



CENTRO DE ENERGÍA
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
UNIVERSIDAD DE CHILE
Av. Tupper 2007, Santiago

Contacto:
Myriam Reyes
mreyes@centroenergia.cl
+56 2 9784203
www.centroenergia.cl

Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final Rev.1

Junio 2019



Preparado para:
ACERA A.G.



Centro de Energía
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile

Equipo de trabajo:
Rodrigo Palma, Marcelo Matus, Rigoberto Torres,
Carlos Benavides, Erick Sierra, Rodrigo Sepúlveda, Felipe Riquelme.

Mayo 2019, Santiago, Chile.

Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos	3
Resumen	5
1 Introducción	8
1.1 Contexto y Motivación	8
1.2 Objetivos.....	8
2 Caracterización del concepto de Flexibilidad	9
2.1 Sobre el concepto de flexibilidad	9
2.2 Medidas de flexibilidad	11
2.2.1 Normalized Flexibility Index (NFI).....	13
2.2.2 Loss of Wind Estimation (LOWE)	14
2.2.3 Insufficient Ramping Resource Probability (IRRP).....	16
2.2.4 Lack of Ramp Probability (LORP)	18
2.3 Mejoramiento de la flexibilidad	19
2.4 Contexto internacional en torno a la flexibilidad	20
3 Aspectos regulatorios y Esquemas de remuneración	23
3.1 Contexto de mercados eléctricos en el mundo.....	23
3.2 Recomendaciones de la IEA en la transición.....	27
3.2.1 Mercados de corto plazo	27
3.2.2 Confiabilidad y precios de escasez	28
3.2.3 Mercados de Capacidad	29
3.2.4 Respuesta de la Demanda	30
3.2.5 Sobre las Redes.....	31
3.3 Revisión por Países	32
3.3.1 Contexto general en países seleccionados.....	32
3.3.2 Dinamarca.....	34
3.3.3 Irlanda.....	36
3.3.4 Reino Unido	38
3.3.5 CAISO	44
3.3.6 España.....	47
4 Mecanismos técnicos de provisión de Flexibilidad	49
4.1 Fuentes de Flexibilidad	49
4.2 Generación	51
4.3 Operación del sistema	52

4.4	Demanda	53
4.5	Almacenamiento	54
4.6	Transmisión	55
4.7	Cuestiones Ambientales	55
4.8	Costos	56
5	Mercado Eléctrico Chileno	57
5.1	Síntesis de la estructura del mercado	57
5.2	Marco regulatorio.....	58
5.2.1	Ministerio de Energía.	59
5.2.2	Comisión Nacional de Energía.....	59
5.2.3	Coordinador Independiente.....	60
5.2.4	Servicios Complementarios	63
5.2.5	Otros reglamentos de interés.....	65
5.2.6	Procedimientos normativos en curso.....	66
5.2.7	Proyectos de Ley 2019.....	69
5.3	Fuentes de flexibilidad.....	70
5.3.1	Operación del sistema y señales de corto plazo	71
5.3.2	Suficiencia y flexibilidad en el largo plazo	72
5.3.3	Corto plazo: monitoreo, eficiencia económica y flexibilidad regulatoria.....	73
5.3.4	Diagrama general de fuentes de flexibilidad en contexto nacional	75
6	Comentarios y Conclusiones	77
Anexo A	Referencias	79

Resumen

El presente documento sintetiza la revisión de la experiencia internacional respecto de la temática de la flexibilidad y su contraste con el marco reglamentario chileno. El documento cubre desde la definición del concepto, métricas asociadas (típicamente relacionadas a rampa y características del sistema), y a formas para su mejoramiento. Partiendo del contexto internacional general, se revisa la experiencia de algunos países en torno al tema y se resumen recomendaciones entregadas por organismos internacionales.

Independientemente de las causas que impulsan el desarrollo de las energías renovables en los sistemas eléctricos, ya sea promovido por directrices políticas o como consecuencia de la reducción de costos de producción, se reconoce que el mundo transita hacia una matriz de generación cada más renovable. En este sentido, la industria ha adoptado la noción de transición hacia una matriz completamente renovable o, en simple, se habla de “la transición”. Es en esta transición que las energías renovables variables tienen un rol cada vez más relevante. Dada la naturaleza variable y con grados de incertidumbre de su fuente de energía primaria, su inserción en los sistemas eléctricos no está exenta de complejidades. En respuesta, emerge la noción de la flexibilidad de los sistemas eléctricos como un componente esencial en la implementación de esta transición.

Si bien no existe consenso en una definición formal de flexibilidad, o más bien esta ha ido evolucionando en el tiempo, una aproximación que recoge la idea general consensuando diversas referencias, es como sigue: “Habilidad o característica de un sistema eléctrico para adaptarse a las condiciones de variabilidad e incertidumbre en generación y demanda, de forma confiable y costo eficiente, en todas las escalas de tiempo”.

Los requerimientos de flexibilidad han sido aportados históricamente por las centrales de generación, mientras que las principales fuentes de variaciones e incertidumbre eran la demanda y la falla de equipos. Sin embargo, en diversos sistemas en el mundo se reconoce y propicia la incorporación de nuevos recursos para aportar flexibilidad, tales como la respuesta de la demanda, la forma de operar y coordinar los sistemas, reequipamientos de plantas existentes, participación de las renovables variables en los servicios complementarios, generación distribuida despachable, interconexiones de sistemas, almacenamiento, entre múltiples otros.

Para el incremento de la flexibilidad de los distintos países, en consonancia con las directrices de organizaciones internacionales¹ como la *International Energy Agency* (IEA), las medidas pueden resumirse en el perfeccionamiento y profundización de los mercados competitivos, de modo que las

¹ IEA, «Re-powering Markets, Market design and regulation during transition to low-carbon power systems,» 2016.

señales de precios reflejen la escasez, direccionando comportamientos e inversiones, en todas las escalas de tiempo y segmentos.

En particular, en los sistemas analizados, con estructuras de bolsas de energía y servicios complementarios, destacan la definición de nuevos servicios frente a la estrechez de cualquier recurso identificado, con apertura de participación a la demanda. También destaca la reintroducción y/o modificación de los mercados de capacidad bajo criterios de neutralidad tecnológica, esto es sin discriminación tecnológica arbitraria, y metodologías de cálculo de tipo probabilística.

Los mecanismos encontrados en la experiencia internacional, para fomentar la flexibilidad, son transversales a toda la industria e involucran todos sus segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Para su aplicación al sector eléctrico chileno se identifican diversas áreas de perfeccionamiento con ajustes a diversa escala reglamentaria. Asimismo, se observa que muchos de los temas están actualmente siendo objeto de revisión y discusión reglamentaria.

En la extensión de las recomendaciones internacionales al ámbito nacional se encuentra el monitoreo continuo de la flexibilidad de los sistemas y sus proyecciones, que podrían llevar a cabo organismos como la CNE y el coordinador. Para ello, se sugiere el cálculo y uso de indicadores como el *Normalized Flexibility Index* y el *Lack of Ramp Probability*, entre otros presentados en este documento.

Los mecanismos encontrados en la experiencia internacional para fomentar la flexibilidad son transversales a toda la industria e involucran todos sus segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Por tanto su aplicación al sector eléctrico chileno involucra una revisión completa de su diseño y funcionamiento. En esta, se identifican múltiples espacios de perfeccionamiento, como por ejemplo el diseño y la operación del mercado spot de energía (proceso desde la programación de la operación al despacho y despeje del precio en tiempo real, resolución temporal, co-optimización de despacho y reservas, participación activa de la demanda), nuevos servicios complementarios (incluyendo cuestiones relativas a las rigideces del parque térmico), la planificación y operación de la transmisión (particularmente su celeridad para adaptarse a cambios o imprevistos).

Adicionalmente, es posible que para la promoción de almacenamiento a gran escala se requiera de mecanismos de remuneración adicionales al arbitraje de precios en el mercado spot y a las obtenidas por servicios complementarios. Esto, debido a las economías de escala que pueden tener estos proyectos, análogo a la transmisión, y a su elevada exposición al mercado spot, con el consecuente riesgo, puede dificultar su financiamiento.

Las revisiones del marco regulatorio, incluyendo el diseño estructural del mercado eléctrico chileno, deben tener en consideración y prever cómo se transita desde las condiciones actuales hasta una matriz completamente renovable.

1 Introducción

1.1 Contexto y Motivación

La discusión sobre los desafíos que presenta la planificación y operación del sistema eléctrico nacional ha ido cambiando a lo largo de los años. Hoy, pocos cuestionan el rol y la creciente importancia de las energías renovables (ER) y en consecuencia el debate se ha ido trasladando hacia dilucidar qué elementos de mercado se deberían corregir para adecuarlo a esta nueva realidad.

En este contexto surge el objetivo de “proveer al sistema eléctrico chileno con la flexibilidad suficiente”. Aún no se observa un consenso en el mercado y autoridades del sector sobre de qué se habla cuando se habla de flexibilidad. Tampoco la regulación del sector eléctrico define qué se entiende por un sistema eléctrico flexible.

Como resultado de lo anterior, el concepto de flexibilidad se puede asociar al mercado de SSCC, o a la provisión de reserva, o a la incorporación de inteligencia a las redes, o al diseño de un mercado para la gestión de la demanda, o a la adaptación tecnológica de las centrales termoeléctricas existentes, o a todos estos aspectos simultáneamente.

Con el propósito de aportar a la discusión se busca disponer de un análisis de la literatura internacional sobre el concepto de flexibilidad, así como también una visión sobre cómo otros países han adecuado el diseño original de sus mercados para incentivar un sistema eléctrico flexible sin perder de vista la eficiencia económica.

1.2 Objetivos

En base a una síntesis de la experiencia internacional, y el conocimiento científico actual, se analiza la temática de la flexibilidad de los sistemas y sus vínculos con los mercados eléctricos.

El objetivo central del trabajo es disponer de una revisión general de las experiencias técnicas y regulatorias internacionales sobre el concepto de “flexibilidad”, con la finalidad de estudiar su compatibilidad y alcances en el mercado eléctrico chileno, de manera de aportar con antecedentes a la discusión nacional sobre la materia.

2 Caracterización del concepto de Flexibilidad

2.1 Sobre el concepto de flexibilidad

Independientemente de las causas que impulsan el desarrollo de las energías renovables en los sistemas eléctricos, ya sea promovido por directrices políticas o como consecuencia de la evolución de costos de producción, se reconoce que el mundo transita hacia una matriz de generación cada más renovable. En este sentido, la industria ha adoptado la noción de transición hacia una matriz completamente renovable o, en simple, se habla de “la transición de los sistemas eléctricos”. Es en esta transición que las energías renovables variables (ERV²) tienen un rol cada vez más relevante. Dada la naturaleza variable y con grados de incerteza de su fuente de energía primaria, su inserción en los sistemas eléctricos no está exenta de complejidades. En respuesta, emerge la noción de la flexibilidad de los sistemas eléctricos como un componente esencial en la implementación de esta transición.

Desde sus orígenes, la operación de sistemas eléctricos ha enfrentado continuamente los desafíos de mantener el balance de generación y demanda. Este balance es perturbado por tres tipos de eventos a diferentes escalas de tiempo: fluctuaciones rápidas, variaciones periódicas lentas y cambios intempestivos o abruptos. La inserción de ERV acentúa eventos de los primeros dos tipos al punto que en la literatura se encuentran definiciones de flexibilidad asociadas a la habilidad del sistema para acomodar variaciones de la demanda neta (demanda total menos el aporte de las ERV) a través de la modulación en el tiempo de las inyecciones y retiros de potencia a lo largo de la red [1]. No obstante, este enfoque tiene sus orígenes en los mecanismos de promoción de las ERV en algunos países, tales como las tarifas de inyección (*feed-in tariff*), y no necesariamente se ajustan a la realidad actual de la transición, donde las ERV están siendo integradas a los sistemas eléctricos como cualquier otra tecnología y existen otros factores que incrementan la necesidad de una mayor flexibilidad. Entre estos últimos destacan [2] las fluctuaciones e incertidumbres en el precio de los combustibles fósiles, nuevas opciones tecnológicas desde la demanda adoptando un rol más activo en producción y consumo, regulaciones y políticas ambientales.

Si bien no existe consenso en una definición formal de flexibilidad, o más bien ésta ha ido evolucionando en el tiempo [3], una aproximación a la idea que resume definiciones de múltiples fuentes es como sigue:

Habilidad o característica de un sistema eléctrico para adaptarse a las condiciones de variabilidad e incertidumbre en generación y demanda, de forma confiable y costo eficiente, en todas las escalas de tiempo.

² Principalmente de tipo eólica y solar fotovoltaica. No obstante, el concepto de ERV no se circunscribe exclusivamente a estas tecnologías.

Los requerimientos de flexibilidad han sido aportados históricamente por las centrales de generación, mientras que las principales fuentes de variaciones e incertidumbre eran la demanda y la falla de equipos. Sin embargo, en diversos sistemas en el mundo se reconoce y propicia la incorporación de nuevos recursos para aportar flexibilidad, tales como la respuesta de la demanda, participación de las ERV en los servicios complementarios (SSCC), reequipamiento de centrales existentes, sistemas de almacenamiento, generación distribuida despachable, interconexiones de sistemas y reequipamientos de plantas existentes, entre otros.

La flexibilidad expresa la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener un suministro continuo frente a variaciones en la generación o consumo, independientemente de su origen. Corresponde, en cierta medida, a la capacidad disponible para hacer frente a cambios, ya sea en sentido positivo o negativo. En las distintas escalas de tiempo, la flexibilidad condiciona la operación del sistema desde la planificación hasta la operación en tiempo real, con variados efectos en la confiabilidad y costos del sistema (ver Figura 2.1). A mediano plazo se busca balancear las desviaciones e incertidumbres estacionales, en el corto plazo las diarias y horarias, y en tiempo real asegurar la estabilidad, seguridad y calidad del servicio en el sistema.

Tanto las características del sistema como los niveles de participación de ERV y su distribución determinan la necesidad de incrementar la flexibilidad del sistema. Asimismo, los aportes a la flexibilidad no se restringen a generación y demanda sino que también incluyen los restantes componentes del sistema como las redes de transmisión y distribución [2]. Por otro lado, la flexibilidad se emparenta con otros desafíos del sector como el incremento de la resiliencia de los sistemas [4] y de las comunicaciones [5], de la mano de avances en telecomunicaciones y dispositivos inteligentes.

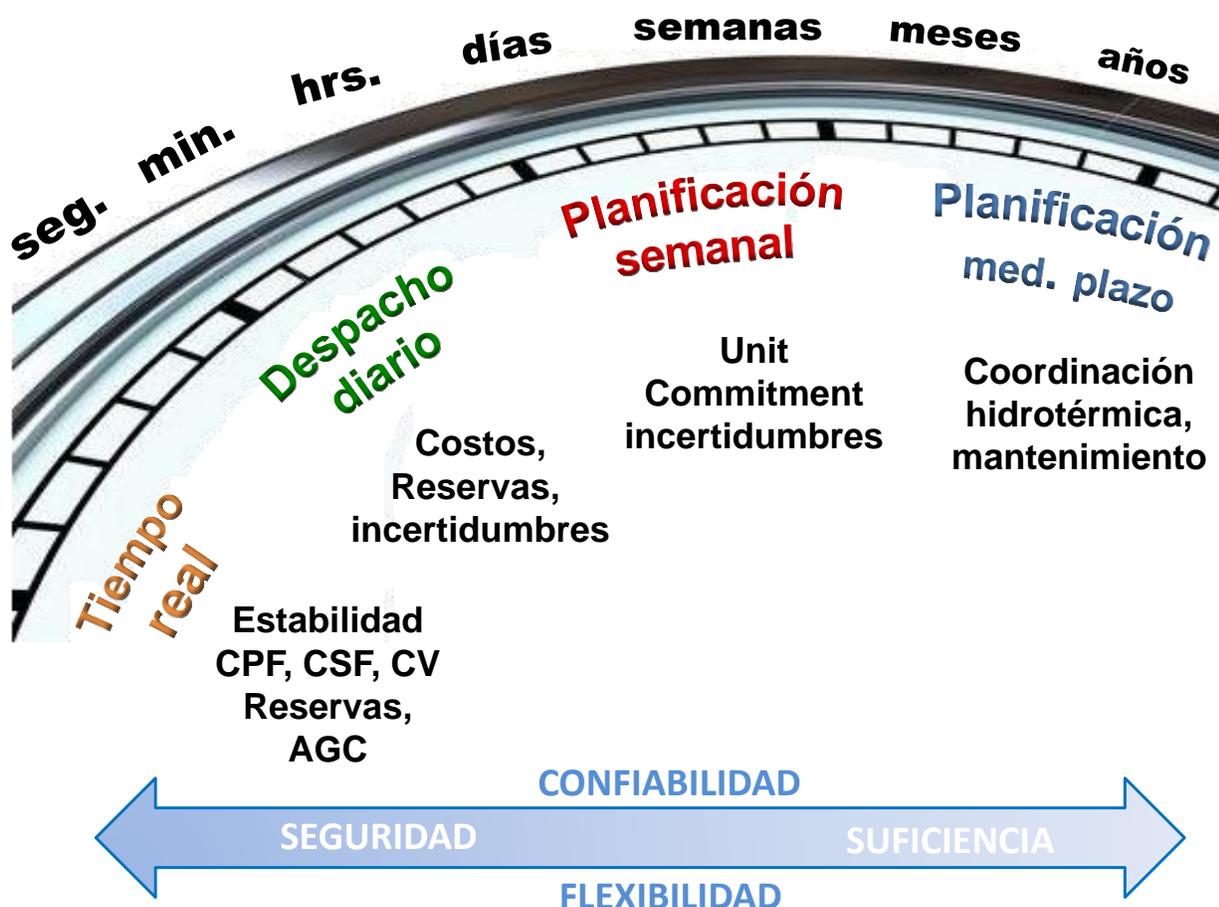


Figura 2.1: Escalas de tiempo de la operación, confiabilidad y flexibilidad.

2.2 Medidas de flexibilidad

La flexibilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puede ser caracterizada por medio de tres índices asociados a sus unidades, desarrollados por Makarov et al., descritos en [1] como sigue: límite de rampa (r), capacidad de potencia (p) y capacidad de energía (e). Estos índices se encuentran interrelacionados de modo que cada uno es la derivada del otro de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\int \int r \, dt \, dt = \int p \, dt = e \tag{1}$$

- **Límite de rampa (r):** es la tasa máxima a la cual una unidad puede cambiar su punto de operación, en un momento determinado. Este valor suele estar determinado por la dinámica interna de la unidad.

- **Capacidad de potencia (p):** se refiere a los valores mínimos y máximos entre los cuales puede operar una unidad.
- **Capacidad de energía (e):** corresponde a los montos de producción en el tiempo de una unidad, en límites determinados por la disponibilidad de energía primaria.

Otro índice incluido en [6] corresponde al tiempo de respuesta y duración de la rampa.

Desde el punto de vista del sistema en su conjunto, en la literatura se han encontrado múltiples formas de medir la flexibilidad, entre ellas:

- Porcentaje de capacidad instalada por tipo de generación relativo a la demanda de punta. Máximos cambios de subida y bajada sobre un horizonte de tiempo. Esperanza de incidentes en un horizonte de tiempo.
- Capacidad de rampa, duración de rampas, capacidad de provisión de potencia, capacidad de provisión de energía.
- Mix de generación del sistema, rampas dinámicas de subida y bajada, mínimos técnicos.
- IRRE: períodos de déficit de flexibilidad.
- Expectativa de demanda no suministrada, índice de flexibilidad operacional.
- Probabilidad de falta de rampa.

Mayores detalles se encuentran en [7].

Del universo de métricas encontradas, existe un subconjunto interesante de destacar por su analogía directa con medidas de pérdida de carga, relación con las medidas de suficiencia e implementabilidad práctica, que son las siguientes:

- *Normalized Flexibility Index (NFI)*, índice *offline* que evalúa el aporte de cada máquina a la flexibilidad del sistema, es deseable que el valor de este índice sea alto.
- *Loss of Wind Expectation (LOWE)* representa la probabilidad de verter generación eólica dada una operación.
- *Insufficient ramping resource probability (IRRP)* es una medición online que mide la probabilidad de perder carga por insuficiencia de rampas disponibles en la escala de tiempo en evaluación. Es reconocido como uno de los índices más robustos en la literatura
- *Lack of Ramp Probability (LORP)* es una métrica que evalúa el despacho considerando que el coordinador puede equivocarse en la predicción de demanda neta.

Un valor alto en los tres últimos índices dará a entender que el sistema está en una situación de inflexibilidad.

2.2.1 Normalized Flexibility Index (NFI)

Este índice mide la flexibilidad de cada unidad de generación, para luego mostrar su contribución a la flexibilidad de todo el sistema. Un sistema flexible debe tener la suficiente capacidad de rampa y suficiente reserva durante la operación para ser capaz de lidiar con las variaciones pronosticadas y las no previstas en la demanda (o en la generación). En general, estos requerimientos son satisfechos por generación flexible, almacenamiento (ej. centrales de bombeo) o en caso de estar disponible, demanda flexible.

Todo tipo de generación puede contribuir a la toma de carga, sin embargo, las unidades están limitadas por su capacidad de rampa y por su disponibilidad de generación a cada momento, es decir, la diferencia entre su punto de operación programado y su capacidad máxima (o mínima). La formulación matemática de lo anterior se presenta en las siguientes ecuaciones:

$$r_{up}(i, t) \leq u(i, t) \cdot \min\{P_{max}(i) - p(i, t), Ramp_{up}(i)\Delta t\} \quad (2)$$

$$r_{down}(i, t) \leq u(i, t) \cdot \min\{p(i, t) - P_{min}(i), Ramp_{down}(i)\Delta t\} \quad \forall i \in A, \forall t \in T \quad (3)$$

Donde $r_{up}(i, t)$ es la reserva superior del generador i que pertenece al sistema A , de igual forma para $r_{down}(i, t)$ pero respecto de la reserva inferior. $P_{max}(i)$ y $P_{min}(i)$ corresponden a la potencia máxima y mínima de cada generador. $u(i, t)$ es una variable binaria que indica si la unidad está prendida o apagada. Para Δt se considera generalmente una hora. Las variables $Ramp_{up}$ y $Ramp_{down}$ representan, respectivamente, la capacidad de rampa de subida y bajada de la unidad. Finalmente, $p(i, t)$ es el despacho de la central i en el instante t .

Se define el índice de flexibilidad offline $flex$, que representa el rango ajustable de cada unidad generadora.

$$flex(i) = \frac{\frac{1}{2}[P_{max}(i) - P_{min}(i)] + \frac{1}{2}[Ramp(i)\Delta t]}{P_{max}(i)} \quad \forall i \in A$$

Donde $Ramp(i)$ es el promedio entre $Ramp_{up}$ y $Ramp_{down}$. Este índice de flexibilidad indica la rapidez con la que una unidad puede moverse dentro de su rango $[P_{min}, P_{max}]$. Finalmente, cada generador contribuye a la flexibilidad del sistema según la relación entre su capacidad instalada y la capacidad instalada del sistema. Se define entonces el índice NFI de todo el sistema, de la siguiente manera:

$$NFI_A = \sum_{i \in A} \frac{P_{max}(i)}{\sum_{i \in A} P_{max}(i)} \times flex(i) \quad \forall i \in A \quad (4)$$

Se dice que una unidad es flexible comparando su índice de flexibilidad particular con el de todo el sistema. Así, si $flex(i) \leq NFI_A$ se entenderá que la unidad i no es flexible. Es importante evaluar este índice experimentalmente en cada sistema, ya que una unidad puede ser flexible en un sistema A pero inflexible en uno B.

Es destacable que este índice propone una medición offline de la flexibilidad del sistema, ya que sólo requiere como información de entrada los parámetros técnicos de las máquinas.

2.2.2 Loss of Wind Estimation (LOWE)

El vertimiento de ERV es una señal de que el sistema no tiene la suficiente flexibilidad para convivir con el comportamiento intrínseco de este tipo de energía, dada por el recurso primario. En general, esta situación es más común en sistemas con menor flexibilidad. Así, calcular la probabilidad de perder energía renovable variable es un indicador de flexibilidad. Centrado en el caso puramente eólico, los autores en [8] proponen el índice LOWE que se expone en los siguientes párrafos. No obstante, podría ser ampliado coherentemente para abarcar toda forma de ERV.

El recorte de generación eólica se puede deber, sin considerar posibles restricciones en la transmisión, a tres situaciones:

1. Demanda neta está bajo el nivel mínimo de demanda (MLL) del sistema.
2. Se desconecta carga intempestivamente y la generación despachada no tiene la capacidad de rampa de bajada suficiente para seguir la caída de carga.
3. Se conecta carga intempestivamente y la generación despachada no tiene la capacidad de rampa de subida suficiente para seguir la conexión de la nueva carga.

El MLL se refiere al nivel de carga mínimo que debe tener el sistema para que no se deseche energía eólica por los parámetros técnicos de las máquinas que deben abastecer la demanda neta y corresponde a la suma de los mínimos técnicos de las máquinas prendidas en el sistema. Suponiendo independencia entre los tres eventos descritos anteriormente, se tendrán las siguientes definiciones:

- $P(V_{MLL})$ será la probabilidad de topar la primera situación
- $P(V_{Ramp-dn})$ será la probabilidad de topar la segunda situación
- $P(V_{Ramp-up})$ será la probabilidad de topar la tercera situación

La probabilidad de que un sistema no vierta energía eólica por falta de flexibilidad será:

$$P(NoWC) = [1 - P(V_{MLL})] \times [1 - P(V_{Ramp-dn})] \times [1 - P(V_{Ramp-up})]$$

Así, la probabilidad de que un sistema pierda energía eólica por falta de flexibilidad será:

$$LOWE = 1 - P(NoWC)$$

$$LOWE = 1 - [1 - P(V_{MLL})] \times [1 - P(V_{Ramp-dn})] \times [1 - P(V_{Ramp-up})] \quad (5)$$

El cálculo de las probabilidades $P(V_{MLL})$, $P(V_{Ramp-dn})$, $P(V_{Ramp-up})$, se muestran a continuación.

Para el cálculo de $P(V_{MLL})$ se debe considerar la probabilidad de que la demanda sea menor que el MLL del sistema, probabilidad que se muestra a continuación:

$$P(V_{MLL}) = P(\text{Demanda neta} \leq MLL)$$

La demanda neta es una variable aleatoria en esta formulación, ya que varía en todas las horas del año. Luego, considerando que la variable aleatoria tiene una función de probabilidad conocida, que depende del MLL del sistema y de la demanda neta "actual" y dependerá de la penetración de ERV, la época del año, etc. Luego, la formulación formal de lo anterior es la siguiente:

$$P(V_{MLL}) = F(MLL)$$

Donde F es la función de distribución Acumulada. Las probabilidades $P(V_{Ramp-dn})$, $P(V_{Ramp-up})$ tienen una formulación similar y se presenta a continuación:

$$P(V_{Ramp-dn}) = P(\text{down variation} \geq \sum \text{Ramp} - dn)$$

$$P(V_{Ramp-dn}) = 1 - P(\text{down variation} \leq \sum \text{Ramp} - dn)$$

$$P(V_{Ramp-dn}) = 1 - F(\sum \text{Ramp} - dn)$$

Así mismo, $P(V_{Ramp-up})$:

$$P(V_{Ramp-up}) = P(\text{up variation} \geq \sum \text{Ramp} - up)$$

$$P(V_{Ramp-up}) = 1 - P\left(\text{up variation} \leq \sum Ramp - up\right)$$

$$P(V_{Ramp-up}) = 1 - F\left(\sum Ramp - up\right)$$

Finalmente, el cálculo del LOWE, es como el mostrado anteriormente, pero reemplazando las expresiones encontradas.

$$LOWE = 1 - [1 - F(MLL)] \times \left[F\left(\sum Ramp - dn\right)\right] \times \left[F\left(\sum Ramp - up\right)\right] \quad (6)$$

Dado un nivel de penetración de energía eólica, un sistema con menor LOWE, será menos flexible. La validación del índice, realizada en [8], propone que el MLL del sistema se estima con datos históricos de operación y tanto $\sum Ramp - up$ como $\sum Ramp - dn$ serán dependientes del despacho en cada momento y de datos históricos. Este índice no sólo puede considerar vertimientos de energía eólica, sino que también de energía solar.

2.2.3 Insufficient Ramping Resource Probability (IRRP)

El IRRP es la cantidad de observaciones en las cuales el sistema no puede seguir los cambios de la demanda neta, cambios que pueden ser predecibles o impredecibles. El cálculo de IRRP se basa en la metodología del cálculo del LOLE (*Loss of Load Expectation*), índice que se centra en la generación no-disponible, pero a diferencia del LOLE, IRRP cuantifica la capacidad de los recursos flexibles habilitados para un horizonte de tiempo determinado. Se debe calcular la AFD (*Available Flexibility Distribution*) para el horizonte de tiempo de interés, como se mostrará más adelante.

El cálculo del índice requiere características operacionales de cada unidad, como rampas de subida y bajada; tiempos de prendido y apagado; mínimo y máximo técnico; probabilidad de salida intempestiva y la producción de energía en el tiempo de estudio.

El horizonte de tiempo para el cálculo del índice debe elegirse en base a los tiempos de prendido y apagado del sistema o respecto a la frecuencia de los eventos relacionados con rampas.

Se debe calcular el $NLR_{i+/-}$ que corresponde a la rampa de la demanda neta, para toda la serie de tiempo. Luego, $NLR_{i+/-}$ para el intervalo de tiempo i en la observación t se calcula como sigue:

$$NLR_{t,i} = NL_t - NL_{t-i}, \quad 1 \leq t \leq |NL| - i$$

Donde $|NL|$ es el número de observaciones en la serie de tiempo.

Se definen $NLR_{t,i+}$ y $NLR_{t,i-}$ si $NLR_{t,i}$ es positivo o negativo, respectivamente. Es decir, si la demanda neta aumenta o disminuye.

Se procede a calcular entonces la flexibilidad de subida disponible para una unidad u , en un horizonte i en la observación t . A diferencia de otros índices, no sólo considera las unidades prendidas, sino que también, las unidades que podrían prenderse en un intervalo de tiempo menor al horizonte de tiempo en estudio.

$$Flex_{t,u,i+} = RR_{u+} \cdot (i - S_u \cdot (1 - Online_{t,u}))$$

Sujeto a:

$$Prod_{t,u} + Flex_{t,u,i+} \leq Gen_{MAX,u}$$

$$Prod_{t,u} + Flex_{t,u,i+} \in R/(0, Gen_{MIN,u})$$

Se puede calcular de la misma forma, la flexibilidad de bajada.

$$Flex_{t,u,i-} = RR_{u-} \cdot i \cdot Online_{t,u}$$

Sujeto a:

$$Prod_{t,u} - Flex_{t,u,i-} \geq 0$$

$$Prod_{t,u} - Flex_{t,u,i-} \in R/(0, Gen_{MIN,u})$$

Luego, se calcula la flexibilidad del sistema.

$$Flex_{t,SYSTEM,i+/-} = \sum_{\forall u} Flex_{t,u,i+/-}$$

Luego, la $AFD_{i+/-}(X)$ es la distribución acumulativa y discreta de la disponibilidad de flexibilidad "X" que se calcula a partir de las distintas observaciones de la flexibilidad del sistema. Así, $AFD_{i+/-}(X)$ indica la probabilidad de que X MW (o menos) de recursos flexibles estén disponibles en el horizonte i .

Posteriormente, se procede a calcular el IRRP (*Insufficient Ramping Resource Probability*) para cada observación t , para cada horizonte i .

$$IRRP_{t,i+/-} = AFD_{i+/-}(NLR_{t,i+/-} - 1) \quad (7)$$

2.2.4 Lack of Ramp Probability (LORP)

El índice LORP es una medida de cuantificación de la robustez de la resolución del problema de operación, que sirve como guía para el operador del sistema. Se ha propuesto también calcular el índice para las zonas del sistema y no sólo para el sistema completo. El índice es independiente del modelo de despacho económico que use el operador del sistema y puede ser usado para cualquier estrategia. Esta métrica alerta al operador sobre la alta probabilidad de un evento relacionado con la falta de rampa en el corto plazo.

Este es un índice que se calcula dinámicamente ya que su valor depende del despacho de cada unidad a diferencia de algunos índices estáticos que sólo requieren identificar cuáles son las máquinas prendidas, no cuanto están generando. El cálculo del índice LORP de subida y bajada se muestra a continuación.

$$LORP_S^{up,\tau}[t] = P\left(\sum_{i \in I} (P_i^g[t] + \min\{\tau R_i, P_i^{max} - P_i[t]\}) < P_S^l[t + \tau]\right) \quad (8)$$

$$LORP_S^{dn,\tau}[t] = P\left(\sum_{i \in I} (P_i^g[t] - \min\{\tau R_i, P_i[t] - P_i^{min}\}) > P_S^l[t + \tau]\right) \quad (9)$$

Donde:

- P_i^g es el despacho de la unidad i .
- P_i^{min} y P_i^{max} corresponden a la capacidad mínima y máxima de la unidad i , respectivamente.
- R_i es la capacidad de rampa de la unidad i para un intervalo definido.
- $P_S^l[t + \tau]$, corresponde a la demanda neta del sistema para el intervalo entre el tiempo actual y τ ventanas más adelante, se asume como una distribución normal de media y desviación estándar determinadas. La media corresponde la demanda neta prevista y la desviación estándar se puede obtener en base a datos históricos.

El índice LORP, es la probabilidad de que, dado un despacho, el sistema no sea capaz de aumentar o disminuir sus recursos de generación para seguir la demanda neta. Un ejemplo, considerando $\tau = 1$ hora se muestra en la siguiente imagen, donde el área sombreada corresponde a $LORP_S^{up}$. Si el LORP está bajo un umbral impuesto, el operador debiera tomar acción para corregir la situación. La Figura 2.2 muestra gráficamente el cálculo del índice LORP.

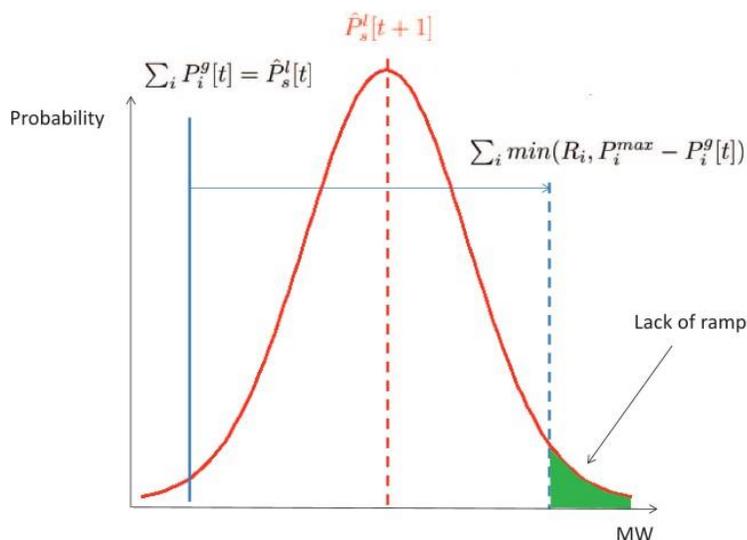


Figura 2.2: Representación del índice LORPup

2.3 Mejoramiento de la flexibilidad

Los sistemas eléctricos evolucionan en dirección de permitir la penetración de energías renovables continúe en aumento. Dado este escenario, parece relevante definir flexibilidad para cada segmento del sistema:

- **Generación Flexible:** Una unidad es flexible cuando su capacidad de rampa de subida y bajada tiene una respuesta rápida, puede operar a niveles bajos de potencia y puede encenderse y apagarse sin introducir restricciones adicionales al sistema.
- **Transmisión Flexible:** Debe tener congestiones limitadas y facilitar el acceso a recursos de balance, como interconexión con otros sistemas o redes inteligentes que permitan un mejor uso de la transmisión.
- **Demanda Flexible:** Incorporación de redes inteligentes con atributos como demanda participativa, almacenamiento y generación distribuida.
- **Estrategias Operacionales:** Corresponden a prácticas que permiten explotar de mejor manera la flexibilidad de recursos existentes. Ejemplo de esto es la co-optimización en los despachos, los pronósticos, las herramientas de toma de decisiones y el incremento de la resolución temporal.

La Figura 2.3 ilustra un comparativo general de las opciones usualmente encontradas en la literatura para incrementar la flexibilidad de un sistema.

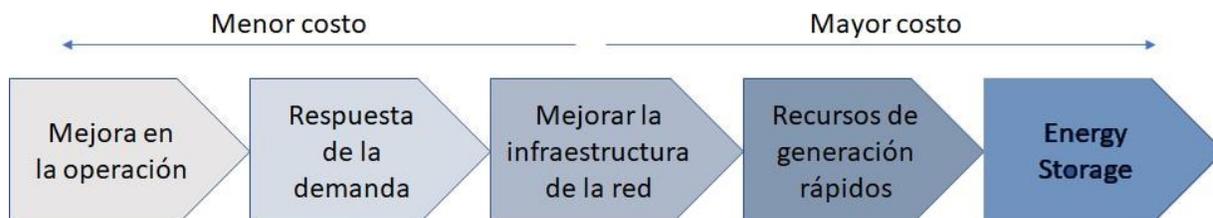


Figura 2.3: Comparación económica de fuentes de flexibilidad.

2.4 Contexto internacional en torno a la flexibilidad

A nivel internacional, la necesidad por contar con sistemas eléctricos más flexibles ha sido promovida por distintas variables que han influido en su desarrollo. En [3] se identifican 5 tendencias claves:

- 1) Políticas medioambientales principalmente motivadas por el problema del cambio climático³.
- 2) Reducción de costos de distintas tecnologías.
- 3) Digitalización y automatización de procesos.
- 4) Necesidad de aumentar la resiliencia de los sistemas eléctricos.
- 5) Incremento del acceso a la energía y desarrollo de modelos de negocios innovadores.

En [2] también se destaca la exposición al riesgo de suministro y la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles como variables que también han promovido la flexibilidad de los sistemas energéticos en general.

Actualmente, la Unión Europea tiene una meta conjunta de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) al año 2020 de 20% con respecto a las emisiones del año 1990. A partir del acuerdo de la Conferencia de las Partes en París (COP21), en 2015 esta meta de reducción de emisiones se incrementó a 30% al año 2030, también con respecto a las emisiones del año 1990. Además, se propuso una meta de participación del 27% de energías renovables para ese mismo año. Una de las principales

³ Se usa el término “cambio climático” en esta sección, por ser el usado en las referencias citadas. No obstante, actualmente en la discusión internacional se propone acuñar el término “crisis climática” en su reemplazo, para reforzar la urgencia y magnitud de los efectos adversos que se vislumbran en torno al tema.

políticas para alcanzar estas metas ha sido la implementación de un Sistema de Emisiones Transables. Este sistema fija un límite máximo de emisiones que deben alcanzar en conjunto todas las instalaciones que participan de este sistema. Este límite de emisiones ha ido consistentemente a la baja con el objeto de garantizar la meta global de reducción de emisiones. Asimismo, este mecanismo da la posibilidad de comprar y transar derechos de emisiones entre los distintos agentes. El sector generación eléctrica y el sector industria son los principales participantes de este sistema, lo cual ha promovido el desarrollo de tecnologías bajas en carbono y la consiguiente reducción de GEI.

Motivados por la necesidad de alcanzar las metas de reducción de GEI, varios países han anunciado planes de retiro de sus centrales a carbón. Bélgica terminó de cerrar sus plantas a carbón el año 2016, el Reino Unido anunció el cierre de sus plantas a carbón hacia el año 2025, el gobierno de Holanda anunció el cierre de sus plantas a carbón el año 2030 y Francia evalúa cerrar sus plantas de carbón el año 2021. Durante la conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático en Bonn (COP23) del año 2017 se lanzó la alianza *“Powering Past Coal Alliance”*. Los países miembros de esa alianza acordaron eliminar gradualmente las centrales térmicas tradicionales de carbón y establecer un impuesto sobre cualquier nueva central eléctrica a carbón tradicional sin captura y almacenamiento de CO₂. Actualmente la alianza está conformada por 23 países y 2 estados y se espera que para la COP24 este número se incremente a 50 países. Si bien Chile no forma parte de esta alianza, actualmente se encuentra en desarrollo una mesa de trabajo público-privado para definir un cronograma de cierre de las centrales a carbón en Chile.

La postura de Estados Unidos de retirarse del Acuerdo de París no necesariamente ha sido seguida por todos sus estados miembros. Al contrario, estados como California tienen políticas agresivas de descarbonización de su matriz, promoviendo el desarrollo de tecnologías renovables. En 2016 California estableció como meta una reducción de emisiones de 40% al año 2030 con respecto a sus niveles del año 1990. Para alcanzar esta meta, una de sus principales políticas ha sido la implementación de un Sistema de Emisiones Transables el cual abarca el 85% de las emisiones provenientes de las instalaciones que pertenecen a este estado.

La reducción de costos de distintas tecnologías ha permitido la masificación del desarrollo de tecnologías bajas en CO₂, lo cual ha impulsado que los proyectos eólicos y solares sean cada vez más competitivos frente a las tecnologías tradicionales y otras fuentes renovables. Las siguientes figuras muestran la evolución de los costos de desarrollo eólicos y solares observados en distintas licitaciones a nivel internacional.

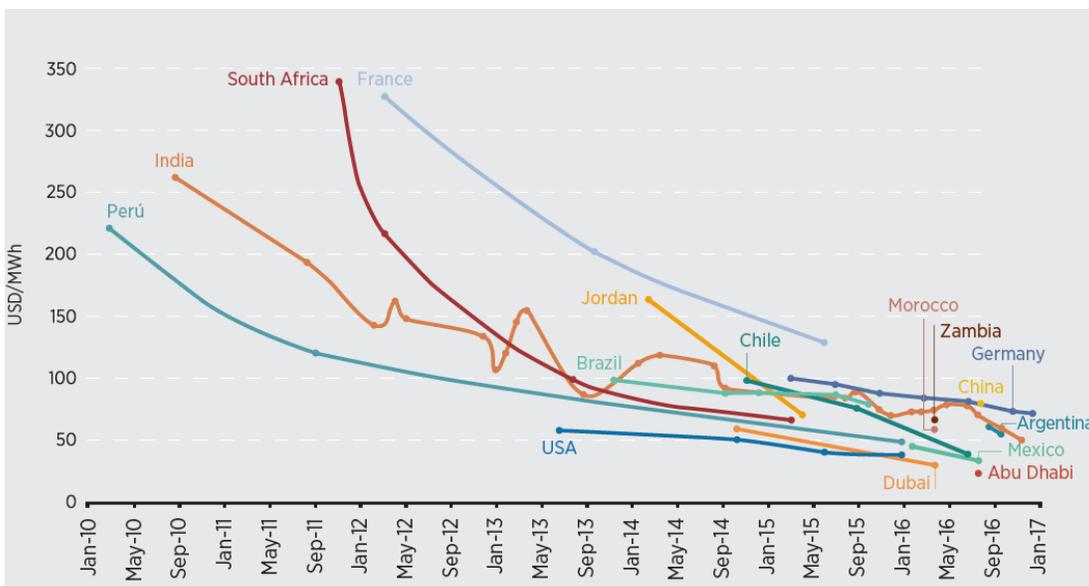


Figura 2.4: Costos nivelados para la energía solar fotovoltaico observado en distintas licitaciones. [9]

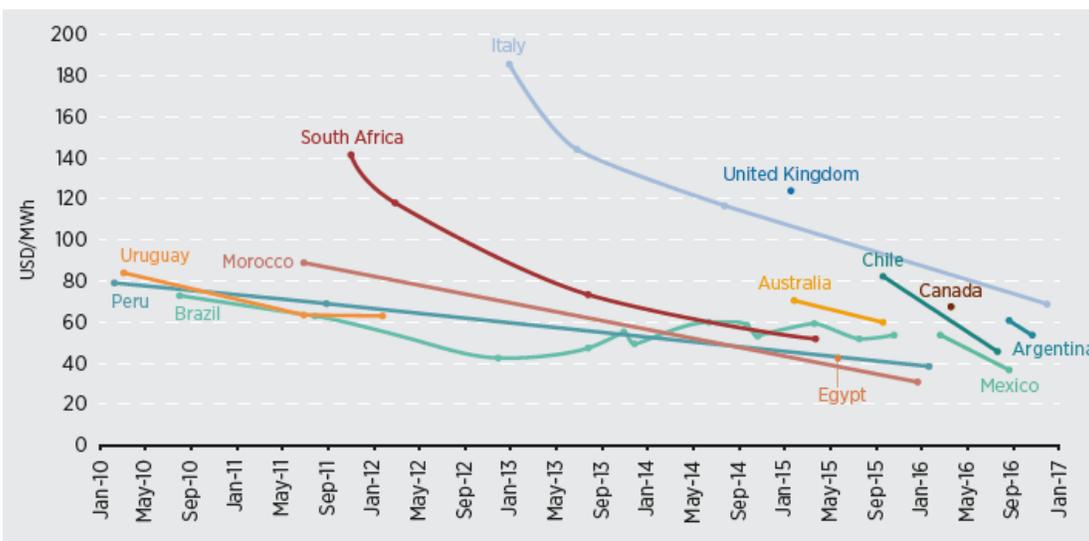


Figura 2.5: Costos nivelados para la energía eólica observado en distintas licitaciones. [9]

3 Aspectos regulatorios y Esquemas de remuneración

3.1 Contexto de mercados eléctricos en el mundo

Los mercados eléctricos competitivos enfrentan los desafíos de la transición hacia una matriz de producción completamente renovable con bajas emisiones. En este contexto, la IEA señala en su reporte de 2016 [10] los elementos relevantes a considerar en el diseño y funcionamiento de los mercados durante la transición, ver Figura 3.1. Entre estos destacan la revisión del diseño de los mercados en eficiencia y confiabilidad con énfasis en las reglas de mercado, estándares de confiabilidad, mercados de capacidad, participación de la demanda y eficiencia de la red.

Objetivo	Política	Tipo de Regulación	Mercados Competitivos
Eficiencia Operacional / Confiabilidad y suficiencia	Mercados de energía de corto plazo	<ul style="list-style-type: none"> Reglas de mercado Precios de escasez Estándares de confiabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> Precios de energía con una alta resolución geográfica Precios de energía con una alta resolución temporal Ofertas de precios dinámicas
	Política adicional: Mercados de capacidad	<ul style="list-style-type: none"> Requerimientos de potencia Definición de productos de respuesta de demanda 	<ul style="list-style-type: none"> Precios de capacidad Participación de la respuesta de demanda
Eficiencia de red	Regulación	<ul style="list-style-type: none"> Planificación regional Asignación de costos de conexión 	<ul style="list-style-type: none"> Ingresos por congestiones Licitaciones de transmisión
Consumo	Precios minoristas	<ul style="list-style-type: none"> Estructura de tarifa de red Impuestos y gravámenes 	<ul style="list-style-type: none"> Precios minoristas competitivos Recursos distribuidos

Figura 3.1: Dimensiones fundamentales de los mercados en el contexto de la transición.

Un mapa del estado de la liberalización de los mercados eléctricos en el mundo se ilustra en la Figura 3.2, observándose cómo las distintas regiones del mundo presentan diversos grados de introducción de competencia. Desde el monopolio regulado verticalmente integrado (*vertically integrated regulated monopoly*) hasta los más liberalizados conformados por mercados mayoristas y comercialización competitiva (*wholesale markets + retail competition*), cada país o región incluye diseños de mercado particulares creados o adaptados a condicionantes propias.

En el contexto europeo, las directivas de la Unión Europea apuntan a uniformar los diseños entre los países constituyentes y aquellos con los que existen interconexiones. Esto, con la finalidad de propiciar la integración eficiente de los mercados respectivos, facilitando la transición. En términos estructurales generales los países europeos decidieron no dismantlar las empresas estatales zonales, dividiéndolas en pequeñas compañías, si no que la competencia se da principalmente a través de intercambios entre zonas, a través de mercados de intercambios (*Power Exchanges*) en bolsas con ofertas por agente, típicamente agregadas y no por unidad generadora.

Por su parte en Estados Unidos, el contexto es más heterogéneo, a pesar de las directivas de la FERC, los mercados han evolucionado a partir de integración de pequeñas entidades, encargadas de los balances de área, en grandes mercados regionales en los que un operador independiente de sistema (ISO) o una organización de transmisión regional (RTO) actúa como una entidad central que despacha las unidades sobre la base de subastas, teniendo en cuenta las limitaciones del sistema de transmisión y de las unidades generadoras.

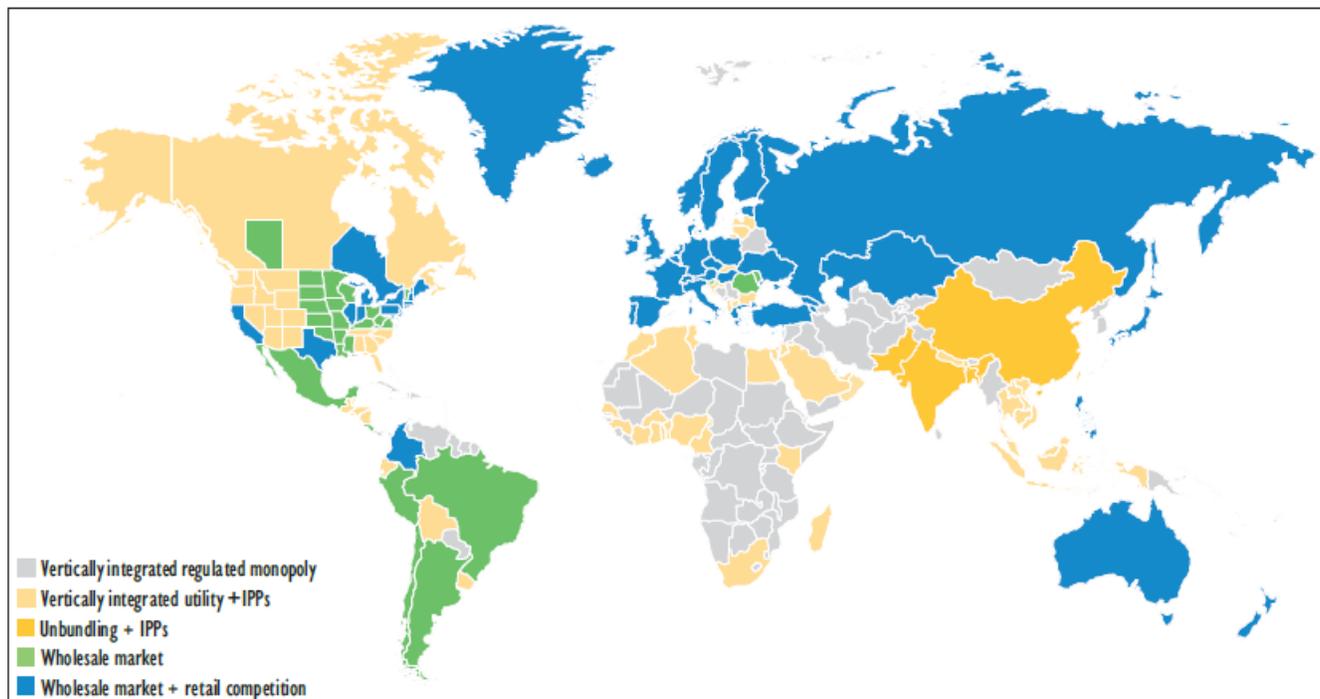


Figura 3.2: Mapa del estado de la liberalización de los mercados eléctricos 2012-2013. [10]

En términos generales el diseño de los mercados eléctricos competitivos puede resumirse por la interacción de diversos mercados, como se ilustra en la Figura 3.3. En estos, los mercados de corto plazo otorgan las señales económicas fundamentales. En la mayoría de los casos consiste de dos mercados: mercado del día previo y mercado en tiempo real. En el mercado del día previo los agentes ofertan energía y el mercado efectúa la casación o despeje del precio para cada hora del día, fijando los compromisos de generación/consumo correspondientes. Luego, durante el día, se debe hacer ajustes para balancear continuamente producción y consumo. Estos ajustes los hace ya sea el operador del sistema o los generadores. En Europa, los participantes pueden intercambiar bloques de energía en los mercados intradiarios antes de que el operador determine los precios del mercado de balances. En Estados Unidos, el operador de sistema calcula precios en tiempo real cada 5 minutos.

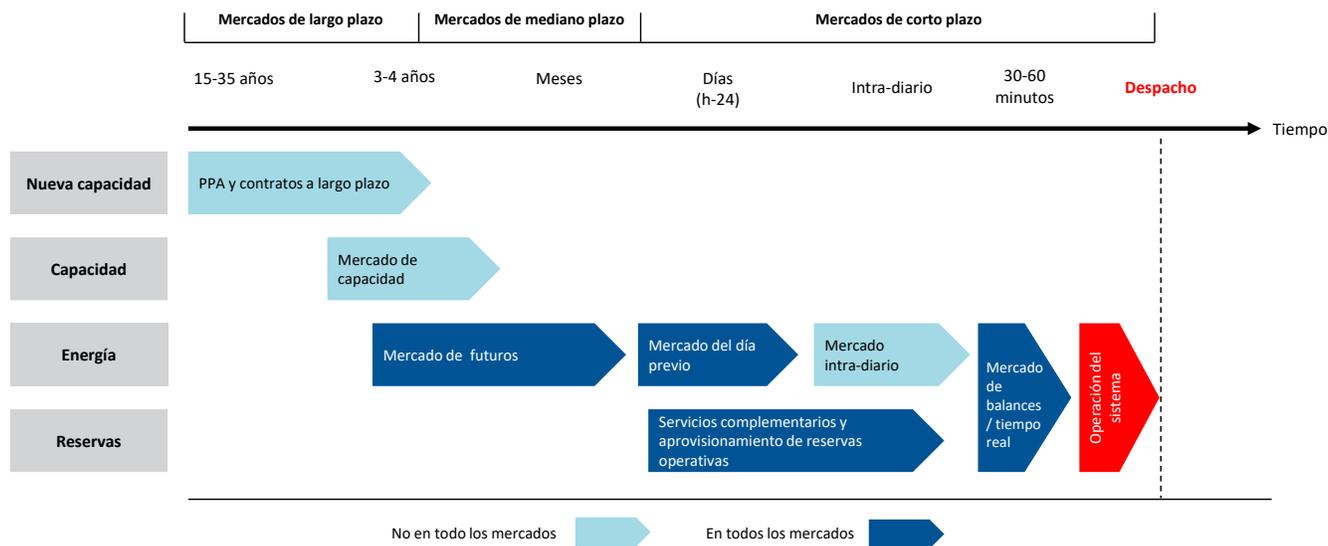


Figura 3.3: Conformación genérica de los mercados eléctricos y sus componentes.

El operador de sistema debe contar con los recursos y flexibilidad suficiente para hacer frente a desbalances causados por fallas, errores de pronóstico o desviaciones. Para ello se establecen los servicios complementarios (*ancillary services, SSCC*), típicamente reservas a distintas escalas de tiempo para mantener la seguridad del sistema, la frecuencia y el voltaje dentro de los estándares de calidad de suministro. Si bien las definiciones varían entre países, típicamente incluyen reserva primaria (sensible a la frecuencia), secundaria en giro y pronta⁴ (por señal⁵) y reservas terciarias o de restitución de las anteriores. A pesar de su importancia, generalmente los costos asociados a SSCC representan una fracción menor de los costos globales del mercado eléctrico. Por ejemplo, la desagregación del costo en la cuenta de generación en el sistema de PJM en Estados Unidos el año 2015 fue la siguiente: mercado de energía 77%, SSCC 4%, mercado de capacidad 19%.

Al igual que los SSCC, los mercados intradiarios y de balances varían entre países, en términos de condiciones (mecanismos y responsabilidades) y periodicidad.

⁴ Pronta, se refiere a reserva detenida de partida rápida, con tiempos de disponibilidad inferiores a la respuesta habitual de la terciaria.

⁵ Por señal, se refiere a señales de control específicas como (arranque/detención, consigna, AGC, etc.) distintos al control automático de frecuencia (*droop control*).

En lo relativo a los precios de corto plazo, en Estados Unidos se usan precios marginales nodales o locales, mientras que en Europa un mismo precio abarca grandes zonas, habitualmente definidas por fronteras.

Los precios de corto plazo juegan un rol fundamental para movilizar los recursos de flexibilidad en los sistemas eléctricos. No obstante, su incremento asociado a inversiones puede requerir de incentivos más estables o predecibles de ingreso. Ambos enfoques resultan recomendables.

Los mercados de mediano plazo (meses a tres años) permiten un manejo de riesgo para los agentes. En un mercado que funciona correctamente, la mayor parte de la energía es transada con bastante antelación a los mercados de corto plazo. Estos mercados pueden ser formalmente organizados con productos estandarizados (futuros, opciones), acordados en forma bilateral en mercados sobre el mostrador (*over the counter*) o informales con cantidades variables entre comercializadores y distribuidores. En los mercados europeos, cerca del 90% de la energía es transada en estos mercados. De esta forma, el mercado spot funciona principalmente como un mercado de valorización de desviaciones y balances.

Finalmente, los mercados de largo plazo (3 a 25 años) típicamente involucran decisiones de inversión en activos por toda o gran parte de su vida útil. De este tipo, se distinguen dos mercados: los mercados de capacidad y los contratos de largo plazo.

Los mercados de capacidad son típicamente mecanismos donde el operador determina requerimientos de capacidad (en MW), en plazos de tres a cuatro años en adelante. En subastas de capacidad, las diversas fuentes de capacidad pueden hacer ofertas de capacidad, como las asociadas a generación (independientemente de la tecnología), la respuesta de la demanda y en algunos casos el almacenamiento de energía y las interconexiones. El mercado de capacidad, en este contexto, remunera la disponibilidad del recurso, para su uso en casos de necesidad, y no la producción de energía.

Los contratos de largo plazo corresponden a acuerdos de compra de energía (PPA) o tarifas de inyección (*feed-in tariff*). La duración de estos contratos varía de 10 a 35 años, dependiendo de la vida útil de las plantas que los respaldan. Estos contratos suelen ser bilaterales entre una empresa de servicio eléctrico (como una distribuidora o un consumidor) y un generador. No obstante, con frecuencia, involucra una intervención gubernamental para promover un tipo de inversión o establecer una obligación a un precio regulado. Estos contratos suelen resultar de mecanismos de adquisición como las licitaciones.

3.2 Recomendaciones de la IEA en la transición

3.2.1 Mercados de corto plazo

En el contexto de mercados de corto plazo, en [10] se destacan los siguientes puntos:

- Las ERV determinan nuevos requerimientos operacionales para el operador de sistema. Se deben tomar resguardos para manejar su variabilidad e incertidumbre.
- Los diseños de mercado caen en dos categorías:
 - Mercados con alta resolución temporal y espacial, como en Estados Unidos, proveen información precisa para la gestión de los recursos existentes.
 - Mercados con baja resolución temporal y espacial, como en Europa que son descentralizados, han tenido éxito en promover los intercambios de energía entre fronteras.
- Un mercado con mayor ERV se volverá más volátil, y los operadores de sistema necesitan que los precios reflejen las condiciones de suministro, en tiempo y localización, fomentando diseños de mercados con alta resolución.
- Mejoras a los mercados de corto plazo. En relación con el punto anterior, y en particular con los mercados intradiarios y en tiempo real, deben mejorar considerando alta resolución espacial para reflejar congestiones; uso de precios uniformes para la energía en el mercado de balances, de modo de reflejar costo marginal; y actualización continua, hasta unas pocas horas antes de la operación, incorporando mejores pronósticos.
- La mejora en la precisión de los precios de corto plazo permitiría a los recursos distribuidos decidir cuándo y dónde contribuir al sistema. De esta manera se recomienda extender su acceso a los mercados de corto plazo.

A modo ilustrativo, la Tabla 3.1 resume el funcionamiento de mercados de corto plazo para tres ejemplos de países, en función de su resolución.

Si bien el incremento de la resolución de la operación de los mercados de corto plazo resulta deseable, también tiene sus desventajas. La principal tiene relación con la complejidad de su implementación, comparativamente, si el sistema presenta bajos niveles de pérdidas y congestiones. Asimismo, si las señales de corto plazo resultan excesivamente erráticas y difíciles de predecir, su efecto como incentivo a la inversión puede resultar limitado. En contraposición, resoluciones más gruesas, que promedien en el tiempo y espacio, tienden a atenuar estos efectos. Por tanto, la mejor resolución del mercado será el resultado de objetivos contrapuestos. Asimismo, una mayor resolución también se traduce en mayor complejidad del funcionamiento de los mercados, que determina niveles más altos de centralización de los procesos de despacho.

Tabla 3.1 Resolución técnica en la operación de mercados de corto plazo

	Alta resolución	Baja resolución	Intermedio *
Mercado Ejemplo	PJM	Alemania	Mercado Eléctrico Nacional Australiano
Plataforma Mercado de Energía	Operador de Sistema	Bolsa de Energía	Bolsa de Energía
Información de ofertas	Por unidad/planta, ofertas complejas	Portafolio, ofertas agregadas	Por unidad/Planta
Resolución geográfica	Nodal	Precio único nacional	Zonal
Mercado primario	Tiempo-Real	Día previo	Tiempo-Real
Precios de balance tiempo-real	Precio marginal único	Precios asimétricos	Precio marginal único
Despacho	5 minutos	15 minutos o más	5 minutos
Reservas operativas	Co-optimizadas con energía	Mercados separados	Mercados separados

(*) alta resolución temporal con baja resolución geográfica

En lo relativo a los mercados de reservas, los enfoques europeo y norteamericano difieren. Mientras que la baja resolución de los mercados de corto plazo europeos, más predictibles y por grupos de unidades, permite que los agentes puedan participar en mercados paralelos de energía y reservas con los mismos recursos. Por el contrario, los mercados de corto plazo de Estados Unidos se basan en ofertas por la operación de plantas individuales en los mercados incluyendo los SSCC, dejando a los algoritmos de despeje del mercado la determinación del compromiso de generación, los montos de los despachos y la asignación de reservas, resultado de un proceso de co-optimización. Este último enfoque resulta mejor preparado para enfrentar incrementos en la penetración de las ERVs.

3.2.2 Confiabilidad y precios de escasez

La confiabilidad de los SEP es una característica fundamental, con altos niveles de estándar y desempeño exhibidos en países desarrollados, donde en la práctica las interrupciones más frecuentes del suministro ocurren por efecto de incidentes en las redes de distribución. Para mantener esta condición, la IEA recomienda tener en consideración:

- Los estándares de confiabilidad deberán evolucionar con las nuevas tecnologías, incluyendo la respuesta de la demanda. Frente a la inserción de ERV, son recomendables los estándares basados en métodos probabilísticos.
- Los precios de escasez juegan un rol importante para asegurar la confiabilidad. Por el lado de la demanda los altos precios incentivan la reducción del consumo, mientras que, por el lado de la generación promueven la disponibilidad de los recursos.
- Para mejorar la formación de precios de escasez se deben desarrollar reglas que permitan por un lado valorizar la confiabilidad y por el otro limitar el ejercicio de poder de mercado.

3.2.3 Mercados de Capacidad

Los mecanismos de remuneración de la capacidad se han introducido en muchos países con la finalidad de asegurar los requerimientos de confiabilidad. El problema de asegurar la confiabilidad de los SEP frente al incremento de las ERV se exacerba. Al respecto, se debería tener en consideración:

- Los mecanismos de capacidad se deben diseñar evitando introducir distorsiones de mercado.
- Lo anterior, evitando sustituir a las señales de mercado, de modo que sea sólo un piso para asegurar un estándar mínimo de confiabilidad.
- Los mecanismos de capacidad asociados a volúmenes, como las reservas estratégicas, son de fácil implementación y permiten abordar la estrechez de corto plazo, pero no aseguran los niveles adecuados de inversión en el largo plazo.
- Los mercados de capacidad a gran escala deben considerar neutralidad tecnológica, incluir tanto a la generación como a la demanda y tener un enfoque de largo plazo. Además, el uso de penalizaciones puede asegurar la disponibilidad de los recursos contratados o remunerados.
- Para permitir la participación de recursos externos, por medio de interconexiones, las reglas de contratación deben ser claras y transparentes, en correspondencia con los mecanismos de confiabilidad de los sistemas involucrados.

Es interesante destacar que muchos de los sistemas eléctricos, una vez liberalizados, funcionaron como mercados únicamente de energía, sin incorporar mecanismos de capacidad. En los últimos años, varios de estos sistemas han introducido mercados de capacidad o reformulado los mecanismos existentes. Por ejemplo, Gran Bretaña, Francia e Italia los implementaron, mientras que otros los evalúan. La Tabla 3.2 ilustra la experiencia internacional en los mercados asociados a capacidad entre Estados Unidos y Europa.

En términos generales, los mecanismos considerados de mercado amplio (*market-wide*), corresponden a aquellos que remuneran todos los recursos existentes en el sistema, mientras que los dirigidos (*targeted*) buscan remunerar recursos puntuales, fuera del mercado, para alcanzar los objetivos de confiabilidad.

Tabla 3.2: Mecanismos de capacidad implementados en algunos mercados de Europa y Estados Unidos.

Región/mercado	Mecanismo de Capacidad	Comentarios
Estados Unidos		
PJM	De mercado amplio (<i>market-wide</i>)	Mecanismo de capacidad más antiguo y de mayor extensión de USA.
NYISO	De mercado amplio	Notable por ser un mercado spot mensual
ISO-NE	De mercado amplio	Utiliza una curva de demanda vertical
CAISO	Subastas de capacidad	Actualmente considerando mecanismos de capacidad alternativos, con el objetivo de establecer requerimientos de confiabilidad y flexibilidad
MISO	Subastas de capacidad	
ERCOT	Sin mecanismo explícito	Generadores tienen ingresos adicionales sumándose al mercado de balance y de energía; se han organizado subastas para respuesta de demanda
Unión Europea		
Reino Unido	De mercado amplio	Participación opcional en subastas de capacidad
Francia	De mercado amplio	Descentralizado
Italia	De mercado amplio	
Alemania	Mecanismo dirigido, orientado a volumen	
Suecia	Mecanismo dirigido, orientado a volumen	Reservas estratégicas
España	Mecanismo dirigido	Pagos por capacidad
Bélgica	Mecanismo dirigido, orientado a volumen	Reservas estratégicas

3.2.4 Respuesta de la Demanda

Si bien la respuesta de la demanda ha estado presente en mercados de tipo bolsa, su presencia se limita mayoritariamente a grandes consumos industriales. No obstante, los avances tecnológicos y la generación distribuida abren la puerta a una participación más masiva y determinante de la demanda, en su capacidad de responder a las señales de los mercados de corto plazo. En este contexto se debería considerar las siguientes cuestiones:

- Los medidores inteligentes y las tecnologías de automatización permiten a pequeños consumos proveer de respuesta frente al precio. Medios viables para su incorporación son la instauración de tarifas dinámicas, con precios críticos de punta.
- No obstante, a la fecha, las señales de precios no son lo suficientemente atractivas o predecibles como para permitir cubrir la inversión y costos fijos en el equipamiento necesario.
- Alternativamente, surge la opción de agrupamiento de consumo, como parte de la comercialización, para proporcionar grados de “despachabilidad”. Por ejemplo, como punto de partida, en el sistema de PJM Estados Unidos, se ha permitido a estos grupos de consumo participar en el mercado de capacidad.

- Una desventaja de la participación de la demanda es la complejidad de las reglas para participar del mercado, con cuestiones como la definición de los niveles de consumo de base y remuneración.
- Una complejidad adicional surge de la necesidad de protección de la información privada de los consumos y la correspondiente confianza de los consumidores.

La ventaja de disponer de una demanda que pueda reaccionar a las condiciones de producción y consumo crece junto con el aumento de las ERV en los mercados eléctricos, aportando flexibilidad y ayudando a su valorización.

3.2.5 Sobre las Redes

La interconexión de los sistemas contribuye al desarrollo de los SEP en múltiples formas, desde la mejora de la confiabilidad hasta el aumento tamaño del mercado, reduciendo el poder de mercado y facilitando los balances y transferencias entre zonas. En un contexto de creciente participación de las ERV en los sistemas, el rol de la transmisión tiene los siguientes puntos destacables:

- Las interconexiones pueden proveer una alternativa económica a la generación convencional para efectos de cubrir desbalances entre zonas.
- Es esencial una fuerte coordinación y cooperación entre regiones tanto en lo relativo a la confiabilidad de los sistemas como al desarrollo y operación de la infraestructura.
- La escala y complejidad de la interconexión de grandes regiones requiere de procesos de diseño y evaluación profundos y detallados, considerando tanto la planificación de la transmisión como los análisis de la potencialidad y características de los recursos de energía primaria.
- Los procesos descritos en el punto anterior deben incluir la cuantificación de costos y beneficios conjuntos en cada región a interconectar, involucrando a todos los agentes del mercado: generadores, operadores, respuesta de la demanda y consumos.

El rol de las redes de distribución también está cambiando. Desde un rol pasivo, como canal unidireccional de distribución de electricidad al consumo, se transforman en redes de transmisión bidireccionales que llegan hasta el cliente. Así, la distribución enfrenta tres desafíos: integración de generación distribuida y vehículos eléctricos, promoción de la participación de los consumos en los mercados y finalmente constituirse en la interfaz entre el mercado mayorista y el consumidor. Todo lo anterior, contribuye a la fluidez del mercado para que pueda mejorar sus capacidades de adaptación, facilitando la integración de ERV, ya sea a gran escala, o en forma distribuida.

3.3 Revisión por Países

3.3.1 Contexto general en países seleccionados

La siguiente tabla muestra la composición de las matrices de generación de energía de los países que se son analizados con un mayor nivel de detalle. Cada uno de estos países tiene distintas metas de introducción de energías renovables (ER). Irlanda tiene una meta de 40% al 2020, España tiene una de 27% al año 2030, Dinamarca tiene una de 50% al año 2030 y Australia tiene una meta de 23,5% al año 2020. El Reino Unido indirectamente promueve el desarrollo de energías renovables a través de su meta de reducción de gases de efecto invernadero de 80% con respecto a los niveles de 1990, mientras que en California existe una meta de reducción de 40% al año 2030.

Tabla 3.3: Composición de matrices de generación de países seleccionados.

Países ⁶	ER ⁷ (%)	Hidro (%)	Gas (%)	Carbón (%)	Nuclear (%)	Diesel (%)	Bio ⁸ (%)	Geo (%)	Metas ER o meta afín
Irlanda	20.2	3.2	50.1	23.1	0.0	1.0	2.5	0.0	40% al 2020
España	22.8 ⁹	14.5	19.2	13.6	21.3	6.2	2.3	0.0	27% al 2030
Dinamarca	44.3	0.1	7.1	29.0	0.0	1.1	18.4	0.0	50% al 2030, al 2050 no dependientes de combustibles fósiles
Reino Unido	14.1	2.5	42.2	9.3	21.1	0.5	10.3	0.0	disminuir gases de efecto invernadero al 80% para el 2050, 50% al 2030
CAISO¹⁰	19.6	17.4	33.7	4.1	9.1	0.15	2.4	4.4	40% al año 2030
Chile¹¹	11.5	30.6	15.1	38.7	0.0	0.4	3.3	0.3	60% energía renovable al 2035. Descarbonización

⁶ Fuente de datos: IEA 2016, salvo que se especifique lo contrario.

⁷ Incluye generación eólica y solar fotovoltaica, salvo que se indique lo contrario.

⁸ Incluye biomasa, biocombustibles y desperdicios (*waste-to-energy*).

⁹ Incluye un 2.0% solar térmico.

¹⁰ Datos de *California Energy Commission* 2017. Se menciona un 9.2% de importaciones de energía de fuentes no especificadas.

¹¹ Datos Generación Bruta SEN 2018, CNE/Coordinador Eléctrico Nacional.

En la siguiente tabla se resumen las características de diseño de mercado y medidas asociadas a la promoción de la flexibilidad en los sistemas encontradas en la revisión internacional, centrada en países seleccionados. Se destacan algunos aspectos relacionados con la flexibilidad.

Tabla 3.4: Diseños de mercado y medidas para mejorar la flexibilidad en países seleccionados.

		País	Dinamarca	CAISO	Irlanda	Reino Unido	España
Servicios Complementarios	Control de Frecuencia	Respuesta rápida			X	X (High Dynamic Freq Resp, Fast Reserve)	
		Reserva primaria	X	X	X	X (Primary Dynamic Freq Resp)	X (Reserva de potencia adicional a subir)
		Reserva secundaria	X	X	X	X (Secondary Dynamic/Static Freq Resp)	X
		Reserva terciaria	X	X	X	X (Short Term Operating Reserve (STOR), Demand Turn-up (DTU))	X
	Otros			Flexible ramping	Repuesta inercial sincrónica Rampas (1, 3 y 8 horas) Respuesta frecuencia reactiva Recuperación de potencia post-falla	Restoration (Partidas en negro), Fast-acting Freq Resp (Dynamic/Static), Reactive Power (Voltage Control), Transmission constraint management	Gestión de desvíos: tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario.
Mercados	Energía	day-ahead	X	X	X	X	X
		intradía	X		X	X	X
		de balance	X	X	X	X	O
	P	Capacidad	X	O se evalúa	X	X	X
Dx	Gestión de demanda	en pruebas ind. y res.	X			X	
	Generación distribuida			X		X	
Tx	Interconexiones regionales	NordPool, Icx con Suecia, Noruega y Alemania	Western ICx		Reino Unido	X (TERRE (Replacement Reserve), MARI (Frequency Restoration Reserve), Irlanda)	MIBEL, Icx con Portugal, Francia y Marruecos
Medidas de mejora en Flexibilidad	Pronósticos ERV	X	X				X
	Mejoras al Parque Térmico	X					
	Almacenamiento	heat storage	X		Promovidos a través de SSCC	X	Proyectos: electroquímico, bombeo y volante inercia

En las siguientes secciones se hace una descripción de la experiencia internacional en torno al funcionamiento de sus mercados y el tratamiento que se le ha dado a la flexibilidad en algunos países.

3.3.2 Dinamarca

El sistema eléctrico de Dinamarca cuenta con la mayor cuota de energía renovables variables. En el 2017 la generación eólica alcanzó un 44% del total del consumo del país y la producción de energía solar fotovoltaica llegó a un 2%. Este alto nivel de penetración renovable requiere que el sistema danés sea altamente flexible, para aprovechar al máximo los recursos principalmente eólicos y disminuir a prácticamente cero los recortes o vertimientos de ERV.

La matriz energética cuenta con 5000 MW de capacidad eólica y 900 MW de solar fotovoltaica. El parque térmico danés ha ido disminuyendo desde hace años, contando hoy con 4000 MW de grandes centrales térmicas y 2300 MW de otras de pequeña escala. Prácticamente todo el parque térmico se compone de centrales CHP (*Combined Heat and Power*), que generan tanto energía eléctrica como calor, el que se distribuye en los diferentes distritos del país. Esta cualidad, como mencionaremos más adelante, provee una importante característica de flexibilidad del parque térmico. Cabe mencionar que estas centrales operan con distintos combustibles, principalmente carbón, gas natural o biomasa. El sistema danés no cuenta con centrales hidroeléctricas de importancia.

Un aspecto característico del sistema eléctrico danés es su alta interconexión con países vecinos. Al año 2018 cuenta con enlaces operativos con Noruega, Suecia y Alemania que suman 6000 MW de capacidad de transmisión. Además, están en actual construcción otros enlaces a Países Bajos por 700 MW y Alemania (dos enlaces que suman 1400 MW), y en estudios nuevos enlaces a Alemania por 1000 MW y un enlace a Inglaterra por 1400 MW [11]. Esta alta interconexión regional, como se mencionará más adelante, aporta un grado elevado de flexibilidad al sistema danés.

Por otro lado, las políticas ambientales de Dinamarca han comprometido que para el año 2030 el 50% de generación eléctrica del país sea a base de energía renovables y que para el año 2050 el objetivo es disminuir las emisiones de CO₂ a cero. Para el año 2035 se espera que el 80% de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables variables [12]. Estas metas se buscan cumplir en gran parte aumentando el parque eólico y solar. Estas metas implicarán un mayor requerimiento de seguridad y confiabilidad del sistema, lo que entre otras cosas necesitará de una mayor flexibilidad. Opciones que se mencionan para esto es optimizar la gestión de la demanda, aumentar las interconexiones regionales, baterías y una mayor integración con otros sectores, principalmente el industrial y el de transporte [11].

En cuanto al mercado eléctrico, este ha permitido entregar las señales de precio correcto a los agentes del sector eléctrico, especialmente a los generadores térmicos. El mercado danés se compone de varios mercados que operan en distintos intervalos de tiempo: mercado financiero, mercado *day-ahead*, mercado intradiario y mercado de balance. Además, existe el mercado de capacidad de reserva secundaria con una subasta mensual y el mercado de capacidad de reserva terciaria (o manual) de subasta diaria. De esta forma, un agente puede ofrecer capacidad de reserva en estos dos mercados para luego ofrecer su energía en el mercado *day-ahead* a costo marginal y eventualmente también

podría ofrecer en el mercado intradiario. Además, si aún tiene producción por entregar, esta puede ser ofrecida al mercado regulado de países nórdicos. Las ofertas en el mercado de reserva secundaria se remuneran con pagos similares a los del mercado *day-ahead*, lo cual ha incentivado a generadores a participar de este mercado realizando las mejoras técnicas necesarias para que la operación de sus unidades sea más flexible y así entregar los servicios complementarios (en este caso reserva) dentro de los parámetros adecuados.

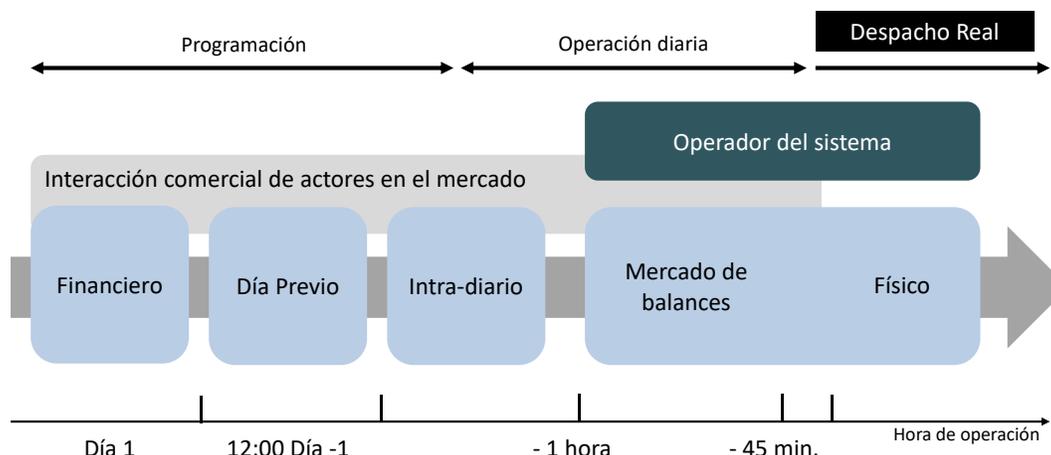


Figura 3.4: Descripción de los distintos mercados en sistema eléctrico de Dinamarca.

La flexibilidad en el sistema danés se viene tratando desde la liberación del mercado eléctrico, primero enfocándose en mejorar y optimizar el desempeño del parque térmico existente y luego invirtiendo en reacondicionamiento y nuevos equipos. En los últimos 10 años, la participación térmica ha disminuido, sacando de servicio aproximadamente 2000 MW y deteniendo la operación de otros casi 1000 MW.

Las mejoras en flexibilidad en el parque térmico se dividen en tres fases [12]:

- Una fase inicial de muy bajo costo que se enfoca en evaluar las potenciales mejoras en eficiencia y flexibilidad, enfocándose en temas tales como: estabilidad del proceso de partida, mínimos técnicos más bajos, rampas más rápidas, operación con distintos combustibles, etc. Básicamente, en esta etapa la intervención realizada a las plantas es a nivel de la programación, que por defecto viene dado por el fabricante persiguiendo aprovechar al máximo los componentes actuales.
- La segunda fase ya considera inversiones en el reacondicionamiento de la planta, implementando las mejoras para operar a bajas cargas y mejorar las condiciones de estabilización de llama para optimizar las partidas de las centrales, tanto en tiempos como en costos. También se implementan medidas para el uso de mejores combustibles y el uso de combustibles secundarios a utilizar en los procesos de partida o de operación a mínima carga para mantener las emisiones

en niveles permitidos. Se realizan inversiones en el monitoreo de las plantas, cuya performance se comienza a medir mediante índices KPI.

- En la tercera fase las inversiones son mayores y enfocadas a la construcción e implementación de nuevos componentes, tales como bypass de gases de calor que permitan desviar o encerrar gases para una operación más rápida y flexible, calderas eléctricas que permiten generar calor a partir de electricidad. Además de completar la optimización de las partidas de las plantas.

Las interconexiones son un elemento fundamental en el sistema danés al momento de entregar flexibilidad al sistema, permite por un lado ampliar el mercado para transar los excedentes de energía renovable, logrando disminuir a prácticamente cero los recortes eólicos; y por otro lado permite asegurar el abastecimiento en momentos de una disminución del recurso eólico.

Otras medidas en pro de la flexibilidad han sido implementar mejoras en los pronósticos de viento, radiación solar y demanda, especialmente para el corto plazo, lo que permite localizar las reservas más eficientemente.

El hecho que las centrales térmicas también generen calor entrega un elemento adicional a la flexibilidad del sistema. La red de distribución de calor posee reservorios que permiten acumular el calor generado mediante electricidad en periodos de alta disponibilidad eólica, momentos en que estas centrales pueden consumir el exceso de energía presente en el sistema transformándolo en calor. Se plantea que integrar la generación de calor a otros procesos industriales podría ser una forma de aumentar la flexibilidad del sistema. Además, similares beneficios se podrían obtener al integrarse con la electromovilidad del sector transporte, en donde se podría determinar los momentos óptimos de carga de acuerdo a los pronósticos de generación renovable y demanda eléctrica.

3.3.3 Irlanda

El Mercado Único Integrado de Electricidad (*Integrated Single Electricity Market I-SEM*) es el mercado mayorista para Irlanda e Irlanda del Norte a través del cual se realizan las ventas y compras de energía. Es un mercado de tipo bolsa de energía en el cual periódicamente los distintos agentes deben realizar sus ofertas por compras y ventas de energía. El *Single Electricity Market* está compuesto por distintos mercados:

- Mercados de Energías: Existe 2 tipos, uno que opera el día anterior al que se realiza el despacho de las centrales y uno intradiario que opera algunas horas antes de la operación real.
- Mercado de Balance en tiempo real: Mercado para mantener el balance generación-demanda en tiempo real.
- Mercado para la remuneración de los pagos por capacidad

- Dos mercados para instrumentos financieros

La siguiente figura describe la operación de los Mercado de Energía y Mercado de Balance en un horizonte temporal.



Figura 3.5: Mercados existentes en el sistema eléctrico de Irlanda. Fuente: [13]

El programa DS3 (*Delivering a Secure, Sustainable Electricity System*) tiene como objetivo implementar las medidas necesarias para alcanzar la meta de introducción de energías renovables de 40% de participación al año 2020 [14]. Este programa está basado en 3 pilares fundamentales: 1) mejoras en el funcionamiento del sistema, 2) desarrollo de políticas y 3) desarrollo de herramientas computacionales que faciliten la introducción de energías renovables.

El fomento de la flexibilidad se ha desarrollado a través de la implementación de nuevos servicios complementarios o servicios de sistema (*System Services*), tales como, respuesta inercial, respuesta de frecuencia rápida, recuperación post-falla, etc. En [15] se proponen los siguientes Servicios de Sistema:

- Respuesta inercial sincrónica
- Respuesta rápida de frecuencia
- Reserva primaria
- Reserva secundaria
- Reserva terciaria (2 tipos)
- Reemplazo de reserva sincrónica
- Reemplazo de reserva no sincrónica
- Rampas
- Recuperación de potencia post falla
- Potencia reactiva en estado estacionario¹²

¹² Potencia reactiva que entregan los generadores en estado estacionario

- Respuesta dinámica de potencia reactiva¹³

En el año 2018 estos servicios fueron licitados considerado una tarifa fija y una duración de 6 años [16]. Se espera que los nuevos servicios complementarios sean provistos mayoritariamente por las instalaciones existentes, incluyendo la participación de la gestión de la demanda (*demand side managment*). No obstante, se espera la entrada de nuevos actores que participen de la oferta de servicios complementarios, tales como empresas desarrolladoras de sistemas de almacenamiento [17].

Los cargos por estos servicios de sistema se recuperan a través de cobros por uso del sistema de transmisión. Los operadores de sistemas de transmisión, SONI y EirGrid pagan o cobran una cantidad de pagos y cargos fuera del mercado único de electricidad (*Single Electricity Market*). El cargo por el uso del sistema de transmisión (*Transmission Use of System* o TUoS) incluye 2 cargos: 1) Cargos por uso de la red asociados a la infraestructura necesaria para transportar electricidad y 2) Cargos por Servicios de Sistema (cargos asociados a la operación segura de la red descritos más arriba)

3.3.4 Reino Unido

Según la Ofgem (ente regulador del Reino Unido) la flexibilidad se define como la “modificación de los patrones de generación y/o consumo debido a una señal externa (cambio en señal de precio por ejemplo) para así proveer un servicio de energía” [18]. Históricamente en UK, así como en la mayoría de los países, el manejo de esta flexibilidad se ha realizado por parte de la generación y la transmisión, donde la generación ajusta su producción para balancear la demanda, y la transmisión debe asegurar la infraestructura suficiente para evitar congestiones, aunque también han existido, con un impacto no tan relevante, entes agregadores que son capaces de manejar la demanda.

El operador del sistema (National Grid) define las siguientes necesidades básicas del sistema hacia las cuales deben estar destinados los servicios del sistema eléctrico [19]. En el orden en que son requeridas, estas son:

- **Inercia del sistema y tasa de cambio de frecuencia:** Inercia proporcionada por máquinas síncronas del sistema (carbón, nuclear, gas e hidros) para estabilizar la frecuencia y reducir su tasa de cambio (RoCoF). Actualmente, en UK, la forma más económica y eficiente para limitar el RoCoF es determinando la potencial mayor pérdida más grande en el sistema. El tiempo de acción de estos servicios es de muy corto plazo permitiendo poseer flexibilidad en tiempo real.
- **Respuesta de frecuencia:** Necesaria para balance de la frecuencia en tiempo real. La respuesta dinámica se usa para pequeñas desviaciones, mientras que la respuesta estática se activa cuando el límite de frecuencia es sobrepasado. Se compran volúmenes de respuesta firme (*Firm*

¹³ Potencia reactiva que se puede entregar en no más de 40 ms y en un periodo menor a 300 ms

Frequency Response, FFR) que se espera que sea un volumen estable, mientras que el resto se compra en un volumen más volátil y más cercano al tiempo real (*Mandatory Frequency Response*, MFR). Es este último ofrece flexibilidad de corto plazo al sistema.

- **Reserva:** Utilizada para corregir desbalances producto de errores de pronósticos y pérdidas de demanda o generación, las cuales son posibles de compensar por requerimientos específicos de reserva *upward* y *downward*. Estas reservas son relativamente precisas antes de la operación en tiempo real y, una vez determinada, permanece estable por los siguientes 5 años, permitiendo fijar flexibilidad en el largo plazo.
- **Control de voltaje (Potencia Reactiva):** Permite el control de la tensión en el sistema mediante el uso de la potencia reactiva, manteniéndolo dentro de los límites predeterminados. Debido a que los problemas de tensión eléctrica son locales, los requerimientos varían entre una región y otra, pudiendo generar o absorber reactivos mediante reactores o capacitores y mediante requerimientos de potencia reactiva para ciertos generadores. Este servicio es utilizado en el muy corto plazo.
- **Partidas en negro:** Este servicio es el menos probable de utilizar, sin embargo es necesario para apagones totales o parciales de la red. Los generadores que ofrecen este servicio deben ser capaces de energizar primero el sistema de transmisión y seguidamente tomar cargas relevantes.

En este sentido, el marco actual de los productos eléctricos utilizados para mantener la calidad y seguridad de suministro en el sistema se muestran en la Figura 3.6. Este marco está siendo reestructurado considerando que: tiene un exceso de productos (diversificación que podría poner barreras para nuevas tecnologías dado que no encajaría precisamente en uno), posee requerimientos e interacciones poco claras (que pueden provocar incerteza en la sostenibilidad de los mercados de largo plazo), no es preciso en la definición de criterios de valorización (pudiendo provocar incertezas y evitar la competencia entre mercados) y existe sobreexposición de mercados (si los productos son muy similares, en términos técnicos y de capacidad, y se valorizan distintamente, entonces los mercados no estarían entregando el óptimo económico al consumidor).

Estos problemas pretenden ser resueltos en tres etapas:

1. **Racionalización:** en donde se busca reducir la cantidad de productos actuales ofreciendo nuevas rutas alternativas de mercado para quienes provean el producto.
2. **Estandarización:** donde por ejemplo se busca fijar ciertos parámetros que las partes pueden variar en cada oferta (ventana de disponibilidad diaria, términos y condiciones de contratos, curva de respuesta en frecuencia, velocidad de entrega de energía de reserva, etc.).
3. **Mejoras en definición de productos (único vs estandarizado):** para así considerar de mejor manera tanto los cambios en las habilidades técnicas de los servicios, como los cambios en los acuerdos comerciales, respaldando la inversión y operación de dichos activos.

Sumado a esto, la Ofgem ha ideado un nuevo plan impulsado por la tendencia general en la red: el flujo energético ya no es en una sola dirección desde los generadores hacia las redes de distribución, asociado a consumidores pasivos, sino que en su lugar se consideran flujos bidireccionales, observando que se está comenzando a poblar de generación distribuida y variable, donde los consumidores tienen más posibilidades de manejo y monitoreo de su uso energético, haciendo emerger nuevas tecnologías y modelos de negocio. Esto se torna aún más relevante considerando que en 2018, cerca de un 19% de la energía eléctrica en el Reino Unido fue aportada por plantas de generación solar o eólica (15.5 TWh por cuatrimestre de un total de 81.1 TWh por cuatrimestre, en promedio), que son las que agregan mayor variabilidad al sistema.

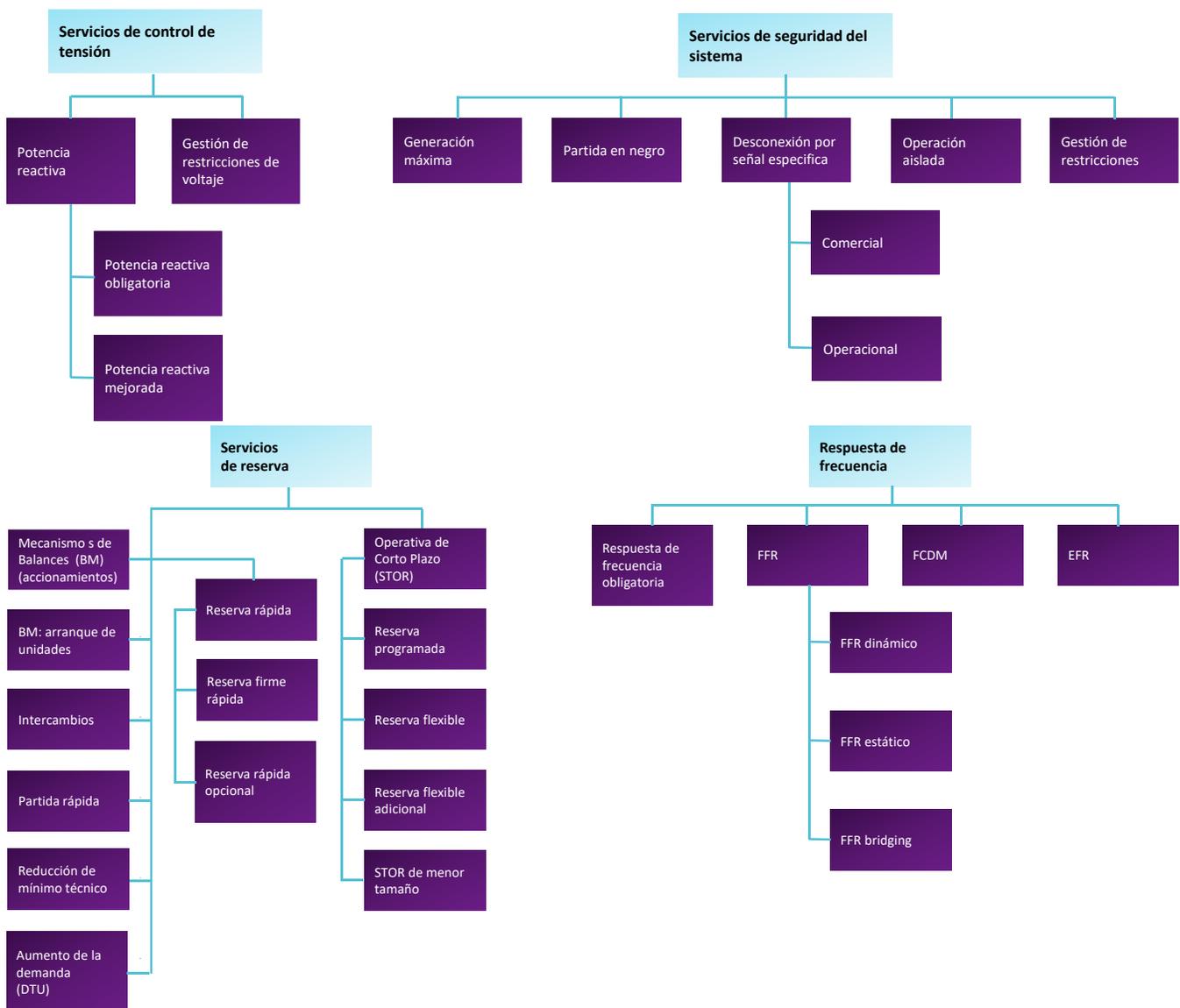


Figura 3.6: Conjunto de productos existentes en el mercado eléctrico del Reino Unido [20].

En el plan ideado junto al gobierno (*Smart Systems and Flexibility Plan*) [19] se estipulan los pasos a seguir para agregar flexibilidad a la red. El foco central de este plan es asegurar que las reglas para comprar y entregar energía permitan obtener, a la industria y a los consumidores, el mayor beneficio posible mediante señales de eficiencia para todas las áreas relevantes (mercado, DSO, TO, generadores, etc.). Se asume que van a existir nuevos tipos de flexibilidades en el sistema y la intención es no favorecer ninguno, sino que permitir que estas diferentes formas de flexibilidad compitan entre ellas y las soluciones tradicionales. Los nuevos métodos que se reconocen para aportar flexibilidad son:

- **Almacenamiento de energía:** se propone como una de las mayores fuentes de entrega del servicio de flexibilidad y para extender su uso pretenden reducir las barreras regulatorias del antiguo sistema.
- **DSR (*Demand Side Response*):** si bien en el Reino Unido no son nuevos, los agregadores de demanda representan a consumidores que aceptan tarifas especiales a cambio del manejo de su consumo eléctrico y se espera que tomen un rol relevante con la normalización del uso de medidores inteligentes.
- **Generación distribuida:** algo que ya está ocurriendo y cuyo volumen va a seguir en aumento producto de la reducción de costos de inversión. Esto además ayuda a reducir los costos de transporte de energía, significando para los clientes finales un ahorro en las cuentas de electricidad.

Según el *Smart System and Flexibility Plan* [20] las medidas a realizar se focalizan principalmente en 4 áreas, las que se detallan en los siguientes párrafos.

1. Eliminar barreras para el uso de tecnología inteligente

El sistema existente en UK no fue diseñado pensando en las nuevas tecnologías, lo cual resultó en una serie de barreras políticas y regulatorias que han limitado un mayor despliegue en el uso del almacenamiento. Para corregir esto, se tomarán las siguientes acciones:

- Propuesta de *Targeted Charging Review* (TCR) en donde se evaluará el sistema actual de cargas residuales de la red, dado que puede generar incentivos perversos y llevar a que los costos de la red sean recuperados desproporcionadamente sólo a través de un grupo de usuarios de la red. Además, se cree que los proveedores de almacenamiento sólo debiesen pagar una parte del cargo asignado actual (lo correspondiente al balance del sistema y no lo correspondiente a demanda residual).
- Incluir una definición de almacenamiento en la “ley eléctrica” mediante la cual se pueda diferenciar de los activos de generación.
- Revisión del régimen de planificación en pro de la inclusión de almacenamiento.

- Evaluación de una forma modificada de licencia de generación, para que así el almacenamiento pueda reconocerse como una excepción de los llamados consumos finales, dado que estos almacenamientos no son clientes consumidores de energía.
- Mejoramiento en el proceso de conexión para quienes promuevan almacenamiento y generar por ejemplo, a través de la industria, conexiones flexibles, y además utilizando incentivos financieros, impulsar a los DNOs a que conozcan las necesidades de sus clientes.

Por otro lado, si una empresa es propietaria de un almacenamiento, ya sea operadora o propietaria de la red a la que este está conectado, se podría impedir el desarrollo de un mercado competitivo para servicios de flexibilidad y almacenamiento, por lo que se asegurará que los operadores de la red no puedan operar directamente almacenamientos.

2. Utilización de consumos inteligentes

Si bien existe interés creciente por parte de los consumidores en contratos mediante agregadores (1.7GW en Marzo del 2017), se busca incrementar su participación en DSR y ofrecer de forma más efectiva esa flexibilidad al sistema considerando el marco regulatorio de mercado actual. Además, no existe mucha respuesta por parte de dueños de casa y pequeñas empresas, aunque se ha visto que si existe el interés para poder hacerlo. Es por esto que, con el fin de desbloquear este mercado, el gobierno se comprometió en entregar un medidor inteligente para cada dueño de casa y pequeña empresa para finales del 2020. Esto instauró una serie de acciones necesarias:

- **Acuerdos de media hora:** de tal forma de que sea más fácil ofrecer tarifas inteligentes y así los abastecedores de energía puedan promover que los clientes muevan su consumo de las horas de punta.
- **Aplicaciones inteligentes:** donde el gobierno pretende establecer estándares para asegurar que funcionalidades inteligentes permitan a los consumidores proveer flexibilidad y se beneficien del DSR, asegurando ciberseguridad e impidiendo propiedades que puedan limitar la interoperabilidad y las opciones del cliente.
- **Puntos de carga para vehículos eléctricos:** se busca establecer estándares para los puntos de carga de tal forma que puedan ser usados para DSR y tecnologías “*vehicle-to-grid*”. La consideración de los vehículos eléctricos mediante DSR y almacenamiento, ayudará a minimizar la cantidad de nueva generación e inversiones de red que se necesitarán, disminuyendo los costos del sistema.
- **Protección al cliente:** el gobierno estima proteger los intereses de los clientes a medida que vayan surgiendo nuevos servicios y con ellos nuevos modelos de negocio. Se desarrollará un código de conducta para que incluso los actuales agregadores se rijan por él y que asegure que los clientes sean tratados de manera justa.
- **Ciberseguridad:** actualmente se está discutiendo los potenciales riesgos de los próximos sistemas inteligentes, para así determinar los focos de interés en torno a los cuales se tomen medidas.

Además se buscarán definir los roles en la vigilancia y regulación en distintas partes de la industria.

3. Mercados para la flexibilidad

En términos del mercado, la Ofgem estableció dos tipos de flexibilidad: flexibilidad de precio y flexibilidad contratada. Se incurre en la flexibilidad de precio cuando alguna de las partes varía su demanda o generación en respuesta al precio de la energía y al uso de la red en un tiempo o localidad particular. La intención es que este precio sea capaz de reflejar la señal de costo o beneficio de usar la red en determinado lugar y momento. Por otro lado la flexibilidad contratada tiene lugar cuando dos partes comercian y directamente se establece un contrato por flexibilidad. Aquí, para facilitar estos contratos, el gobierno pretende hacer un estudio del mercado para conocer de qué forma se podría construir una cartera de ingresos para los servicios de flexibilidad, y también determinar aquellos mercados que aún no existen.

Respecto al mercado de capacidades, el DSR y el almacenamiento actualmente ya están compitiendo con la generación tradicional. Sin embargo, algunas formas de DSR aún se encuentran con precios elevados, para lo que el gobierno determinó algunas barreras para la flexibilidad. En este sentido, el gobierno pretende ayudar mediante la simplificación de requerimientos de medición para quienes ofrecen DSR, permitir la relocalización de activos por parte de los proveedores de DSR y permitir las carteras de ingreso entre el mercado de capacidades y el mercado de servicios auxiliares. Por el lado de los mecanismos de balance del sistema, la Ofgem considera que la participación de agregadores independientes puede ser proporcionada de manera eficiente para diseñar acuerdos, por lo que se pretende realizar una modificación en los códigos de la industria para incluir esta idea.

En relación a los servicios complementarios en el marco general, el operador del sistema (SO) va a simplificar el número de servicios ofrecidos, además de dirigir nuevas formas de ofrecer estos servicios en mercados de tiempo real, como por ejemplo mediante subastas, y finalmente hacer los servicios complementarios más abiertos y transparentes. La idea del SO es hacer que los servicios complementarios sean también aplicados en el lado de la demanda (*Demand Side*, DS) así como históricamente se han aplicado en el lado de abastecimiento. Sumado a esto, se está manejando el problema de exclusividad en los contratos, de tal forma que los prestadores de flexibilidad puedan poseer una cartera de opciones y ofrecer donde sea posible sus servicios, sin estar ligado a un solo contrato. Con esto se espera que la flexibilidad ofrecida por la DS incremente su proporción de participación.

4. Permitir innovación

Se busca también fomentar la innovación en los distintos puntos mencionados anteriormente. Por una parte, para el almacenamiento existen diversos fondos para innovación ofrecidos por la Ofgem con £70m, además del *Industrial Strategy Challenge Fund* para impulsar el desarrollo de tecnologías disruptivas contando con £246m en el 2017, incluyendo el diseño y producción de mejores baterías para vehículos eléctricos. A esto se suman competencias de innovación: £9m enfocados en reducción de costos para almacenamiento, £20m para competición de tecnologías “*vehicle-to-grid*” y £7.5m en DSR no domésticos. Para innovaciones en el sector de DSR, se introdujo *Innovative Link* que busca dar un feedback informal a empresas de innovación para las implicancias regulatorias de sus ideas, además casos de pruebas realizados por el gobierno a nivel residencial y otras relacionadas con las tecnologías “*vehicle-to-grid*”.

3.3.5 CAISO

En el estado de California se ha impuesto la meta de que el 60% de las ventas de energía provenga de la generación de fuentes renovables para el año 2030, y una meta de cero emisiones para el año 2045 [21]. Se contempla en este estado que la expansión de la matriz energética predomine la energía eólica y la solar fotovoltaica. En el estado de California, el encargado de la operación del sistema eléctrico es el *California Independent System Operator (CAISO)*, quien en los últimos años han lidiado con una explosiva entrada de recursos renovables variables (9600 MW de capacidad solar fotovoltaica y 6700 MW de paneles solares *rooftop* en 2017) lo que ha llevado a una creciente necesidad de recursos flexibles para adaptar la operación, siendo especialmente crítico los periodos de rampa en horas en que amanece y anochece, en donde se necesita contar con una gran capacidad de rampas de toma y baja de carga; y durante el día, durante el peak de inyección solar, se requiere que el parque pueda disminuir su inyección a mínimos técnicos cada vez más bajos.

En el CAISO se popularizó la llamada “diagrama de curva pato”, que corresponde a la curva de demanda neta obtenida restando de la demanda total del sistema la contribución hora a hora de la generación renovable o intermitente (viento y sol). Esta curva ilustra gráficamente el requerimiento de rampa que necesita un sistema con gran presencia de generación solar como el californiano. En la Figura 3.7 se muestran distintas curvas de demanda neta desde el 2012 al 2018. La curva roja corresponde al día 4 de marzo del 2018 en que se registró la mayor rampa de subida del año pasado, correspondiente a 14777 MW, los que tuvieron que reubicarse durante solo 3 horas.

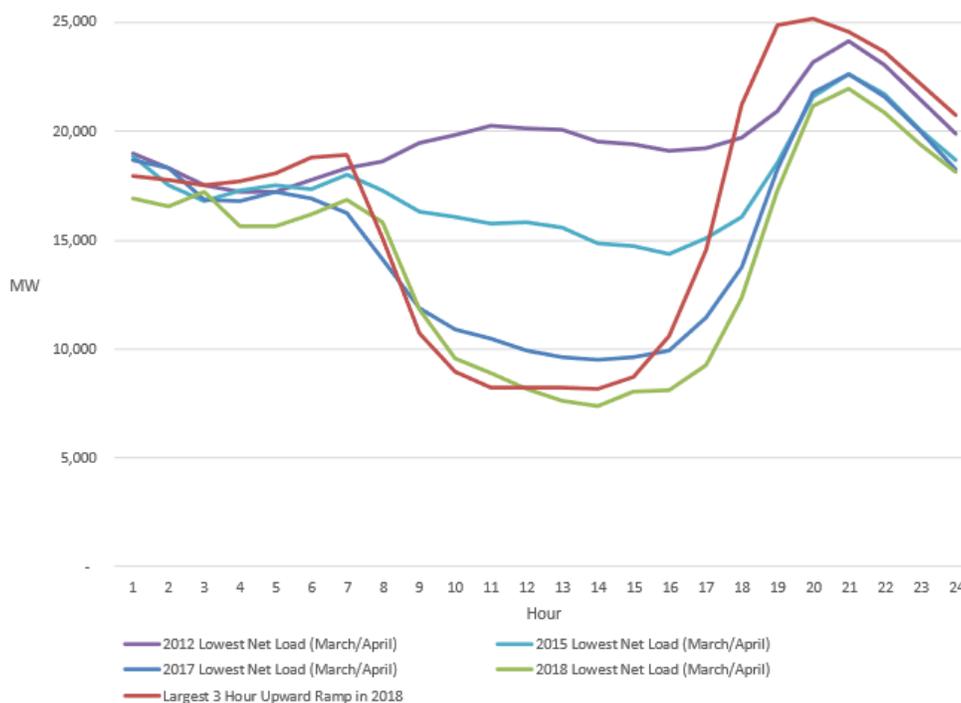


Figura 3.7: Curvas de demanda neta típicas en CAISO desde 2012 al 2018 [21].

Esta necesidad creciente de flexibilidad del sistema californiano, particularmente expuesto a las rampas por generación fotovoltaica, ha generado que el CAISO sea uno de los sistemas más avanzados en la creación de políticas, procedimientos y regulaciones sobre requerimientos de flexibilidad, utilizando para ello en particular el mercado de servicios complementarios, creando incluso un servicio especial para las rampas, llamado “*flexible ramping product*”. En específico, el CAISO, junto con otros organismos de Estados Unidos, ha avanzado en los siguientes tópicos:

- Reducción de recortes de energía renovable.
- Acelerar la entrada de recursos de demanda y almacenamiento.
- Mejorar los pronósticos de generación.
- Utilizar recursos regionales tanto para oferta o demanda.

Uno de los principales problemas que enfrenta el CAISO son los periodos con exceso de oferta o sobreproducción, que pueden llevar a los indeseables recortes de energía renovable cuando existe un exceso de recursos eólicos o solares disponibles. Para enfrentar este tema, se han propuesto soluciones como re-acondicionar las centrales de gas para obtener mínimos técnicos menores, utilizar recursos de almacenamiento o exportaciones de energía. También se estudian herramientas como la respuesta de demanda o dar señales de precio para modificar el consumo.

En cuanto a las centrales, el CAISO ha implementado una definición de “capacidad flexible efectiva” [22] para cada planta, basado en parámetros técnicos de tiempos de partida, capacidad de rampa por 3 horas, mínimos técnicos y capacidad neta calificada. Este índice permite distinguir la flexibilidad con la que cuenta el sistema, y si bien se observa que actualmente el CAISO cuenta con suficiente capacidad flexible, se ha levantado la preocupación que muchas de las centrales a vapor alimentadas por gas que aportan flexibilidad son bastante antiguas y sus propietarios se verían más propensos a retirar las plantas que a re-acondicionarlas [21]. Desde el 2016 una cantidad importante de centrales a vapor (3500 MW) han sido decomisadas por antigüedad o porque no son capaces de cumplir con requerimientos de flexibilidad, siendo reemplazadas por ciclos combinados a gas para mantener el nivel de flexibilidad.

Uno de los frentes a mejorar es el uso de reservas, en que no solo se haga uso de una cierta capacidad de reserva, sino además de recursos de tiempos de respuesta y de rampas rápidas. Hasta ahora estas reservas se despachan con una resolución horaria, pero para lograr hacer un mejor uso de los recursos de generación se requiere una colocación de recursos a menor escala temporal. Para esto se está buscando expandir el servicio de regulación utilizando herramientas basadas en controles automáticos de generación y almacenamiento

Actualmente se están realizando esfuerzos para precisar el mercado diario, pasando de un pronóstico horario a pronósticos de 15 minutos, pronósticos tanto de generación renovable como de consumo, lo que se espera contribuya a colocar de manera más eficientes los recursos, utilizando recursos de respuesta rápida. Incluso se busca hacer esto extensible al mercado regional de desvíos (*Western Energy Imbalance Market*). Este mercado comenzó el 2014 integrando sistemas eléctricos vecinos a California, y permite a los agentes hacer subastas por compra o venta de energía en tiempo real, logrando reducir los recortes al ofrecerlos al mercado regional aportando un grado importante de flexibilidad al sistema californiano.

Otra fuente de inflexibilidad se detecta en ciertas unidades que se auto-despachan. Estas unidades si bien podrían aportar flexibilidad al sistema, no están sujetas al control del operador del sistema por su condición de auto-despacho o auto-abastecimiento y/o por contratos que deben suministrar. Debido a esto, el operador y el regulador han adoptado obligaciones que implican satisfacer una cuota de recursos flexibles si se desean extender este tipo de contratos autodespachables [23]. En 2015 se comenzó a imponer estos requerimientos de capacidad flexible y se han ido ajustando hasta el presente en forma conjunta por la autoridad gubernamental, la CPUC (*California Public Utilities Commission*), y por el CAISO, lo que ha contribuido a un mix apropiado de recursos flexibles a disposición del operador. A partir del perfeccionamiento de estas reglas han surgido tres categorías de flexibilidad: flexibilidad base, que se debe ofrecer entre las 5am y 10 pm diariamente (coincidiendo con el periodo de generación fotovoltaica); flexibilidad *peak*, que se debe ofrecer por 5 horas diariamente considerando al menos una partida al día; flexibilidad *super-peak*, que se debe ofrecer por 5 horas diariamente cumpliendo 5 partidas al mes. CAISO ha creado obligaciones en los generadores que cumplen estas categorías. Cabe

mencionar que estas medidas han sido consideradas por un periodo provisional, mientras se siguen analizando mecanismos más estables a largo plazo [24].

3.3.6 España

España ha integrado cuotas importantes de generación renovable, especialmente provenientes de fuentes eólicas (18% al 2017), solares fotovoltaicas (3% al 2017) y solares térmicas (2% al 2017). Destaca la presencia de generación solar térmica con algo menos de 2500 MW de capacidad instalada al 2017 [25]. También se destaca la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas de bombeo, contabilizando 3.329MW al 2017, lo que corresponde a un 3.4% de la matriz de potencia instalada española.

Destaca en el sistema eléctrico español la capacidad instalada de plantas a gas, similar a la capacidad instalada de plantas eólicas (alrededor de 24000 MW), que se han instalado en el país en la última década para entregar respaldo a la generación variable eólica, enfrentar periodos de baja disponibilidad hídrica y contrarrestar el bajo intercambio internacional [26].

El mercado eléctrico español es parte del Mercado Ibérico de Electricidad, que agrupa además al mercado portugués, intercambiándose entre ambos mercados flujos entre 1800 MW y 3900 MW. Este mercado conjunto se compone de un mercado de energía vía subastas sub dividido en un mercado diario y otro mercado intradiario, operado en el caso de España por el operador Red Eléctrica de España (REE), que además maneja el mercado de servicios complementarios para España.

En el mercado español existen los llamados servicios de ajustes, que agrupa a los servicios complementarios (que consideran la reserva de potencia adicional de subida; la regulación primaria, secundaria y terciaria; y el control de tensión), y además incluye el servicio “gestión de desvíos”. El servicio de gestión de desvíos tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo posterior al cierre del mercado intradiario [27].

Desde el año 2016 se ha permitido que los generadores de energías renovables participen de los servicios de ajustes del sistema, previa verificación de pruebas que establece la normativa española para participar de este mercado. En 2017, el 25% del parque eólico ya estaba entregando servicios de reserva terciaria y gestión de desvíos [28].

En España se han comenzado proyectos beneficiosos para la flexibilidad del sistema, tales como: una primera central de bombeo a instalarse en el sistema eléctrico no peninsular de las Islas Canarias (200 MW); el proyecto Almacena, consistente en un prototipo de batería de ion-litio de 1 MW de potencia y una capacidad de 3 MWh que se ha mantenido en operación desde el 2014, evaluándose desde entonces el desempeño, capacidad y características técnicas de esta tecnología de almacenamiento; nuevos

enlaces internacionales, que buscan potenciar el intercambio de excedentes principalmente con Francia, con quien se intercambian actualmente unos 3250 MW como máximo, considerado bajo por organismos internacionales, razón por la cual existen proyectos de ampliar este intercambio hasta unos 5000 MW.

En cuanto a la gestión de demanda, cabe mencionar que la REE maneja un servicio llamado de interrumpibilidad, que consiste en enviar una orden a grandes clientes industriales para que reduzcan su consumo por una cierta cantidad de tiempo, recibiendo una remuneración por este servicio. Para asignar este servicio se realiza un sistema de subastas por parte de la REE y supervisado por la Comisión Nacional de Mercados y Competencias (CNMC), dividiéndose en servicios por 5 MW y 40 MW [29]. Por otro lado, en 2018 se constituyó la primera asociación “agregadora” de demanda, que busca ofrecer herramientas operativas flexibles por el lado de la demanda, agrupando usuarios menores que estén interesados en prestar servicios similares a los del servicio de interrumpibilidad.

En general en España se ha tratado el tema de la flexibilidad enfocándose en la reducción de los recortes de energía eólica, lo que se ha logrado utilizando generación hidráulica, generación a gas y gestión de consumos de grandes clientes [30]. Por el lado de la generación, las plantas hidroeléctricas y ciclos combinados son capaces de aportar reservas rápidas y mínimos técnicos bajos. Si bien existen interconexiones con otros países que se reconocen muy útiles para evitar el recorte de energía renovable, estas se consideran insuficientes y tanto el operador como organismos internacionales persiguen aumentar el intercambio con Europa vía enlaces con Francia. Por el lado de la demanda existe solo un cierto grado de flexibilidad dado por los grandes clientes industriales, siendo aún incipientes herramientas como agregadores de demanda y recursos de acumulación, como baterías.

4 Mecanismos técnicos de provisión de Flexibilidad

4.1 Fuentes de Flexibilidad

En la revisión internacional y bibliográfica se encuentran múltiples fuentes que aportan flexibilidad a un sistema de potencia. Una categorización congruente con la mayoría de las descripciones encontradas en la literatura internacional se ilustra la Figura 4.2 En ella, se distinguen las fuentes que aportan flexibilidad del sistema en 5 grupos. Estas son:

- 1) Generación, principalmente vía mejoras técnicas y regulatorias en los servicios complementarios, ya sea incluyendo servicios asociados a una mayor flexibilidad implícitamente o creando los incentivos en los mercados para que los agentes del sector mejoren sus activos y prácticas operativas.
- 2) Operación de los sistemas, en donde se menciona desde el mejoramiento en la precisión de los pronósticos de recursos como viento y sol, además de la demanda, hasta medidas operativas para mejorar el manejo de reservas en distintas escalas de tiempo.
- 3) Distribución, donde destacan ampliamente los beneficios de mecanismos de gestión de la demanda como el desprendimiento de carga inteligente o la respuesta de la demanda al modificar su consumo de acuerdo a señales económicas u operativas.
- 4) Almacenamiento, ya sea mediante baterías o centrales hidráulicas de bombeo se consideran con un gran potencial de aporte a la flexibilidad, aunque también existe experiencias en otros tipos de almacenamiento.
- 5) Transmisión, se mencionan los posibles refuerzos que se deben considerar en la expansión de la red para evitar congestiones que perjudiquen la flexibilidad del sistema, el uso de electrónica de potencia para mejorar el control de la red y las distintas experiencias que dan cuenta del valioso aporte de las interconexiones regionales a la flexibilidad.

En las siguientes secciones se sintetizan las experiencias recogidas durante la revisión internacional, de acuerdo con la agrupación antes señalada.

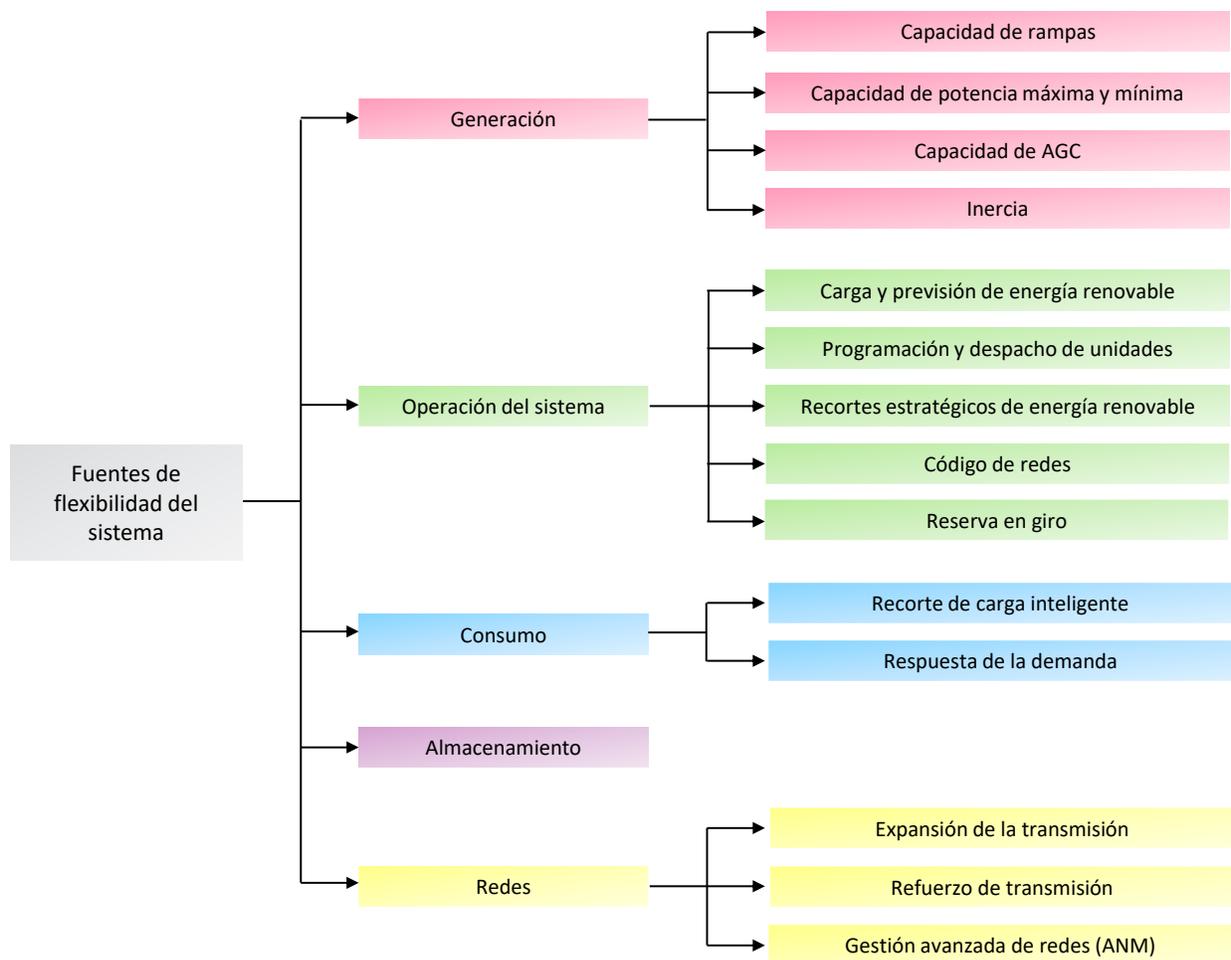


Figura 4.1: Fuentes de flexibilidad operacional en sistemas de potencia [31]

4.2 Generación

Ciertos parámetros o atributos del parque generador son esenciales para mejorar la flexibilidad del sistema: rampas de subida y bajada rápidas, tiempos de partida bajos, tiempos mínimos de operación flexibles y mínimos técnicos bajos.

Optimizar estos parámetros en el parque térmico existente es una de las principales dificultades que enfrentan los sistemas eléctricos actuales. Diversas experiencias han buscado desde el retiro de plantas inflexibles hasta la intervención y/o reacondicionamiento de las plantas, lo cual es posible con distintos grados de profundidad y costos. En general, la experiencia internacional persigue crear los incentivos necesarios en los mercados y regulaciones para que los propietarios de los activos inviertan en mejoras para incrementar la flexibilidad, buscando equiparar los ingresos que recibirían en un mercado de servicios complementarios, relativos a cuestiones de flexibilidad, con los ingresos que recibirían en el mercado de energía. Esto no es siempre posible de lograr, y se ha observado, como en Dinamarca, una mezcla de experiencias: una parte del parque más rígido ha sido retirado y se encuentra fuera de operación permanente, pero otra una parte importante ha optado por realizar inversiones para mantenerse dentro del mercado, mejorando las tomas de carga, los tiempos de partida y los mínimos técnicos, re-acondicionando las plantas, las que casi en su totalidad corresponden a centrales CHP a carbón, gas o biomasa. Se han actualizado sistemas de control, combustibles, proceso de combustión, sistemas de refrigeración, y en los casos más profundos, incluso agregando bypass de gases, almacenamiento térmico o calderas eléctricas (lo que en conjunto otorga un grado mayor de flexibilidad al consumir energía para generar calor y acumularlo, en momentos de exceso de oferta).

En [32] se menciona la necesidad de mejorar ciertos parámetros operacionales del parque térmico chileno, realizando una comparación con centrales europeas. De dicho trabajo se destaca la necesidad de reducir la potencia mínima y los tiempos de partida. Sobre los tiempos de partida se menciona el aporte que se logra al incluir parámetros de partida en caliente, fría y tibia (*hot, warm and cold start-up*). En el contexto nacional esto se ha tratado de incluir discutiendo el concepto de *embancamiento*, que como tal no se encuentra en la literatura consultada, pero de las reuniones realizadas se desprende que apunta a mejorar los tiempos de partida de centrales térmicas (particularmente centrales a carbón), optimizando el uso de los gases de la caldera y de los bypass de gases. Al respecto, en [32] se menciona que en este sentido, se debiese estudiar el *tiempo de preparación* de las centrales térmicas actuales, tiempo que considera el llenado de la caldera y la preparación de vacío de condensadores, y que suele incluirse en la programación de la operación del sistema informando el estado de operación en ($t=0$).

Otras iniciativas se mencionan en sistemas como CAISO, que también han buscado incentivar la mejora de atributos del parque térmico, incentivando la participación en mercados de servicios

complementarios. En este caso, incluso se ha creado un servicio complementario enfocado a remunerar vía mercado las plantas que ofrezcan una tasa de subida o bajada de carga rápida.

Mejorar aspectos de flexibilidad en las plantas permite a los agentes participar en servicios complementarios destinados a entregar reserva en distintas escalas de tiempo, tales como reserva primaria, reserva secundaria (AGC), reserva manual o terciaria.

Existen otras experiencias en las que los mercados de reserva han sido abiertos a las ERV, como viento y sol. Para que estas centrales participen y sean capaces de cumplir con los requerimientos de reserva impuestos por el operador del sistema, las empresas del sector deben ver los incentivos correctos para invertir en los equipos de electrónica de potencia que permiten que los generadores eólicos entreguen reserva primaria implementado inercia sintética en los aerogeneradores, o que las plantas solares fotovoltaicas entreguen servicio de reserva secundaria o rampas, para lo cual se requeriría su operación conjunta con baterías.

En general, se considera que invertir en mejoras de re-acondicionamiento en plantas térmicas convencionales actuales es más económico que invertir en nuevas plantas térmicas con mejor flexibilidad [12]. En cambio, se plantea que sí se deben considerar plantas térmicas de parámetros flexibles en la planificación del sistema en el largo plazo [3].

4.3 Operación del sistema

En cuanto a mejoras en la operación del sistema que aporten a una mayor flexibilidad, se mencionan con gran importancia la necesidad de que el operador o los agentes del mercado cuenten con pronósticos más precisos, tanto de recursos renovables como de consumo, y que posean la capacidad de integrarse a los sistemas de despacho o re-despacho, actualizándose con resoluciones temporales cada vez mayores. Al respecto, se observa la necesidad de que los operadores realicen despachos en escalas de tiempos menores, planteándose incluso re-despachos cada 15 min en vez de una hora, que es la práctica usual. El objetivo de esto es que con mejores pronósticos y con una actualización más precisa en los despachos, se pueden distribuir de forma más eficiente las reservas del sistema, logrando así un mejor uso de los recursos de generación y permitiendo que plantas con tiempos de respuesta menores a una hora puedan también actuar en los mercados de reserva. Por ejemplo, no es posible que una central eólica asegure servicio de regulación primaria por una hora, pero sí podría hacerlo hasta unos 15 minutos dependiendo del rango de error de los pronósticos. Esta actualización de pronósticos y despachos además permitiría un mejor manejo de los recortes de energía renovable, solar o eólica, para lo cual es necesario que el parque térmico o hidráulico pueda también responder en estos tiempos.

Adicionalmente, en correspondencia a la complejidad que adopta la operación del sistema, es recomendable la optimización conjunta de despacho y reservas (co-optimización) ya que evita los

errores de previsión de los resultados de los mercados, inherentes a la oferta de los mismos recursos en mercados paralelos de energía y servicios complementarios.

4.4 Demanda

La gestión de la demanda posee un potencial importante para contribuir a la flexibilidad del sistema. Se caracteriza por su capacidad de modificar su perfil de consumo ante señales operativas o económicas del operador, lo que ayudaría a la flexibilidad del sistema por ejemplo, en periodos de puntas de demanda, los que se podrían evitar si los clientes decidieran postergar su consumo eléctrico, o en periodos de alta disponibilidad renovable podrían aumentar o adelantar consumos y evitar los recortes.

Hoy en día, una de las principales complicaciones para el uso de gestión de demanda corresponden a aspectos regulatorios y remunerativos, aunque también existe una arista de comunicaciones que ha complicado su implementación. En ciertos mercados ya se envían señales económicas a clientes industriales o pequeños clientes comerciales (CAISO) o incluso a agrupaciones de clientes residenciales (Dinamarca, a modo de prueba), pero para movimientos de carga durante el día. Solo al integrar sistemas de manejo de demanda (DMS) se podrían enviar señales automáticas o semiautomáticas desde del operador para modificar el consumo y así el cliente modificar efectivamente su perfil. Se debate aun si es factible y confiable que sea el mismo operador quien modifique automáticamente las consignas de demanda, lo que por una parte contribuiría a una mayor flexibilidad por medio de mejores tiempos de respuestas, pero podría causar recortes de demanda indeseados por los clientes, lo que implicaría costos mayores.

Una fuente de flexibilidad a implementar en un futuro y que se espera tenga un impacto importante es la electromovilidad, dado que las compañías de buses o usuarios de autos eléctricos podrían elegir en qué momento realizar las cargas de sus vehículos de acuerdo a las señales del operador del sistema. Incluso, dadas ciertas condiciones de operación, podrían aportar energía a la red.

Si bien ya se han implementado redes inteligentes o “*Smart Grids*” y generación distribuida en diversos mercados, aún no han sido explotadas masivamente para incrementar la flexibilidad en la operación, lo que se lograría permitiendo que los usuarios puedan aportar energía o potencia desde la red de distribución. Las principales limitaciones son actualmente la necesidad de medición inteligente o “*smart metering*” y la falta de claridad de regulaciones orientadas a la remuneración de estos aportes. También en muchos mercados se debe aún invertir en seguridad y tecnología de las redes de distribución.

En algunos mercados han comenzado a surgir nuevos agentes orientados a agrupar la demanda, llamados “Agrupadores”, quienes podrían participar en los mercados relacionados a los servicios

complementarios en representación de grupos de clientes de distribución dispuestos a modificar su perfil de consumo o a inyectar energía desde, por ejemplo, paneles solares residenciales (*PV rooftops*).

4.5 Almacenamiento

El almacenamiento se caracteriza por su función principal en el mercado de energía, esto es acumular los excedentes de energía de cierto momento y colocarlos en otros instantes en que sea más eficiente para el mercado (arbitraje de precios). Las baterías y las centrales hidráulicas de bombeo son las herramientas con mayor uso y más estudiadas. También se reconoce como un beneficio a la operación la capacidad del almacenamiento de descongestionar la red de transmisión, ya se aportando o retirando energía de ella.

A pesar del general reconocimiento al aporte que las tecnologías de almacenamiento tipo baterías realizarían a la flexibilidad en los sistemas eléctricos, aún su alto costo impide que entren masivamente en ellos. Incentivos importantes se están realizando en el CAISO, donde ya existe una regulación para la participación de estas tecnologías en los mercados de servicios complementarios y metas de entrada de tecnologías de almacenamiento al 2020 (1.3 [GW] [2]). Las centrales hidroeléctricas de bombeo han tenido una mayor participación en diversos mercados como el japonés. En el corto plazo, se reconoce que requieren de incentivos regulatorios y esquemas de remuneración orientados a servicios complementarios para que su desarrollo sea viable. Un caso particular es el del mercado danés, donde la característica particular de poseer plantas CHP les permite implementar almacenamiento de calor (*heat storage*), generando calor no solo con el combustible primario, sino además con electricidad. De esta forma, en periodos de exceso de oferta, pueden generar calor y almacenarlo como vapor o gas, para luego distribuirlo a los distritos de la red.

Otras tecnologías de acumulación térmica son las centrales solares CSP. Estas concentran el calor obtenido desde la radiación solar en sales térmicas, las que posteriormente pueden utilizarse para generar vapor y así generar electricidad. Estas centrales han sido reconocidas por el potencial de relocalizar la radiación solar obtenida durante el día, en periodos de noche [25]. En España al 2017 existen 2300 MW instalados, produciendo 5.300 GWh, estimándose un CAPEX al 2016 de entre 2550 – 7000 USD/kW [33]. Sin embargo, su atributo de tiempos de partida puede ser no muy significativo, por tratarse intrínsecamente de unidades a vapor y por el tiempo de calentamiento de las sales [3].

4.6 Transmisión

En lo relativo al sector de transmisión, se menciona que el objetivo es disminuir o erradicar la existencia de congestiones en la red, que dificulten los balances y transferencias de energía renovable entre zonas o regiones. Además, la red debe estar preparada para cambios frecuentes en la dirección de los flujos por las líneas, los que probablemente se acrecentarán a medida que entre cada vez más generación renovable variable.

Para lograr esto, la experiencia internacional menciona que se deben considerar efectos de flexibilidad en la expansión del sistema de transmisión, realizándose los refuerzos correspondientes en la red. Además, se considera el uso de sistemas tipo FACTS o enlaces HVDC que permitan aportar seguridad y confiabilidad a la red de transmisión ante altos niveles de penetración renovable.

Por otro lado, tanto en CAISO como en Dinamarca, las interconexiones regionales o internacionales presentan una forma altamente eficiente de manejar los recortes de energía renovable. En periodos de exceso de oferta, los excedentes se pueden exportar a sistemas vecinos, de acuerdo a las reglas de remuneración de cada mercado, lo que evitaría la pérdida de este recurso. En periodos de baja disponibilidad de energía renovable, los enlaces permitirían importar energía al sistema, lo cual puede ser realizado con una rapidez mucho mayor a la respuesta de algunas plantas térmicas. En la literatura se mencionan mercados internacionales completos, en los que es posible no solo transar energía mediante excesos/déficit, sino además prestar servicios complementarios. Esto es un esquema ya en funcionamiento en Europa y USA, pero de difícil implementación en Chile, dado que depende no solo de aspectos técnicos o regulatorios, sino además de voluntades políticas.

4.7 Cuestiones Ambientales

Si bien la mayor entrada de energía renovables es deseada, entre otros aspectos, por la disminución de emisiones globales que permiten cumplir las metas ambientales fijadas en cada país, se constata que el ciclaje al que se ve sometido el parque térmico atenúa la reducción de emisiones globales, pero aumenta la concentración¹⁴ de las emisiones locales. Esto último puede entrar en conflicto con la normativa ambiental de emisión local, restando flexibilidad al sistema.

En efecto, se ha mencionado que plantas térmicas flexibles requieren tener ciertos atributos como mínimos técnicos más bajos para lograr un mejor uso de los recursos renovables y tiempos de partida más rápidos para ajustar su operación al ciclaje que impone la cada vez mayor entrada de ERV. Lo anterior implica que las plantas tendrán un mayor número de horas en puntos de operación que no son

¹⁴ Esto, debido a la reducción de la eficiencia en estados de operación bajo la nominal.

los más eficientes ni los más bajos en concentración de emisiones, mientras que durante las partidas suelen utilizarse mezcla de combustibles que aportan una mayor emisión de gases.

Existen experiencias que aportan metodologías y herramientas que se deben realizar en las plantas térmicas para corregir estas limitaciones y lograr una operación flexible sin incurrir en mayores emisiones. Como medidas para mejorar estos modos de operación se menciona desde mejorar el control y monitoreo del proceso de combustión y estabilización de la llama, recambio con otros combustibles secundarios o de mejor calidad, hasta inversiones en calderas y cámaras de combustión optimizadas para operar a bajas cargas.

4.8 Costos

Sobre los costos de estas recomendaciones, enfocadas a mejorar la flexibilidad del sistema, se menciona en [34] de forma cualitativa lo representado en la Figura 4.2. En general, las alternativas de costos por el lado de la generación, transmisión y almacenamiento son bastante dependientes de la realidad de cada sistema, y su implementación sujeta a los esquemas regulatorios y de mercado de cada país.

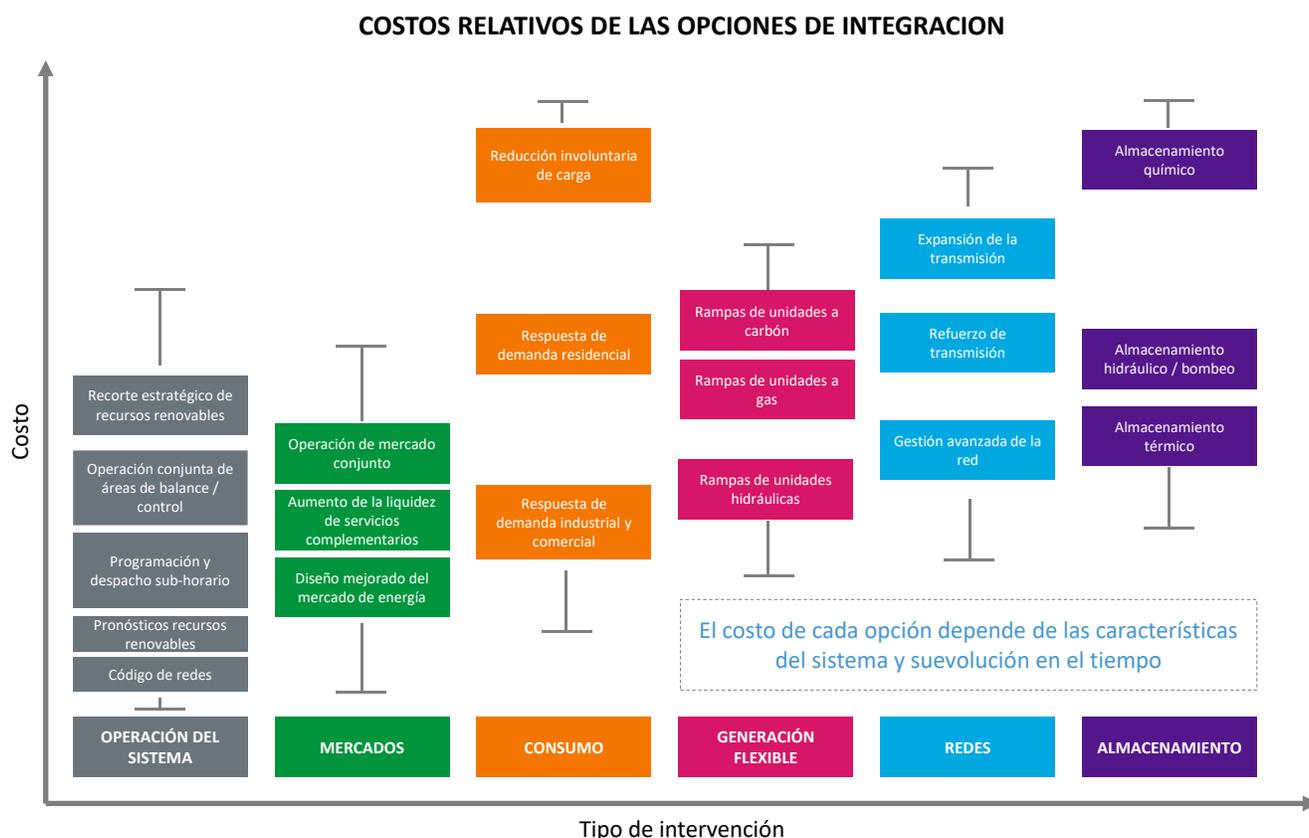


Figura 4.2: Opciones de medidas para la flexibilidad y costos relativos. [34].

5 Mercado Eléctrico Chileno

5.1 Síntesis de la estructura del mercado

La estructura del mercado eléctrico chileno se establece con la separación vertical de tres segmentos: generación, transmisión y distribución.

El sector generación se encarga de la producción de energía eléctrica a partir de diversas fuentes de energía primaria como combustibles fósiles, hidráulica, eólica y solar, entre otras. Se rige como un mercado de libre competencia, esencialmente compuesto por empresas privadas, que toman decisiones de inversión, producción y comercialización sobre la base de sus proyecciones del mercado. El mercado se sustenta primariamente por medio de contratos bilaterales financieros entre generadores y consumidores, de modo que el consumo sólo puede acceder al servicio si cuenta con un contrato de suministro. Sobre la base de un esquema de generación de tipo pool con costos auditados, el sistema se opera de modo de minimizar los costos globales de suministro. La energía se transa en el mercado spot al costo marginal de producción, dando lugar a balances y transferencias entre generadores en función de sus consumos contratados. Un organismo central independiente se encarga de coordinar la operación del sistema y la del mercado spot. Mientras que los contratos bilaterales entre empresas de generación y clientes libres se definen y establecen libremente entre las partes, y aquellos contratos destinados al suministro de clientes sujetos a regulación de precios son licitados en procesos supervisado por los organismos reguladores. Las empresas generadoras también reciben un pago por capacidad compatible con la suficiencia, que tiene el objetivo de remunerar a las centrales del sistema por su contribución a la confiabilidad del abastecimiento de la demanda en el largo plazo.

El sector de transmisión corresponde a un monopolio natural, cuyo desarrollo y valorización está a cargo del ente regulador. El acceso a la redes es abierto, y se remunera mediante los peajes de transmisión, los que transitan desde un esquema de prorratas por uso, a uno de tipo estampillado, luego de los últimos ajustes legales a su régimen de remuneración. Las tarifas están diseñadas para ofrecerle a las empresas de transmisión un retorno de 6% real anual después de impuestos, del valor de inversión de sus instalaciones (AVI) más los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA).

El sector de distribución corresponde a un monopolio natural por áreas de concesión, que abastece a los clientes regulados o usuarios finales (residenciales o comerciales), como a clientes libres conectados a nivel distribución. El precio de venta de los usuarios finales corresponde al precio estacional regulado a nivel de transmisión al que se compra la energía a las generadoras contratadas, adicionando el Valor Agregado de Distribución (VAD). Este último, se calcula para una empresa hipotética eficiente y luego se contrasta con las empresas reales con un límite al retorno de 10%. A lo anterior se suma un cargo único para remunerar el sistema de transmisión nacional y otros servicios del sistema. El cliente sujeto a

regulación de precios ve finalmente una tarifa plana fija, con ajustes estacionales y por efecto de desviaciones significativas de indexadores en alguno de los componentes del precio final de suministro.

5.2 Marco regulatorio

En esta sección se presentan las modificaciones regulatorias introducidas en el sector eléctrico chileno en los últimos años, enfocándose en las leyes, reglamentos o normas que se estima tengan un impacto en la flexibilidad del sistema.

La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) contenida en el Decreto con fuerza de ley N°1 de 1982, crea el marco normativo del sector eléctrico chileno. Esta normativa es modificada y actualizada mediante la Ley 20.018 del 2005, promulgándose el DFL N°4 el año 2006, cual contiene el texto refundido de la ley original con las modificaciones realizadas hasta entonces. Al día de hoy, la última versión disponible del DFL N°4 data de noviembre del 2018.

Las últimas modificaciones relevantes para el sistema y que son de interés para el foco del estudio, se enumeran a continuación:

- Ley 21.118/2018: incentiva el desarrollo de generadoras residenciales, permitiendo inyectar energía a la red a consumidores finales que cuentan con medios de generación renovable no convencional o de cogeneración eficientes conectados en la red de distribución.
- Ley 20.936/2016: crea un nuevo sistema de transmisión eléctrica nacional y crea un organismo coordinador independiente nacional. Incorpora modificaciones a la LGSE con el objetivo de normar el nuevo sistema eléctrico nacional, nacido a partir de la interconexión de los sistemas SIC y SING. Norma la figura del Coordinador Eléctrico Nacional, que aúna los antiguos Centros de Despacho de Carga del SIC y del SING.
- Ley 20.805/2015: perfecciona los sistemas de licitación de suministro eléctrico para clientes sujetos a precios regulados.
- Ley 20.698/2013: propicia el desarrollo de la matriz eléctrica mediante fuentes de energía renovable no convencionales, principalmente actualizando la participación de estas fuentes en licitaciones de suministro.
- Ley 20.402/2009: crea el Ministerio de Energía, estableciendo funciones de la Comisión de Energía principalmente como brazo técnico y normativo del Ministerio.

Estas leyes han contribuido indirectamente en lo que se entiende actualmente por flexibilidad del sistema. Por ejemplo, la interconexión de los sistemas SIC y SING y el establecimiento de un sistema nacional de transmisión permiten un mejor uso de los recursos del territorio nacional. Esto a su vez ha dejado notar limitaciones en el mismo sistema de transmisión, que actualmente impactan negativamente en la flexibilidad del sistema. Al respecto, estas leyes buscan modernizar la figura del

coordinador del sistema, creando el Coordinador Eléctrico Nacional, entidad llamada a mejorar la utilización de los recursos de generación y transmisión actualizando sus procesos internos de operación del sistema y sus mecanismos de comunicación. Asimismo, estas leyes han creado un marco normativo a cargo de la Comisión y del Ministerio de Energía que han ido actualizando la regulación del sector, siendo uno de los aspectos más relevantes, en cuanto a flexibilidad, el establecer la regulación y norma de los servicios complementarios (Ley 20.936). Estas leyes también han ido en la dirección de permitir una mayor participación de energías renovables no convencionales, incentivando su participación en licitaciones y con metas de generación renovable, y van en la dirección de incentivar también a nuevos agentes y tecnologías, destacándose aquellas leyes o normas que permiten la participación a los sistemas de almacenamiento o la participación del sector distribución.

A continuación se detallan algunos de los aspectos normativos más relevantes, que puedan ser de utilidad para la discusión de la flexibilidad en el sistema eléctrico nacional y en la regulación del sector.

5.2.1 Ministerio de Energía.

En el DL N° 2.224 de 1978 se crea la Comisión Nacional de Energía. Esta ley es modificada por la ley 20.402 el 2009 creando además el Ministerio de Energía. Nuevos ajustes sin cambiar la institucionalidad se introdujeron en la Ley 20.776 del 2014.

El Ministerio de Energía es la institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, y así asegurar que todos los chilenos y chilenas puedan acceder a la energía de forma segura y a precios razonables.

Se define en la Ley 2.224 como *“el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energía. Corresponderá, en general, al Ministerio de Energía, elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.”*

5.2.2 Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) se define en la Ley 2.224 como *“un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica”*.

Según la ley, sus funciones son:

- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

5.2.3 Coordinador Independiente.

La Ley 20.936 [35] promulgada el 2016 establece el marco regulatorio del nuevo sistema de transmisión nacional, creando a su vez la figura del Coordinador Eléctrico Nacional, agrupando los antiguos Centro de Despacho Económico de Carga del SIC y del SING en una única entidad. Esta ley en conjunto con su reglamento (Decreto 52 del 2017 [36]) conforman el nuevo funcionamiento del coordinador del sistema chileno.

La Ley 20.936 indica los principios de coordinación ya conocidos que rigen la labor del Coordinador:

- Preservar la seguridad del servicio del sistema eléctrico,
- Garantizar la operación más económica para el sistema,
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

Sus funciones se detallan a continuación:

- Coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí, **de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la Ley y la reglamentación pertinente**, para lo cual sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación.
- Requerir a los Coordinados la entrega y actualización en forma oportuna, cabal, completa y veraz de toda la información que considere necesaria para el cumplimiento de sus funciones, así como realizar auditorías a dicha información.
- Formular los programas de operación y mantenimiento para el cumplimiento de sus funciones.
- Emitir las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada.
- **Exigir a los Coordinados el cumplimiento de la normativa técnica**, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que el Coordinador instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios definidos por la Comisión.

- Elaborar el informe de servicios complementarios y demás funciones relativas a dichos servicios, en conformidad con la Ley.
- **Solicitar a los Coordinados la realización de ensayos a sus instalaciones o la certificación de la información proporcionada o de sus procesos**, de modo que se verifique que el funcionamiento de sus instalaciones o aquellas operadas por él, no afecten la operación coordinada del sistema eléctrico.
- **Definir la realización de auditorías** e inspecciones periódicas de las instalaciones.
- Definir los Procedimientos Internos necesarios para su funcionamiento.
- Coordinar y determinar las transferencias económicas entre Coordinados, así como adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación, informando en tiempo y forma a la SEC cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena.
- Autorizar la conexión a los sistemas de transmisión por parte de terceros, verificando el cumplimiento de los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, e instruyendo las medidas necesarias para asegurarla dentro de los plazos definidos en la respectiva autorización, determinar fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados y autorizar el uso de dicha capacidad.
- Implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación, y verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información.
- **Monitorear permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico**, y, en caso de detectar indicios de actuaciones que pudieran llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia en conformidad con la ley, ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.
- Ser responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional, debiendo sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo pertinente del Ministerio.
- **Realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética con el objetivo de mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico.**
- Elaborar reportes periódicos, al menos anuales, del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, y comunicar dichos reportes a la Comisión y a la SEC.
- **Comunicar a la SEC las instalaciones sujetas a coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la normativa técnica a que hace referencia la Ley.**

- ***Solicitar a la Comisión la elaboración o modificación de normas técnicas.***
- Elaborar los Informes de Estudio de Análisis de Falla, de acuerdo con los formatos que al respecto defina la SEC, el cálculo de las compensaciones por indisponibilidad de suministro a usuarios finales y las demás funciones a que alude la Ley en el caso de una falla que provoque indisponibilidad de suministro.
- Elaborar anualmente una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión.
- Elaborar las Bases de Licitación para obras nuevas y expansiones del sistema de transmisión nacional y zonal, y efectuar los correspondientes procesos de licitación.
- Informar sobre los impactos de las propuestas de la Comisión sobre expansión de la interconexión internacional de servicio público e informar sobre todo proyecto de interconexión internacional de interés privado nuevo o que corresponda a la ampliación de uno ya existente.
- Reasignar la componente de ingresos tarifarios por retraso o indisponibilidad de entrada en operación de instalaciones de transmisión.
- Realizar todos los cálculos necesarios para la repartición de los ingresos facturados por concepto de cargo semestral por uso e ingresos tarifarios reales.
- Prestar apoyo administrativo al Comité de Nominaciones para su debido funcionamiento.

Se indica entre otras características del Coordinador, que este solo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicaciones y monitoreo para la coordinación del sistema. Se indica, entre otros aspectos, que deberá elaborar los programas de operación y mantenimiento, y podrá solicitar a Coordinados ensayos o certificaciones de sus instalaciones. Sobre el acceso abierto, el Coordinador debe determinar la capacidad técnica disponible de sistemas de transmisión dedicados y autorizar su uso.

Sobre los servicios complementarios, la ley indica que el Coordinador debe instruir la prestación obligatoria de los SSCC definidos por la CNE, y los Coordinados deben poner a disposición los recursos o infraestructura para la prestación de estos servicios. En caso que estos recursos sean insuficientes, el Coordinador deberá instruir la implementación obligatoria de los recursos necesarios.

El Coordinador debe elaborar anualmente, en el mes de junio, un informe indicando los SSCC requeridos por el sistema. Además, debe efectuar los estudios de costos, licitaciones y subastas para prestación de SSCC, a aprobar por la CNE. Corresponde a la CNE definir el valor máximo de ofertas de las licitaciones y subastas de SSCC.

El reglamento del Coordinador norma la estructura ejecutiva, administrativa y financiamiento, pero además indica que el Coordinador podrá disponer de recursos para realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética, con el objetivo de mejorar la operación y coordinación del sistema, para lo cual podrá: efectuar análisis críticos de su labor y del desempeño del sistema y del mercado eléctrico; analizar y considerar la incorporación de nuevas tecnologías; y promover la

investigación. Son labores del Coordinador, además, monitorear la competencia del mercado, monitoreo de la cadena de pagos, coordinación de intercambios internacionales.

Menciona la ley labores que le competen a la CNE, específicamente dictar las normas técnicas que aseguren un correcto funcionamiento del sector. Ante modificaciones, se debe efectuar un proceso participativo que podrá iniciarse por oficio o por solicitud del Coordinador, Coordinador u otros agentes del sector. Estas solicitudes deben presentarse a la CNE, la que conformará un comité consultivo que podrá conformarse con representantes de la CNE, Coordinador, SEC, empresas y expertos. Sin embargo, se menciona que no podrá participar de este comité aquellos representantes o personas que hayan solicitado la modificación (Artículo 72°-19). Cabe mencionar que este artículo se ha prestado para ciertas suspicacias, dado que las personas que detecten alguna dificultad en el sistema podrían quedar fuera de la discusión de la solución.

5.2.4 Servicios Complementarios

Los servicios complementarios cuentan con una primera reglamentación en el Decreto 130 promulgado en diciembre del año 2011 [37]. Las disposiciones de este decreto han sido actualizadas y modificadas en la Ley 20.936 del año 2016 [35], que crea un nuevo sistema de transmisión nacional y al coordinador independiente. En diciembre de 2017 se ingresa a contraloría el reglamento de Servicios Complementarios, Decreto Supremo N°113, el cual ha sido aprobado y publicado en marzo del presente año 2019.

En la normativa vigente, los servicios complementarios se mencionan en el Artículo 72°-7 del DFL N°4, definiéndose en el Artículo 225, letra z), como prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema de acuerdo a los principios de seguridad y mínimo costo. Se catalogan como SSCC al menos el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales como ante contingencias [38].

Se indica en el Artículo 72°-7 la obligación de los Coordinados de poner a disposición del Coordinador los recursos e infraestructura que dispongan para la prestación de estos servicios. El Coordinador debe elaborar un informe de servicios complementarios, indicando los servicios requeridos por el sistema y los recursos técnicos e infraestructura necesarios para la prestación de ellos. También se debe indicar los mecanismos para la implementación de los servicios.

Se indica que el Coordinador debe realizar el estudio de costos de servicios complementarios, las licitaciones y subastas, estando el estudio de costos y las bases sujetas a la aprobación de la CNE, quién además se faculta para fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas. En caso que una licitación o subasta se declare desierta, el Coordinador podrá instruir la prestación directa y obligatoria, en cuyo caso la valorización corresponderá a los precios máximos fijados para la licitación.

Sobre la remuneración, se menciona que esta será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales y que se deben evitar en todo momento los dobles pagos.

En cuanto al reglamento contenido en el DS N°113 [39], en este se estipula el marco regulatorio de la prestación de SSCC. Regula los contenidos y procedimientos del informe anual de servicios complementarios a cargo del Coordinador y del estudio de costo de los respectivos servicios. Con respecto a este último se indica que se debe considerar al menos los costos de inversión, costos de mantenimiento, costos de operación, disponibilidad o activación y fórmulas de indexación de estos costos cuando corresponda. También se regulan las subastas, licitaciones y prestaciones directas: las subastas se deben realizar cuando el requerimiento de SSCC sea de cortísimo plazo y se identifique que existe competencia para su prestación; las licitaciones se deben realizar cuando los requerimientos no sean de cortísimo plazo o se requiera de nueva infraestructura; y la prestación directa se debe realizar cuando se identifican condiciones no competitivas para prestar cierto servicio.

Otro aspecto que se detalla en el reglamento corresponde a la remuneración y pagos por los SSCC. Al respecto se menciona que la nueva infraestructura requerida para cierto SSCC será financiada por usuarios finales a través de cargo de SSCC incorporado al cargo único por pago de transmisión (Artículo 115° de la LGSE). Según las reuniones suscritas con los reguladores se entiende que este aspecto es el que está en revisión por la actual administración del Ministerio de Energía.

En el reglamento se permite la participación de usuarios finales y se habilita a los sistemas de almacenamiento para prestar servicios complementarios. Sobre los usuarios finales, se indica que estos servicios pueden ser prestados por un tercero, el que debe estar sujeto a las instrucciones del Coordinador. Sin embargo, no se detalla mayormente las características que debe cumplir este nuevo agente, aunque se puede subentender como una figura inicial de agregador de demanda.

En el reglamento se indica además que el Coordinador debe realizar permanentemente verificaciones de desempeño y de disponibilidad de los recursos que presten servicios complementarios, mediante la definición de índices.

Sobre las normas técnicas que complementan el reglamento, existe a marzo del 2019 una norma técnica de homologación de servicios complementarios, que agrupa los procedimientos de SSCC de las Direcciones de Operación y de Peajes del Coordinador. Cabe notar que esta norma hace mención al DS N°130/2011 [40]. Actualmente se encuentra en elaboración una nueva norma técnica de servicios complementarios en la CNE, que debiera entrar en vigencia en enero 2020. Este nuevo proceso levanta experiencias y revisiones de los reglamentos y normas que han hecho mención a los SSCC.

En esta norma se indican los procedimientos de remuneración de los siguientes SSCC:

- Control de frecuencia primaria y secundaria.
- Reserva en giro.
- Control de tensión.

- Operación de centrales con costos variables mayores al costo marginal.
- Plan de recuperación de servicio.
- Servicios de desprendimiento de carga.

En la práctica aún no se cuenta con experiencia de subastas o licitaciones por servicios complementarios, no se han llevado a cabo dado lo extenso del proceso consultivo y normativo, y principalmente por los retrasos sufridos en el DS N°113. Esto abre una posibilidad de comenzar discusiones de servicios complementarios o servicios a fines que se relacionen con la flexibilidad del sistema, tales como partidas y paradas, rampas de subida, índices de flexibilidad, etc.

5.2.5 Otros reglamentos de interés.

5.2.5.1 Centrales de bombeo

El Decreto 128 del 2016 [41] reglamenta la operación de las centrales de bombeo. El reglamento es aplicable para cualquier central de bombeo o para toda central de bombeo interconectada al SEN que posea sobre 200 MW de capacidad instalada y no sujeta a variabilidad hidrológica, esto es, que el reservorio superior solo posea una única evacuación destinada a generación y afluentes naturales menores de baja ocurrencia y que la disponibilidad de agua del reservorio inferior en ningún momento limita la operación de la central a potencia nominal.

Se indica que estas centrales están sujetas a la operación del Coordinador, quién puede instruir cambiar de un modo de operación a otro para efectos de seguridad del sistema. Además, se indica que los recursos técnicos y/o infraestructura de estas centrales se considerarán disponibles para prestación de servicios complementarios, específicamente se menciona que el modo de bombeo podrá ser considerado para el servicio de desprendimiento de carga automático o manual, indicándose el cálculo de la remuneración correspondiente. Además, se estipula que el Coordinador deberá determinar el costo variable de la central y se indica la metodología a aplicar para el pago por potencia de suficiencia.

En cuanto a la programación de la operación, la central debe indicar un programa de bombeo tentativo que debe ser confirmado por el Coordinador, verificando que corresponda con la operación a mínimo costo del sistema.

El reglamento además norma cómo deben ser considerados los retiros de energía desde el sistema al operar en modo de bombeo.

5.2.5.2 Intercambios internacionales

El Decreto N°142 [42] promulgado en noviembre del 2016 indica que la exportación o importación de energía eléctrica de cualquier sistema eléctrico nacional debe contar con la aprobación del Ministerio de

Energía, que debe ser entregada mediante un decreto supremo. El reglamento indica la información que se debe presentar en la solicitud, a ser evaluada por la SEC y por el Coordinador.

Se indica que el Coordinador es el responsable de operar técnica y económicamente el sistema de interconexión internacional, manteniendo la seguridad y calidad de servicio en el sistema nacional.

El Permiso de Intercambio entregado por la autoridad debe contener las condiciones de operación, tanto en condiciones normales como en condiciones de contingencia, tal que aseguren la operación más económica del sistema. Debe incluir además el tratamiento de importaciones y exportaciones de energía y otros servicios eléctricos, así como valorizaciones de las transferencias. Así también puede contener limitaciones a las transferencias máximas a intercambiar, para asegurar la seguridad del sistema nacional.

5.2.6 Procedimientos normativos en curso.

En esta sección se mencionan los principales procesos normativos en curso, mencionados en el Plan Anual Normativo 2019 de la CNE [43]. Se han escogido los principales procesos que se estiman relevantes para la flexibilidad del sistema, según se ha recogido de las reuniones realizadas.

5.2.6.1 Reglamento de Servicios Complementarios.

Según el Plan Normativo 2018 de la CNE corresponde elaborar un nuevo régimen de Servicios Complementarios cuya vigencia comenzará a partir del 1 de enero de 2020. El trabajo en actual desarrollo corresponde a una verificación del reglamento, del desempeño y disponibilidad de los SSCC. Dentro de los temas que se discuten, se pueden mencionar: restricciones a la participación de energías renovables, participación y posibles incompatibilidades de sistemas de almacenamiento de energía, co-optimización de los requerimientos de SSCC (especialmente reserva) y la programación de la operación, criterios para operación en tiempo real de los SSCC, medir desempeño y disponibilidad de los servicios y verificaciones técnicas de las centrales que prestarán SSCC al sistema.

Si bien el actual Reglamento de Servicios Complementarios ha sido recientemente aprobado, durante marzo 2019, aun los SSCC no han sido del todo incorporados en la operación del sistema. De todas maneras la actual revisión está programado para discutirse durante el primer semestre del año 2019. A marzo 2019 se han realizado 3 sesiones, planificándose la consulta pública para iniciarse el 13 de mayo.

5.2.6.2 Reglamento de Sistemas de Transmisión y Planificación.

En vista de la promulgación de la Ley 20.936, se hace necesario dictar un reglamento, el que se encuentra actualmente en fase de consulta ciudadana por parte del Ministerio de Energía.

El borrador del reglamento define el acceso abierto al sistema de transmisión nacional, interconexiones internacionales y polos de desarrollo, nombrando al Coordinador como el encargado de garantizar el acceso abierto y a la Superintendencia como organismo fiscalizador del cumplimiento de las condiciones para el acceso abierto [44].

Se reglamenta los requisitos y normas de conexión a líneas dedicadas, indicándose que no se podrá negar el acceso a estas líneas, cuando exista capacidad técnica de transmisión disponible en ellas. El Coordinador debe determinar y realizar un informe de uso de capacidad técnica disponible.

Se indica que la CNE debe realizar anualmente un proceso de planificación de la transmisión, a largo plazo, considerando obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional, Polos de Desarrollo, entre otros aspectos. Esta deberá realizarse considerando, entre otros puntos, las posibles modificaciones a instalaciones existentes y creando condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia. Este proceso debe considerar los escenarios energéticos definidos por el Ministerio de Energía utilizados en la Planificación Energética de Largo Plazo.

Se indica en el reglamento que las licitaciones de obras de expansión, de carácter público e internacional, corresponderá efectuarlas al Coordinador, normándose el proceso de elaboración de las bases de licitación.

5.2.6.3 Reglamento de Coordinación y Operación.

El Decreto N° 125 del 19 de diciembre del 2017, denominado Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, fue ingresado a Controlaría el 25 de enero del 2018 y retirado sin tramitar el 11 de septiembre del 2018. Al día de hoy se encuentra en revisión en el Ministerio de Energía.

Este reglamento agrupa diversos procedimientos de los antiguos CDEC, reuniendo en un único documento las labores que debe realizar el Coordinador para la operación coordinada del sistema.

Se mantienen los principios de coordinación del sistema, bajo los cuales se debe regir el Coordinador Eléctrico Nacional en su calidad de responsable de la operación, estos se pueden resumir en:

- Preservar la seguridad del servicio.
- Operar a mínimo costo económico.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

En cuanto a los Coordinados, el reglamento incorpora a los ya conocidos la participación de las instalaciones para SSCC, a los sistemas de almacenamiento de energía y las instalaciones de distribución.

Se regulan los requisitos para la optimización del sistema, proceso conocido como programación de la operación, indicándose la información que debe ser entregada por los coordinados, plazos y

características que debe cumplir el proceso. Cabe notar el capítulo dedicado al pronóstico centralizado de generación, en donde se instruye al Coordinador elaborar un pronóstico de generación renovable a ser usado en el proceso, especificándose los recursos: solar, eólico, hidráulico y mareomotriz. Se establecen también requisitos de información que deben proveer los Coordinados y obligaciones del Coordinador de publicar tanto los pronósticos como índices de error. Se menciona además el tratamiento que deberán tener los sistemas de almacenamiento y centrales de bombeo, manteniendo la base de operación indicada en el Decreto 128 [41].

Se regulan las auditorías, que podrán considerar verificación de parámetros o variables, indicándose que estas pueden ser de oficio o a solicitud fundada de algún Coordinado, de la Superintendencia o de la Comisión.

Se indica además que el Coordinador debe monitorear permanentemente la competencia en el mercado, en aspectos tales como: estructura, desempeño de agentes, información de insumos para generación, información técnica, operación en tiempo real y análisis de licitaciones.

La norma del reglamento se encuentra en actual elaboración, trabajándose en diversos procesos normativos que en conjunto conformarán dicha norma (Figura 3). Dentro de estos procesos, destaca el **Proceso Normativo de la Programación de la Operación**, que busca unificar las exigencias de coordinación y operación que existían anteriormente para los Centro de Despacho de Carga del SIC y del SING en una única norma técnica.

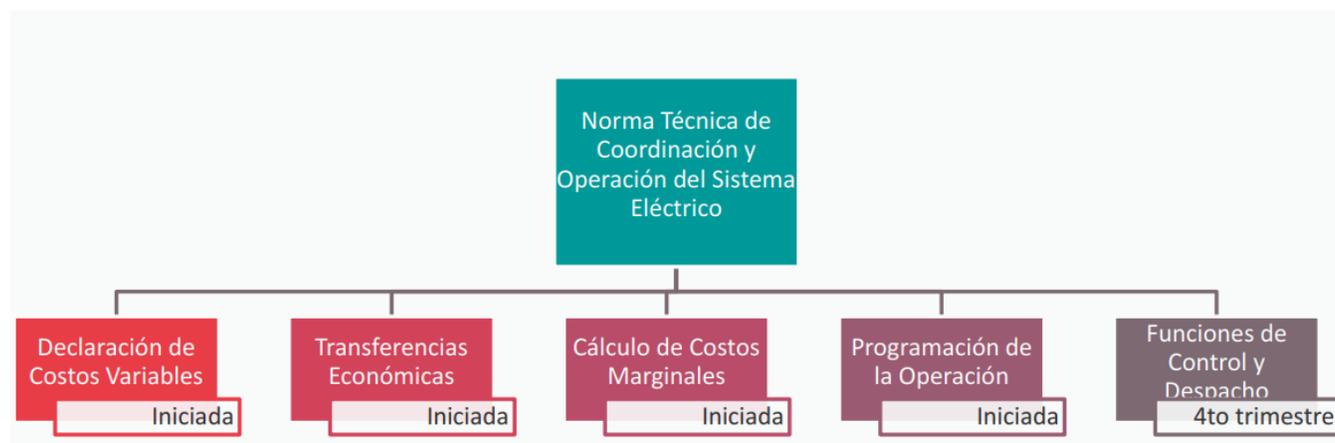


Figura 3 Norma Técnica de Coordinación y Operación

Esta norma técnica es clave para dotar al Coordinador de un procedimiento moderno y actualizado para el cálculo de la programación de la operación, actualizando modelos de optimización, parámetros y

supuestos a considerar en la programación, tratamiento de pronósticos de energías renovables variantes, tratamiento hidrológico de embalses, pronósticos de afluentes, pronósticos de demanda y la resolución temporal y periodicidad del proceso.

Dentro de los aspectos a revisar en el actual proceso y que tendrán especial impacto en la flexibilidad del sistema se encuentra la incorporación de las ofertas de servicios complementarios y de criterios de sistemas de almacenamiento.

Mantener el procedimiento de programación de la operación actualizado permitirá mantener una operación programada más precisa, disminuyendo el desvío con la operación real y una mejor utilización de recursos tanto en términos de energía como de reserva.

Otro procedimiento en desarrollo es el ***Proceso Normativo sobre Declaración de Costos Variables***. En cuanto a aspectos relacionados a la flexibilidad, se han discutido metodologías para incluir los costos de partida, los que deben ser informados al Coordinador y justificados a partir de pruebas de arranque, o en su defecto mediante una fórmula especificada en [45]; procedimiento de auditorías a los costos variables de las unidades generadoras térmicas; y también una metodología para incorporar el costo variable de sistemas de almacenamiento.

5.2.7 Proyectos de Ley 2019.

5.2.7.1 Ley de distribución.

En actual elaboración conceptual por parte del Ministerio de Energía y la CNE [46], para presentarse al Congreso hacia fines del presente año (cuarto trimestre 2019) [47]. Si bien se trabaja en una revisión integral del sector distribución, uno de los temas importantes corresponde a establecer mecanismos de incentivo a la participación del sector distribución en el mercado de energía. En cuanto a medidas que se enfocan en la flexibilidad del sistema, se discute actualmente el ingreso de nuevos agentes, como la figura del agregador de demanda; la implementación de mecanismos para incorporar la electromovilidad y almacenamiento de energía; y la necesidad de mejoras tecnológicas que permitan un mayor dinamismo por parte de la demanda.

5.2.7.2 Ley de flexibilidad.

En elaboración conjunta entre el Ministerio de Energía y la CNE, se espera se presente un primer documento durante marzo 2019, para discutir el proyecto durante el primer semestre 2019 [48]. Más que una ley propiamente tal, se menciona que se trabajará en una serie de modificaciones a reglamentos y normas, buscando perfeccionar mecanismos que permitan mejorar la

flexibilidad y corregir elementos que se hayan identificado como causantes de inflexibilidad en el sistema.

Dentro de los temas más relevantes a revisar se han mencionado:

- Pago por potencia de suficiencia. Se buscará abrir la participación del mercado de pago por potencia a nuevos agentes y revisar el procedimiento del cálculo de precio. Muy probablemente estas modificaciones requerirán no solo de rectificaciones al reglamento (DS N°62), sino que también a la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Costos de partida: Se menciona la necesidad de remunerar estos costos, sin embargo no está claro aún el instrumento a utilizar. Probablemente se considere como un servicio complementario. Se discute actualmente la validez de interiorizar estos costos dentro de los costos variables o vía potencia de suficiencia.
- Apertura del mercado spot a nuevos agentes, principalmente en el sector de distribución. Se menciona la figura del agregador de demanda. Estas modificaciones deben ir en concordancia con la Ley de Distribución en actual elaboración.

5.3 Fuentes de flexibilidad

En consonancia con las directrices de organizaciones internacionales como la IEA, en diversos sistemas en el mundo se reconoce y promueve la incorporación de nuevos recursos para aportar flexibilidad con medidas que pueden resumirse en el perfeccionamiento y profundización de los mercados competitivos, particularmente los mercados intradiarios, de servicios complementarios y la participación de la demanda.

Los mecanismos encontrados en la experiencia internacional para fomentar la flexibilidad, sintetizados en la sección 4 de este documento, son transversales a toda la industria e involucran todos sus segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Para su aplicación al sector eléctrico chileno se identifican diversas áreas de perfeccionamiento con ajustes a distinta escala reglamentaria. Asimismo, se observa que muchos de los temas están actualmente siendo objeto de revisión y discusión parcial en varios niveles reglamentarios.

En los siguientes párrafos se hace sólo una revisión general de las condiciones existentes y sugerencias para promover la flexibilidad en algunos ámbitos identificados. Por otro lado se destaca la necesidad de continuar profundizando los análisis teniendo en consideración que la temática adquiere una relevancia y complejidad creciente con el avance de la transición.

5.3.1 Operación del sistema y señales de corto plazo

El mercado spot chileno está cerrado a los generadores, mientras que la demanda tiene obligación de sostener un contrato con un generador para obtener suministro. Así, en esencia, es un mercado de balances y transferencias entre empresas generadoras que responden por sus demandas contratadas, con valorización de las transferencias al costo marginal, calculado con resolución nodal, al momento de la operación en tiempo real. En la práctica, los precios y transferencias se despejan posteriormente a la operación, con diferencias que pueden ser significativas entre la programación de la operación y el resultado de la operación real.

Este esquema dista de las prácticas internacionales estudiadas, y se considera que no favorecen a la flexibilidad en el ámbito de la operación en tres aspectos: respuesta de la demanda a las señales de precios (elasticidad), dimensionamiento y liquidación de las reservas, y valorización de la certeza. En particular el último punto tiene impacto en las rentas adicionales a las que podría acceder el almacenamiento de energía.

La propuesta de “despacho vinculante” presentado en [49], va en la línea de aproximar la operación a los esquemas de mercados de energía en fases (del día anterior, intradiarios y operación real), encontradas en la revisión internacional, que dan lugar a cadenas de balances y transferencias valorizadas para gestionar las desviaciones de los pronósticos en generación y demanda. La propuesta no incluye participación activa de la demanda. Dichos cambios, como se indica en el mismo documento, requiere de modificaciones a nivel de ley para su implementación. Se desconoce la relación de costo beneficio de la medida, más aún al estar ausente la participación activa de la demanda, contrastando eficiencia económica y complejidad de implementación. Esto último, considerando cuán oportuno pueden ser estos ajustes en momentos en los que el sector se adapta a cambios recientes en la institucionalidad del coordinador, la interconexión SIC-SING y la reglamentación de los servicios complementarios.

Por otro lado, el aprovechamiento efectivo de la elasticidad de la demanda sólo pueda ser alcanzado al permitir su acceso al mercado spot para comprar energía. Esto último, también requeriría de cambios a nivel de ley. No obstante, la reglamentación actual no impide avanzar en mejorar los pronósticos a distintas escalas de tiempo, incluyendo la disponibilidad en tiempo real de los precios del mercado spot, para favorecer el aporte a la flexibilidad de la demanda. Esta última a través de la relación entre las empresas generadoras y sus demandas contratadas. En este sentido, el objetivo constante de minimizar los costos de operación que establece el marco reglamentario vigente, sugiere una continua revisión y perfeccionamiento de los procesos y mecanismos de información, desde la programación al despacho en tiempo real.

Respecto de las reservas y servicios complementarios en la operación, las recomendaciones internacionales se encuentran sólo en parte alineadas con el diseño de pool con operación a mínimo costo. Esto, en el sentido de que los mismos recursos son usados para la provisión de energía y reservas,

y el objetivo de la operación es la minimización del conjunto (co-optimización) como en los sistemas de USA. No obstante, la reglamentación vigente de SSCC (Ley 20936 de 2016 y su reglamento reciente promulgado DS113 de 2017) reproduce un esquema de subastas para las reservas, similar al europeo, que lo aleja de las recomendaciones.

Actualmente la resolución nodal de los costos marginales está alineada con las recomendaciones internacionales. Por su parte, la resolución temporal horaria, podría estar subdimensionada si se contrasta con la experiencia y las recomendaciones internacionales.

5.3.2 Suficiencia y flexibilidad en el largo plazo

El pago por capacidad implementado en Chile guarda coherencia con las experiencias internacionales actuales analizadas, identificándose espacios de mejora. Uno de ellos es el perfeccionamiento del procedimiento probabilístico de reconocimiento de capacidad para precisar el aporte a la suficiencia de las ERV y del almacenamiento. Un avance al respecto es el estudio sobre la potencia de suficiencia, desarrollado para ACERA, en [50].

Por otro lado, la introducción de algún mecanismo de mercado para la determinación del precio de la potencia es deseable, dadas las dificultades reconocidas para establecer el costo de la turbina de punta del actual procedimiento. Dada su relevancia, debería instruirse a nivel de ley.

De constatarse que las señales de largo plazo que están entregando los mercados de energía y SSCC no son suficientes para atraer recursos flexibles al sistema, podría ser necesario la introducción de mecanismos de remuneración adicional. Estos pueden adoptar diversas formas como licitaciones específicas para un tipo de tecnología y tamaño, nuevos SSCC por capacidad de despacho flexible, remuneración adicional por flexibilidad análoga al pago por potencia, o bien un ajuste al actual mecanismo de pago por capacidad para incluir atributos de flexibilidad en el reconocimiento de capacidad. Esto último se asemeja al antiguo mecanismo de potencia firme existente en Chile, detallado en el DS327, en el que las componentes de seguridad ahora se asimilan a las de flexibilidad. Por su parte, las licitaciones de recurso flexible tienen similitudes al tratamiento actual de la transmisión, considerándose como infraestructura necesaria para posibilitar la existencia del mercado.

Adicionalmente, es posible que para la promoción de almacenamiento a gran escala se requiera de mecanismos de remuneración adicionales al arbitraje de precios en el mercado spot y a las obtenidas por servicios complementarios. Esto, debido a las economías de escala que pueden tener estos proyectos, análogo a la transmisión, y a su elevada exposición al mercado spot, con el consecuente riesgo, puede dificultar su financiamiento.

5.3.3 Corto plazo: monitoreo, eficiencia económica y flexibilidad regulatoria

Las rigideces del sistema pueden traducirse en pérdida de eficiencia económica. En particular en el corto plazo cuando éstas son causadas por problemas no previstos. Ejemplo de ello es el retraso de obras de transmisión, que se ha señalado como una cuestión de actual relevancia e impacto. En este sentido se ha observado en el sector, en diversas reuniones sostenidas con entidades afines, la necesidad de instaurar un concepto de “flexibilidad regulatoria”, en relación a la capacidad de adaptar con celeridad la normativa a los requerimientos del sector.

En el marco normativo vigente se identifican mecanismos administrativos orientados a evaluar proyectos de adecuación que, respetando los estándares de seguridad, permitan bajar los costos de operación del sistema. Lo anterior sugiere la pertinencia de una revisión de la institucionalidad vigente y de los mecanismos administrativos orientada a agilizar los procesos, particularmente aquellos orientados a medidas de mitigación de problemas circunstanciales o imprevistos de corto plazo. Por ejemplo, el retraso de obras de transmisión.

Se encuentran entre las funciones del coordinador y entes gubernamentales el monitoreo de las condiciones de competencia y eficiencia de la operación económica del sistema en el corto y largo plazo con la finalidad de identificar espacios de mejoramiento. Este monitoreo debe incluir medidas de la flexibilidad o rigideces del sistema que afectan la eficiencia económica de corto plazo, como los índices de la sección 2.2, la frecuencia e impacto de la activación de restricciones técnicas de plantas térmicas en la operación, las congestiones y niveles de recorte o vertimiento renovable.

Para ilustrar la aplicación de índices de flexibilidad se hace un ejercicio de cálculo para los FI y NFI, expuestos en la sección 2.2.1, para diferentes proporciones de un parque compuesto por algunos generadores del SEN. La Tabla 5.1 resume los valores de los índices obtenidos para cada generador (FI Flex_i) y tres casos de composición de un parque, para los que se determina el índice normalizado NFI. Se observa cómo el índice refleja la flexibilidad de cada generador con valores próximos a uno en los casos de generadores con menor mínimo técnico y mayor tasa de toma carga, y cercanos a cero para el caso contrario de ambos parámetros. Por su parte, el índice normalizado presenta el comportamiento creciente esperado respecto de una mayor proporción de generadores flexibles en el parque.

Tabla 5.1: Ejemplo de cálculo de índices de flexibilidad.

Generador	Tipo	Parámetros e índices de unidades				Ejemplo de Composición de Sistema			
		Pmax [MW]	Min Téc [% Pmax]	Ramp [% / min]	Flex_i (t= 5 min)	Participación en Parque Desp			
						Caso 1	Caso 2	Caso 3	
EL TORO	Hidro Emb	450	0%	32.9%		30%	10%	50%	
NUEVA RENCA CC	CC GNatural	318	50%	3.1%		15%	40%		
GUACOLDA 1	Carbón	138	36%	1.4%		50%	45%		
TALTAL 1 (*)	TG GNatural	115	4%	8.7%		5%	5%	50%	
						NFI	0.56	0.43	0.85

(*) Mínimo técnico sin considerar restricción ambiental

En la revisión internacional el concepto de flexibilidad se extiende incluso a las condiciones de los contratos de suministro de gas [2] y las interacciones con los mercados locales de abastecimiento del mismo para otros fines. Los beneficios de la complementariedad de la generación térmica con gas y las ERV sugieren una revisión de la temática tanto en los detalles de operación de corto plazo como las condiciones de suministro de largo plazo.

En el contexto nacional se discute la necesidad de mejorar el uso de la red de transmisión utilizando elementos de desconexión por señal (generación y consumo) o sistemas de protección especial (SPS), DLR (*Dynamic Line Rating*), buscando disminuir las congestiones y eventualmente aumentar la capacidad de transmisión en periodos en que se requiera. En este sentido, el uso en transmisión de DLR permitiría obtener capacidad adicional en ciertos periodos y hay estudios [51] que indican que se reducirán recortes ERV y costos del sistema, pero se debe estudiar el efecto en la seguridad del sistema considerando el criterio N-1. Con respecto a los dispositivos SPS, no se encuentran dentro de las medidas relacionadas en la literatura como aportes significativos a la flexibilidad del sistema, dado que están mayormente relacionados con medidas de contingencia o de aportes a la seguridad del sistema. Ahora bien, de las discusiones en el sector nacional se entiende que permitirían una mejora en la flexibilidad en momentos de estrés del sistema. En el caso particular de esquema de desprendimiento, este solo debe ser considerado como una medida transitoria que busca corregir contingencias, dado que involucra la desconexión intempestiva de carga, lo que se considera dentro de las medidas más costosas para el sistema (Figura 4.2). En el caso de la generación, puede ser visto como un aporte temporal a la flexibilidad en ciertos periodos en que se requiera disminuir la generación en ciertas zonas.

5.3.4 Diagrama general de fuentes de flexibilidad en contexto nacional

Del análisis de las fuentes de flexibilidad encontradas en la revisión internacional, se confecciona un mapa general de revisión del marco reglamentario nacional con la finalidad de promover la flexibilidad del sistema. La Figura 5.4 ilustra este mapa. El primer conjunto de columnas se refiere al grado en que la flexibilidad se relaciona con cada ámbito del sector mientras que el segundo conjunto indica una estimación de la profundidad relativa con el que se sugiere hacer revisiones y adecuaciones al marco regulatorio a nivel legal, o reglamentario. Este último se refiere a reglamentos propiamente tales, normas técnicas y manuales de procedimientos del coordinador eléctrico nacional.

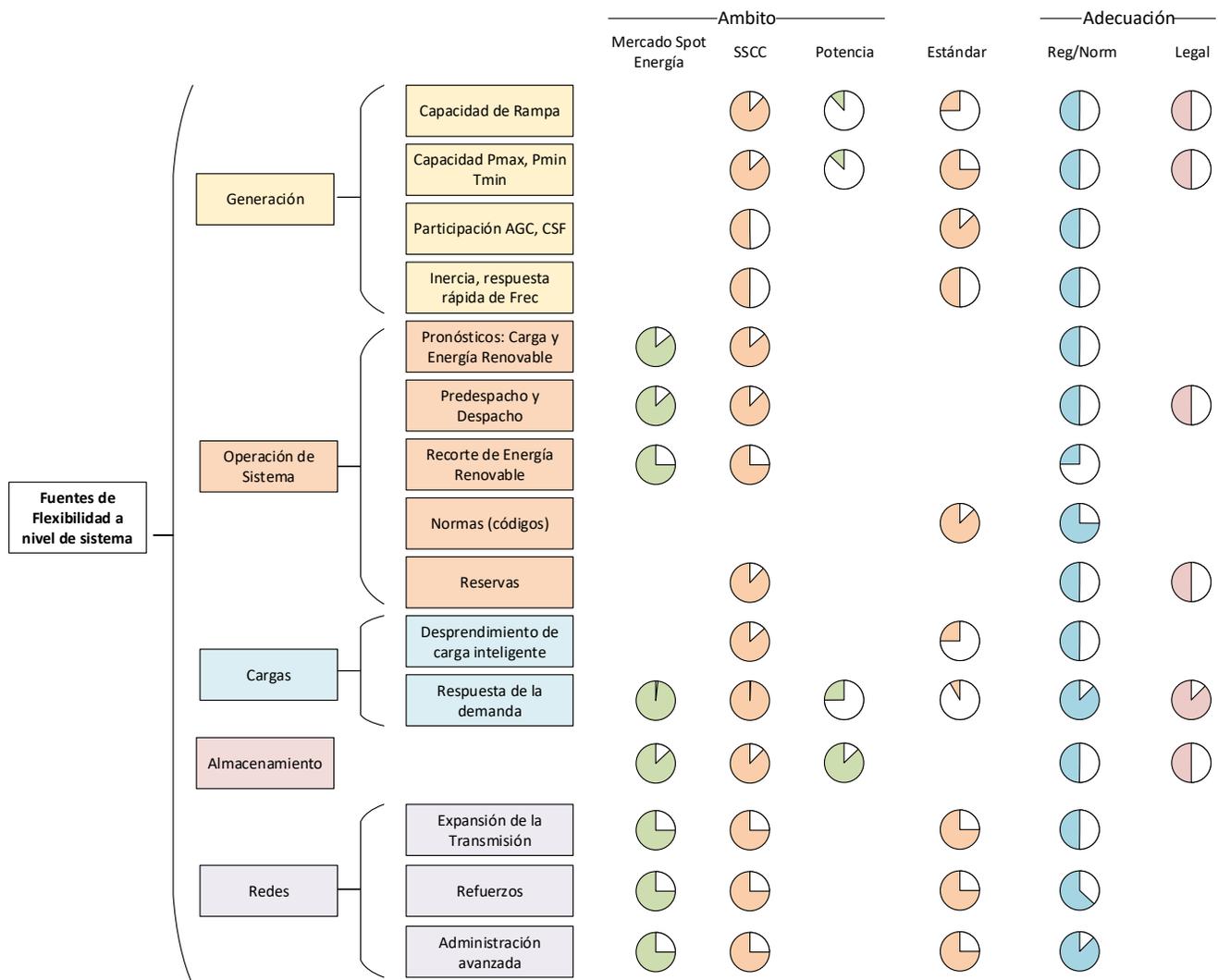


Figura 5.4: Fuentes de flexibilidad y adecuaciones al marco reglamentario nacional.

Las revisiones del marco regulatorio, incluyendo el diseño estructural del mercado eléctrico chileno, deben tener en consideración la manera en que se efectúa la transición desde las condiciones actuales de composición de la matriz eléctrica a una completamente renovable.

6 Comentarios y Conclusiones

Independientemente de las causas que impulsan el desarrollo de las energías renovables en los sistemas eléctricos, ya sea promovido por directrices políticas o consecuencia de la evolución de los costos de desarrollo y producción, se reconoce que el mundo transita hacia una matriz de generación cada más renovable. En este sentido, la industria ha adoptado la noción de transición hacia una matriz completamente renovable o, en simple, se habla de “la transición de los sistemas eléctricos”. Es en esta transición que las energías renovables variables tienen un rol cada vez más relevante. Dada la naturaleza variable y con grados de incertidumbre en la disponibilidad de energía primaria, su inserción en los sistemas eléctricos no está exenta de complejidades. En respuesta, emerge la noción de la flexibilidad de los sistemas eléctricos como un componente esencial en la implementación de esta transición.

Si bien no existe consenso en una definición formal de flexibilidad, o más bien esta ha ido evolucionando en el tiempo, una aproximación que recoge la idea general es como sigue: “Habilidad o característica de un sistema eléctrico para adaptarse a la configuración o condición de variabilidad e incertidumbre, en generación y demanda, de forma confiable y costo eficiente en todas las escalas de tiempo”.

Los requerimientos de flexibilidad han sido aportados históricamente por las centrales de generación, mientras que las principales fuentes de variaciones e incertidumbre eran la demanda y la falla de equipos. Sin embargo, en diversos sistemas en el mundo se reconoce y propicia la incorporación de nuevos recursos para aportar flexibilidad, tales como la respuesta de la demanda, la forma de operar y coordinar los sistemas, reequipamientos de plantas existentes, generación distribuida despachable, interconexiones de sistemas, almacenamiento, entre múltiples otros.

Para el incremento de la flexibilidad de los distintos países, en consonancia con las directrices de organizaciones internacionales como la IEA, las medidas pueden resumirse en el perfeccionamiento y profundización de los mercados competitivos, de modo que las señales de precios reflejen la escasez, direccionando comportamientos e inversiones, en todas las escalas de tiempo y segmentos.

En particular en los sistemas eléctricos internacionales analizados, todos con estructura de bolsa de energía y servicios complementarios, destacan la definición de nuevos servicios frente a la estrechez de cualquier recurso identificado y la apertura de participación a la demanda. También destaca la reintroducción y/o modificación de los mercados de capacidad bajo criterios de neutralidad tecnológica y metodologías de tipo probabilística.

En la extensión de las recomendaciones internacionales al ámbito nacional se encuentra el monitoreo continuo de la flexibilidad de los sistemas y sus proyecciones, que podrían llevar a cabo organismos como la CNE y el coordinador. Para ello, se sugiere el cálculo y uso de indicadores como el *Normalized Flexibility Index* y el *Lack of Ramp Probability*, entre otros presentados en este documento.

Los mecanismos encontrados en la experiencia internacional para fomentar la flexibilidad son transversales a toda la industria e involucran todos sus segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Por tanto su aplicación al sector eléctrico chileno involucra una revisión completa de su diseño y funcionamiento. En esta, se identifican múltiples espacios de perfeccionamiento, como por ejemplo el diseño y la operación del mercado spot de energía (proceso desde la programación de la operación al despacho y despeje del precio en tiempo real, resolución temporal, co-optimización de despacho y reservas, participación activa de la demanda), nuevos servicios complementarios (incluyendo cuestiones relativas a las rigideces del parque térmico), la planificación y operación de la transmisión (particularmente su celeridad para adaptarse a cambios o imprevistos).

Adicionalmente, es posible que para la promoción de almacenamiento a gran escala se requiera de mecanismos de remuneración adicionales al arbitraje de precios en el mercado spot y a las obtenidas por servicios complementarios. Esto, debido a las economías de escala que pueden tener estos proyectos, análogo a la transmisión, y a su elevada exposición al mercado spot, con el consecuente riesgo, puede dificultar su financiamiento.

Anexo A Referencias

- [1] B. Mohandes, M. S. El Moursi, N. Hatzargyriou y S. El Khatib, «A Review of Power System Flexibility With High Penetration of Renewables,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019.
- [2] EPRI, «Electric Power System, Flexibility Challenges and Opportunities,» Power System Transformation, 2016.
- [3] IEA, «Status Of Power Systems Transformation Advanced power Plant Flexibility,» 2018.
- [4] EPRI, «Electric Power System, Resiliency Challenges and Opportunities,» Power System Transformation, 2016.
- [5] EPRI, «Electric Power System, Connectivity Challenges and Opportunities,» Power System Transformation, 2016.
- [6] A. Ulbig, M. A. Bucher y G. Andersson, «Chapter 15 - Operational Flexibility of Power Systems,» de *Renewable Energy Integration (Second Edition)*, Academic Press, 2017, pp. 201-216.
- [7] E. F. Rojo Olea, «Metodologías de Análisis y Mejoramiento de la Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional Frente a Alta Penetración ERNC,» Memoria de Título, U de Chile, 2018.
- [8] J. Ma, V. Silva, R. Belhomme, D. S. Kirschen y L. F. Ochoa, «Exploring the use of flexibility indices in low carbon power systems,» de *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlin,, 2012.
- [9] IRENA, «Renewable Energy Auctions: Analysing 2016,» 2017.
- [10] IEA, «Re-powering Markets, Market design and regulation during transition to low-carbon power systems,» 2016.
- [11] Danish Energy Agency, «Model Analysis of Flexibility of the Danish Power System,» 2018.
- [12] Danish Energy Agency , «Flexibility in the Power System - Danish and European experiences.,» 2015.
- [13] SEMO, «Sitio Online SEMA,» 2019. [En línea]. Available: www.sem-o.com/.
- [14] EirGrid and SONI, «Delivering a Secure, Sustainable Electricity System (DS3),» 2014.

- [15] EirGrid and SONI, «DS3 System Services Contracts for Regulated Arrangements,» 2017.
- [16] EIRGRID Group, «DS3 Consultations and Publications,» [En línea]. Available: www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/ds3-consultations-and-pub/index.xml.
- [17] D. Flynn y M. Power, «Transmission planning, flexibility measures and renewables integration for Ireland power system,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2016.
- [18] Ofgem , «Making electricity system more flexible and delivering benefits for consumers,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/position-paper-making-electricity-system-more-flexible-and-delivering-benefits-consumers>.
- [19] Ofgem, «Upgrading our Energy System – smart systems and flexibility plan,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/upgrading-our-energy-system-smart-systems-and-flexibility-plan>.
- [20] National Grid UK, «Systems Needs and Product Strategy,» 2017. [En línea]. Available: www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/8589940795-System%20Needs%20and%20Product%20Strategy%20-%20Final.pdf.
- [21] CAISO, «Resource Flexibility,» 2018.
- [22] CAISO, «Methodology for Determining Flexible Capacity Procurement Requirements,» 2013.
- [23] The Public Utilities Commission of the State of California, «Decision Adopting Local Procurement Obligations for 2014, a flexible capacity framework and further refining the Resource Adequacy program,» 2013.
- [24] CAISO, «Flexible Resource Adequacy Criteria and Must Offer Obligation Working Group Meeting,» 2017.
- [25] Red Eléctrica de España, «Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español,» 2017.
- [26] IEA, «Energy Policies of IEA Countries - Spain.,» 2015.
- [27] Red Eléctrica de España, «Servicios de ajustes e intercambios internacionales - Avance 2018,» 2018.

- [28] Red Eléctrica de España, «Servicios de ajustes: los mecanismos de equilibrio del sistema,» 2017. [En línea]. Available: <https://entrelneas.ree.es/conoce-mejor/servicios-de-ajustes-los-mecanismos-de-equilibrio-del-sistema>. [Último acceso: Feb 2019].
- [29] Red Eléctrica de España, «Servicio de interrumpibilidad,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/servicio-de-interrumpibilidad>. [Último acceso: Feb 2019].
- [30] S. M. Martínez, «Wind Power Curtailment Analysis under Generation Flexibility Requirements: the Spanish Case Study,» Universidad de Castilla, 2015.
- [31] Y. Wu, Y. Li y Y. Wu, «Overview of power system flexibility in a high penetration of renewable energy system,» de *IEEE International Conference on Applied System Invention (ICASI, Chiba, 2018*.
- [32] ENGIE Lab / GIZ, «Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile,» 2017.
- [33] IRENA, «Renewable Power Generation Costs,» 2017.
- [34] NREL, «Flexibility in 21st Century Power Systems,» 2014.
- [35] *Ley 20.936 Establece un nuevo sistema de transmisión y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, Ministerio de Energía, 2016.*
- [36] *Decreto 52, Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, 2017.*
- [37] *Decreto 130 Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios, 2012.*
- [38] *DFL N°4 Ley General de Servicios Eléctricos, 2006.*
- [39] *Reglamento de Servicios Complementarios a los que se refiere el Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, Ministerio de Energía, 2017.*
- [40] CNE, «Norma Técnica de homologación de las materias contenidas en los Procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios a los que se refiere el DS N°130 de 2011,» 2017.
- [41] *Decreto N°128 Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, Ministerio de Energía, 2016.*

- [42] *Decreto 142 Reglamento que fija los requisitos y el procedimiento aplicable a solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos, Ministerio de Energía, 2017.*
- [43] *Resolucion Exenta CNE N° 790, Aprueba Plan Normativo Anual para elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2019, 2018.*
- [44] *Reglamento Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, Borrador, 2018.*
- [45] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Costos Variables - Sesión 6,» 2018.
- [46] Ministerio de Energía, «Proyecto de Ley de Distribución - Taller de cierre de diagnóstico,» 2018.
- [47] Ministerio de Energía, «Seminario Nueva Distribución Eléctrica en Chile,» 2019.
- [48] La Tercera, «La hoja de ruta del Ministerio de Energía en 2019 estará marcada por tres proyectos de ley,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/la-hoja-ruta-del-ministerio-energia-2019-estara-marcada-tres-proyectos-ley/497033/>.
- [49] Synex, U. P. Comillas, Mercados Energéticos C., «Diseño del mercado para gran participación de generación variable en el sistema eléctrico de Chile,» Generadoras de Chile, AG, 2018.
- [50] Centro de Energía FCFM U. de Chile, «Potencia de Suficiencia,» desarrollado para ACERA, 2017.
- [51] Y. C. G. S. Fei Teng, «Understanding the Benefits of Dynamic Line Rating under Multiple Sources of Uncertainty,» de *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018.
- [52] National Grid UK, «System Operatibility Framework,» 2016.
- [53] IEA, «Flexible resources for flexible transmission system operation,» 2017.
- [54] M. Yaneva, «Flexibilidad del Sistema Eléctrico y Almacenamiento en Chile,» Renewables Now, www.cirecweek.com, Santiago, 2019.
- [55] Centro de Energía FCFM U. de Chile, «Energía 2050, Tecnologías de flexibilidad que faciliten la penetración a gran escala de fuentes de energía variables,» Ministerio de Energía, 2015.