismo sucede entre las LFP y las Redox ya que si bien el costo de capital de las LFP es menor que la Redox, no así su costo anual.

Por el contrario para las baterías de plomo ácido, con un costo de capital similar al litio, debido a su bajo ciclo de vida, DOD y baja eficiencia su costo anual es tres veces mayor como muestran las figuras 3.21 y 3.22

Para las CAES, PHS y RFB en 100MW y 4 horas de duración presentan altos costos de vida comparados con los otros sistemas, lo que les permite ser los de menor costo anual, como se aprecia en la figura 3.22.

A modo de referencia en el informe [36] se presentan estimaciones de costos para 2030 las cuales se pueden apreciar en la figura 3.23. En esta, producto de la investigación y al incremento del uso se estiman costos para sistemas de 100MW y 4 horas en Litio LFP y NMC de 300USD/kWh, en CAES de 291USD/kWh, en RFB 414USD/kWh, en PSH 512USD/kWh y en plomo ácido 330USD/kWh.

Es de destacar el comportamiento de los sistemas en hidrógeno, donde se puede apreciar ya en la actualidad para sistemas de 100 MW en 10 horas, en la figura 3.22

### Capítulo 3. Sistemas de almacenamiento

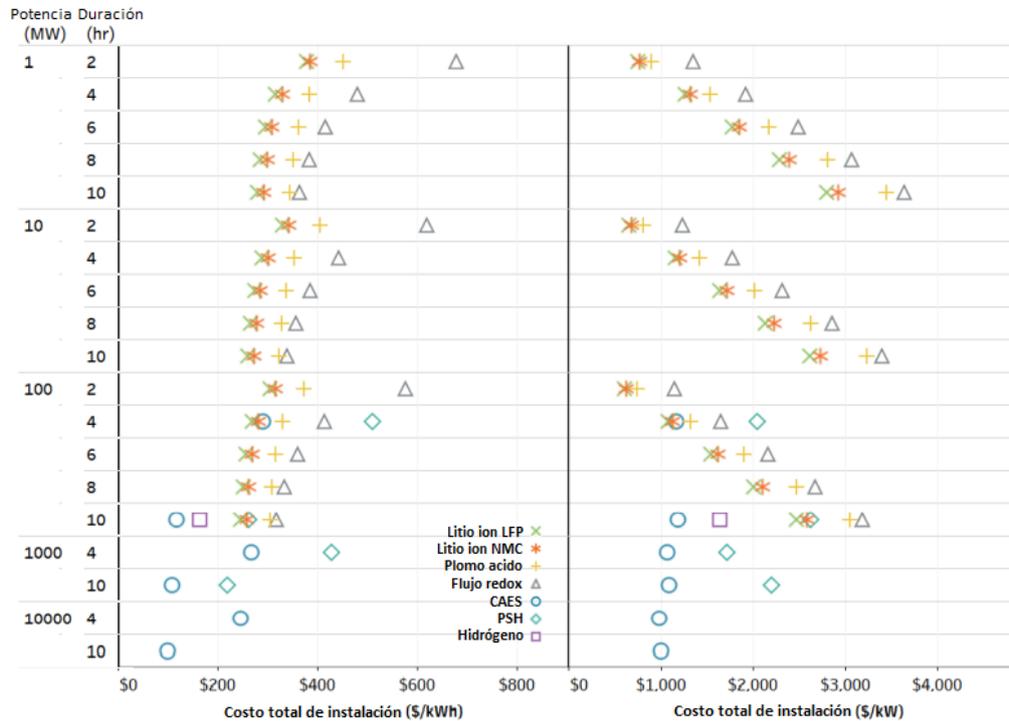


Figura 3.23: Costo estimado en USD para 2030 de sistemas de almacenamiento para diferentes potencias (MW), duración (hr) y tipo de tecnología. (Traducción propia al español) [36]

como su costo anual es comparable a los sistemas CAES y PHS, y más económico que las baterías. Incluso mejora y se reducen sus costos para el año 2030.

En cuanto al costo de capital para el 2020 el hidrógeno para un sistema de 100 MW y 10 horas, según la figura 3.21 muestra que es comparable a las PHS y mejor que los sistemas de baterías. Llegando a un costo del orden de 300 USD/kWh y 3000 USD/kW.

En costo de capital para 2030 según la figura 3.23 el HESS es comparable y de los mas bajos junto al CAES llegando a 180USD/kWh y 1800 USD/kW. Y mas económico que los sistema de baterías.

### 3.9. Conclusiones

Se han presentado diferentes sistemas de almacenamiento de energía dependiendo de sus principios de funcionamiento, a decir, mecánico, térmico, químico, eléctrico, electroquímico entre otros. Alguno de ellos son utilizados desde la antigüedad como la rueda de inercia mientras que otros son más modernos.

### 3.9. Conclusiones

Para cada uno de los ESS presentados se han descrito sus características principales así como su historia, sus ventajas y desventajas, su principales usos y proyecciones futuras. De estos se destacan por su potencialidad y uso expandido, los sistemas de aire comprimido, la hidroeléctrica reversible, las baterías de flujo, de litio, de plomo ácido y el hidrógeno. Siendo este último de gran interés actualmente. A tal punto que compite con el litio, desconociendo si uno de ellos será el más utilizado o serán por el contrario usados de igual forma.

Por último se realizó un análisis de los precios actuales y futuros (2030) sobre las tecnologías mencionadas anteriormente. Mostrando que los ESS más económicos en 100 y 1000 MW son los CAES, PSH, RFB para grandes potencias y las baterías de litio y flujo siguen reduciendo sus precios siendo estas la que más se adecúan para sistemas de menos de 10MW.

Si bien hay ESS más expandidos en su uso a nivel internacional como el PHS, cada uno de ellos tiene su particularidad que lo hace útil para funciones específicas. Por ello es relevante a la hora de seleccionar uno de ellos tener claro cuales serán los requerimientos de potencia, duración (energía), tamaño, costo, velocidad de respuesta, periodo de tiempo de uso, vida útil, entre otros para realizar la elección adecuada.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 4

## Usos y aplicaciones del almacenamiento

### 4.1. Introducción

Un sistema de almacenamiento para energía eléctrica puede ser definido de forma genérica a partir de tres capacidades básicas.

- Consume electricidad.
- Acumula la electricidad como energía.
- Genera electricidad en base a la energía acumulada y la inyecta.

Estas tres características son dependientes una de la otra y requieren estrategias de control adecuadas. Al punto que para generar energía tiene que haberla almacenado (consumido) primero. La capacidad de almacenamiento es limitada y aún más si la generación o la descarga no se llevan a cabo. [44]

El almacenamiento puede ser usado por diferentes actores, generadores renovables o clásicos, por operadores en la transmisión o la distribución, e incluso por los consumidores.

Siendo estos servicios tan variados, como por ejemplo:

- Desplazamiento planeado de bloque de energía
- Soporte en un apagón o interrupción
- Inyectar o absorber potencia reactiva
- Filtrar distorsiones en la tensión, armónicos, desbalances

Por lo que el almacenamiento no solo puede ser usado y ponderado económicamente por almacenar en sí, sino también por sus servicios que puede brindar como se observa en la figura 4.1. [44]

## Capítulo 4. Usos y aplicaciones del almacenamiento

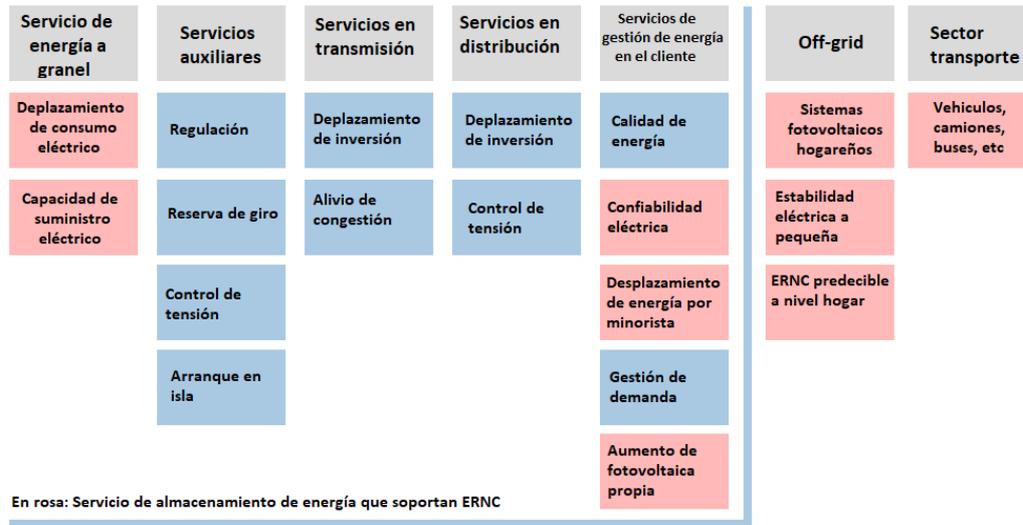


Figura 4.1: Catálogo de los diferentes sistemas de almacenamiento y sus clasificaciones. (Traducción propia al español) [27]

### 4.2. Control de frecuencia

Las plantas de generación y algunos consumidores en particular utilizan la frecuencia de la red con fines específicos, por tanto la frecuencia debe ser mantenida. Es uno de los servicios auxiliares del RMMEE. Un rango aceptable es del entorno de 1Hz el 99.5 % del año, tanto para las redes de 50Hz como las de 60Hz.

El control de la frecuencia se basa en el balance de la demanda y la generación la cual esta regida por la velocidad de giro de generadores síncronos. Los cuales tienen una velocidad de giro proporcional a la frecuencia de la tensión de salida, y la relación de proporcionalidad esta dada por los pares de polos de estos generadores.

Existen niveles de control de frecuencia, primaria, secundaria y terciaria. Estos niveles básicamente van de mas exigentes en la velocidad de respuesta y tiempo de permanencia a menos respectivamente. Además el tercer nivel se ejecuta cuando los 2 niveles de contención iniciales fueron sobrepasados. Es de destacar que cada uno tiene un contrato diferente por el cual el sistema de almacenamiento percibe ingresos. [44] [52].

El hecho de tener energía almacenada permite despacharla según las características del sistema de almacenamiento y su contrato de venta del servicio para alguno de los niveles anteriormente mencionados. A su vez si la demanda es baja y la generación está por encima, se puede utilizar la disponibilidad del almacenamiento para absorber ese exceso de energía. De esta forma también se satisface el control de frecuencia. [52]

Cuando un proveedor de almacenamiento de energía tiene un contrato con la empresa eléctrica para garantizar la frecuencia de la red a nivel de transmisión, limita fuertemente al proveedor en el uso de la energía con otros fines que no sea el control de frecuencia. [44]

### 4.3. Control de tensión

Mantener la tensión de la red eléctrica dentro de cierto rango es fundamental para el correcto funcionamiento de los sistemas conectados a esta. Esto es parte de la calidad de la energía, siendo el rango de funcionamiento aceptable del orden del 10 % de variación.

En las redes de transmisión y distribución las caídas de tensión son debidas a la circulación de potencia reactiva. Controlando esto último se logra tener un control efectivo sobre la tensión.

El control se puede realizar, por ejemplo con bancos de capacitores o reactores aguas abajo de los transformadores de alta tensión en subestaciones de la red de distribución.

Existen tres posibles implementaciones. El primario, el secundario y el terciario. El primero es automático y se produce en las plantas generadoras conectadas a la red de transmisión. Se ocupa de mantener la tensión de referencia en los generadores, actuando en el orden de los milisegundos.

El sistema secundario se ocupa de controlar que la variación de la tensión esté dentro de cierto rango, y actúa mas lenta que la primaria, estando en el orden del minuto.

Mientras que el tercero actúa de forma quinceminutal y esta centralizado en un despacho nacional, controlando que las tensión de las diferentes regiones del servicio estén dentro del rango meta. [44]

Básicamente como se comentó antes, la clave está en la energía reactiva, consumirla o generarla. Un ejemplo de esto son los sistemas que usan generadores bobinados como alternadores, es decir hidroeléctricas o aire comprimido, se debe tener una maquina que soporte mayores corrientes y tensiones. En países como Francia se paga este servicio dependiendo de la zona donde esta instalado el almacenamiento. Para tener una referencia USD 800/MVA/año o USD 0.03/MVAR por media hora, para los primarios, y para los secundarios el doble. [44]

## 4.4. Servicios para el sistema de transmisión

### 4.4.1. Gestión de congestión

Cuando una línea de transporte se sobrecarga, entonces el almacenamiento provee al consumidor de la energía necesaria librando a la línea de transporte. Para luego cargarse nuevamente en momentos de menor consumo. De esta forma no se necesita invertir en la línea. [44]

### 4.4.2. Arranque autógeno

Una vez que se genera un corte de energía a nivel de transmisión, para reactivar el servicio eléctrico se hace uso de los generadores que pueden generar sin depender de la red eléctrica caída, es lo que se conoce como arranque autógeno o blackstart.

## Capítulo 4. Usos y aplicaciones del almacenamiento

O se hace uso de los generadores que no han dejado de estar en servicio durante la falla, es decir los que funcionan en isla. [44]

Los sistemas de almacenamiento pueden ayudar con el arranque autógeno de los demás generadores, cumpliendo los siguientes requerimiento. [44]

- Entregar una potencia de entre 5 % a 10 % de la nominal que este manejando la red para soportar los transitorios de las conexiones y desconexiones producto de reactivación del servicio.
- Operar en un amplio rango de potencia, en particular mantenerse trabajando a baja potencia. Para estabilizar la red independientemente del requerimiento de la demanda.
- Mantener estable la frecuencia y la tensión
- Controlar los sobrepicos de tensión producto de la reconexión de cargas a la red. [44]

### 4.5. Servicios para el sistema de distribución

#### 4.5.1. Peak shaving o recorte de pico

Sirve para disminuir la inversión en la red de distribución cuando el almacenamiento se encuentra cercano al lugar de consumo. Cuando una red de distribución se ve sobre exigida en su capacidad nominal por picos de consumo de la demanda, la red se debe actualizar, incrementando la capacidad de la línea ya existente o creando una nueva. Esta adecuación se hará para satisfacer no solo el pico actual de consumo, sino el futuro, ya que las inversiones suelen ser costosas se busca reducir costos a largo plazo estandarizando las instalaciones, realizando la menor cantidad de obras posibles. Esto hace que la nueva red se subutilice en el corto plazo hasta alcanzar su uso nominal, lo cual puede llevar años. Esto básicamente es una pérdida, gastando mas de lo necesario.

El recorte de picos o 'Peak Shaving' consiste en usar el almacenamiento como una solución temporal para aliviar tramos de la red que estén sobre exigidas. Por tanto se almacena cuando no se está sobre exigido y se libera cuando se sabe que se va sobre exigir en el pico de consumo. Recortando el pico de consumo en la zona de la red que no lo soporta. [44]

#### 4.5.2. Control de tensión local

Mantener la tensión de la red en rango aceptable es necesario para garantizar el correcto funcionamiento de las cargas conectadas, como se mencionó anteriormente. Esto se consigue según la capacidad del sistema de almacenamiento durante un periodo de tiempo. Cuando la tensión cae, el sistema de almacenamiento inyecta energía y cuando la tensión sube, absorbe energía para compensar. Pero en este caso a nivel de la red de distribución. [44]

## 4.5. Servicios para el sistema de distribución

### 4.5.3. Respaldo de isla

Cada vez son más los generadores instalados en las redes de distribución. Por lo que sería deseable poder usarlos para brindar servicios de respaldo cuando se produce una falla en red de forma masiva. El problema es que generalmente estos generadores no están pensados para funcionar con la red caída, ya que no tiene capacidad de funcionar aislados a menos que se le adapte algún sistema aparte o incluso un sistema de almacenamiento. [44]

### 4.5.4. Compensación de reactiva entre transmisión y distribución

Las líneas de alta tensión son básicamente inductivas, lo cual esta relacionado con la caída de tensión por la energía reactiva, sumado a que la reactiva incrementa la aparente y por tanto las perdidas Joule. Intentar controlar la tensión implica controlar la energía reactiva consumida por la demanda y por la red.

La forma de controlar este problema es con capacitores cercanos a los puntos inductivos, o mediante sistema de almacenamiento con electrónica de potencia para compensar la reactiva. La ventaja del almacenamiento contra los bancos de capacitores, es que se puede ajustar la compensación en tiempo real.

### 4.5.5. Reducción de perdidas Joule

La resistencia de los cables de la red genera perdidas con el cuadrado de la corriente. Si se modifica los flujos de corriente mediante almacenamiento y ajustando los ciclos de carga y descarga se puede reducir las perdidas por Joule. [44]

### 4.5.6. Calidad de energía

Con el almacenamiento junto a electrónica de potencia se pueden realizar mejoras en la calidad de la energía eliminando perturbaciones de la red y/o mediante el filtrado activo.

Existen determinados clientes a nivel de distribución que necesitan ciertos niveles de calidad de energía superiores a la media, esto puede ser por ejemplo evitar la caída de la tensión, ya que utiliza equipamientos con electrónica sensible. Para esos casos se puede negociar con el cliente la posibilidad de instalar lo más cerca posible un sistema de almacenamiento y subirle la tarifa por este servicio.

A su vez, se puede mejora de la calidad de la corriente proveniente de la red de transmisión, mediante el uso de almacenamiento en la red de distribución inyectando competentes armónicos para anular los existentes. [44]

## 4.6. Servicios para un propietario de generación centralizada

### 4.6.1. Transferencia de energía

Típicamente una planta generadora térmica e hidroeléctrica presenta niveles de eficiencia variable según la demanda de energía. Atendiendo esta variación puede considerarse el almacenamiento para que estos generadores operen a su máxima eficiencia. Lógicamente implica dimensionar la planta de almacenamiento para tal desafío, tolerando ciclados diarios. Además debe soportar el consumo durante el pico que suele ser del orden de 1 hora. [44]

### 4.6.2. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>

Atendiendo el caso anterior también se pueden reducir la generación de CO<sub>2</sub> en los generadores térmicos. [44]

### 4.6.3. Reducción de mantenimiento

El hecho de atender los picos de consumo mediante almacenamiento manteniendo los generadores en su eficiencia óptima, o incluso generando por debajo de su máxima capacidad hace que estos generadores se vean menos resentidos en sus sistemas haciendo que los desgastes disminuyan y consigo el plan de mantenimiento programado se vea optimizado. [44]

### 4.6.4. Reserva y servicios auxiliares

Los servicios auxiliares como por ejemplo el control de frecuencia primario puede ser realizado por un sistema de almacenamiento en la red de transmisión, controlado por un productor generador. Ejemplo de esto es Chile con un sistema de almacenamiento de 50MW en batería de litio en una planta térmica de 544MW. [44]

## 4.7. Servicios para generadores ERNC descentralizados

Las fuentes de energía renovable no convencionales, suele ser generación distribuida y trae aparejado nuevos desafíos. Por ejemplo, tener baja demanda de energía cuando hay exceso de generación puede provocar incluso costos de energía negativos, sumado a esto como la eólica y la solar son fuentes variables, la predicción de estos recursos suele ser compleja a corto plazo. [44]

### 4.7.1. Aplazamiento de inyección

La ERNC es difícil de predecir, pudiendo no tener generación en el pico de consumo trayendo como consecuencia según cual fuere el reglamento del mercado eléctrico un muy bajo precio de venta de la energía de este generador.

## 4.8. Servicios a consumidores

Con un sistema de almacenamiento se puede aplazar el aporte de energía, para cuando el mercado más la valore. Es decir almacenar una porción cuando la energía está en su menor precio, para inyectarla cuando el precio es mayor. [44]

### 4.7.2. Garantía de un perfil de producción para compradores y operadores

En alguno países se les pide a los generadores ERNC que den su pronóstico de generación en las próximas 24 horas. Generalmente estos pronósticos concuerdan con la cantidad de energía a generar pero suelen discrepar en el momento en que sucede su pico de generación. Para poder dar mayor predecibilidad al recurso energético se utilizan sistemas de almacenamiento. [44]

### 4.7.3. Servicios auxiliares

En los casos que la ERNC participa en el control primario de frecuencia, estos deben mantener una reserva permanente para garantizar el servicio. Esto lo hacen con almacenamiento de energía. Este servicio es pago por la empresa contratante. [44]

### 4.7.4. Desplazamiento de las inversiones por potencia firme

La incorporación del almacenamiento en la ERNC afecta sobre al crédito de capacidad de un parque generador, y por tanto en la potencia firme del sistema eléctrico en su totalidad, es decir que tiene efecto sobre las inversiones en potencia firme. Donde generalmente suele ser instaladas centrales de generación térmica para satisfacer dicha necesidad. Este punto se analiza en detalle en el capítulo 6.

### 4.7.5. Valor de la energía no inyectada

Quien administra la red en ocasiones debe restringir el ingreso de energía de un generador, producto de la demanda satisfecha, regulación de tensión o frecuencia. Al limitar el ingreso de energía a la red, el generador puede almacenarla para inyectarla luego, tomando de esta una ganancia económica [44]. Existen casos donde se paga por la energía que se pudo haber generado pero no pudo inyectar por restricciones de operación de la red. Para estos casos se dificulta que se realice una inversión para almacenar la energía sobrante si de todos modos se paga por ella.

## 4.8. Servicios a consumidores

### 4.8.1. Recorte de pico de demanda

Consiste en satisfacer el pico de consumo de un cliente mediante la energía almacenada en los momentos de menor consumo, usando sus propios recursos de almacenamiento. [44]

### 4.8.2. Desplazamiento de consumo

Este servicio está pensado para reducir la facturación del consumidor y a la vez disminuir el pico de consumo en la red. Haciendo uso de los precios bajos en las horas de menor demanda y los precios altos en la demanda alta.

Otros servicios pueden ser la respuesta de demanda que consiste en que el consumidor a pedido de la empresa que brinda el servicio eléctrico, colabore en atender la calidad de la energía de la red haciendo uso de su propio sistema de almacenamiento, ejemplo de esto es el uso de calentadores de agua inteligentes controlados por la empresa de energía, como sucede hace años en Francia. Continuando con los servicios se puede atender requerimientos de calidad específicos, o no discontinuar la alimentación en caso de una interrupción eléctrica, reducción de perturbaciones en MT o BT aguas arriba y compensación de reactiva. [44]

## 4.9. Beneficios del mercado

### 4.9.1. Compra y venta de bloques de energía

Consiste en gestionar el almacenamiento de acuerdo con los precios de la electricidad en el mercado, acumular cuando es bajo e inyectar cuando es alto. La operación es deseada cuando la diferencia de precio entre la compra y la venta cubre la inversión y el costo operativo del almacenamiento. [44]

### 4.9.2. Mercado de servicios auxiliares

Servicios como la seguridad del sistema eléctrico y la fiabilidad como el control de frecuencia suelen ser brindados exclusivamente por las plantas generadoras conectadas a la red de transmisión. En 2015 en Francia se realizaron pruebas piloto donde determinados consumidores podían brindar este servicio gracias a entre otras cosas disponer de sistemas de almacenamiento. Este tipo de prácticas permite a los generadores acceder a brindar otros servicios producto de obtener mayor flexibilidad en la gestión de sus recursos [44].

## 4.10. Ejemplos prácticos

En esta sección se mostrarán casos prácticos de uso de almacenamiento mediante cálculos primarios.

### 4.10.1. Recorte de pico de demanda

El presente ejemplo tiene por objeto mostrar cómo se puede aplanar la curva de un consumidor mediante el uso de almacenamiento. Y cómo este le puede beneficiar con respecto al pliego tarifario de UTE.

Se considera una industria frigorífica de faena de ganado bovino y ovino de 1MW de potencia contratada en 22 kV siendo según el pliego tarifario de UTE a

#### 4.10. Ejemplos prácticos

Julio de 2022 un consumidor del tipo GC2. El valor de la energía en valle es de 2.138 \$/kWh y en punta de 7.989 \$/kWh. El horario valle va de las 0 horas hasta las 7 de la mañana mientras que la punta transcurre desde las 18 horas hasta las 22.

El precio de una instalación de almacenamiento en baterías de litio es de 450 USD/kWh según [28]. El dólar se considera a 43 \$/USD. Mientras que se considera un banco de almacenamiento de 1MW y de 2 MWh. Dando como costo total de la inversión de 900000 USD.

Se supone que el banco de baterías se carga en el horario valle y se inyecta su energía en el horario punta, todos los días a 100 % de capacidad de la misma durante 20 años con una degradación de 2.02 % [4]. La diferencia de precio en la compra y la venta de energía es a favor del frigorífico en 5.851\$/kWh. Teniendo en cuenta que son 2 MWh por día, la industria tiene un ingreso de divisas de 2 por 5851 \$/MWh con un dólar a 43\$/USD, resulta en 273 USD/día, el primer año.

Se considera una tasa de descuento del 10 %, siendo lo usual en proyectos eléctricos [4]. A su vez se considera un 2 % sobre el capital anual de mantenimiento con una tasa de incremento anual del 7 %. Se toma un 0.1 % en costo de seguro sobre el capital y una degradación de las baterías del orden del 2.02 % anual. [4]

Se asume que el frigorífico paga IRAE y por el decreto 354/09 inciso A o E al año 2022, tiene un beneficio de exoneración del 40 %.

Hipótesis de calculo

- Dólar 43 \$/USD
- Tasa de descuento 10 %
- O&M de la instalación 2 % sobre capital
- Aumento anual de mantenimiento y seguro 7 %
- Seguro 0.1 % sobre la inversión
- Degradación de baterías 2.02 %
- IRAE (25 %)
- Beneficio 40 % IRAE Decreto.354/09
- Potencia contratada 1 MW
- Tensión 22 kV
- Consumidor tipo GC2
- Precio batería litio 450 USD/kWh
- Batería Potencia 1 MW
- Batería Capacidad 2 MWh
- Aumento de tarifas de UTE 7 % anual

## Capítulo 4. Usos y aplicaciones del almacenamiento

	DÓLARES	0	1	20
	AÑO	2020	2021	2040
A	Ingresos		99,331	243,774
	<b>Costos producción</b>			
B	Mantenimiento (2% Inv)		18,000	65,097
C	Amortización (20 años)		45,000	45,000
D	Seguro (0,1% Inv)		900	3,255
E = B +C +D	Total Costos Producción		63,900	113,352
F = A - E	<b>MARGEN OPERATIVO</b>		35,431	130,422
G	Costo financiero			
H = F - G	Utilidades antes de Impuestos		35,431	130,422
I = H x 0,25	IRAE (25%)		8,858	32,605
K = I x (100-40)%	Beneficio 40% IRAE Dto.354/09		5,315	19,563
L = F -G -K	<b>MARGEN NETO</b>		30,116	110,858
M= N/4años	Exoneracion impuestos COMAP		202,500	
C	Amortización		45,000	45,000
N	Inversion inicial baterias	900,000		
O	Préstamo bancario			
	Inversion total de la empresa			
P = A+M+C-E-K-N	<b>FLUJO FONDO CTE</b>	-900,000	277,616	155,858
Q = P al año 0		-900,000	252,378	23,167
	<b>TIR REAL</b>	22.14%		
	<b>VAN a TD</b>	582,094		
R= R ant + Q		-900,000	-647,622	582,094
	<b>PERIODO DE REPAGO (años)</b>	5		20

Figura 4.2: Flujo de fondos a 20 años

- Precio de energía en Valle en pesos uruguayos 2.138 \$/kWh
- Precio de energía en Punta en pesos uruguayos 7.989 \$/kWh

Por último al flujo de fondos de la tabla 4.2 realizado para ver la viabilidad del proyecto, se le computa un valor variable en el descuento de impuestos por la ley de inversiones COMAP. Se analizan 4 escenarios, sin exoneración, con 10 %, 60 % y por último un 90 %. Esta exoneración se realiza en 4 años sobre devolución fiscal.

Como se aprecia en la tabla 4.3 para que la inversión sea rentable, es necesario que el descuento de la COMAP sea del orden del 60 %. Para ello es necesario realizar una inversión mayor que genere este descuento. La situación más atractiva para la inversión es aquella que tiene un descuento del 90 % donde la TIR es 23 % el periodo de repago de 4 años con una tasa de descuento del 10 %.

#### 4.10. Ejemplos prácticos

	Escenario 1 COMAP 0%	Escenario 2 COMAP 10%	Escenario 3 COMAP 60%	Escenario 4 COMAP 90%
VAN @ TD = 10% (USD)	-59804	11518	368128	582094
TIR %	9%	10%	17%	22%
PdR años	23	20	9	5

Figura 4.3: VAN, TIR y periodo de repago según beneficio fiscal COMAP.

#### 4.10.2. Inversión en línea de transmisión

Se plantea realizar el análisis de si es rentable realizar una ampliación en una línea de transmisión o en almacenamiento.

Entre la ciudad A y la B existe una línea de transmisión en 150 kV con torres para una terna y la relación entre vano y flecha de la línea permite una potencia de 100 MW. En la ciudad B se instala una industria de 15 MW. El punto de conexión más cercano es usando la línea AB. Ampliar la línea implica colocar torres nuevas y agregar una terna más. El costo para esta obra es de 250000 USD/km. De esta forma se duplica la capacidad de potencia a entregar a B teniendo la nueva línea tiempo y capacidad ociosa.

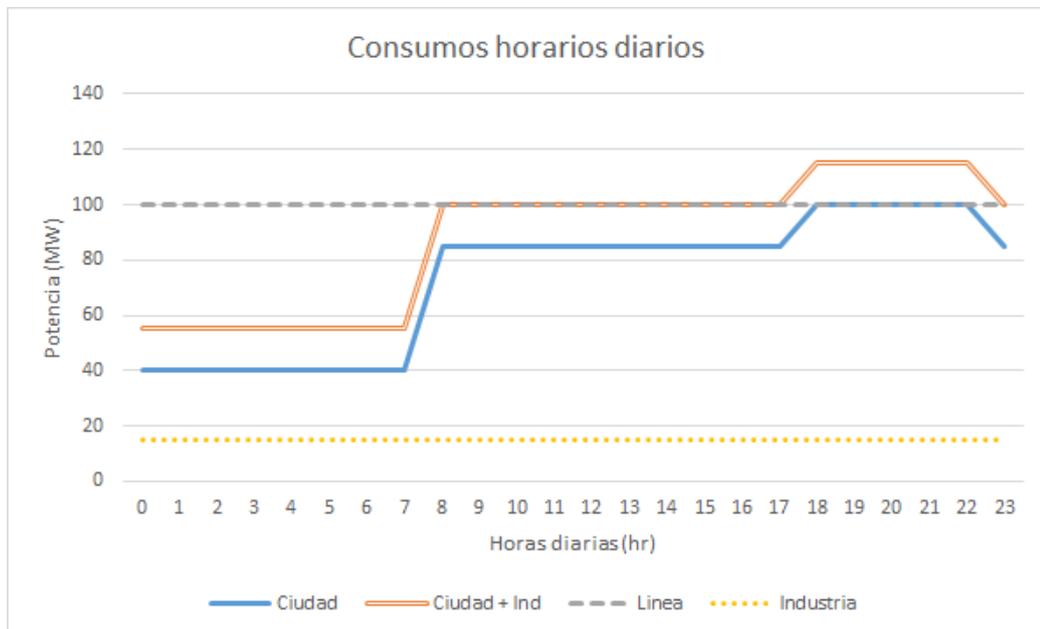


Figura 4.4: Curva de demanda de la Ciudad con y sin la industria, consumo de la ciudad y potencia máxima de la línea con y sin la industria.

El perfil de demanda de la ciudad B es de 40 MW entre las 0 y las 7 horas, de 100 MW entre las 18 y las 22 y de 85 MW el resto del tiempo, como se aprecia en

## Capítulo 4. Usos y aplicaciones del almacenamiento

la figura 4.4. Este comportamiento es similar a la curva de demanda de Uruguay, teniendo 800 MW en valle, 1700 en llano y 2000 en punta aproximadamente.

Una posible solución sin invertir en una nueva línea es instalar un sistema de almacenamiento de 15 MW y 60 MWh. Este sistema se cargará desde la línea AB en el horario valle, mientras a su vez la industria funciona. Cargando a la línea con 30 MW adicionales. De esta forma entre las 0 y 7 horas la línea queda sometida a 70 MW, como se aprecia en la figura 4.5 . Luego en el horario llano fuera de punta y valle, el sistema de almacenamiento estará inactivo, sometiendo a la línea a 100 MW producto de la suma de los 15 MW de la industria y la ciudad. Luego se inyectará la energía almacenada en la industria en el horario punta, manteniendo los 100 MW en la línea.

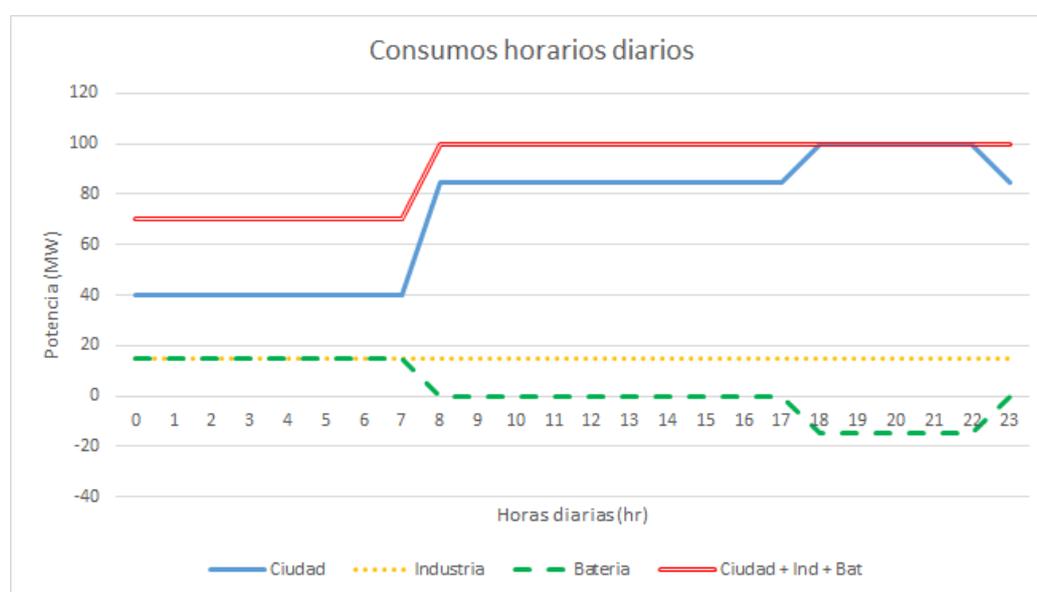


Figura 4.5: Curva de demanda de la Ciudad, de la industria, de la batería y de la ciudad con industria y batería.

El costo del sistema de almacenamiento a razón de 450 USD/kWh, es un total de 27 millones de dólares.

Si la ciudad A y B distan una de la otra más de 108 km es menos costoso instalar el sistema de almacenamiento. Si la distancia es menor, es menos inversión realizar la ampliación de la línea.

Por otro lado, si se realiza la inversión sobre la línea AB, la capacidad de potencia se duplica. Pudiendo ser útil para futuras industrias a instalarse en B o para luego realizar nuevos ramales hacia otro punto de interés.

Si por el contrario se desea realizar la inversión en almacenamiento, podría brindar otros servicios, como mantener servicios de emergencia funcionando en la ciudad B en caso de una falla en la línea AB.

En este análisis no se tuvo en cuenta, el envejecimiento, la vida útil ni la eficiencia del sistema de almacenamiento, ni así como la variación en la tarifa, o

los costos de mantenimiento y seguro. Tampoco los beneficios fiscales por la ley de inversión de la COMAP.

### 4.10.3. Red eléctrica Nacional como sistema cerrado

En el siguiente ejercicio se analiza el sistema eléctrico nacional como un sistema cerrado. En el mismo se plantean las siguientes hipótesis, y se utiliza la Planilla Excel SOF 6.2 para la realización de los cálculos.

Los casos a analizar son los siguientes:

- Caso 0 Demanda actual y parque generador actual.
- Caso 1 Demanda actual, parque generador actual con solo 1000 MW de eólica.
- Caso 2 Demanda actual, parque generador actual y central hidroeléctrica reversible (CHR) 500 MW.
- Caso 3 Demanda doble a la actual, parque generador actual con eólica en 3200 MW.
- Caso 4 Demanda doble a la actual, parque generador actual con eólica y solar en 3200 MW cada una.
- Caso 5 Demanda doble a la actual, parque generador actual con eólica y solar en 3200 MW cada una y CHR en 1000 MW.

Se asume que la CHR es un sistema de almacenamiento. El cual puede ser hidráulica por bombeo o confeccionado con baterías de Litio, de esa forma se puede evaluar diferentes precios. Los Precios de Litio y la CHR se toman de [16] Litio 450USD/kWh y 362 USD/kWh (2025), CHR o PSH 165 USD/kWh. En el SOF la energía Bombeada es el agua que es bombeada por criterio económico en la propia CHR. La Derramada es aquella que es efectivamente derramada en las represas hidroeléctricas por restricciones operativas de la red. En el siguiente ejercicio, se utilizan las dos por separado para realizar el análisis de carga del ESS.

El bombeo de la CHR será la inyección del parque de baterías. Por otro lado se considera que el sistema de almacenamiento almacena 10 horas. Por tanto para el sistema de 500 MW se almacena 5000 MWh y en el caso de 1000 MW se almacena 10000 MWh.

La derramada en el caso 2 es de 260GWh y en el caso 5 de 1929GWh. Se supone que el ESS es cargado al máximo y descargado en el mismo día, todos los días del año. A su vez que la energía derramada anual se distribuye por igual y de forma diaria. Es decir que la capacidad de almacenamiento de los ESS en cada caso es suficiente.

## Capítulo 4. Usos y aplicaciones del almacenamiento

	Anual									
	Térmicas MWh	Bombeo MW	Spot promedio USD/MWh	Eólico MW	Solar MW	Derrame MWh	Demanda GWh	Bombeada MWh	Costo spot bombeado USD	Costo térmica promedio USD
Caso 0	706	0	13.63	1500	200	260346	11272			
Caso 1	1813	0	23.37	1000	200	5840	11272			
Caso 2	0	500	13.51	1500	200	260346	11272	5706	77088	702091
Caso 3	1249003	0	53.23	3200	200	818956	20765			
Caso 4	480449	0	28.99	3200	3200	1929367	20765			
Caso 5	393041	1000	25.38	3200	3200	1929365	20765	87105	2210725	10717779

Figura 4.6: Resumen del análisis de los 5 casos con el SOF.

Costo de capital			
Almacenamiento (hr)	10		
Potencia MW	500	1000	
Energía MWh	5000	10000	
	USD/kWh	USD	USD
Litio 2020	450	\$2250M	\$4500M
Litio 2025	362	\$1810M	\$3620M
PSH	165	\$825M	\$1650M

Figura 4.7: Costo de capital para cada escenario de almacenamiento. Baterías de Litio para precios de 2020 2025, e hidroeléctrica. Con capacidad almacenamiento en 0.5 y 1GW

Se asume que el precio de generación en el Ciclo combinado es de 104 US\$/MWh y para el Ciclo abierto de 142 US\$/MWh. Tomando de forma conservadora, como precio de referencia del barril de petróleo, 60 USD (WTI West Texas intermediate)

El análisis se realiza de forma anual en un año hidráulico medio.

El costo de capital para cada escenario de almacenamiento se observa en la tabla 4.7. Siendo la más costosa el sistema de litio de 1000 MW y la más económica la central reversible de 500 MW. La primera cuesta 4500 millones de dólares y la segunda 825 millones.

Para analizar el tiempo de repago de la inversión se toman varios escenarios. El primero de la tabla 4.8 a la izquierda, contempla un precio de despacho de la energía almacenada como el precio promedio del spot y solo la energía Bombeada como inyectable, debido a las restricciones y pérdidas. En la siguiente tabla 4.8 a la derecha se toma un precio medio de 50 dólares el MWh y se toma toda la energía que se desperdició por restricciones operativas en la red, es decir la derramada.

En los siguientes dos escenarios según tabla 4.9 se considera que el precio de la energía a inyectar por el almacenamiento es el promedio del costo de generación de térmicas 123US\$/MWh. Y nuevamente a la izquierda con la energía Bombeada y a la derecha con la energía derramada.

En el caso del precio Spot con los costos inversión tanto para el escenario

#### 4.10. Ejemplos prácticos

Precio Spot (USD/MWh)	13.51	25.38	Precio (USD/MWh)	50			
Bombeada (MWh)	5706	87105	Derramada (MWh)	260346	1929365		
Almacenamiento (hr)	10		Almacenamiento (hr)	10			
Potencia (MW)	500	1000	Potencia (MW)	500	1000		
Energía (MWh)	5000	10000	Energía (MWh)	5000	10000		
	USD/kWh	PdR (años)	PdR (años)		USD/kWh	PdR (años)	PdR (años)
Litio 2020	450	29187	2036	Litio 2020	450	173	47
Litio 2025	362	23480	1637	Litio 2025	362	139	38
PSH	165	10702	746	PSH	165	63	17

Figura 4.8: Periodo de repago en años según precio de despacho, a la izquierda (a) precio promedio spot y con la energía inyectada será la Bombeada, a la derecha (b) 50 dólares el MWh y la energía inyectada será la Derramada

Precio Promedio de térmicas 123USD/MWh							
Bombeada (MWh)	5706	87105	Derramada (MWh)	260346	1929365		
Almacenamiento (hr)	10		Almacenamiento (hr)	10			
Potencia (MW)	500	1000	Potencia (MW)	500	1000		
Energía (MWh)	5000	10000	Energía (MWh)	5000	10000		
	USD/kWh	PdR (años)	PdR (años)		USD/kWh	PdR (años)	PdR (años)
Litio 2020	450	3205	420	Litio 2020	450	70	19
Litio 2025	362	2578	338	Litio 2025	362	57	15
PSH	165	1175	154	PSH	165	26	7

Figura 4.9: Periodo de repago según precio de despacho a 123 dólares el MWh, siendo este el costo promedio de generación térmica. Usando como energía inyectada la llamada Bombeada a la izquierda (a) y la derramada en la derecha (b).

de carga con energía Bombeada se hace inviable el proyecto. Para el caso del precio promedio de las térmicas, se hace también inviable el proyecto. La diferencia sustancial se ve en la capacidad de monetizar la energía derramada en vez de la bombeada. Pero para ello se debe eliminar la suposición de carga y descarga diaria y realizar los cálculos (si se asume derramamiento 0) para que el pico de derrame sea soportado por el ESS. Otra opción es considerar exportar a mejor precio.

#### 4.10.4. Aplazamiento de potencia térmica

En el siguiente ejercicio se busca aplazar la potencia térmica usando almacenamiento.

## Capítulo 4. Usos y aplicaciones del almacenamiento

Promedio de térmicas (123USD/MWh)				Promedio de térmicas (123USD/MWh)			
Ahorro Termicas (MWh)	1813	87408		Ahorro Termicas (MWh)	1813	87408	
Bombeada (MWh)	5706	87105		Derramada (MWh)	260346	1929365	
Almacenamiento (hr)	10			Almacenamiento (hr)	10		
Potencia MW	500	1000		Potencia MW	500	1000	
Energía MWh	5000	10000		Energía MWh	5000	10000	
	USD/kWh	PdR (años)	PdR (años)		USD/kWh	PdR (años)	PdR (años)
Litio 2020	450	2432	210	Litio 2020	450	70	18
Litio 2025	362	1956	169	Litio 2025	362	56	15
PSH	165	892	77	PSH	165	26	7

Figura 4.10: Periodo de repago en caso de sustituir térmicas por almacenamiento. Del lado izquierdo (a) se usa la energía Bombeada y en el lado derecho la energía derramada.

Al ejercicio anterior se le agrega el ahorro en la no utilización de térmicas. Es decir lo ahorrado en energía generada por las térmicas se usa para pagar al ESS. Y para el caso de precio de promedio de térmicas y Bombeada se observa, que aún para el caso más rentable es de 77 años de repago como muestra la tabla 4.10. Pero si como el ejercicio anterior se utiliza la energía Derramada como forma de pago en lugar de la Bombeada, el periodo de repago podrían ser 7 años. En el caso de hidroeléctrica con bombeo en 1GW. Nuevamente se asume que es cargada y descargada diariamente.

### 4.11. Conclusiones

El almacenamiento como sistema eléctrico, al igual que todo sistema eléctrico consume energía, no solo para su funcionamiento, sino como parte esencial de su función. Es decir consume para almacenar para un uso futuro de la misma. A su vez esta energía almacenada es inyectada nuevamente, mediante una conversión de energía. Por lo que, solo por el hecho de entender la inyección como una conversión de energía hacia electricidad es que se puede pensar como un generador.

Por tanto, un sistema de almacenamiento puede ser separado en tres partes diferentes según la frontera de observación. Como un consumidor, como un acumulador propiamente dicho, y como un generador.

Tanto el consumidor como el generador en sus diferentes versión son actores existentes y claramente establecido en el RMMEE. No así el almacenamiento. Pero conceptualmente también se puede pensar que gran parte de los generador almacenan energía en alguna forma, siendo en algunos casos posibles de controlar mientras que en otros su variación solo puede ser pronosticada en algunos casos. En los embalses en la hidroeléctrica, en la acumulación de combustible en las térmicas, en el acopio de biomasa, en las masas de aire, en el Sol. Todo depende de cual es nuestro sistema de referencia y el volumen de control a analizar.

Los usuarios del almacenamiento y sus servicios son variados dentro del sistema

## 4.11. Conclusiones

eléctrico. Estos servicios pueden ser adaptados y perfilados para la transmisión, distribución, generación del tipo centralizada o descentralizados (como las ERNC), consumidores e incluso el mercado en si.

Además los sistemas de almacenamiento pueden ser usados para el control de frecuencia, control de tensión, desplazamiento de consumo, desplazamiento de la inversión mediante la potencia firme, gestión de sobre cargas en la red, reducción de perdidas Joule, compensación de reactiva, calidad de energía, reducción de CO<sub>2</sub>, mercado de auxiliares, etc.

Por tanto, a la hora de realizar una inversión en infraestructura para almacenamiento no solo se puede analizar los ingresos de la misma por objeto de potencia firme sino que puede utilizarse para las otras funciones que el almacenamiento brinda, siempre que sea compatible con este último. De esta forma el modelo de negocios puede tener mayor viabilidad.

Actualmente y por lo proyectado en los próximos 5 a 10 años la hidroeléctrica por bombeo sigue siendo un ESS mas rentable que las baterías de litio en potencias elevadas como por ejemplo 1000MW, como se aprecia en la sección 4.10.3.

Por otro lado para usos de potencias mas pequeñas como por ejemplo de 2 a 100MW y velocidades de respuesta más elevadas las baterías muestran ser una mejor opción como se aprecia en las secciones 4.10.1, 4.10.2.

Sin embargo en la compensación en reactiva, los capacitores siguen siendo la mejor opción en cuanto a lo económico, costando la mitad que las baterías de litio. A menos que esta última sea instalada con otro fin y la compensación en reactiva sea un servicio secundario.

En suma, para que un proyecto de almacenamiento sea viable, se deben cumplir no necesariamente solo una condición como mandatoria, por ejemplo que la tecnología de almacenamiento sea la más económica. Sino que, la diferencia de precio de carga y descarga sea atractivo, o que que el servicio que brinda el ESS sea económicamente requerido (servicio auxiliar o de seguro ante cortes, etc), que la tecnología elegida sea la adecuada a las necesidades, (velocidad de respuesta, etc), o tamaño mínimo viable (ejemplo hidroeléctrica o CAES).

Por ello es posible afirmar que el almacenamiento como parte del sistema eléctrico es viable dependiendo del contexto y la necesidad existente. Y a medida que las tecnologías sean usadas sus precios bajarán. Ejemplo de esto último son el inicio de las instalaciones de ERNC en Uruguay, que si bien los precios eran competitivos existía una necesidad real, y a medida que se avanzó sus precios fueron a la baja.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 5

## Potencia firme y crédito de capacidad

### 5.1. Introducción

A continuación se presentan distintas definiciones y formas de cálculo de potencia firme o crédito de capacidad, así como parámetros usados para valorar como impactan los generadores en la red eléctrica. A su vez, uno de estos métodos serán utilizados para el cálculo del valor de crédito de capacidad de las ERNC.

Según [19] la potencia firme o también llamada confiabilidad, se entiende por la potencia que es capaz de entregar y mantener un generador cuando se le requiere por parte del Despacho de carga. En términos más específicos, para una máquina térmica, es la potencia de la placa ponderada por la disponibilidad registrada en un lapso de tiempo, la cual se vincula con la disponibilidad de combustible, el mantenimiento y las fallas. Mientras que la hidráulica con embalse tiene en cuenta la aleatoriedad de los aportes hídricos, usando históricos del embalse, que superan el 95 % de probabilidad de que estén por encima de un nivel determinado en un período seco. [15]

Por otro lado según [11] la firmeza de una fuente de generación se mide a través del valor del crédito de capacidad ( $CC$ ). Ésta última se refiere a la confiabilidad de la planta generadora de poder abastecer la demanda con una determinada probabilidad de pérdida de carga. De lo anterior se puede afirmar, que la definición de  $CC$  es más general que la de potencia firme definida por [19], o que ambas usan el término confiabilidad como parte de su definición, lo que da a entender que estamos hablando de probabilidades de falla.

### 5.2. Aportes de un generador

Dos plantas generadoras idénticas pueden variar en el costo de venta de su energía en función de sus contratos comerciales y la forma en que puede despacharse su energía. Pudiendo diferenciarse una de la otra por distintos parámetros, que ayudan a comparar su desempeño relativo en la red eléctrica.

## Capítulo 5. Potencia firme y crédito de capacidad

**Costo del valor de operación** Este costo está asociado a la reducción del costo de operación de la planta generadora respecto a otros generadores debido a una mayor eficiencia, lo cual redundaría en la reducción del costo de la energía al cliente, según el contrato de venta de energía suscrito. La consecuencia es que a mediano plazo los costos de operación del sistema pueden disminuir.

**Valor del crédito de capacidad** El crédito de capacidad se refiere a la capacidad de un nuevo generador de incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico. Una posibilidad de medir la confiabilidad del sistema eléctrico es con el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP por sus siglas en inglés). Calculada como el riesgo de pérdida de capacidad. Este riesgo suele ser muy bajo en países desarrollados, pero puede ser muy alto en otros sistemas. En el caso que el sistema entre en déficit o dispare una falla, algunas cargas deben ser desconectadas. Si un generador nuevo es conectado al sistema existe la posibilidad que los clientes o las cargas no sean desconectadas tan frecuentemente, desde que la capacidad del sistema aumentó. Esto implica que la confiabilidad del sistema aumenta como consecuencia de la instalación del nuevo generador.

**Valor de control** Este valor se asocia a la capacidad del generador de poder seguir las variaciones de consumo de la red, es decir las variaciones de la curva de demanda en tiempo real.

**Valor de reducción de pérdida** Este valor está asociado a la capacidad de una planta de generación de reducir las pérdidas asociadas al transporte y distribución de energía mediante la cercanía de la misma a la carga o clientes a suministrar.

**Valor de la inversión en la red** Asociado a la capacidad de una nueva planta generadora en reducir el costo de una futura inversión para la mejora de la red eléctrica. Relacionada en cierto modo con el valor de reducción de pérdida.

### 5.3. Cálculo de Potencia firme en RMMEE

El RMMEE define la potencia firme como el respaldo que deben poseer los Participantes Productores para la Garantía de Suministro requerida por los Participantes Consumidores. Tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda con la confiabilidad pretendida.

Así mismo el RMMEE define el método de cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) para las centrales térmicas e hidroeléctricas en los artículos 222 y 223. Mientras que la generación de fuente eólica y solar fotovoltaica carece de una forma de cálculo de su PFLP. [60]

Para el caso de la potencia firme de corto plazo (PFCP) el RMMEE la define como la potencia disponible promedio durante el periodo firme, siendo la potencia disponible la potencia máxima que puede entregar el generador.

## 5.4. Métodos de cálculo de potencia firme

### 5.3.1. Generación hidroeléctrica

Para realizar el cálculo de la PFLP se utilizan registro históricos de los embalses, para determinar la energía firme mensual, la cual se divide en el periodo firme, siendo este el comprendido fuera del horario valle. El proceso implica simulaciones de varios años consecutivos para que los resultados presenten menos correlación del estado inicial. Uno de los requisitos más fuertes en el cálculo, es que la probabilidad de excedencia sea del 95 %, representando la confiabilidad pretendida. [45] Este cálculo se realiza para cada central hidroeléctrica con embalse.

### 5.3.2. Generación térmica

El Despacho Nacional de Carga (DNC) calcula la Potencia Firme de Largo Plazo de cada generador térmico como su potencia efectiva afectada por la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro. La disponibilidad nunca se considera superior al 95 % [60] La potencia máxima contratada mensual de cada unidad térmica coincidirá con su Potencia Firme de Largo Plazo. [45]

## 5.4. Métodos de cálculo de potencia firme

Existen otros métodos de cálculo de potencia firme. Por ejemplo, se puede usar el método de Valor de capacidad constante o el de Formulas analíticas Voorspools y D'haeseleer, por otro lado el método de cálculo equivalente para energía hidráulica o el de potencia firme equivalente EFC (Equivalent Firm Capacity), ECC (Equivalent Conventional Capacity), ELCC (Equivalent Firm Capacity) donde se reemplaza por térmica o se incrementa la demanda manteniendo el LOLP. [17] [15]

		<b>Estadístico</b>	<b>Analítico</b>	<b>Probabilístico</b>
<b>Potencia térmica equivalente</b>		X		
<b>Valor por capacidad</b>		X	X	
<b>Pico de demanda</b>		X		
<b>Voorspools y D'haeseleer</b>			X	
<b>Probabilidad de pérdida de carga</b>	ELCC	X		X
	EFC	X		X
	ECC	X		X

Figura 5.1: Clasificación de formas de cálculo de potencia firme

Como se observa en la figura 5.1 estos métodos pueden ser con datos históricos o estadísticos, mediante formulas analíticas o con métodos probabilísticos. O en última instancia como combinación de alguno de estos. A continuación se dará un breve detalle de cada uno.

### 5.4.1. Método potencia térmica equivalente

Primeramente se establece un porcentaje de falla máximo admisible anual del sistema eléctrico. Con lo anterior se calcula la potencia de generación que debería haber si solo fuera térmica. Esta potencia es la potencia firme que necesita el sistema. Luego se va a agregando un generador de ERNC por vez y de forma única. Es decir, se agrega solo eólica en las térmicas, luego solo solar en las térmicas y en cada caso se calcula cuanta térmica desplaza. Luego se van combinando las ERNC y se procede de igual forma. Según [19] y [15] este método es más preciso para con las ERNC. Además los métodos tradicionales sobredimensionan la instalación de la generación térmica, ejemplo de ello es el sistema eléctrico español, donde generadores térmicos han operado en 2016 al 13 % de su factor de carga.

### 5.4.2. Método estadístico y analítico - Valor de Capacidad Constante

En este caso no se tiene en cuenta la intermitencia real del viento y se utiliza con fines de planificación para determinar la capacidad de generación requerida y también con fines de cobro por capacidad. Se puede calcular mediante promedios anuales históricos de generación o a partir del cociente entre el factor de planta y la confiabilidad del sistema.

### 5.4.3. Método estadístico - Picos de demanda

Se basan en registros históricos de consumo de potencia o energía en horas pico y durante las épocas de mayor demanda del año. Se calcula el factor de capacidad para un año dado como el cociente entre el promedio de potencia (energía) entregada en el período de interés sobre la potencia máxima instalada (energía máxima que pudo ser suministrada en base a la potencia instalada). En general este factor se promedia con los datos de n años anteriores según el criterio utilizado.

### 5.4.4. Método analítico - Fórmula de Voorspools y D'haeseleer

Plantean dos conjuntos de fórmulas analíticas para el cálculo del  $CC$  dependiendo del grado de penetración de la eólica en el sistema.

$$\begin{aligned} CC &= \alpha \frac{CF_w}{R_s} (1 + \beta) \quad \text{si } x < 1 \% \\ CC &= \alpha \frac{CF_w}{R_s} (1 + \beta e^{-b(x-1)}) \quad \text{si } x > 1 \% \end{aligned} \tag{5.1}$$

Donde:

$CC$ : crédito de capacidad en porcentaje de la potencia instalada.

$x$ : Nivel de penetración de la eólica en relación a la carga máxima.

$CF_w$ : Factor de capacidad del proyecto.

$R_s$  : Confiabilidad del sistema.

## 5.4. Métodos de cálculo de potencia firme

$\alpha$ : 37.6  
 $\beta$ : 1.843  
 $b$ : 0.094

Para niveles de penetración menores al 1 %, el crédito de capacidad es constante y depende proporcionalmente del cociente entre el factor de planta y la confiabilidad del sistema. A medida que el nivel de penetración aumenta el crédito de capacidad disminuye con un comportamiento como el que se muestra en la figura 5.2.

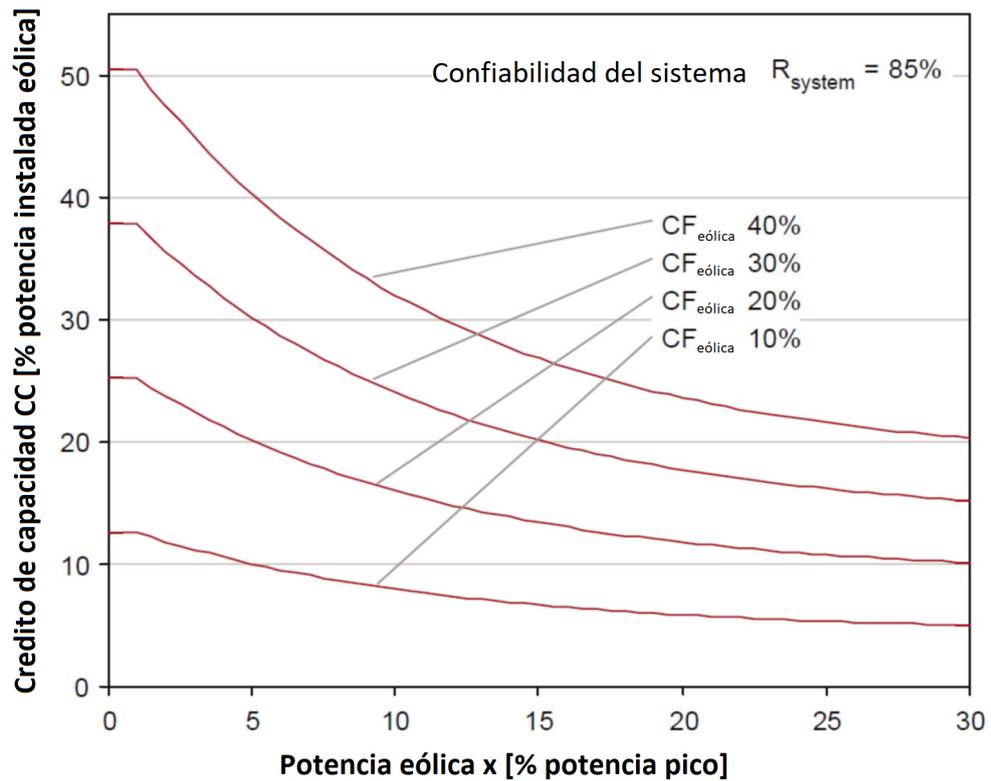


Figura 5.2: CC vs % de penetración de eólica. (Traducción propia al español) [60]

A continuación, se muestra la adaptación a las fórmulas anteriores para cubrir el efecto que genera la dispersión espacial de los aerogeneradores sobre el crédito de capacidad.

$$\begin{aligned}
 CC &= \frac{U}{(V + \delta)} \frac{CF_w}{R_s} (1 + W) \\
 CC &= \frac{U}{(V + \delta)} \frac{CF_w}{R_s} (1 + W \delta e^{-Y(V+\delta)(x-1)})
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

Donde:  
 $U$ : 32.8  
 $V$ : 0.306

## Capítulo 5. Potencia firme y crédito de capacidad

$W$ : 3.26

$Y$ : 0.1077

$\delta$ : coeficiente de dispersión

### 5.4.5. Método probabilístico – Probabilidad de pérdida de carga (LOLP)

En cualquier sistema eléctrico existe un determinado riesgo de tener un déficit en la capacidad de suministro, medida como el LOLP. Puede medirse como las horas en el año en que no se puede abastecer la demanda o como un valor de probabilidad. Este concepto se utiliza para calcular la potencia firme a través, principalmente de tres definiciones que difieren levemente una de otra, estas son ELCC, EFC, ECC [60]

#### Equivalent Load Carrying Capability - ELCC

Si  $X$  MW de un generador adicional resulta en que la demanda se puede incrementar  $Y$  MW manteniendo el LOLP (que había sin  $X$  MW) entonces el crédito de capacidad del generador es  $Y$  MW

#### Equivalent Firm Capacity - EFC

Si  $X$  MW de un generador adicional disminuye el LOLP como un generador 100 % confiable de  $Y$  MW, entonces el crédito de capacidad del generador  $X$ , es  $Y$  MW.

#### Equivalent Conventional Capacity - ECC

Si  $X$  MW de un generador disminuye el LOLP como un generador convencional no 100 % confiable de  $Y$  MW, entonces el crédito de capacidad del generador  $X$ , es  $Y$  MW.

## 5.5. Método de cálculo de potencia firme para un generador de ERNC

A continuación, se indican los pasos a realizar para implementar los métodos probabilísticos anteriormente indicados (ELCC, EFC y ECC). El objetivo es calcular la cantidad de demanda fija (hora a hora) que se le puede agregar a un sistema eléctrico manteniendo el LOLP, debido a la incorporación de energía eólica. Para realizar el cálculo se procede de la siguiente forma:

1. Calcular el LOLP del sistema eléctrico sin el generador renovable.
2. Agregar  $X$  MW de potencia de ERNC y calcular el nuevo LOLP del sistema eléctrico.

## 5.6. Cálculo de LOLP-Loss of Load Probability

3. Agregar Y MW de carga en ELCC hasta que el LOLP (con él Y MW de carga extra) sea igual al LOLP sin recurso renovable. O remplazar el generador renovable con Y MW de capacidad firme en EFC o con Y MW de capacidad convencional en ECC hasta que el LOLP con esa Y MW de generador sea igual al LOLP de X MW de generador renovable. [11]

## 5.6. Cálculo de LOLP-Loss of Load Probability

A continuación, se desarrollará un análisis teórico para el cálculo de LOLP en un sistema eléctrico compuesto por N generadores. Buscando llegar a una ecuación que permita calcular la probabilidad de falla del sistema en un período determinado. Matemáticamente la probabilidad de pérdida de carga de un sistema se expresa como:

$$LOLP = P(D_e^0 > G_D) \quad (5.3)$$

Donde:

$D_e^0$  es la demanda característica del sistema  
 $G_D$  es la generación disponible del sistema

La generación disponible se compone de la resta entre la generación instalada  $C_T$  y la suma de la potencia de todos los generadores que no están disponibles  $\sum_{j=1}^N O_j$ , como indica la ecuación 5.4

$$G_D = C_T - \sum_{j=1}^N O_j \quad (5.4)$$

El primer término  $C_T$  de la ecuación 5.4 es determinístico, mientras que  $\sum_{j=1}^N O_j$  es una variable aleatoria. En base a lo visto anteriormente, la 5.3 puede ser escrita como:

$$\begin{aligned} LOLP &= P(D_e^0 > C_T - \sum_{j=1}^N O_j) \\ &= P(\sum_{j=1}^N O_j > C_T - D_e^0) \\ &= P(D_e^0 + \sum_{j=1}^N O_j > C_T) \end{aligned} \quad (5.5)$$

Por [22] se sabe que:

Capítulo 5. Potencia firme y crédito de capacidad

$$\begin{aligned}
 P\left(\sum_{j=1}^k O_j > x\right) &= p_k P\left(\sum_{j=1}^{k-1} O_j > x\right) \\
 &+ q_k P\left(\sum_{j=1}^{k-1} O_j > x - C_k\right)
 \end{aligned}
 \tag{5.6}$$

Siendo  $p_k$  la probabilidad de que el generador  $k$ -ésimo opere,  $q_k = 1 - p_k$  y  $C_k$  la potencia instalada del generador  $k$ -ésimo. Si en la ecuación anterior (5.6) se toma  $x = C_T - D_e^0$  (reserva del sistema) resulta:

$$\begin{aligned}
 P\left(\sum_{j=1}^k O_j > C_T - D_e^0\right) &= p_k P\left(\sum_{j=1}^{k-1} O_j > C_T - D_e^0\right) \\
 &+ q_k P\left(\sum_{j=1}^{k-1} O_j > C_T - D_e^0 - C_k\right)
 \end{aligned}
 \tag{5.7}$$

Aplicando las igualdades de la ecuación 5.5:

$$\begin{aligned}
 P\left(D_e^0 + \sum_{j=1}^k O_j > C_T\right) &= p_k P\left(D_e^0 + \sum_{j=1}^{k-1} O_j > C_T\right) \\
 &+ q_k P\left(D_e^0 + \sum_{j=1}^{k-1} O_j > C_T - C_k\right)
 \end{aligned}
 \tag{5.8}$$

Si llamamos  $D_e^k$  a la demanda equivalente del sistema considerando  $k$  generadores instalados, la misma se puede expresar como:

$$D_e^k = D_e^0 + \sum_{j=1}^k O_j
 \tag{5.9}$$

Llamando  $F_{D_e^k}(x) = P(D_e^k > x)$  a la función de supervivencia o de fiabilidad de la demanda (en otras literaturas se expresa como  $1 - F$  siendo  $F$  la función de distribución acumulada  $FDA$ ), entonces de las ecuaciones 5.8 y 5.9 se obtiene:

$$F_{D_e^k}(x) = p_k F_{D_e^{k-1}}(x) + q_k F_{D_e^{k-1}}(x - C_k)
 \tag{5.10}$$

Evaluando la ecuación 5.10 en  $C_T$  da el valor de LOLP como se ve en la ecuación 5.11

$$LOLP = F_{D_e^N}(C_T)
 \tag{5.11}$$

Estos resultados se utilizarán para realizar las simulaciones del crédito de capacidad.

## 5.6. Cálculo de LOLP-Loss of Load Probability

### 5.6.1. Orden de mérito

A continuación se mostrará como es afectado el ELCC del generador de interés, cuando se varía el orden de despacho de los generadores del sistema. El ELCC depende del generador de ERNC, de la demanda y de los generadores del sistema. Los generadores del sistema impactan directamente sobre el LOLP, y el LOLP sobre el ELCC. Por tanto el problema se resume a ver como impacta el orden de mérito de los generadores sobre el LOLP.

El orden de mérito es el orden que se le asigna a cada generador del sistema para ser despatchados.

Para ello se supondrá dos generadores de potencia  $C_1$  y  $C_2$  con disponibilidad  $p_1$  y  $p_2$ , y orden de mérito 1 y 2 respectivamente.

La demanda será  $F_0(x)$  y la suma de los generadores  $C_T$ .

Se calcula  $F_{D_e^2}(x)$  según 5.10

$$F_{D_e^0}(x) \quad (5.12)$$

$$F_{D_e^1}(x) = p_1 F_{D_e^0}(x) + q_1 F_{D_e^0}(x - C_1) \quad (5.13)$$

$$F_{D_e^2}(x) = p_2 F_{D_e^1}(x) + q_2 F_{D_e^1}(x - C_2) \quad (5.14)$$

De 5.13 y 5.14

$$\begin{aligned} F_{D_e^2}(x) &= p_2 p_1 F_{D_e^0}(x) + p_2 q_1 F_{D_e^0}(x - C_1) \\ &+ q_2 p_1 F_{D_e^0}(x - C_2) + q_2 q_1 F_{D_e^0}(x - C_1 - C_2) \end{aligned} \quad (5.15)$$

De igual modo se calcula  $F'_{D_e^2}(x)$  según 5.10 pero con el orden de los generadores invertidos. Dando como resultado

$$\begin{aligned} F'_{D_e^2}(x) &= p_1 p_2 F_{D_e^0}(x) + p_1 q_2 F_{D_e^0}(x - C_2) \\ &+ q_1 p_2 F_{D_e^0}(x - C_1) + q_1 q_2 F_{D_e^0}(x - C_2 - C_1) \end{aligned} \quad (5.16)$$

De las ecuaciones 5.15 y 5.16 se puede afirmar que

$$F_{D_e^2}(x) = F'_{D_e^2}(x) \quad (5.17)$$

Ahora supongamos que tenemos 3 generadores. La cantidad de formas de despacharlos según su orden de mérito es igual a la cantidad de permutación de un conjunto 3 elementos, es decir 6.

$$\begin{aligned} (A) &-- > C_1, C_2, C_3 \\ (B) &-- > C_2, C_1, C_3 \\ (C) &-- > C_1, C_3, C_2 \\ (D) &-- > C_3, C_1, C_2 \\ (E) &-- > C_2, C_3, C_1 \\ (F) &-- > C_3, C_2, C_1 \end{aligned} \quad (5.18)$$

## Capítulo 5. Potencia firme y crédito de capacidad

En todas las combinaciones de 5.18 la demanda es la misma, es  $F_{D_e^0}(x)$ , y por 5.17 se puede afirmar que  $A = B, C = D, E = F$ . Además, en  $A$  y  $C$  comienzan con el mismo generador  $C1$  por tanto sus  $F_{D_e^1}(x)$  son idénticas. Tomando  $F_{D_e^1}(x)$  como una nueva  $F_{D_e^0}(x)$ , y usando nuevamente 5.17 se puede afirmar que  $A = C$ . Replicando lo anterior puede afirmarse entonces que las  $F_{D_e^3}(x)$  de  $A$  hasta  $F$  son idénticas. Y por consiguiente el *LOLP* y el *ELCC*. El razonamiento podría extenderse y replicarse a todos los generadores que presente el sistema. Concluyendo entonces que el cambio en el orden de mérito no modifica el valor del *ELCC*. Esta conclusión también se ha comprobado empíricamente mediante cálculos reales efectuados en lenguaje de programación *R*.

### 5.7. Conclusión

Se presentaron los diferentes aportes de un generador a las redes eléctricas, en particular se hizo especial hincapié en la potencia firme y el valor del crédito de capacidad, los cuales presentan cierto grado de similitud. En particular esto se pone de manifiesto en las definiciones y métodos de cálculo del RMMEE que no contempla las ERNC. Por ello se muestran otros métodos de cálculo y se introduce el valor de crédito de capacidad.

Ambos términos tienen la confiabilidad como concepto común de raíz es decir, básicamente la probabilidad de indisponibilidad o falla en el sistema eléctrico del generador en estudio. La cuestión entonces parecería ser cuál es la probabilidad deseable, o si las ERNC individuales con confiabilidad baja, aportan de forma combinada un nivel comparable o aceptable al exigido por el RMMEE.

Por lo que parece razonable pensar que la potencia firme y el valor de crédito de capacidad son conceptualmente términos de similares características que difieren en su implementación y grado de confiabilidad que se le asigna a un generador.

Por tanto, de los métodos presentados de cálculo se continuará trabajando con el del valor de crédito de capacidad y más específicamente un método de cálculo a partir de valores históricos del *LOLP*.

Se utilizará el *ELCC* con el *LOLP* para parques eólicos, solares, con y sin almacenamiento.

# Capítulo 6

## Simulaciones y resultados

### 6.1. Introducción

Se utilizaron dos programas de software, uno de ellos, una planilla de cálculo realizada por el ingeniero Oscar Ferreño (SOF) y otro una pieza de código (PDC) programada para esta tesis.

En este capítulo se presenta la PDC para realizar los cálculos y sus resultados. Usando para las simulaciones de base primaria el código realizado en [60]. El mismo utiliza el método de ELCC para el cálculo de potencia firme, el cual fue revisado, optimizado y adaptado; agregándole funcionalidades nuevas que se detallarán.

Con la PDC se busca mostrar la variación de la potencia firme de un generador de ERNC en diferentes escenarios: Variando la hora de cálculo, la demanda, la potencia de la ERNC, la potencia de los generadores del sistema como su disponibilidad y orden de mérito y el nivel de almacenamiento en el sistema eléctrico. Se utilizan datos de demanda de 2020, así como un conjunto de parques eólicos hipotéticos que suman 1507MW al igual que un conjunto de parques solares de 225MW. [20]

El lenguaje de programación R fue el seleccionado para realizar la PDC de este trabajo, en el entorno RStudio Cloud, ya que permite trabajar en línea con respaldo automático y a su vez da la facilidad a la hora de trabajar con gran cantidad de datos y estadística. Aún así también es posible realizar el mismo trabajo en entornos como Matlab u Octave con las adecuaciones en el código según los requerimientos de cada plataforma.

A su vez se realiza un análisis de sensibilidad empírica con la PDC sobre el método de cálculo del ELCC y sus variables.

### 6.2. Simulador Oscar Ferreño (SOF)

El SOF es una planilla Excel en cuya hoja de cálculo hay 8760 filas que representan todas las horas del año. En cada una de estas horas se realiza el despacho económico de los recursos de generación con que cuenta el sistema.

El SOF usa datos reales de demanda del año 2015, 2014 y 2013 los que se pueden elegir a voluntad, como base de cálculo para la demanda venidera de los

## Capítulo 6. Simulaciones y resultados

siguientes años. Se elige una tasa de crecimiento de la demanda anual y la misma se escala hora a hora en forma homotética. Es decir, el comportamiento de cada hora en relación a las demás se mantiene idéntico.

Los recursos de generación térmica se presentan con dos tipos de máquinas, turbinas de gas en ciclo abierto o turbinas de gas en ciclo combinado, adoptando un rendimiento de 38 % para el ciclo abierto y 52 % para el ciclo combinado. Se permite seleccionar el precio del barril del petróleo y/o del gas natural y estos determinan el costo variable de la térmica. Este recurso se considera gestionable y se utiliza solo cuando su costo variable es el más barato.

Para el caso de la generación hidroeléctrica se consideran dos represas, la parte uruguaya de Salto Grande, y las del Río Negro, estas son consideradas como una represa de potencia instalada equivalente. Para ambas represas, se consideran los aportes diarios como la generación diaria suministrada por cada una de ellas para la serie de años que van de 1994 a 2015.

Se utilizan esos años porque a partir de 1994 se completó el parque hidroeléctrico uruguayo llegando a cubrir su máximo potencial, y hasta 2015 esta producción hidroeléctrica no fue desplazada por generación no gestionable. Por lo tanto es válido tomar a la producción hidroeléctrica diaria de cada central como los aportes turbinables de ese día.

Los 21 escenarios hidrológicos se ordenan de menor a mayor en términos de generación anual y se podrían combinar en 441 escenarios posibles (21x21), aunque a los efectos de la simulación se toman los 61 resultantes de las combinaciones más similares (1;1, 2;1, 2;2, 1;2, etc.).

Al igual que en el reglamento de mercado uruguayo se determinan cuatro centrales de falla, siendo la primera falla, la falla 1 con un monto equivalente hasta el 2 % de la demanda horaria no abastecida y un costo variable equivalente a un 25 % por encima del ciclo abierto.

Para cada nivel de los embalses del Río Negro y Salto Grande se determina un valor del agua que tiene valor cero cuando el embalse está lleno, y tiene un valor equivalente a la falla 1 cuando se alcanza un nivel llamado reserva de hierro. Entre ambos valores se puede hacer un criterio de variación lineal, hiperbólico o discreto.

Las simulaciones muestran que el modelado es más realista cuando se adopta un criterio lineal y la reserva de hierro se fija en un 10 % del embalse. Las fallas se complementan con falla 2 hasta el 7 % de la demanda y un valor de 600 U\$S/MWh, falla 3 hasta el 14,5 % de la demanda y un valor de 2400 U\$S/MWh y falla 4 hasta el 100 % de la demanda y un valor de 4000 U\$S/MWh. Todos los valores de falla son por decreto del Poder Ejecutivo y son determinados por los costos sociales de no suministrar energía. Poner que el valor de agua en la reserva de hierro es igual a la falla 1 significa que se prefiere fallar antes de gastar esa agua. Se asimila la falla 1 a las restricciones voluntarias. Para la biomasa se considera como un recurso fijo no gestionable y al precio de los Power Purchase Agreement (PPA) correspondiente, por lo que su costo variable es cero.

En la eólica y la solar se considera el costo del PPA para el cálculo del costo de abastecer la demanda y costo variable cero para su despacho económico. La producción horaria de las eólicas se considera como el promedio de 7 puntos de

## 6.3. Hipótesis de trabajo

medida analizados en 2013, distribuidos en el territorio nacional y de acuerdo a la potencia instalada.

La producción horaria de las solares fotovoltaicas se considera como el promedio de 3 puntos de medida analizados en 2013, distribuidos en el territorio nacional y de acuerdo a la potencia instalada.

El SOF contempla la posibilidad de establecer un cargo por disponibilidad de potencia que permite simular los costos si el mercado quisiera pagar por tener potencia disponible. Para simular el almacenamiento se considera una batería de determinada potencia, capacidad de energía y rendimiento. Esta batería se carga en toda hora en que la potencia generada no gestionable es mayor que la demanda y se almacena a un costo variable que es una fracción infinitesimal del recurso térmico más barato.

También se contempla el despacho de generación térmica de base, por si desea tener una máquina funcionando como posible contingencia ante una falla, estableciendo el horario y el periodo de despacho.

También existe la posibilidad de hasta 3 contratos de exportación de electricidad, lo que puede ser usado además para adecuar la forma de la curva de la demanda. Se suponen como una potencia uniforme en un horario y en un periodo determinado.

El SOF realiza gráfica de los despachos de generación y las fallas que se producen.

Para la tesis presente el SOF se utiliza para generar un orden de mérito de despacho de los generadores utilizados en el sistema eléctrico con la disponibilidad de cada uno, para calcular el ELCC con la PDC. Recordar que el orden de mérito, es decir de despacho de los generadores no afecta al ELCC, como se demostró en 5.6.1

## 6.3. Hipótesis de trabajo

### 6.3.1. Consideraciones hídricas

El sistema eléctrico nacional tiene una fuerte componente de generación hidroeléctrica, gracias a sus cuatro represas. Estas son dependientes del promedio de precipitaciones anuales. Y de esto último depende su capacidad de generación. Es por ello que cuando se realizan simulaciones o cálculos de generación del sistema eléctrico nacional, se debe considerar para que tipo de año referido a sus precipitaciones se considera. Es decir un año seco implica baja generación hidroeléctrica mientras que por el contrario un año lluvioso o húmedo corresponde a un año con fuerte inyección de energía a la red de origen hidroeléctrico. También suele considerarse un año medio como el promedio de precipitaciones. En el caso de los cálculos realizados con la PDC se considera un año de lluvia medio, viéndose reflejado en la disponibilidad de las represas, del orden de 51 % para Salto Grande y de 65 % para las del Río Negro que se aprecia en la figura 6.1. [20]

### 6.3.2. Orden de despacho de los generadores u Orden de mérito

El despacho de carga de UTE realiza la planificación, programación y ejecución del despacho de los generadores, mensual, semanal y diaria. Se analiza la programación energética, las previsiones de solar y eólica, los costos del combustible, los recursos de Argentina y Brasil, así como el mantenimiento programado y se prevé la demanda, para entender cual será el despacho económico. El o los primeros generadores para despachar son los llamados forzados, como el caso de las represas de Salto Grande por cuestiones de navegabilidad y fauna, en segundo termino por ejemplo las térmicas de las papeleras. A estas últimas se les suman las autodespachables (feed in tariff), las gestionables y por cuestiones de restricciones de la red; por ejemplo para mantener la tensión en una línea se puede dar la orden de detener la generación de un parque eólico, o incluso para conservar la frecuencia. Teniendo lo anterior en cuenta y apoyandoce en el SOF se realizó el orden de despacho que se muestra en la figura 6.1. La misma es un modelo estático de despacho para todo el año. Es de notar que en [60] se muestra que para el cálculo del crédito por capacidad de un parque eólico no impacta en que orden entran los generadores en el simulador para el ELCC, lo cual se demostró en la sección 5.6.1.

### 6.3.3. Origen de los datos de demanda

Los datos de demanda son obtenidos desde la ADME y corresponden al año 2020, al igual que la generación eólica y solar. Estas fueron llevadas a generadores de 1MW para simplificar las simulaciones. Es decir, el simulador va cambiando de parque generador según la potencia que quiera simular y para ello se facilita si la base es de 1MW. Por ejemplo si se quiere simular un parque de 10MW, se toma la base y se la multiplica por 10.

## 6.4. Entradas y salidas de la PDC

La pieza de código desarrollada en lenguaje R tiene como entradas el archivo *Planilla\_Base.csv* y *Gen.csv* este último apreciable en la figura 6.1. El primero contiene la demanda horaria del año 2020 en potencia y la generación dispuesta de igual forma para un generador eólico y otro solar de 1 MW. A su vez, contiene la hora, y el mes correspondiente para cada dato horario de potencia. Por otro lado el segundo archivo son datos con la potencia instalada y la disponibilidad por cada generador convencional ya instalado en el parque generador de Uruguay. A su vez tiene cuatro parámetros de configuración donde permite seleccionar la hora en la que se desea comenzar a almacenar y finalizar, así como lo mismo para la inyección siempre de forma diaria. Sumado a esto es posible seleccionar en que rango horario y en que rango de meses se desea calcular la potencia firme del generador.

Como resultado o salida del código, puede ser configurado para entregar diferentes valores de interés. El LOLP del sistema, el ELCC del generador renovable ya sea eólico o solar, mensual y anual.

Generador	Orden	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad
Biomasa	1	133	0.9
Salto Grande	2	935	0.51
Rio Negro	3	593	0.65
Ciclo Combinado	4	500	0.95
Ciclo Abierto	5	600	0.98

Figura 6.1: Orden y probabilidad de disponibilidad de los generadores en base al SOF en año de lluvia medio

## 6.5. Funciones

Para el correcto desempeño y simplificación del código se optó por la utilización de piezas de software autocontenidas y reutilizables. Para ello *R* permite la implementación de funciones. A continuación se detallarán las funciones utilizadas y sus funcionamientos.

Función de distribución de la demanda (FDA) *F*

$F < -function(x1, x2)$

*x1* es un vector creado de número naturales equidistantes y completo, 1, 2, 3... mientras que *x2* es el vector potencia desordenado y no completo. Para cada valor de potencia en *x1* se calcula cuantas veces se supero o fue igual en *x2* Es decir esta función entrega la probabilidad de que cada valor de demanda (*x2*) sea superado en el año. Por lo que, es la implementación de la *F* en la ecuación 5.10 para un generador en particular.

Función de cálculo de LOLP *FLOLP*

$FLOLP < -function(X, Gen)$

*FLOLP* tiene como entrada *X* siendo la demanda y *Gen* el archivo *Gen.csv* como se explico anteriormente. La salida es el valor de LOLP en % y una matriz donde están todas las *F* desplazadas por sus generadores En esta función se implementa la ecuación 5.10 por completo para la concatenación de generadores de *Gen*.

Función de cálculo de Potencia firme *PotFirme*

$PotFirme < -function(Dem, Gen, Eolica)$

En esta función se aplica el ELCC, es decir, primero calcula la potencia firme característica del sistema sin ERNC, luego como segundo paso calcula la potencia firme con un generador ERNC, básicamente restando a la demanda la generación hora a hora. Como tercer paso le suma una potencia *X* a la demanda menos el ERNC y calcula el LOLP. La *X* que iguale el último LOLP al LOLP del sistema, es la potencia firme. Devolviendo como salida finalmente el valor de potencia firme en MW para el sistema con el generador de ERNC. Para esto se usa una función de búsqueda de 0.

Función de almacenamiento de energía por MWh

$FalmaMW < -function(Pot_{eo}, capa, h_{ia}, h_{fa}, h_{ii}, h_{fi})$

## Capítulo 6. Simulaciones y resultados

Esta función toma el vector de potencia de ERNC y lo devuelve transformado como si tuviera almacenamiento ideal. Almacena en el horario deseado mientras la batería tenga capacidad y la inyecta en el horario deseado en cada hora por igual.  $Pot_{eo}$  es la potencia eólica generada,  $capa$  es la capacidad total de almacenamiento de la batería,  $hia$  es la hora de inicio de almacenamiento,  $hfa$  hora de fin de almacenamiento,  $hii$  hora inicio de inyección,  $hfi$  hora de fin de inyección.

Función auxiliar de zona horaria  $Zona_{horaria}$

$Zona_{horaria} < -function(hora, hi, hf)$

Esta función es auxiliar ayudando y ordenando la pieza de código. La misma tiene por entrada una hora  $hora$  y un intervalo de horario definido por la hora de inicio  $hi$  y la fin  $hf$ . Si  $hora$  pertenece al intervalo devuelve verdadero y de lo contrario falso.

Función auxiliar de acondicionamiento de datos  $SecPot$

$SecPot < -function(MdD, hi, hf, mi, mf)$

Tiene de entrada la  $Planilla_{Base}$ , y devuelve la misma planilla con el intervalo horario seleccionado entre  $hi$  y  $hf$  y el intervalo mensual  $mi$  y  $mf$ . De esta forma es que luego puede usarse para calcular la potencia firme en la sección horaria y mensual deseada.

El cuerpo central del software son dos bucles anidados donde se recorre en uno de ellos cada parque de ERNC y para cada uno de estos otro con cada uno de los parques de almacenamiento. Luego se procede a la confección de los gráficos deseados.

## 6.6. Resultados

A continuación se presentan los resultados obtenidos en eólica de cálculos realizados con la PDC en horario punta, de la misma forma que en el trabajo [60] pero con datos actualizados de demanda y con una planilla con el orden de mérito de generación que surge del SOF. Recordar que para este procedimiento de cálculo se utiliza lo descrito en la sección 5.5

La segunda sección, será igual que para la eólica pero con solar. Finalmente, en la tercera se analizará el impacto del almacenamiento.

Además a modo de corolario se mostrará de modo empírico con la PDC que los resultados de ELCC, son finalmente independientes del orden de mérito considerado.

### 6.6.1. Análisis de sensibilidad

En el siguiente apartado se mostrara como es afectado el ELCC de forma cualitativa al variar los valores de las variables que afectan el calculo del mismo. Este análisis es realizado mediante el método de calculo propuesto programado en R.

El ELCC tiene por variables de entrada la demanda, el orden de mérito de los generadores, la probabilidad de funcionamiento o disponibilidad de estos, así como su potencia, y la generación del generador de ERNC a analizar.

### Consideraciones generales

La potencia firme o ELCC depende de la potencia de consumo de la demanda y su correlación en el tiempo de suceso (franja horaria de calculo). A su vez del orden de mérito de los generadores, de la potencia de estos y su disponibilidad.

La figura 6.2 muestra el comportamiento del ELCC al variar la potencia de los generadores que son despechados según su orden de mérito. La potencia de cada uno de los generadores es afectada por un multiplicador por igual a cada uno de ellos y es representada en el eje de las abscisas, mientras que el resultado es el ELCC representado en un porcentaje corresponde al eje de las ordenadas.

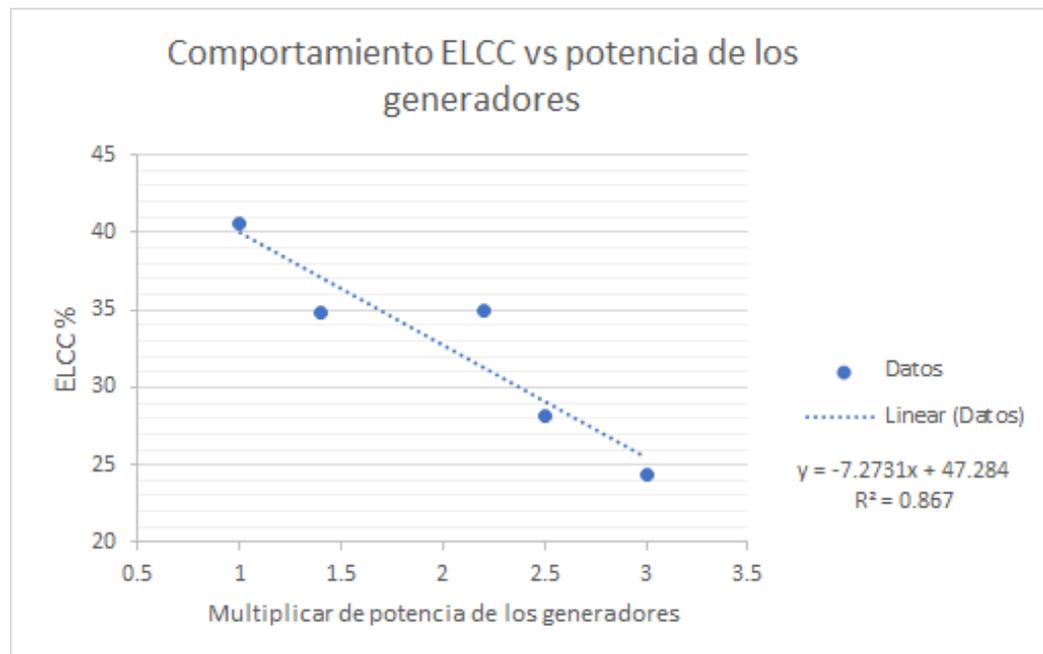


Figura 6.2: ELCC eólico en función de la potencia de los generadores afectada por un multiplicador, elaborada con el PDC

El par 1 40.6% es el caso basé, a partir de allí se incrementa el multiplicador. El caso donde el multiplicador es 1 corresponde a las potencia de los generadores de la tabla 6.1. El multiplicador afecta por igual a cada una de las potencias de ellos. No se utiliza multiplicadores menores a 1 ya que esto provoca que se entre en falla constante al no poder satisfacer la demanda. A medida que la potencia de los generadores aumenta el ELCC disminuye. Al aumentar la potencia de los generadores se esta aumentando el CT (suma de la potencia instalada), lo cual disminuye el LOLP del sistema, aumentando la confiabilidad del sistema. Lo cual reduce el margen para que el generador de ERNC pueda mejorar el LOLP. Lo que

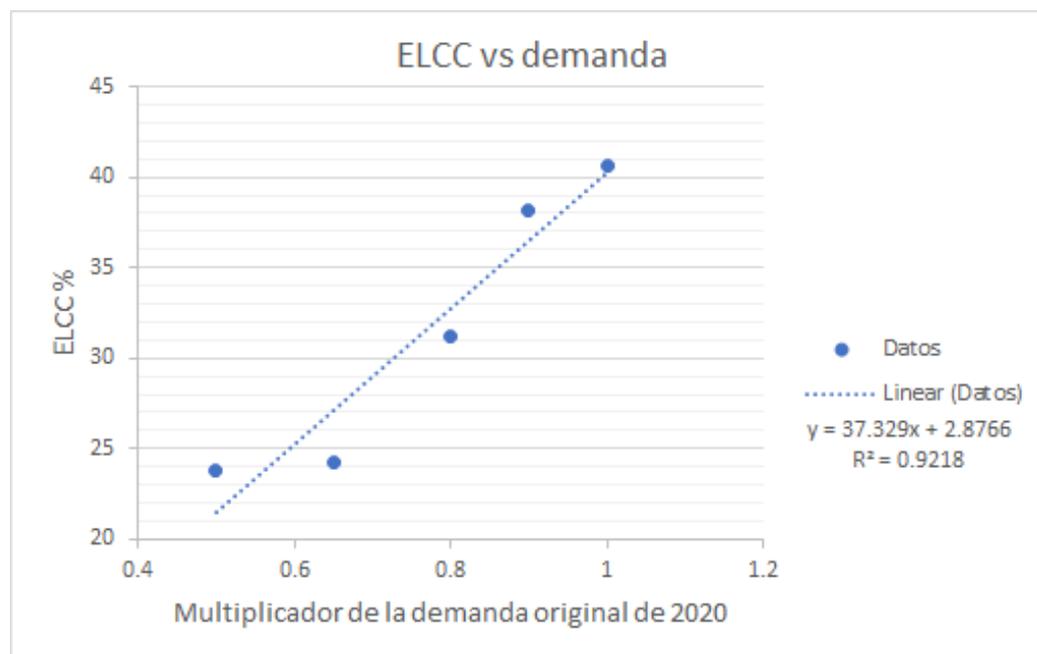


Figura 6.3: ELCC eólico en función de la demanda afectada por un multiplicador de manera homotética, elaborada con el PDC

termina redundando en un menor aporte en el ELCC por parte del generador de ERNC.

En la siguiente figura 6.3 se muestra el comportamiento del ELCC al variar la demanda. La misma es sometida a un factor multiplicativo, variándola de forma homotética.

Como caso base se toma el par 1 40.6 % calculado en hora punta. Y es a partir de 1 que corresponde a la demanda de 2020 que se va reduciendo con el multiplicador menor a 1. Disminuir la demanda, hace disminuir el LOLP, es decir aumenta la confiabilidad del sistema, por lo que le disminuye la posibilidad de incrementar la confiabilidad al sistema el agregado de un generador, en este caso el de ERNC. Aumentar la demanda manteniendo el resto de los parámetros invariantes impacta en el aumento del LOLP, disminuyendo la confiabilidad del sistema.

Por otro lado cada generador que es parte del sistema eléctrico cuenta con un valor de disponibilidad. Esta es una probabilidad de funcionamiento o si se quiere su complemento es la probabilidad de falla. Esta disponibilidad es parte de los parámetros que presenta cada generador junto a su potencia y orden de mérito. En este caso cada generador cuenta con una disponibilidad particular, para el caso de análisis se utilizan la misma disponibilidad para cada maquina. La disponibilidad se muestra en el eje de las abscisas y el ELCC en las ordenadas de la figura 6.4.

El caso base es el par 0.74 40.6 %, teniendo en cuenta el caso base donde la disponibilidad 0.74 es resultado del cociente entre la suma de las potencias ponderadas por sus disponibilidades con la suma de las potencias nominales. Notar que el ELCC para este caso base es el mismo que tomando las disponibilidades de cada una de los

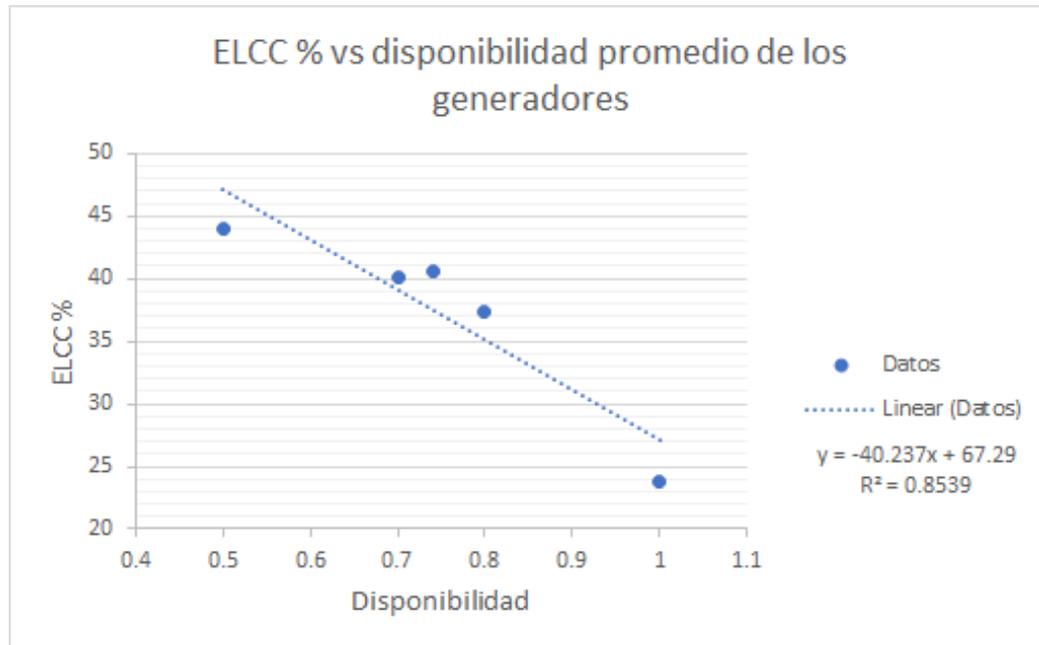


Figura 6.4: ELCC eólico en función de la disponibilidad de los generadores, elaborada con el PDC

generadores. A partir del valor base, se incrementa y disminuye la disponibilidad de los generadores mostrando que a medida que aumenta la disponibilidad disminuye el ELCC. Esto se explica ya que el aumento de la disponibilidad disminuye el LOLP lo que disminuye el aporte de la eólica para continuar disminuyendo el LOLP y por tanto el aporte al ELCC es menor.

Por otro lado el ELCC es afectado por la potencia del generador de ERNC. En este caso, el caso base es para un generador eólico de 1507MW lo que se considera el 1 en las abscisas. En este caso en la figura 6.5 se aprecia en el eje de las abscisas el multiplicador que afecta a la generación renovable. Se puede apreciar un máximo en el multiplicador 0.3, que corresponde a el 30 % de 1507MW, luego de ello a medida que aumenta el multiplicador y por tanto la potencia del parque generador disminuye el ELCC y viceversa. En [37] se puede apreciar comportamientos similares al anterior, pero para distintos años el comportamiento es diferentes. Si bien se podría suponer que existe un valor óptimo de penetración de ERNC en el sistema eléctrico que maximice el ELCC, sería prudente profundizar en este aspecto para descartar si así fuera una correlación de la demanda, el parque generador y la generación renovable de ese año particular estudiado (2020).

### 6.6.2. ELCC de generación eólica y solar

A continuación, se presentan algunos resultados relevantes de las simulaciones realizadas, con el fin de entender el cálculo del ELCC en la generación eólica y solar.

## Capítulo 6. Simulaciones y resultados

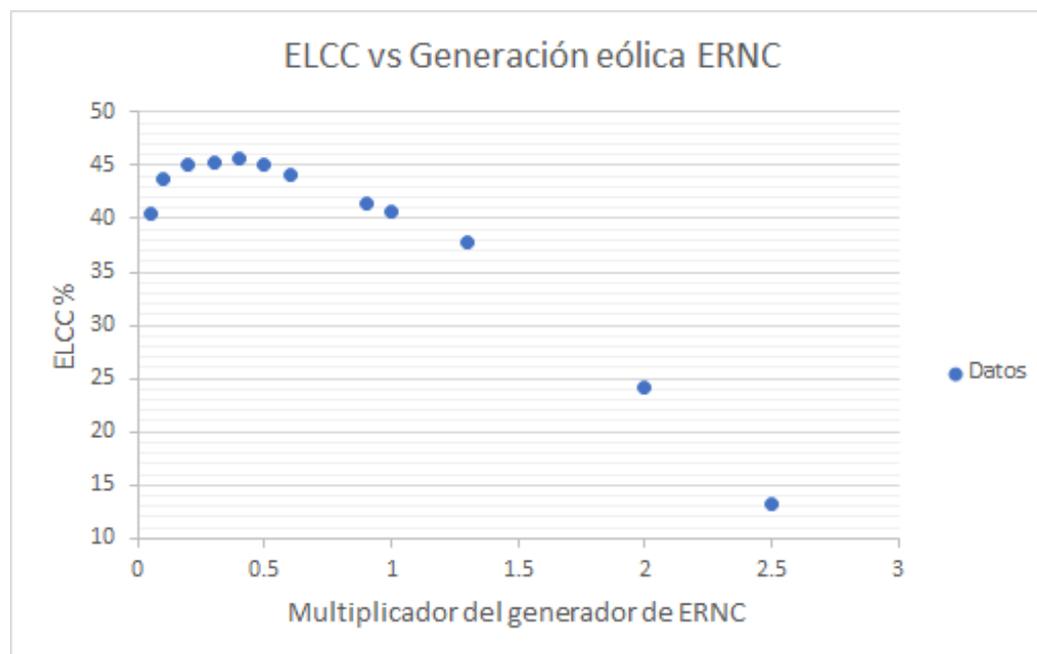


Figura 6.5: ELCC eólico en función de la potencia horaria de la generación eólica, elaborada con el PDC

	1			2			3			1			2			3			1			2			3		
	Solar 225MW									Eólica 1507MW																	
	Valle			Fuera del Valle			Punta			Valle			Fuera del Valle			Punta											
	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %	ELCC %	Gen ERNC media MW	Gen ERNC vs Dem %			
Ene	1.4	3.7	0.3	44.3	78.9	5.9	24.2	27.9	2.0	28.9	647.1	60.4	31.4	490.0	36.4	40.4	599.8	42.8									
Feb	1.8	4.2	0.4	42.7	80.3	5.9	17.2	28.0	2.0	35.4	678.5	61.9	31.4	508.3	37.2	36.7	600.9	42.1									
Mar	2.5	5.5	0.5	30.7	64.3	5.0	7.6	20.0	1.5	26.8	691.5	67.6	28.8	458.8	35.6	38.6	569.5	41.6									
Abr	1.4	3.7	0.3	11.3	57.1	5.0	2.0	10.4	0.8	29.3	745.4	85.1	27.7	620.6	54.7	38.4	644.2	51.7									
May	1.8	4.2	0.4	29.2	50.8	4.0	3.3	6.3	0.5	24.6	807.1	84.4	37.6	668.7	52.3	40.8	697.7	49.9									
Jun	2.5	5.5	0.5	13.3	35.5	2.4	1.6	5.2	0.3	21.9	650.1	62.0	32.3	583.3	39.8	31.9	618.5	38.7									
Jul	1.4	3.7	0.3	19.8	48.4	3.1	9.1	12.9	0.8	37.6	770.2	68.4	36.2	639.1	40.6	38.9	663.4	39.0									
Ago	1.8	4.2	0.4	24.7	49.7	3.5	4.7	9.1	0.6	28.6	823.6	78.5	38.0	653.6	46.4	41.3	709.7	46.7									
Sep	2.5	5.5	0.5	37.4	64.2	4.8	9.1	13.5	0.9	26.8	718.0	70.4	37.8	600.9	44.6	41.5	680.5	47.1									
Oct	1.4	3.7	0.3	45.0	77.4	6.2	7.3	17.3	1.3	25.8	690.9	73.0	36.7	623.1	50.1	44.9	716.9	54.0									
Nov	1.8	4.2	0.4	47.7	83.4	6.7	12.9	20.3	1.6	27.7	690.3	72.8	38.4	570.9	46.0	40.4	599.8	42.8									
Dic	2.5	5.5	0.5	47.7	87.5	6.8	12.9	25.8	1.9	35.9	730.2	71.4	34.6	575.8	44.5	36.7	600.9	42.1									
Anual	1.8	3.0	0.3	33.5	64.7	4.9	9.3	16.3	1.1	29.3	720.7	71.0	34.0	583.1	43.7	40.6	660.2	46.4									

Figura 6.6: ELCC mensual y anual para la franja horaria Valle, fuera del Valle y punta en eólica como único generador renovable y solar como único generador renovable

En la tabla 6.6 se condensan los valores de ELCC calculados para cada mes y anual, en el caso de generación eólica de 1507MW y solar de 225MW, tanto para el horario punta como llano. El horario Valle corresponde al intervalo entre 0 y 7 horas, mientras que Fuera del Valle corresponde a la franja horaria de 7 a 23 y el horario Punta de 17 a 23.

En la columna 1 los valores de ELCC en cada mes del 2020 calculados en las simulaciones es R, la columna 2 muestra la generación renovable promedio en las horas Valle, Fuera de Valle o Pico respectivamente.

Si bien estos valores muestran el aporte que tiene la renovable para cada mes,

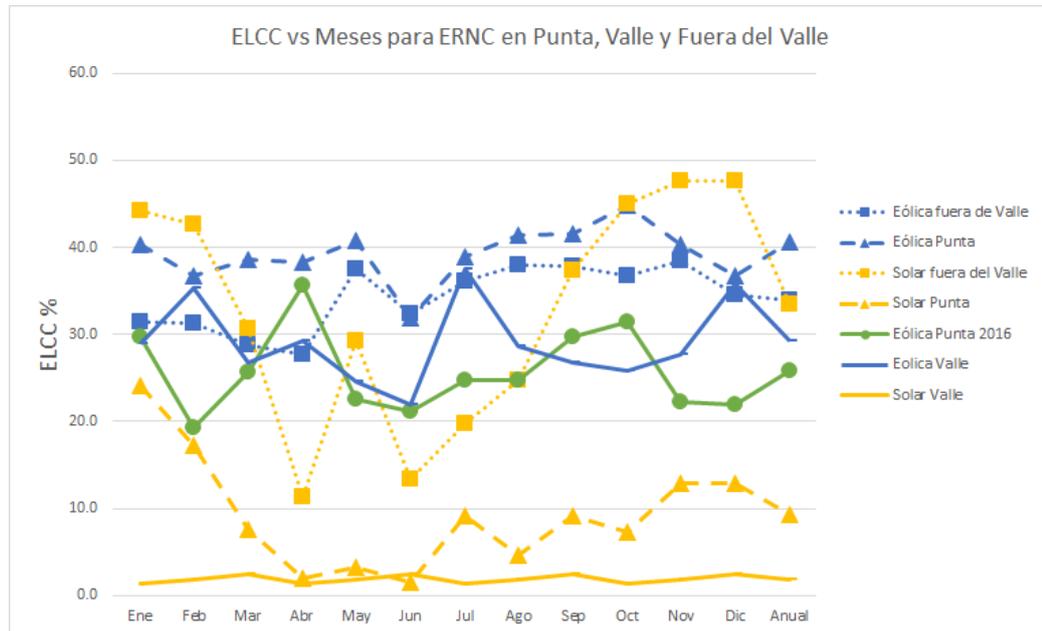


Figura 6.7: ELCC mensual y anual para hora Valle, fuera del Valle y Punta en eólica y solar, elaborada con el PDC

como ya se vió la correlación con la demanda es un factor importante para el ELCC, siendo ésta (la demanda) distinta en las diferentes estaciones del año como la generación. La columna 3 muestra el porcentaje de la generación renovable que satisface la demanda mes a mes, es decir, el cociente entre la generación renovable indicada en la columna 2 y la demanda promedio en las horas pico del día mensual. La idea de mostrar estos datos es tener una referencia sobre los valores de ELCC calculados, pero siendo conscientes que conceptualmente son distintos.

Un buen valor del ELCC depende de varios factores, que exista una fuerte correlación entre la demanda y el generador de ERNC, que existan meses con mucho aporte de recurso solar o eólico y también juega un papel importante el aumento de la potencia instalada de generación con buena distribución espacial. Estos factores deben influir en bajar la probabilidad de falla del sistema respecto al caso en que se considera un parque netamente térmico e hidroeléctrico.

De manera de facilitar la comparación entre los valores calculados en la figura 6.7 se presenta mes a mes y el valor anual, del ELCC para cada tipo de generación renovable y su cálculo según la franja horaria.

En este caso en la figura 6.7 se puede apreciar que el ELCC de la generación Solar en Fuera del Valle anual es comparable a eólica Fuera del Valle anual. La potencia instalada es 5 veces mayor en eólica que solar, pero en el horario Fuera del Valle hay una coincidencia mayor para el solar que la eólica. Esto se puede ver incluso en su mayor punto en el mes de diciembre.

Por otro lado para el ELCC de la generación solar en hora Punta es el más bajo (sin contar el valle) y presenta un pico en enero. Esto se debe a que en horario Punta casi no hay generación solar y hay mayor demanda.

## Capítulo 6. Simulaciones y resultados

Nuevamente la relación entre la generación y la demanda se hace notar, en este caso en la generación eólica en Punta es mayor que la eólica en Fuera del Valle porque hay mas correlación entre la demanda y la generación en ese horario. Ya sea por haber mas demanda y por haber mayor generación.

A su vez se confirma que los meses de verano el ELCC es menor para la eólica y mejores para solar, en el horario donde ambas coincide, es decir Fuera del Valle.

En los meses de invierno se puede apreciar un magro desempeño en Valle y Punta para el caso solar, esperable teniendo en cuenta la baja radiación solar en esa parte del año. Aún así, en la franja Fuera del Valle donde la radiación solar es mayor, el ELCC es apreciable.

Los meses de primavera muestran un incremento en la eólica lo cual es coherente con el comportamiento climático de la región.

Por otro lado la figura 6.7 muestra el resultado obtenido en el trabajo realizado en 2016 [60] nombrado como Eólica Punta 2016. Este andamio es sobre el ELCC de la generación eólica y se puede comparar con su correspondiente eólica en 2020. La potencia instalada eólica en 2020 es mayor, por tanto el ELCC es esperable que disminuya. A su vez la demanda en 2020 aumentó, la potencia de los generadores convencionales y la disponibilidad disminuyeron, haciendo estos tres factores que el ELCC aumente. Por tanto hay tres factores que impulsan al ELCC a aumentar mientras que uno a disminuir. Lo cual va en concordancia con lo que se aprecia en la figura 6.7 con las curvas Eólica Punta y Eólica Punta 2016. Si bien no es concluyente, es concordante y de acuerdo con el análisis de sensibilidad realizado.

### 6.6.3. Almacenamiento

A continuación se presentan los resultados del cálculo del ELCC con la PDC para la generación eólica agregándole almacenamiento al sistema.

#### Carga y descarga de la batería

El almacenador es capaz de almacenar toda su capacidad en 8 horas, por tanto tiene 8 veces el valor de potencia para su capacidad en MWh. Es decir el sistema de conversión de potencia (PCS por sus siglas en inglés) lo que se conoce como convertidor AC/DC o inversor, aquel que transforma la corriente continua que suelen entregar los sistemas de almacenamiento de baterías hacia corriente alterna para conectarla a la red eléctrica, es de esta potencia. Además existe el balance de planta (BOP por sus siglas en inglés) que está compuesto por todos aquellos sistemas auxiliares que son imprescindibles para el correcto funcionamiento, ejemplo bombas de circulación (Baterías de flujo), calentadores, ventilación, aire acondicionado, controladores y sensores, que son dimensionados de acuerdo a la capacidad y la potencia del almacenador.

Existen varias formas de ingresar el modelo de la batería en la PDC.

#### 1. Modelo 1: La carga se modela aumentando la demanda

La descarga se modela agregando un generador en la lista de generadores del sistema con una disponibilidad y orden de mérito.

2. Modelo 2: La carga se realiza usando exclusivamente ERNC reduciendo la generación del generador renovable en las horas de carga.  
La descarga se realiza aumentando la generación de la ERNC en las horas deseadas.
3. Modelo 3: Carga como el modelo 1  
Descarga como el modelo 2
4. Modelo 4 Carga como modelo 2  
Descarga como modelo 1

El modelo 1 de almacenamiento para el cálculo de ELCC tiene una visión desde el sistema eléctrico completo. Es decir el almacenador es independiente de los generadores y de los consumidores. No así el modelo 2 donde es visto desde el lado del generador de ERNC ya que en definitiva la batería es como si fuera parte del mismo. En el caso del modelo 3 y 4 son modelos híbridos de los anteriores.

De aquí en más se utilizará el modelo 1 de almacenamiento.

**Batería para modelo 1** Se considera que la batería será despachada de forma forzada y diaria, al igual que por ejemplo las térmicas de las papeleras. De este modo se da la mayor eficiencia de uso en los veinte años de vida útil de la misma. Es decir, todos los días se almacena y se despacha, por tanto su orden en el ingreso como generador es de 1. Si bien el modelo permite modificar la horas de inyección y almacenamiento, en este caso para poder comparar entre casos se almacena de 24h a 7 hr (horario valle) y se inyecta de 17 a 23 hr (horario punta).

El proceso de carga inicia a las 24 horas finalizando a las 7 del día siguiente. La misma se modela aumentando el perfil de demanda en las horas señaladas. La demanda aumenta por partes iguales en cada hora según la capacidad de la batería. Es decir la capacidad de la batería dividido las horas valle, cuando la potencia de la misma no sea una limitante.

El proceso de inyección se da según el orden de mérito de la batería. En este caso es el primer generador en utilizarse para el despacho.

Este modelo de carga implica que no necesariamente se carga la batería con ERNC. Ya que se aumenta la demanda en el horario valle. Si bien la energía eólica en ese horario es estadísticamente elevada, no necesariamente es exclusiva pudiendo cargarse la batería con la generación que esté disponible, térmica incluso. Esto es a efectos de cálculos, en la realidad esto puede ser controlado incluso por el despacho nacional.

**Resultados** Como se puede apreciar en la figura 6.8 a medida que se aumenta el almacenamiento del sistema eléctrico el ELCC de la ERNC eólica baja. Por ejemplo para un sistema de baterías de 450MW y 3.6GWh, el 30% de la potencia instalada en eólica, el ELCC baja un 20%.

Este resultado es esperable teniendo en cuenta el modelo 1, donde el sistema de baterías es parte del sistema eléctrico, y considerado como un generador con un orden de mérito. Otra forma de verlo es mediante la sección 6.6.1. Allí al aumentar

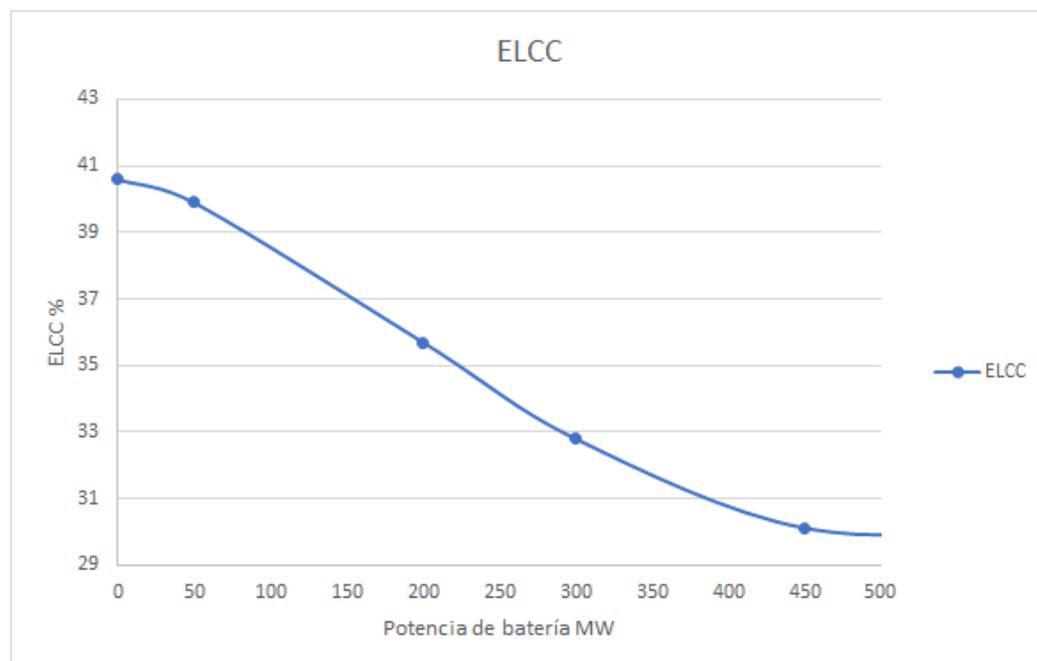


Figura 6.8: Variación del ELCC de generación eólica (1507MW) en hora Punta con almacenamiento para el modelo 1, elaborada con el PDC

la potencia de la generación del sistema eléctrico el ELCC tiende a disminuir donde también es coherente con [47].

## 6.7. Conclusiones

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre la PDC para evaluar como es afectado el ELCC modificando sus variables principales.

Si la suma de los generadores queda por debajo de la demanda no tiene sentido analizar la sensibilidad del sistema ya que este estaría en falla constantemente.

Se pudo constatar que el ELCC acompaña la variación de la demanda que se produce en el horario de cálculo del mismo. Es decir cuando la demanda aumenta, así lo hace el ELCC y viceversa. Esto es esperable, ya que intuitivamente aumenta la utilidad de la energía generada en el horario de interés al aumentar la demanda.

Por otro lado y de forma independiente se modificó la potencia de los generadores del sistema eléctrico, aquellos que presentan un orden de mérito para su despacho. Pudiendo observar que al aumentar la potencia de estos el ELCC de las renovables se comporta de forma opuesta. Lo cual es coherente con el hecho que la demanda es satisfecha por los generadores quitando peso a la intervención de la ERNC.

De forma similar y bajo la misma línea de razonamientos se observa el mismo comportamiento para la disponibilidad de los generadores del sistema eléctrico. Es decir el ELCC se comporta de forma inversa a la modificación que sufran las disponibilidades de los generadores.

## 6.7. Conclusiones

Se constató que el ELCC baja si sube la generación renovable a la cual se le calcula, en el horario deseado. Para este caso la lógica es similar que la baja de la demanda. Podría pensarse que el aumento de generación renovable satisface parte de la demanda, por lo que es como si esta última bajara.

Aumentar las ERNC no necesariamente incrementa el ELCC sino que existe una relación relativa entre la demanda, el generador renovable y los generadores.

El cambio en la potencia instalada de un generador renovable no es sinónimo de un cambio en el ELCC de forma directa necesariamente. Sino de la correlación que exista entre la demanda y la generación.

Como ese mencionó anteriormente, el aumento de la potencia instalada de ERNC no implica un aumento de ELCC necesariamente. Suele suceder que en regiones donde el recurso renovable se comporta igual para todos los generadores (es decir, sopla viento o la radiación solar es casi igual en todo el territorio nacional) por más que se aumente la potencia instalada, la correlación entre la generación renovable y la demanda permanezca casi idéntica haciendo que el ELCC baje. Pero si los generadores de ERNC son instalados en regiones tales que los recursos tienen complementariedad, aumenta la correlación con la demanda y por tanto la posibilidad de aumento de ELCC.

Por último, el ELCC baja si sube el almacenamiento del sistema, si este es tratado como un generador más. Por el mismo concepto que el ELCC baja al subir los generadores del sistema.

Por otro lado de forma empírica se realizaron sucesivos escenarios modificando el orden de mérito de los generadores no viéndose afectado el ELCC, lo cual concuerda con lo demostrado en la sección 5.6.1

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

# Capítulo 7

## Conclusiones

Desde hace un siglo los mercados eléctricos han ido evolucionando desde el monopolio de empresas verticalmente integradas que realizaban todas las tareas referentes al sistema eléctrico, hasta en la actualidad donde se encuentran modelos de mercados más complejos y competitivos.

Si bien a nivel internacional aún conviven todos los modelos de mercado, hay una tendencia hacia la liberación de éste. Con ello, aparecen nuevos desafíos donde la energía ya no es la única mercancía, sino que para poder satisfacer y dar seguridad al suministro se han comenzado a comercializar diferentes tipos de servicios como por ejemplo el crédito de capacidad, así como servicio auxiliares.

En el caso de la capacidad es preciso definir y acordar metodologías de cálculo y estimación para todos los tipos de generadores, especialmente los renovables. Más aún cuando éstas están en franco crecimiento.

De esta forma se dan señales claras a las empresas de realizar determinadas inversiones en consonancia de las necesidades futuras del mercado, y así poder diseñar el sistema eléctrico dando garantías de suministro y precios más estables al consumidor final.

Por otro lado, en lo referente al territorio Nacional se ha mostrado que el sistema eléctrico es un conjunto de sistemas eléctricos, mecánicos, químicos, civiles, informáticos y legislativos o normativos. A su vez, fue evolucionando no solo en lo técnico sino también en lo reglamentario conforme a lo primero y estimulado acciones futuras.

La evolución del sistema eléctrico inició a fines del siglo XIX, acompañando a lo largo de los años e incentivando el desarrollo nacional en la industria y el hogar. A partir del 2002 Uruguay comenzó a contar con un mercado eléctrico gracias a la implementación del decreto 360 del reglamento del mercado de energía eléctrica. Donde se desmonopoliza la generación y la comercialización de la energía eléctrica, dando entrada a actores privados no estatales.

A su vez con la entrada del RMMEE comienzan a ingresar las ERNC las cuales no están contempladas como generadores que aporten potencia firme al sistema. No así la térmica y la hidroeléctrica con embalse, donde incluso el RMMEE propone un método de cálculo.

Es decir que aquellos con almacenamiento del energético, combustible o hídrico

## Capítulo 7. Conclusiones

aportan potencia firme, pudiendo afirmar entonces que el RMMEE reconoce la existencia del almacenamiento sin nombrarla, vinculándola con la potencia firme.

Sumado a lo anterior, en [15] se sugiere modificar el RMMEE contemplando la potencia firme de ERNC, teniendo en cuenta que la solución debe ser equitativa con los generadores, no debe haber sesgo para una tecnología u otra, debe tender al óptimo del sistema, es decir ni más ni menos potencia de la necesaria. Además, debe alinearse a las exigencias de los requerimientos de potencia que se exige a los contratos entre generadores y comercializadores con demanda. Y, por último, requiere que sea estable en el tiempo, claro y transparente.

Los reglamentos de los mercados eléctricos necesitan ser modificados cuando el mercado eléctrico se modifica. Estas modificaciones pueden ser originadas por el consumidor, nuevas prácticas comerciales o cambios tecnológicos, graduales o abruptos. Por tanto, el RMMEE es preciso modificarlo para que los principios de competencia y optimización de las inversiones y trato justo se mantenga en el tiempo. A su vez, para en el caso de la potencia firme también asegurar la garantía de suministro. [15]

El almacenamiento como sistema eléctrico, al igual que todo sistema eléctrico consume energía, no solo para su funcionamiento, sino como parte esencial de su función. Es decir, consume para almacenar para un uso futuro de la misma. A su vez, esta energía almacenada es inyectada nuevamente, mediante una conversión. Por lo que, solo por el hecho de entender la inyección como una conversión de energía hacia electricidad es que se puede pensar como un generador.

Por tanto, un sistema de almacenamiento puede ser separado en tres partes diferentes según la frontera de observación. Como un consumidor, como un acumulador propiamente dicho, y como un generador.

Tanto el consumidor como el generador en sus diferentes versiones son actores existentes y claramente establecido en el RMMEE. No así el almacenamiento. Conceptualmente los generadores almacenan energía en alguna forma, siendo en algunos casos posibles de controlar mientras que en otros su variación solo puede ser pronosticada en determinadas circunstancias. En los embalses en la hidroeléctrica, en la acumulación de combustible en las térmicas, en el acopio de biomasa, en las masas de aire, en el Sol. Todo depende de cuál es nuestro sistema de referencia y el volumen de control para analizar.

Los usuarios del almacenamiento y sus servicios son variados dentro del sistema eléctrico. Estos servicios pueden ser adaptados y perfilados para la transmisión, distribución, generación, para los consumidores e incluso el mercado en sí.

Además, los sistemas de almacenamiento pueden ser usados para el control de frecuencia, control de tensión, desplazamiento de consumo, desplazamiento de la inversión mediante la potencia firme, gestión de sobre cargas en la red, reducción de pérdidas Joule, calidad de energía, reducción de CO<sub>2</sub>, mercado de auxiliares, etc.

Por tanto, a la hora de realizar una inversión en infraestructura para almacenamiento no solo se puede analizar los ingresos de la misma por objeto de potencia firme, sino que puede utilizarse para las otras funciones que el almacenamiento brinda, siempre que sea compatible con este último o con el servicio principal que

le asigne. De esta forma el modelo de negocios puede tener mayor viabilidad.

Por otro lado, se presentaron los diferentes aportes de un generador a las redes eléctricas, en particular se hizo hincapié en la potencia firme y el valor del crédito de capacidad. Los cuales presentan cierto grado de similitud. En particular esto se pone de manifiesto en las definiciones y métodos de cálculo del RMMEE que no contempla las ERNC. Por ello se muestran otros métodos de cálculo y se introduce el valor de crédito de capacidad.

Ambos términos, tienen la confiabilidad como concepto común de raíz, es decir básicamente la probabilidad de indisponibilidad o falla en el sistema eléctrico del generador en estudio.

Por lo que la potencia firme y el valor de crédito de capacidad son conceptualmente términos de similares características que difieren en su implementación y grado de confiabilidad que se le asigna a un generador.

Seleccionando el ELCC como método de cálculo para el CC aportado por los generadores de ERNC se aprecia que el mismo acompaña la variación de la demanda que se produce en el horario de cálculo. Es decir, cuando la demanda aumenta, así lo hace el ELCC y viceversa. Esto es esperable, ya que intuitivamente aumenta la utilidad de la energía generada en el horario de interés al aumentar la demanda.

Por otro lado, y de forma independiente se modificó la potencia de los generadores del sistema eléctrico, aquellos que presentan un orden de mérito para su despacho. Pudiendo observar que al aumentar la potencia de estos el ELCC de las renovables se comparte de forma opuesta. Lo cual es coherente con el hecho que la demanda es satisfecha por los generadores quitando peso a la intervención de la ERNC.

De forma similar se observa el mismo comportamiento para la disponibilidad de los generadores del sistema eléctrico. Es decir, el ELCC se comporta de forma inversa a la modificación que sufran las disponibilidades de los generadores.

Se constató que el ELCC baja si sube la generación renovable a la cual se le calcula, en el horario deseado. Para este caso la lógica es similar que la baja de la demanda. Podría pensarse que el aumento de generación renovable satisface parte de la demanda, por lo que es como si esta última bajara.

Aumentar las ERNC no necesariamente incrementa el ELCC sino que existe una relación relativa entre la demanda, el generador renovable y los generadores.

El cambio en la potencia instalada de un generador renovable no es sinónimo de un cambio en el ELCC de forma directa. Sino de la correlación que exista entre la demanda y la generación.

Como ese mencionó anteriormente, el aumento de la potencia instalada de ERNC no implica un aumento de ELCC. Suele suceder que en regiones donde el recurso renovable se comporta igual para todos los generadores (es decir, sopla viento o la radiación solar es casi igual en todo el territorio nacional) por más que se aumente la potencia instalada, la correlación entre la generación renovable y la demanda permanezca casi idéntica haciendo que el ELCC baje. Pero si los generadores de ERNC son instalados en regiones tales que los recursos tengan complementariedad, aumenta la correlación con la demanda y por tanto la posibilidad de aumento de ELCC.

## Capítulo 7. Conclusiones

Por otro lado, el ELCC baja si sube el almacenamiento del sistema, si este último es tratado como un generador más. Por el mismo concepto que el ELCC baja al subir los generadores del sistema.

Por último de forma empírica se realizaron sucesivos escenarios modificando el orden de mérito de los generadores no viéndose afectado el ELCC, lo cual concuerda con lo demostrado en la sección 5.6.1 de forma teórica.

Por tanto, el RMMEE contempla la potencia firme de origen térmico e hidráulico. Teniendo en cuenta que las ERNC no son gestionables entonces no aportarían potencia firme, al menos en principio. Según lo anterior las ERNC y las hidroeléctricas de paso no tienen potencia firme. Por otro lado, las estadísticas de generación de ERNC muestran que aportan un porcentaje de potencia firme dando lugar a cuestionamientos al menos que el RMMEE acompañe esta realidad. A su vez, cambiar la definición de potencia firme contemplando la ERNC ayuda a encausar mejor las inversiones en generación y evitar que el sistema colapse. [19] Cabe precisar pues, que entonces el RMMEE ya contempla el cálculo de la potencia firme de fuentes aparentemente aleatorias, si es que la hidráulica se le puede considerar así. [15]

Los indicios más fuertes que nos muestran que las ERNC aportan potencia firme se relaciona como se describe en [15] que desplazan potencia térmica y aportan generación en momentos críticos, lo cual si no se considera, hay sobre inversión o subinversión en ERNC, a su vez por el absurdo ninguna tecnología tiene 100 % de firmeza y todas las formas de generación están sujetas a probabilidad de fallas, o incluso un problema en la cadena de suministro, como el petróleo.

Sumado a lo anterior en el pliego de licitación P100328 publicado en agosto del 2022, UTE [58] llama a interesados para la instalación de 2 sistemas de almacenamiento en baterías, preferentemente en litio, del orden de 10MW y 20MWh, para brindar servicios auxiliares. Por lo que se pone sobre la mesa como el RMMEE contempla las nuevas realidades que aparecen en Sistema Eléctrico Nacional.

# Referencias

- [1] ADME. Informe de garantía de suministro 2016. [https://adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_202/GarantiaDeSuministro2016v3.pdf](https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_202/GarantiaDeSuministro2016v3.pdf), 2016. (Accessed on 08/11/2022).
- [2] ADME. Informe anual 2021. [https://adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_526/Informe\\_Anual\\_2021.pdf](https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_526/Informe_Anual_2021.pdf), 2021. (Accessed on 08/11/2022).
- [3] American Clean Power Association. Flywheels — energy storage association. <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/flywheels>. (Accessed on 03/09/2019).
- [4] Martin Avas and Germaan Crapucheti. Almacenamiento de energía en sistema de baterías de ión-litio en grandes consumidores conectados a la red en uruguay. 2010.
- [5] F.S. Barnes and J.G. Levine. *Large Energy Storage Systems Handbook*. Mechanical and Aerospace Engineering Series. CRC Press, 2011.
- [6] BEN. 1-1-libro-ben2018.pdf. <https://ben.miem.gub.uy/descargas/1balance/1-1-Libro-BEN2018.pdf>, 2018. (Accessed on 12/09/2020).
- [7] BEN. Ben 2020. <https://ben.miem.gub.uy/descargas/1balance/1-1-Libro-BEN2020.pdf>, 2020. (Accessed on 08/11/2022).
- [8] BEN. Balance energético nacional. <https://ben.miem.gub.uy/preliminar.php>, 2021. (Accessed on 08/11/2022).
- [9] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, and Yulong Ding. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in natural science*, 19(3):291–312, 2009.
- [10] European Commission. Hydrogen — energy. [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/hydrogen\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/hydrogen_en). (Accessed on 10/21/2020).
- [11] COWI. Anexo\_7\_cowi.pdf. [https://simsee.adme.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_430/Anexo\\_7\\_COWI.pdf](https://simsee.adme.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_430/Anexo_7_COWI.pdf). (Accessed on 03/31/2020).

## Referencias

- [12] G.M. Crawley. *The World Scientific Handbook of Energy*. Materials and Energy. World Scientific, 2013.
- [13] Phd Daniel Fernandez. Los 4 modelos de mercado eléctrico -. <https://danifernandez.org/articulo/los-4-modelos-mercado-electrico/>, 2018. (Accessed on 04/27/2022).
- [14] I. Dincer and M.A. Ezan. *Heat Storage: A Unique Solution For Energy Systems*. Green Energy and Technology Series. Springer, 2018.
- [15] Cr. Alejandro Perroni e Ing. Oscar Ferreño Dr. Mario Vignolo. Revista cier no. 71. <http://www.cocier.org/index.php/es/noticias-de-cocier/revista-cier/85-revista-cier-no-71>. (Accessed on 03/24/2020).
- [16] K. Mongird et all. Storage cost and performance characterization report. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report\\_Final.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report_Final.pdf). (Accessed on 11/04/2021).
- [17] Sergio Botero et all. Metodologías prÁcticas para el cÁculo de la capacidad en mercados elÉctricos de la energÍA eÓlica — botero b. — energética. <https://revistas.unal.edu.co/index.php/energetica/article/view/9404/10019>. (Accessed on 03/31/2020).
- [18] ETHW. Capacitors - ethw. <https://ethw.org/Capacitors>. (Accessed on 05/05/2019).
- [19] Ing. Oscar Ferreño. <https://www.cier.org/es-uy/lists/revistasld/revista-no75.pdf>. <https://www.cier.org/es-uy/Lists/RevistasLD/Revista%20N%C2%B075.pdf>. (Accessed on 03/24/2020).
- [20] Ing. Oscar Ferreño. Simulador sistema eléctrico, non 2014. (Realizado en Microsoft Excel).
- [21] Wild Fibres. The history and invention of spinning wheels in china. [http://www.wildfibres.co.uk/html/chinese\\_spinning\\_wheels.html](http://www.wildfibres.co.uk/html/chinese_spinning_wheels.html). (Accessed on 03/17/2019).
- [22] Garver. Effective load carrying capability of generating units. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-85(8):910–919, 1966.
- [23] Gerotor. History of flywheel energy storage systems — gerotor ag. <http://gerotor.tech/history-of-flywheel-energy-storage-systems/>. (Accessed on 03/17/2019).
- [24] S. Hunt. *Making Competition Work in Electricity*. Wiley Finance. Wiley, 2002.

- [25] IEA. Total installed power capacity by fuel and technology 2019-2025, main case – charts – data & statistics - iea. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/total-installed-power-capacity-by-fuel-and-technology-2019-2025-main-case>, 2022. (Accessed on 08/16/2022).
- [26] Ioxus. Ioxus. <https://ioxus.com/english/>. (Accessed on 06/10/2019).
- [27] IRENA. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. (Accessed on 11/14/2020).
- [28] Lazard. Lazard’s levelized cost of storage analysis—version 4.0. <https://www.lazard.com/media/451087/lazards-levelized-cost-of-storage-version-50-vf.pdf>. (Accessed on 12/09/2020).
- [29] MDI. Mdi sa - ecologie, économie : l’air vous transporte. <https://www.mdi.lu/>. (Accessed on 05/12/2019).
- [30] MIEM. H2\_final\_14jul22\_digital.pdf. [https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/H2\\_final\\_14jul22\\_digital.pdf](https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/H2_final_14jul22_digital.pdf), 2022. (Accessed on 08/16/2022).
- [31] mpoweruk. Flow batteries. <https://www.mpoweruk.com/flow.htm>. (Accessed on 10/21/2020).
- [32] B. Nahum. *Una historia de la energía eléctrica en Uruguay 1886-2012*. Cátedra y área de investigación de historia económica de la Facultad de Ciencias Económicas y de Administración de la Universidad de la República., 2014.
- [33] Hydrogen Cars Now. Backyard testing in hydrogen and fuel cell history — hydrogen cars now. <http://www.hydrogencarsnow.com/index.php/history/backyard-testing-in-hydrogen-and-fuel-cell-history/>. (Accessed on 05/19/2019).
- [34] US Department of Energy. Alternative fuels data center fuel properties comparison. [https://afdc.energy.gov/files/u/publication/fuel\\_comparison\\_chart.pdf](https://afdc.energy.gov/files/u/publication/fuel_comparison_chart.pdf), 2022. (Accessed on 08/16/2022).
- [35] Dolores Garcia Padrón. Tendencias en lingüística general y aplicada - google books. <https://books.google.com.uy/books?id=Sz3MdbqrqT5oC&pg=PA193&lpg=PA193&dq=almahz%C3%A1n&source=bl&ots=RmRiPay0c5&sig=ACfU3U3370o5ek--5cdHlq1RrXgK6U05Zw&hl=en&sa=X&ved=2ahUKEwiag527s4fpAhXLILkGHVjFCrwQ6AEwBXoECAoQAQ#v=onepage&q=almahz%C3%A1n&f=false>, non 2010. (Accessed on 04/26/2020).

## Referencias

- [36] PNNL. Final - esgc cost performance report 12-11-2020.pdf. <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>, 2022. (Accessed on 08/16/2022).
- [37] Southwest Power Pool. 2020 elcc wind and solar study report.pdf. <https://spp.org/documents/65169/2020%20elcc%20wind%20and%20solar%20study%20report.pdf>, July 2021. (Accessed on 09/11/2022).
- [38] Alberto Pototschnig. Capacity remuneration: Advancing the spread of renewables [in my view]. 19, 2021.
- [39] Beacon Power. Carbon fiber flywheels — beacon power. <http://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/>. (Accessed on 03/17/2019).
- [40] RAE. -miento — definición — diccionario de la lengua española — rae - asale. <https://dle.rae.es/-miento>, non non. (Accessed on 04/26/2020).
- [41] RAE. almacén — definición — diccionario de la lengua española — rae - asale. <https://dle.rae.es/almac%C3%A9n#OrAAjNS>, non non. (Accessed on 04/26/2020).
- [42] Researchgate. Regenesys polysulfide flow battery installation. (photo from... — download scientific diagram. <https://tinyurl.com/yk4mse43>. (Accessed on 05/18/2019).
- [43] María Isabel Restrepo Estrada, Santiago Arango Aramburo, and Luis Guillermo Vélez. La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad. *Cuadernos de Economía*, 31(56):199–222, ene. 2012.
- [44] B. Robyns, B. François, G. Delille, and C. Saudemont. *Energy Storage in Electric Power Grids*. Electrical Engineering. Wiley, 2015.
- [45] ROU. Decreto. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/360-2002>, 2002. (Accessed on 04/07/2020).
- [46] A. Rufer. *Energy Storage: Systems and Components*. CRC Press, 2017.
- [47] Mark Specht. To understand energy storage, you must understand elcc - union of concerned scientists. <https://blog.ucsusa.org/mark-specht/to-understand-energy-storage-you-must-understand-elcc/>, 2021. (Accessed on 01/06/2022).
- [48] Energy storage. Compressed air energy storage (caes) — energy storage association. <http://energystorage.org/energy-storage/storage-technology-comparisons/caes>. (Accessed on 03/23/2019).
- [49] Energy storage. Hydrogen energy storage — energy storage association. <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage>. (Accessed on 04/09/2019).

- [50] Energy storage. Liquid air energy storage (laes) — energy storage association. <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/liquid-air-energy-storage-laes>. (Accessed on 03/28/2019).
- [51] Energy storage. Pumped hydro-power — energy storage association. <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies/pumped-hydro-power>. (Accessed on 03/21/2019).
- [52] A. Sumper, F. Díaz-González, and O. Gomis-Bellmunt. *Energy Storage in Power Systems*. Wiley, 2016.
- [53] A.G. Ter-Gazarian, Institution of Engineering, and Technology. *Energy Storage for Power Systems*. Energy Engineering Series. Institution of Engineering and Technology, 2011.
- [54] Battery university. Fuel cell technology information – battery university. [https://batteryuniversity.com/learn/article/fuel\\_cell\\_technology](https://batteryuniversity.com/learn/article/fuel_cell_technology). (Accessed on 05/01/2019).
- [55] Battery university. Supercapacitor information – battery university. [https://batteryuniversity.com/learn/article/whats\\_the\\_role\\_of\\_the\\_supercapacitor](https://batteryuniversity.com/learn/article/whats_the_role_of_the_supercapacitor). (Accessed on 05/01/2019).
- [56] Battery University. Battery university homepage. <https://batteryuniversity.com/>, 2022. (Accessed on 08/16/2022).
- [57] URSEA. Texto compilado de normativas de ursea versión enero 2019 - tcn2+ursea+energia+electrica+2019.01.pdf. [http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4c0e-9a09-0d04d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT\\_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4c0e-9a09-0d04d25726da-mCRo9VV](http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/df94c2f7-85e6-4c0e-9a09-0d04d25726da/TCN2+URSEA+Energia+Electrica+2019.01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-df94c2f7-85e6-4c0e-9a09-0d04d25726da-mCRo9VV), 1 2019. (Accessed on 09/20/2020).
- [58] UTE. Licitaciones. <https://apps.ute.com.uy/ConsCompras/Licitaciones.aspx>, Agosto 2022. (Accessed on 10/09/2022).
- [59] Carlos Vazquez, Michel Rivier, and Ignacio J Pérez-Arriaga. A market approach to long-term security of supply. *IEEE Transactions on power systems*, 17(2):349–357, 2002.
- [60] Diego Vidarte, Ignacio de León, Mario Vignolo, and Juan Piccini. Calculation of the capacity value for wind generation in uruguay. In *IEEE T&D Latin America, Lima, Perú, 18-21 sep*, pages 1–5. IEEE, 2018.
- [61] Mario Vignolo and Pablo Monzón. Deregulating the electricity sector. <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/21232/1/Vm02.pdf>, 2002.

## Referencias

- [62] Kiriakos Vlahos. The pool. <http://faculty.london.edu/kvlahos/projects/emm/emm2y0c.htm>. (Accessed on 04/20/2022).
- [63] Wikipedia. Supercondensador - wikipedia, la enciclopedia libre. <https://es.wikipedia.org/wiki/Supercondensador>. (Accessed on 10/21/2020).
- [64] A.F. Zobaa, P.F. Ribeiro, S.H.E.A. Aleem, and S.N. Afifi. *Energy Storage at Different Voltage Levels: Technology, Integration, and Market Aspects*. Energy Engineering. Institution of Engineering & Technology, 2018.

# Índice de figuras

1.1. Modelo 1 Empresa única integrada verticalmente. (Traducción propia al español) [24] . . . . .	4
1.2. Modelo 2 Comprador único. (Traducción propia al español) [24] . .	5
1.3. Modelo 3 Competencia mayorista. (Traducción propia al español) [24]	6
1.4. Modelo 4 Competencia mayorista y minorista. (Traducción propia al español) [24] . . . . .	7
2.1. Consumo final de electricidad per cápita. [6] . . . . .	16
2.2. Abastecimiento de energía eléctrica por fuente de generación. [7] .	17
3.1. Catalogo de los diferentes sistemas de almacenamiento y sus clasificaciones. (Traducción propia al español) [52] . . . . .	22
3.2. Obra de arte China de Wang Juzheng donde ilustra una rueca [21]	23
3.3. Esquema de represa reversible hidroeléctrica. (Traducción propia al español) [53] . . . . .	27
3.4. La primer estructura inflable submarina para almacenamiento de aire comprimido desarrollado por Thin Red Line Aerospace . . . .	31
3.5. Vehículo impulsado por aire comprimido, de origen francés [29] . .	32
3.6. Comparación entre métodos de almacenamiento térmico. (Traducción propia al español) [14] . . . . .	33
3.7. Sistema de almacenamiento térmico subterráneo con bomba de calor. (Traducción propia al español) [14] . . . . .	34
3.8. Fuentes de temperatura y usos de sistemas de almacenamiento subterráneo de energía. (Traducción propia al español) [14] . . . .	35
3.9. Esquema de funcionamiento de un estanque solar. (Traducción propia al español) [14] . . . . .	36
3.10. Topología de una planta solar con almacenamiento de sal derretida. (Traducción propia al español) [52] . . . . .	38
3.11. Densidad energética másica y volumétrica comparativa del hidrógeno con otros energéticos. (Traducción propia al español y agregado de información volumétrica) [46] [34] [56] . . . . .	39
3.12. Concepto de uso de power to gas. (Traducción propia al español) [52]	41
3.13. Resumen de características de los supercapacitores. (Traducción propia al español) [55] . . . . .	44
3.14. Supercapacitor de uso comercial [26] . . . . .	45

## Índice de figuras

3.15. Diagrama de funcionamiento de una batería. (Traducción propia al español) [52] . . . . .	48
3.16. Ventajas y desventajas comparativas entre baterías. (Traducción propia al español) [14] . . . . .	49
3.17. Instalación con baterías de flujo de la compañía Regenesys Technologies en South Wales de 15MW y 120MWh [42] . . . . .	50
3.18. Vehículo impulsado por un celda de combustible de hidrógeno de Karl Kordeshch [33] . . . . .	52
3.19. Principio de funcionamiento de una célula de combustible. El ánodo (electrodo negativo) recibe el hidrógeno y el cátodo (electrodo positivo) recoge el oxígeno. (Traducción propia al español) [54] . .	53
3.20. Ventajas y desventajas de varias tipos de celdas de carga. (Traducción propia al español) [54] . . . . .	54
3.21. Costo estimado en USD para 2020 de sistemas de almacenamiento para diferentes potencias (MW), duración (hr) y tipo de tecnología. (Traducción propia al español) [36] . . . . .	58
3.22. Costo anual y LCOE por tecnología de almacenamiento de energía y año, para sistemas de 100 MW en 4 y 10 horas (Traducción propia al español) [36] . . . . .	59
3.23. Costo estimado en USD para 2030 de sistemas de almacenamiento para diferentes potencias (MW), duración (hr) y tipo de tecnología. (Traducción propia al español) [36] . . . . .	60
4.1. Catálogo de los diferentes sistemas de almacenamiento y sus clasificaciones. (Traducción propia al español) [27] . . . . .	64
4.2. Flujo de fondos a 20 años . . . . .	72
4.3. VAN, TIR y periodo de repago según beneficio fiscal COMAP. . .	73
4.4. Curva de demanda de la Ciudad con y sin la industria, consumo de la ciudad y potencia máxima de la línea con y sin la industria. . .	73
4.5. Curva de demanda de la Ciudad, de la industria, de la batería y de la ciudad con industria y batería. . . . .	74
4.6. Resumen del análisis de los 5 casos con el SOF. . . . .	76
4.7. Costo de capital para cada escenario de almacenamiento. Baterías de Litio para precios de 2020 2025, e hidroeléctrica. Con capacidad almacenamiento en 0.5 y 1GW . . . . .	76
4.8. Periodo de repago en años según precio de despacho, a la izquierda (a) precio promedio spot y con la energía inyectada será la Bombeada, a la derecha (b) 50 dólares el MWh y la energía inyectada será la Derramada . . . . .	77
4.9. Periodo de repago según precio de despacho a 123 dólares el MWh, siendo este el costo promedio de generación térmica. Usando como energía inyectada la llamada Bombeada a la izquierda (a) y la derramada en la derecha (b). . . . .	77
4.10. Periodo de repago en caso de sustituir térmicas por almacenamiento. Del lado izquierdo (a) se usa la energía Bombeada y en el lado derecho la energía derramada. . . . .	78

5.1.	Clasificación de formas de cálculo de potencia firme . . . . .	83
5.2.	CC vs % de penetración de eólica. (Traducción propia al español) [60]	85
6.1.	Orden y probabilidad de disponibilidad de los generadores en base al SOF en año de lluvia medio . . . . .	95
6.2.	ELCC eólico en función de la potencia de los generadores afectada por un multiplicador, elaborada con el PDC . . . . .	97
6.3.	ELCC eólico en función de la demanda afectada por un multiplicador de manera homotética, elaborada con el PDC . . . . .	98
6.4.	ELCC eólico en función de la disponibilidad de los generadores, elaborada con el PDC . . . . .	99
6.5.	ELCC eólico en función de la potencia horaria de la generación eólica, elaborada con el PDC . . . . .	100
6.6.	ELCC mensual y anual para la franja horaria Valle, fuera del Valle y punta en eólica como único generador renovable y solar como único generador renovable . . . . .	100
6.7.	ELCC mensual y anual para hora Valle, fuera del Valle y Punta en eólica y solar, elaborada con el PDC . . . . .	101
6.8.	Variación del ELCC de generación eólica (1507MW) en hora Punta con almacenamiento para el modelo 1, elaborada con el PDC . . .	104



Esta es la última página.  
Compilado el miércoles 30 noviembre, 2022.  
<https://www.fing.edu.uy/energia>