

Informe Final

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

preparado por Vinken-Dictuc
para la Subsecretaría de Energía

Santiago, 1 de Febrero de 2024

Informe Final

Nombre Cliente	Subsecretaría de Energía
Dirección	Avenida Libertador Bernardo O'Higgins N°1449, Edificio Santiago Downtown Torre II, Piso 14, Santiago.
Jefe de Proyecto	Matías Negrete Pincetic
Email	mnegrete@ing.puc.cl
Fecha	1 de Febrero de 2024

Matías Negrete Pincetic

Sr. Matías Negrete Pincetic
Profesor Asociado Dpto. Ing. Eléctrica UC
Investigador Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)
Dictuc S.A.

Equipo de Trabajo

A continuación se lista el equipo de trabajo que participó en el desarrollo del estudio.

- Matías Negrete Pincetic.
- Nicolás Lobos.
- Manuel Portilla.
- Cristian Villalobos.
- Samuel Bascuñán.

Tabla de Contenidos

Equipo de Trabajo	3
Tabla de Contenidos	4
Resumen Ejecutivo	6
1. Antecedentes	13
2. Objetivos	14
3. Potencial de la Demanda Como Recurso	15
3.1. Contexto Nacional	15
3.2. Contexto Internacional	18
4. Marco Teórico	20
5. Experiencia Internacional en Gestión de Demanda	26
5.1. Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection	30
5.1.1. Mecanismos Basados en Precios	32
5.1.2. Mecanismos Basados en Mercados	33
5.1.3. Proyectos Piloto	37
5.1.4. Integración de Medición Inteligente	38
5.2. Reino Unido	40
5.2.1. Mecanismos Basados en Precios	43
5.2.2. Mecanismos Basados en Mercados	44
5.2.3. Mecanismos Basados en Incentivos	46
5.2.4. Proyectos Piloto	47
5.2.5. Integración de Medición Inteligente	47
5.3. España	50
5.3.1. Mecanismos Basados en Precios	53
5.3.2. Mecanismos Basados en Mercados	54
5.3.3. Proyectos Piloto	57
5.3.4. Integración de Medición Inteligente	57
5.4. Otras Experiencias Internacionales Relevantes	59
5.4.1. Mecanismos Basados en Precios	59
5.4.2. Mecanismos Basados en Mercados	60
5.4.3. Mecanismos Basados en Incentivos	61
5.4.4. Integración de Medición Inteligente	61
5.5. Experiencia Comparada en Integración de Medición Inteligente	63
5.6. Cuantificación de Impactos Medioambientales	66
6. Análisis de Mecanismos de Gestión de Demanda	68
6.1. Mecanismos Basados en Precios	68
6.1.1. Tarifas Time-Of-Use	68
6.1.2. Tarifas Critical Peak Pricing	68
6.1.3. Tarifas Real Time Pricing	69
6.1.4. Conclusiones	69
6.2. Mecanismos Basados en Mercados	70
6.2.1. Mercado de Energía	70
6.2.2. Mercado de Servicios Complementarios	70

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 4 de 157

<https://www.vinken.cl/>

6.2.3. Mercado de Capacidad	70
6.2.4. Conclusiones	71
6.3. Resumen Análisis Comparado	71
7. Diagnóstico de la Regulación en Chile	73
7.1. Identificación de Barreras	74
7.1.1. Mercado de Energía (Figura del Comercializador y Agregador)	74
7.1.2. Mercado de Servicios Complementarios	75
7.1.3. Mercado de Potencia	75
7.1.4. Tarifas y Cargos Regulados	75
7.1.5. Otras Barreras Técnicas	79
7.1.6. Otras Barreras Económicas	79
7.2. Clasificación de Barreras Identificadas	80
8. Propuestas Conceptuales de Modificación Regulatoria	83
8.1. Figuras del Comercializador y Agregador de Energía	83
8.2. Tarifas y Cargos Regulados	88
8.2.1. Energía	89
8.2.2. Potencia	93
8.2.3. Relación Con Otros Elementos del Mercado	100
8.3. Mercado de Servicios Complementarios	101
8.4. Mercado de Potencia y Cargas Interrumpibles	105
8.5. Hoja de Ruta	110
8.6. Matriz de Modificaciones Regulatorias	115
9. Metodología de Evaluación de Esquemas de Gestión de Demanda	127
9.1. Caracterización de Tipos de Clientes	127
9.1.1. Reconstrucción de Perfiles de Consumo	127
9.1.2. Estimación del Potencial de Flexibilidad	128
9.2. Mecanismos de Participación	130
9.2.1. Cargos por Energía	131
9.2.2. Cargos por Potencia	134
9.2.3. Participación de Servicios Complementarios	136
9.3. Cuantificación de Beneficios	137
9.4. Estimación de Costos Asociados a Modelos de Negocios	138
9.5. Resumen de la Metodología	139
10. Resultados Cuantitativos	140
10.1. Potenciales Beneficios Económicos	140
10.1.1. Cargos por Energía	140
10.1.2. Cargos por Potencia	142
10.1.3. Suma de Cargos	143
10.2. Potenciales Beneficios Medioambientales	146
10.3. Potenciales Modelos de Negocios	147
11. Conclusiones	151
Referencias	154

Resumen Ejecutivo

La Subsecretaría de Energía ha encargado a Vinken, unidad de negocios de Dictuc S.A., el desarrollo del estudio “Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”. Si bien en la regulación actual existen algunos mecanismos que permiten incentivar una participación activa de la demanda, entregando señales al mercado (e.g., para desincentivar el consumo eléctrico en los momentos de mayor exigencia de la red eléctrica), estos **mecanismos no necesariamente han entregado ese mayor grado de flexibilidad y gestionabilidad** en la operación del sistema, **siendo la demanda un recurso aún poco utilizado** si se compara con la experiencia internacional. En este contexto, el presente estudio tiene por objetivo general el **identificar las barreras que presenta la gestión de demanda en el sector energético y proponer modificaciones a la regulación vigente que habiliten e incentiven su participación en el mercado**. En particular, se plantean los siguientes objetivos específicos:

1. **Realizar un levantamiento de información sobre el estado de avance internacional** en materias de gestión de demanda.
2. **Realizar un diagnóstico de la regulación chilena**, identificando las oportunidades de mejoras para incentivar la gestión de demanda en función de las mejores prácticas analizadas de la experiencia internacional.
3. **Proponer cambios regulatorios** que permitan entregar señales de mercado tanto a clientes libres como regulados que incentiven el desarrollo de nuevos mecanismos y el perfeccionamiento de los mecanismos ya existentes.
4. **Considerando los cambios regulatorios propuestos, simular modelos de negocios y casos de estudio** que permitan estimar el impacto económico en el cliente final por la participación en mecanismos de gestión de demanda.

Análisis de Mecanismos de Gestión de Demanda y Experiencia Internacional

En primer lugar, se presenta un marco teórico general respecto al concepto de gestión de demanda. Existen **diversos programas y formas de implementación** de mecanismos de gestión del lado de la demanda, los cuales generalmente son clasificados en dos categorías: la **eficiencia energética (EE)**, que incentiva a los consumidores a utilizar productos eficientes como medio de **reducir la demanda**; y la **respuesta de demanda (DR)**, la cual proporciona una plataforma para que usuarios finales **modifiquen sus patrones de consumo** de energía eléctrica, típicamente en respuesta a un incentivo económico, proveyendo así servicios a la red (e.g., reducción del peak de demanda del sistema, gestión de contingencias, pérdidas, etc.). Dentro de los programas de DR, existen a su vez **mecanismos implícitos y explícitos**. Esta diferenciación hace alusión a cómo participa la demanda y también en qué sector del sistema se aplica.

La **DR explícita** implica generalmente flexibilidad de consumidores que puede ser programada y comercializable, **gestionada por agregadores**, y a menudo se denomina también como DR basada en incentivos. Los mecanismos basados en mercados **consisten en la participación de la demanda mediante ofertas como agente dentro de los diferentes niveles de mercado de energía, servicios complementarios (SSCC) y potencia**.

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 6 de 157

<https://www.vinken.cl/>

De la misma forma, otros mecanismos clásicos (como control directo de carga o cargas interrumpibles) otorgan recompensas como pagos o descuentos en la factura por participar.

Por otro lado, la **DR implícita se basa en las respuestas de los consumidores a señales de precio**, lo que les permite ajustar su consumo de energía para ahorrar costos y a menudo se conoce como DR basada en precios. Este mecanismo, a través de **tarifas dinámicas (y no planas) de precios de electricidad** a las que los clientes están sujetos, se utiliza para aplanar la curva de demanda ofreciendo precios altos (o más bajos) durante los periodos punta (fuera de punta o valle). En la Figura 1 se observa un resumen de lo expuesto, así como la correspondencia en términos generales con esquemas vigentes en Chile.

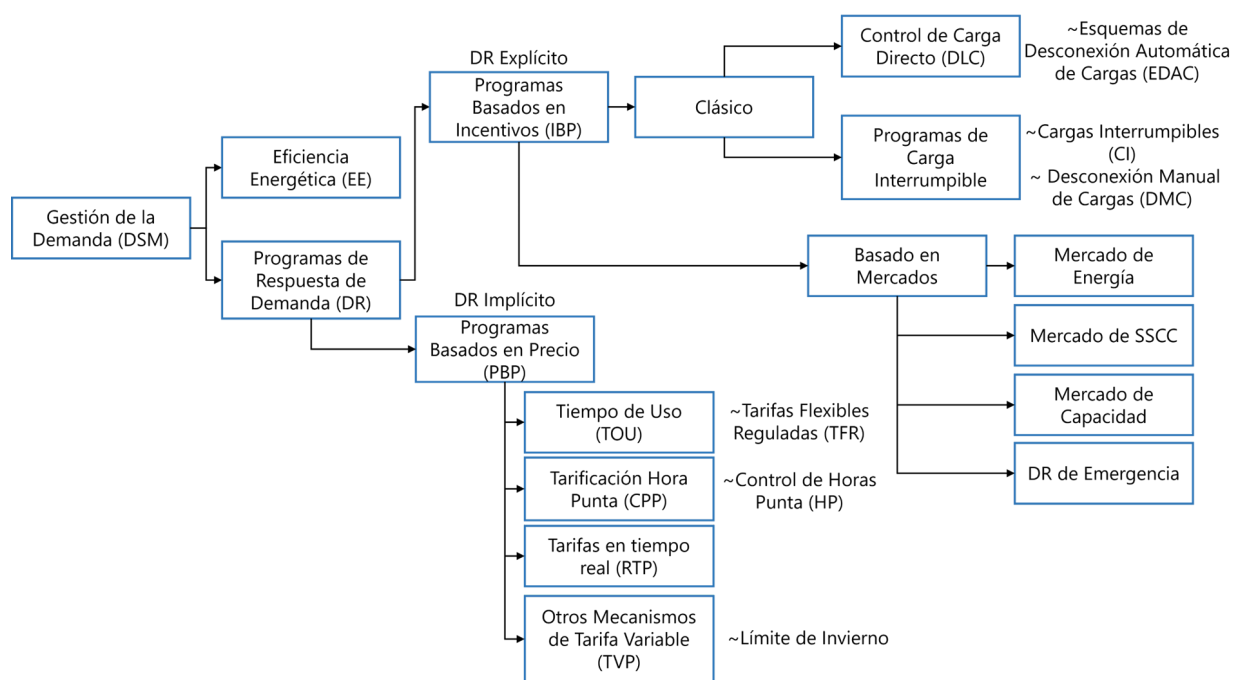


Figura 1. Resumen de los mecanismos de la gestión de demanda categorizados. Elaboración propia en base a (Usman et al., 2022).

La diversidad de mecanismos de gestión de demanda anteriormente descritos se puede contrastar con la experiencia internacional. En este contexto, se hace una revisión de diversos sistemas y mercados eléctricos de referencia. En particular, Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) Interconnection, Reino Unido, y España, entre otras experiencias. Dichos **sistemas presentan niveles de desarrollo significativo en cuanto al diseño e implementación de mercados eléctricos frente al nuevo paradigma tecnológico**, abordando de distintas maneras los desafíos particulares asociados a la integración progresiva de fuentes renovables variables, almacenamiento, y la incorporación de esquemas de gestión de demanda y EE. En estos sistemas, la demanda encuentra **oportunidades de participación en los diversos niveles del mercado eléctrico**, energía, SCCC y potencia, avanzando progresivamente en la participación de consumidores de menor tamaño incluso a nivel residencial. Esto, gracias a la implementación de **infraestructuras de medición avanzadas**, e impulsada por **tarifas dinámicas variantes en el tiempo**, así como **figuras del comercializador y agregador**, y las **tecnologías** digitales de automatización requeridas **para la respuesta de la demanda**.

Luego, en función de la experiencia internacional comparada, así como la literatura académica y especializada en la materia, se presenta un **análisis comparado de metodologías de participación**, tomando en consideración criterios, tales como, simplicidad, eficiencia y el logro de los resultados esperados en los clientes y el sistema. Por un lado, cabe destacar que mecanismos basados en precio (DR implícito) son más fáciles de implementar en comparación con los mecanismos explícitos de mercado, ya que **no requieren pruebas previas ni procedimientos de verificación**, como las líneas base. Esto los convierte en un **primer paso para desarrollar la flexibilidad de la demanda**. Por otro lado, la implementación efectiva de mecanismos de respuesta de la demanda en los mercados eléctricos requiere **procedimientos de medición y verificación** para garantizar que los compromisos adquiridos con el mercado se cumplan adecuadamente. Las metodologías para determinar líneas base, comúnmente basadas en enfoques estadísticos utilizando datos históricos, son fundamentales para **evaluar la respuesta de la demanda**. Sin embargo, se observan diferencias en los enfoques, y algunos sistemas permiten a los proveedores designar líneas base de clientes y aplicar penalizaciones si el consumo cae por debajo de estas líneas.

Diagnóstico de la Regulación Vigente y Propuestas Conceptuales de Modificación

En segundo lugar, **se realiza una revisión y análisis crítico del actual marco regulatorio** chileno que permite identificar en la regulación las brechas y barreras existentes para la promoción de esquemas de gestión de demanda, y de forma general, de la participación de la demanda en sí misma en los diferentes niveles del mercado eléctrico, energía, SSCC y potencia. A partir de lo anterior, **se proponen a nivel conceptual una serie de modificaciones regulatorias** y hoja de ruta, en la cual se destaca la **posibilidad de avanzar en diferentes aristas de forma paralela y paulatina**, con medidas posibles de abordar aún en el corto plazo. Al respecto, cabe destacar como **elementos clave para la implementación y adopción de cualquier mecanismo de gestión de demanda**, a abordar en el cortísimo plazo:

- Avanzar en la **adopción de Infraestructura de Medición Avanzada (IMA), habilitante para la adecuada asignación de responsabilidades** (y de costos) a la demanda.
- Desarrollar **herramientas de comunicación y difusión de la información a consumidores finales**, que permitan a consumidores finales interiorizarse respecto de alternativas de esquemas de gestión y oportunidades para potenciales beneficios.
- Adicionalmente, habilitar la **posibilidad de desarrollar proyectos piloto acotados de bajo riesgo que permitan demostrar los beneficios que tendría**, tanto para consumidores finales como para el sistema, **la participación de la demanda en diferentes tipos de esquemas** tarifarios, así como de diferentes niveles de mercado de forma activa, proveyendo flexibilidad al sistema (e.g., mediante productos en mercados de SSCC, potencia o energía); **y que permitan probar conceptos y/o nuevas tecnologías sin necesidad de esperar una regulación específica que las habilite**.

En este contexto, cabe destacar que los **costos de implementación de la IMA habilitante** para el desarrollo de la gestión de demanda e integración masiva de recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) (e.g., generación y almacenamiento distribuido, electromovilidad, etc.) **suponen un aumento por dicho concepto en los costos del servicio**

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

de distribución (transporte) de energía eléctrica para consumidores finales. No obstante lo anterior, **es de esperar que dichos costos sean superados por los beneficios de mediano y largo plazo que traerá consigo la gestión de DER**, en términos de costos (e.g., costos de operación y desarrollo del sistema a nivel de generación, transmisión y distribución), así como la reducción de la huella de carbono asociada.

Luego, en el corto, mediano y largo plazo, **a grandes rasgos se propone:**

- La definición de la **figura del comercializador puro** y **reducción progresiva del límite de potencia** para ser cliente libre del sistema (Corto plazo).
- La definición efectiva de la **figura del agregador** (Corto plazo).
- La definición de **tarifas variantes en el tiempo** para el caso de cargos por energía, particularmente, tarifas del tipo TOU (Corto, mediano y largo plazo).
- Revisión de la definición de **tarifas basadas en la demanda**, particularmente en el caso de cargos por potencia (extensible para el caso de cargos por concepto de distribución y transmisión), que permita reflejar la **causalidad de costos** asociados al suministro (Mediano plazo).
- Particularmente, en el caso del **tratamiento de cargos por potencia**, la **consideración de demandas coincidentes** con horas de máxima demanda del sistema en horas punta (y no propias demanda máximas de consumidores), **y adicionalmente, un proceso de reliquidación** de los pagos por concepto de compras de potencia **que corrija cualquier inconsistencia** en la cadena de pagos (Corto y mediano plazo).
- La **participación abierta de la demanda en la prestación de SSCC** para los cuales sea capaz de satisfacer con los requerimientos del producto en cuestión, de forma individual o agregada (Mediano y largo plazo).
- **Reducir cualquier tipo de barrera** posible para la participación de la demanda en el **servicio de Cargas Interrumpibles**, de forma individual o agregada (Corto plazo).

En la transición hacia una visión de largo plazo de la propuesta, cobra particular relevancia el desarrollo de **proyectos piloto** como los mencionados. Pilotos enfocados en la integración de la demanda en todos los segmentos, con el objetivo de promover la adopción de este tipo de esquemas y la materialización de beneficios de forma equitativa entre los usuarios del sistema. Por otro lado, una de las principales estrategias que se pueden considerar a la hora de promover y sostener una adopción progresiva de esquemas de gestión de demanda por parte de los clientes, es la **definición de opciones por defecto de salida (opt-out) y no de entrada (opt-in)** a estos esquemas. Es decir, el cliente participa por defecto de esquemas de gestión de demanda, debiendo tomar acciones proactivas para salir de un esquema particular en caso que lo desee.

Adicionalmente, cabe destacar que existen una **serie de elementos que exceden los alcances de la presente propuesta**. Un aprovechamiento profundo de la flexibilidad de la demanda como recurso supone la necesidad de reformas profundas y estructurales a diferentes segmentos y niveles del mercado, **asociados a procesos de modificación regulatoria que se han puesto en discusión pública en los últimos años** (e.g., un diseño de mercado basado en ofertas), **y que en algunos casos no han logrado avanzar** en sus respectivos procesos (e.g., Proyecto de Ley de Distribución, un nuevo Reglamento de Transferencias de Potencia).

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 9 de 157

<https://www.vinken.cl/>

Evaluación de Esquemas de Gestión de Demanda

En línea con las propuestas anteriormente señaladas, se propone una metodología para la **evaluación de impactos económicos de esquemas de gestión de demanda en clientes finales** de energía eléctrica. La metodología pretende la evaluación de beneficios en **términos económicos** (i.e., en los costos e ingresos asociados al consumo de energía eléctrica o provisión de servicios al sistema), y adicionalmente en **términos de la huella de carbono** (i.e., asociada a los patrones de consumo), que permitiría el acceso y aprovechamiento de diferentes esquemas de gestión de demanda.

En particular, para la determinación de escenarios de simulación y evaluación de modelos de negocios y casos de estudio se consideran como *factores* el **tipo de cliente** y **mecanismos de participación**. Respecto a la **caracterización de tipos de clientes**, a partir de información pública disponible por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Por un lado, se realiza la **reconstrucción de perfiles de consumo** de clientes libres de gran (CLG) y menor (CLM) tamaño, y clientes regulados de gran (CRG) y menor (CRM) tamaño en tres barras representativas del SEN, Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Por otro lado, se realiza una **estimación del potencial de flexibilidad** para lo cual se consideran supuestos sobre patrones de consumo que permitan capturar la flexibilidad inherente a diferentes tipos de consumos eléctricos de consumidores finales, así como explotar las diferentes instancias de reducción de costos (particularmente) bajo los diferentes mecanismos propuestos de gestión de demanda. Respecto a los mecanismos de participación evaluados, se analizan tres esquemas (escenarios) de **participación de mecanismos de gestión de demanda en relación a diferentes niveles de mercado**: Mecanismo Actual y Participación Incipiente (MA-), el cual determina una línea base del tipo Business as Usual “BAU”; Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+), el cual considera la estimación del potencial de flexibilidad de consumo; y el Mecanismo Propuesto y Participación Inflexible (MP-), el cual considera patrones de consumo BAU de los diferentes tipos de clientes.

Cabe destacar que la evaluación de los diferentes mecanismos propuestos considera también la **estimación de costos asociados a tecnologías habilitantes para la gestión de consumos eléctricos** (e.g., herramientas de pronóstico, monitoreo y control automatizado), lo que puede dar luces respecto a la viabilidad de modelos de negocios asociados a mecanismos de gestión de demanda (e.g., asociados a agregadores o comercializadores de energía). Adicionalmente, cabe destacar que el **análisis** de mecanismos propuestos **supone consumidores tomadores de precio**, i.e., su participación no influye en los precios de mercado. Con todo lo anterior, en la Figura 2 presenta un diagrama general de la metodología implementada.

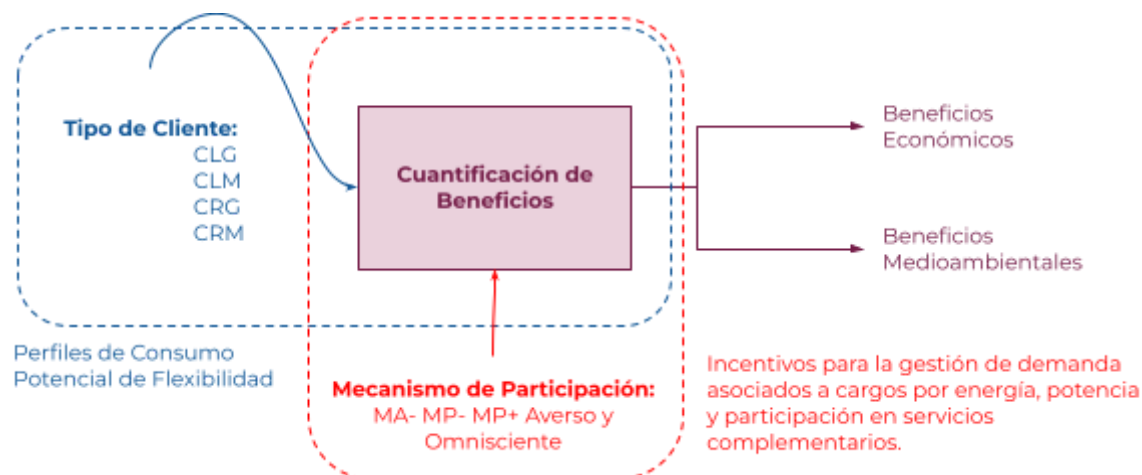


Figura 2. Diagrama general de la metodología de trabajo para el desarrollo y simulación de modelos de negocios y casos de estudio para estimar impactos de clientes finales.

Un resumen de los resultados obtenidos en cuanto a beneficios económicos se presenta en la Figura 3, en la que se presentan los cargos asociados a energía (tonalidad clara) y potencia (tonalidad oscura) para los diferentes tipos de clientes analizados y escenarios definidos (MA, MP- y MP+ Averso (A) y Omnisciente (O), bajo tarifas RTP y TOU).

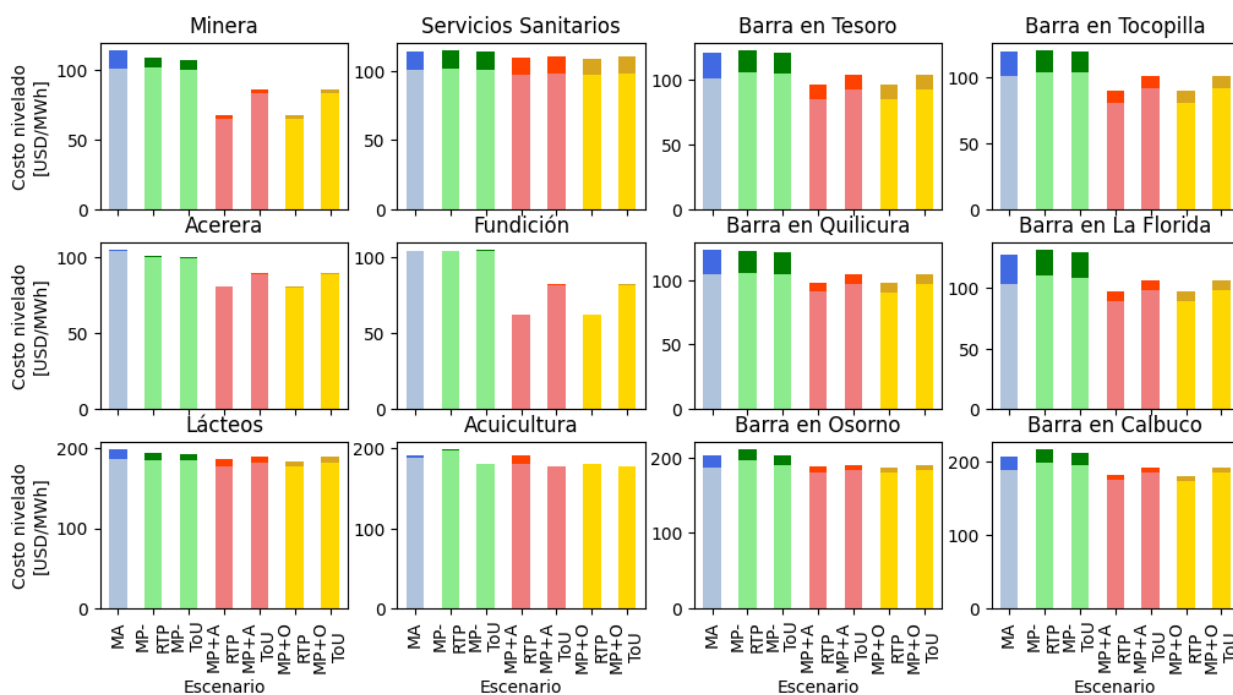


Figura 3. Representación gráfica de los costos totales, con diferenciación del componente de **energía (tono claro)** y **potencia (tono oscuro)** para el conjunto total de clientes identificados.

En primer lugar, en el escenario MP- se observa que **de forma natural aparecen clientes libres que podrían verse beneficiados por tarifas TOU/RTP**, sin modificar patrones de consumo, con **reducciones de cargos totales por conceptos de energía y potencia de hasta un 6,15%**. Lo anterior demuestra la idea presentada anteriormente respecto a que estos podrían ser los primeros interesados en contratar o adoptar esquemas como los descritos **sin**

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

necesidad incluso de requerimientos de infraestructura de control. En segundo lugar, en los escenarios MP+, la gestión inteligente de consumos permite reducciones de cargos totales (energía y potencia) para todos los clientes, con **reducciones de cargos de hasta un 41%**. Lo anterior sustenta la idea de que a medida que se considera la **existencia de infraestructura habilitante que permita una gestión ya sea automática y/o informada**, diferentes tipos de clientes finales podrían verse beneficiados de participar en esquemas de gestión de demanda. Finalmente, es interesante recalcar el punto que plantea que, bajo los supuestos considerados, los clientes con la capacidad de predecir las horas de mayor demanda del sistema son **capaces de obtener reducciones adicionales de costos**, abriendo la puerta a **nuevos agentes** que ofrezcan servicios de monitoreo y gestión automatizada de consumos eléctricos.

Respecto a beneficios medioambientales, y bajo los supuestos considerados, se observa que **señales dinámicas de precio resultan en una reducción natural de emisiones** de consumidores en zonas **norte y centro**, no así en la zona sur. Si bien es de esperar que el impacto de la respuesta de la demanda sea **positivo** en términos medioambientales, podrían existir **casos en los que es necesario incluir además en la señal tarifaria un costo ambiental**, ya sea directamente o indirectamente. No obstante, cabe destacar que contar con un mayor número de **opciones de comercialización** podría otorgar a clientes finales alternativas de contratación de suministro en base a energías renovables, lo debiera resultar en el largo plazo en la reducción de emisiones del sistema, al incentivar el desarrollo de este tipo de tecnologías de generación.

Adicionalmente, cabe destacar que las principales interrogantes que surgen respecto a potenciales modelos de negocios relacionados a la gestión de demanda se asocian a los **costos asociados a implementar esquemas automatizados de DR** que permitan a clientes finales materializar beneficios económicos potenciales. Aún cuando los **costos asociados fundamentalmente a la infraestructura de comunicaciones, control y automatización habilitantes** pueden variar de forma considerable en función de la implementación, es posible observar que, bajo los supuestos considerados, **ahorros potenciales pueden superar dichos costos**. A modo de referencia, en función de los resultados obtenidos, se pueden estimar **ahorros potenciales entre 34 y 247 USD/kW-año** para diferentes tipos de clientes bajo un esquema de cargos por energía del tipo TOU cuando estos modifican sus patrones de consumo, cuyos costos de automatización podrían rondar entre los **6 y 30 USD/kW-año**. Esto, por supuesto, **sujeto a la disponibilidad de señales de mercado que incentiven y permitan la reducción de costos de suministro mediante esquemas de gestión de demanda**.

Finalmente, cabe destacar el potencial con el que cuenta la demanda como recurso para una **provisión eficiente de atributos de flexibilidad al sistema** eléctrico, lo que podría beneficiar no tan solo a clientes finales que participen de esquemas de gestión, sino que también al sistema en su conjunto, en función del **impacto** que la participación en estos esquemas pueda tener **en los resultados de los diferentes niveles de mercado**, en el corto (operación del sistema), mediano y largo plazo (inversiones en generación, transmisión y distribución), **así como en las propias señales que reciben consumidores finales**.

1. Antecedentes

De acuerdo con su ley orgánica, le corresponde en general al Ministerio de Energía (MEN), elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo en el sector energético, y para cumplimiento de su objetivo, le corresponde, entre otros, elaborar, coordinar, proponer y dictar, según corresponda, las normas aplicables al sector energía que sean necesarias para el cumplimiento de los planes y políticas energéticas de carácter general, así como para la eficiencia energética (EE), la seguridad y adecuado funcionamiento y desarrollo del sistema en su conjunto.

En ese contexto, es menester de esta institución el promover un marco regulatorio actualizado y acorde a las necesidades del país, lo cual se encuentra alineado en los objetivos 2 y 3 planteados en la Agenda de Energía para 2022-2026. Estos objetivos apuntan al desarrollo de una matriz energética limpia y a un desarrollo energético seguro y resiliente. En donde, medidas como la gestión de demanda, contribuirían a la promoción de la descarbonización, la adaptación al cambio climático y la seguridad de suministro, entre otros.

Actualmente nuestro país cuenta con un parque generador marcado fuertemente por la presencia de tecnologías renovables de generación variable, lo cual ha implicado grandes beneficios ambientales, pero también ha significado **grandes desafíos técnicos**, como el aumento en congestiones de líneas, la creciente necesidad de flexibilidad en el sistema, entre otros. En los últimos años, se ha avanzado en **estrategias y cambios regulatorios tendientes a contar con mayor cantidad de recursos de generación disponibles para gestionar la variabilidad e incertidumbre de la generación renovable variable**.

No obstante, de acuerdo con la experiencia internacional, **una fuente relevante que podría entregar un mayor grado de flexibilidad y gestionabilidad en la operación del sistema es la demanda**. En la regulación actual, si bien existen algunos mecanismos que permiten incentivar una participación activa de la demanda, entregando señales al mercado, por ejemplo, para desincentivar el consumo eléctrico en los momentos de mayor exigencia de la red eléctrica, estos **mecanismos no necesariamente han entregado ese mayor grado de flexibilidad y gestionabilidad** en la operación del sistema, **siendo la demanda un recurso aún poco utilizado** si se compara con la experiencia internacional.

Un ejemplo donde la demanda ha tenido influencia en la operación del sistema corresponde al **horario punta**, el cual permite definir una banda horaria, en general, entre los meses de abril y septiembre, sobre la cual se efectúa el llamado “control de hora punta”, lo que corresponde a una señal de precios que busca reducir la demanda en estos horarios que son entendidos como los de mayor exigencia para el sistema.

De forma similar, el **límite de invierno** corresponde a una medida que busca aminorar el aumento de consumo eléctrico durante el periodo de invierno, y tiene como aplicación exclusiva los clientes regulados con tarifas BT1 que sobrepasan un umbral determinado. También en el caso de clientes regulados, y de acuerdo con lo establecido en el Decreto Supremo N° 11T, de 2016, del MEN¹, en adelante “DS 11T/2016”, se han implementado iniciativas

¹ Decreto 11T, de 4 de noviembre de 2016, del MEN, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las Empresas concesionarias de distribución que se indican. Disponible en: [DS 11T/2016](https://www.vinken.cl/DS11T2016)

de **tarifas flexibles**, las cuales, al igual que las medidas anteriores, buscan entregar señales económicas que se traduzcan en cambios en el comportamiento de consumo del cliente final.

Finalmente, es importante señalar que, en el mercado de servicios complementario (SSCC), existe un servicio denominado **Cargas Interrumpibles (CI)** que tiene por objetivo reducir la demanda en periodos de alto consumo y baja generación, de gestionar congestiones, de responder ante emergencias sistémicas, entre otros. Si bien en abril de este año el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), realizó una licitación por este servicio, no se recibieron ofertas y por tanto el proceso fue declarado desierto.

En virtud de todo lo anterior, aún no es evidente que estas medidas cuenten con un impacto técnico de gran magnitud, y pareciera ser que las **señales de precio actuales no son lo suficientemente atractivas** como para modificar la curva de consumo, o bien, es necesario incorporar **modificaciones en la regulación que incentiven una participación más activa** de la demanda. Es por todo lo anterior, que surge el interés de realizar un **análisis sobre las barreras que se identifican y levantar posibles modificaciones a la regulación que permitan incorporar la gestión de demanda** en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

2. Objetivos

El **Objetivo General** del estudio consiste en identificar las barreras que presenta la gestión de demanda en el sector energético y proponer modificaciones a la regulación vigente que habiliten e incentiven su participación en el mercado.

En particular, se plantean los siguientes **Objetivos Específicos** para la consultoría:

1. **Objetivo Específico 1 (OE1):** Realizar un levantamiento de información sobre el estado de avance internacional en materias de gestión de demanda.
2. **Objetivo Específico 2 (OE2):** Realizar un diagnóstico de la regulación chilena, identificando las oportunidades de mejoras para incentivar la gestión de demanda en función de las mejores prácticas analizadas de la experiencia internacional.
3. **Objetivo Específico 3 (OE3):** Proponer cambios regulatorios que permitan entregar señales de mercado tanto a clientes libres como regulados que incentiven el desarrollo de nuevos mecanismos y el perfeccionamiento de los mecanismos ya existentes.
4. **Objetivo Específico 4 (OE4):** Considerando los cambios regulatorios propuestos, simular modelos de negocios y casos de estudio que permitan estimar el impacto económico en el cliente final por la participación en mecanismos de gestión de demanda.

3. Potencial de la Demanda Como Recurso

3.1. Contexto Nacional

Las perspectivas de desarrollo de la generación eléctrica renovable en Chile y a nivel mundial muestran un retiro acelerado de tecnologías fósiles convencionales. Explicar este fenómeno requiere considerar múltiples dimensiones. Por un lado, han existido importantes avances en los costos asociados a las nuevas tecnologías alcanzando una madurez tecnológica acelerada. Similarmente, el país ha realizado ajustes a su regulación que fomentaron el ingreso de nuevos actores y tecnologías tales como las modificaciones a los sistemas de licitaciones para clientes regulados². No menos importante ha sido la exitosa integración de Chile en compromisos y tratados internacionales que en esfuerzos coordinados entre diversos países imponen objetivos claros de mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático. La transformación de las matrices energéticas conlleva una electrificación de diversos segmentos que actualmente utilizan fuentes fósiles, siendo el transporte y la calefacción los más relevantes, y que dicha generación eléctrica provenga de fuentes renovables.

En el caso chileno los dos grandes segmentos de demanda energética que debieran impactar en un aumento de la demanda eléctrica, al ser electrificados, son transporte y calefacción. Un claro ejemplo de la serie de cambios tecnológicos que se están dando actualmente, corresponde a la cada vez mayor integración de la electromovilidad dentro del transporte público, la que se espera sea un puntapié inicial a la integración masiva de la electromovilidad en Chile. De igual manera, la reciente puesta en marcha de la Estrategia Nacional de Electromovilidad con compromisos de vender solamente autos cero emisiones al 2035 son ejemplos de este compromiso (MEN, 2021). Similarmente, se continúa apreciando una entrada de nuevas tecnologías y actores con proyectos de fuentes renovables variables eólicas y solares, tal como lo muestran los resultados de últimas licitaciones de clientes regulados y cifras de proyectos en desarrollo en el SEN.

La integración de todas estas nuevas tecnologías supone una serie de desafíos a la operación de los sistemas eléctricos tanto en aspectos operacionales como de diseño de mercado y regulatorios. Un atributo que aumenta su importancia está asociado a los requerimientos de flexibilidad del sistema (e.g., requerimientos de reservas operacionales, rampas de generación, etc.) debido a la variabilidad en múltiples escalas de tiempo de corto plazo (e.g., minutos y horas) de fuentes renovables variables eólicas y solares, lo que hace más desafiante el requerido balance entre generación y demanda. Como ejemplo de lo anterior, un estudio llevado a cabo por la Asociación de Generadoras de Chile (Generadoras de Chile, 2018), muestra el impacto que tendría en los costos de operación e inversión del sistema eléctrico la necesidad de mayores fuentes de flexibilidad, producto de la cada vez mayor integración de este tipo de tecnologías que se esperan aporten entre el 37% y el 46% de la generación eléctrica al año 2030. Dicho estudio estima que los costos de flexibilidad oscilarán entre los US \$150 y 350 millones anuales en el 2030, lo que corresponde entre un 7% a un 21% de la totalidad de los costos. Similarmente, un estudio de evolución del SEN realizado por

² La CNE aprueba la modificación a los sistemas de licitaciones para clientes regulados en la que se actualizan los requerimientos de energía de esta licitación, modificándose el mecanismo de fomento a proyectos de almacenamiento y energías renovables no variables. Además, se incorpora una segmentación zonal, otorgando a los oferentes la libertad de ofertar para cualquiera de las tres zonas definidas. Finalmente, se incorpora el traspaso de Costos Sistémicos a los consumidores, donde se incluye la posibilidad de incorporar otros costos sistémicos futuros que puedan aparecer.

miembros del equipo de trabajo, asociados al ECS-Lab (Energy and Complex Systems Laboratory) de la Universidad Católica (Verástegui et al., 2021) muestra escenarios futuros de evolución del SEN con una alta penetración de energías renovables variables donde tecnologías que entreguen flexibilidad son necesarias.

En base a lo anterior, es **crítico** aprovechar todas las fuentes de flexibilidad disponibles en el sistema eléctrico. Tradicionalmente, las necesidades de flexibilidad han sido provistas principalmente desde la generación con unidades hídricas, gas o diésel. Sin embargo, los desarrollos y avances tecnológicos en monitoreo y control están permitiendo aprovechar otra fuente importante de flexibilidad: la misma demanda eléctrica, haciendo una transición desde el paradigma que la *“generación siga a la demanda”* a que la *“demanda siga a la generación”*. La gestión de demanda surge entonces como una solución a la necesidad de contar con recursos adicionales para el balance constante entre la generación y el consumo de energía al agregar, controlar y coordinar los diferentes consumos eléctricos de sus usuarios en beneficio de la operación segura y eficiente del sistema eléctrico.

La respuesta de demanda (DR, por sus siglas en inglés) está asociada principalmente a los llamados **consumos eléctricos flexibles**, los cuales se caracterizan por ser consumos eléctricos donde puede existir holgura en la forma de consumir electricidad, sin impactar el servicio asociado. En el caso chileno, **existen perspectivas interesantes** de consumos eléctricos flexibles tomando en consideración el desarrollo de plantas de desalinización, infraestructura agroindustrial y otras industrias que ya en la actualidad modifican sus consumos eléctricos en función de esquemas de gestión de demanda como lo es el período de “control de hora punta”. Por ejemplo, en la Figura 3.1 se aprecian perfiles de demanda asociados a empresas de tratamiento de aguas y cemento (Vinken-GIZ, 2021), estudio realizado por los miembros asociados al equipo de trabajo propuesto. Es posible apreciar un cambio relevante en el consumo desde el SEN asociado a estos períodos, lo cual se compensa con el uso de generación local y modificación de procesos. Por lo tanto, demostrando que este tipo de consumos tiene el potencial de participar en esquemas de gestión de demanda, incluyendo el caso donde la señal de reducción de consumos requiera de una respuesta en el corto plazo, e.g., servicios complementarios (SSCC) de CI.

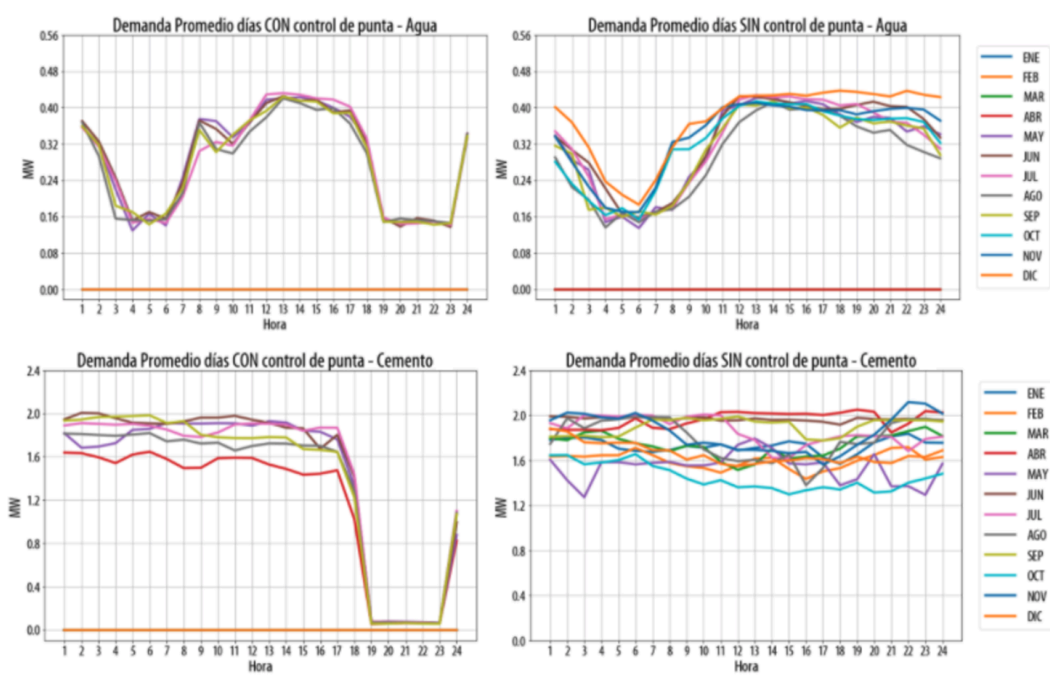


Figura 3.1. Impacto Control Punta Agua (arriba) - Cemento (Abajo) (Vinken-GIZ, 2021).

Sin embargo, la promoción de esquemas de gestión de demanda o el reducir las barreras para la participación de la demanda en los diferentes segmentos de los mercados eléctricos chilenos, energía, SSCC y potencia, generará incentivos para el desarrollo de nuevas formas más avanzadas de gestión, como la de DR que ya se desarrolla en otros países. En particular, como se mencionó, asociada a la agregación y coordinación de ciertos consumos relevantes en Chile, como es todo lo relacionado con tratamiento de aguas, desalinización, bombeo y refrigeración en la agroindustria, y electromovilidad. A modo de ejemplo, un estudio realizado por miembros del equipo de trabajo, asociados al ECS-Lab de la Universidad Católica (ECS-Lab, 2018) evalúa el impacto de una operación coordinada de plantas de desalinización permitiendo un 5% más de integración de energías renovables variables al año 2034.

Estos son solamente algunos ejemplos sobre el potencial de la gestión de demanda como proveedor de servicios energéticos de manera competitiva en el contexto chileno, los cuales tomando en consideración la electrificación de otros consumos energéticos como el transporte y la calefacción abren posibilidades claras de un recurso que estará disponible, haciendo crítica su integración en diversos segmentos de los mercados eléctricos.

3.2. Contexto Internacional

En el contexto internacional, se aprecia un mayor desarrollo de iniciativas asociadas a la gestión de demanda, particularmente en el DR. El interés y desarrollo de este tipo de soluciones tecnológicas ha cobrado especial relevancia en la última década, lo cual ha motivado una serie de estudios respecto a los impactos económicos y operacionales. En particular, un estudio para evaluar el potencial de la demanda como recurso desarrollado por The Brattle Group (Brattle, 2019) para los sistemas eléctricos de Estados Unidos muestra que al año 2030 los beneficios por el uso de la flexibilidad de la demanda se estiman en 15.000 millones de dólares al año. Esto, con cerca de 200 GW de demanda flexible costo-efectiva potencial al año 2030 (i.e., un 20% del peak de demanda a dicho año). Estos beneficios surgen de impactos en los costos de energía, inversiones en generación, transmisión y distribución, y SCCC, tal como se aprecia en la Figura 3.2.

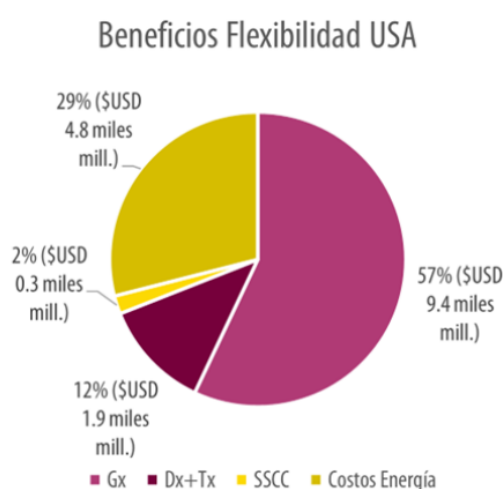


Figura 3.2. Desagregación de beneficios del DR en Estados Unidos.
Elaboración propia en base a (Brattle, 2019).

Lo anterior también se refleja al revisar experiencias de proyectos e industrias involucradas en DR. Por ejemplo, el interés de la multinacional Enel por este tipo de avances tecnológicos se materializó al comprar la firma Norteamericana EnerNOC (Enel, 2020), el que fuera el principal agregador de demanda en el mundo en el año 2010 (Green Tech Media, 2010). Con ello, Enel cuenta hoy con más de 6.000 MW de demanda gestionable de grandes clientes comerciales e industriales. Otras empresas desarrollando DR incluyen Flexitricity, considerada como el primer agregador de demanda de Gran Bretaña en proveer servicios a la red, Voltalis en Francia, Kiwi Power en Gran Bretaña y Voltus, entre otras, también han incursionado en este mercado en Europa y Estados Unidos, donde ya se han presentado una serie de casos de estudio exitosos.

Es importante notar que los esquemas de gestión de demanda, agregación y control de consumos eléctricos flexibles desarrollados por diversos actores tienen importantes espacios de mejora, por lo que existe un potencial considerable de aprovechamiento adicional de la flexibilidad de los consumos eléctricos. A modo de ejemplo, análisis en los Estados Unidos ilustran el impacto que puede tener que las compañías distribuidoras y comercializadoras con amplios programas de gestión de demanda podrían lograr la gestión de hasta un 20%

del *peak* de demanda cuando se implementan múltiples esquemas y mecanismos de participación, tal y como se ilustra en la Figura 3.3.

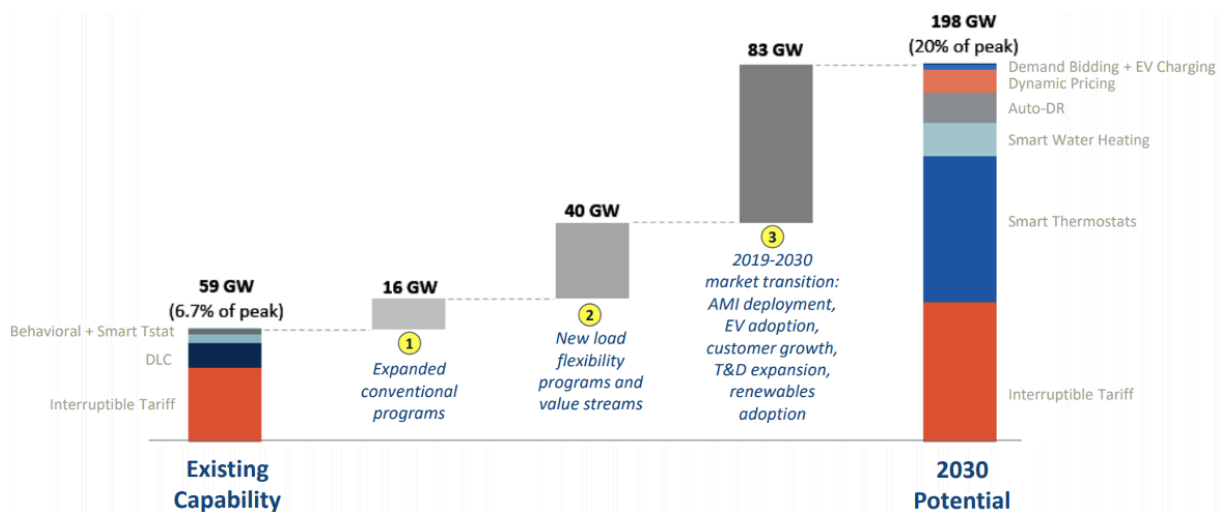


Figura 3.3. Esquemas y mecanismos de gestión de demanda en los Estados Unidos podrían lograr la gestión de hasta un 20% del *peak* de demanda al 2030. Fuente (Bratille, 2019).

4. Marco Teórico

En general, los mecanismos de gestión del lado de la demanda (Demand Side Management, DSM) son aplicados para lograr una operación más eficiente, confiable y segura del sistema eléctrico. A grandes rasgos, en función de una **pequeña reducción en la demanda**, se puede obtener una **gran reducción de precios** de electricidad, como por ejemplo en los costos de generación, inversión, etc. De esta manera, los mecanismos que permiten a consumidores finales explotar su **flexibilidad** son claves, permitiéndoles capturar dichos beneficios, como se observa en la Figura 4.1.

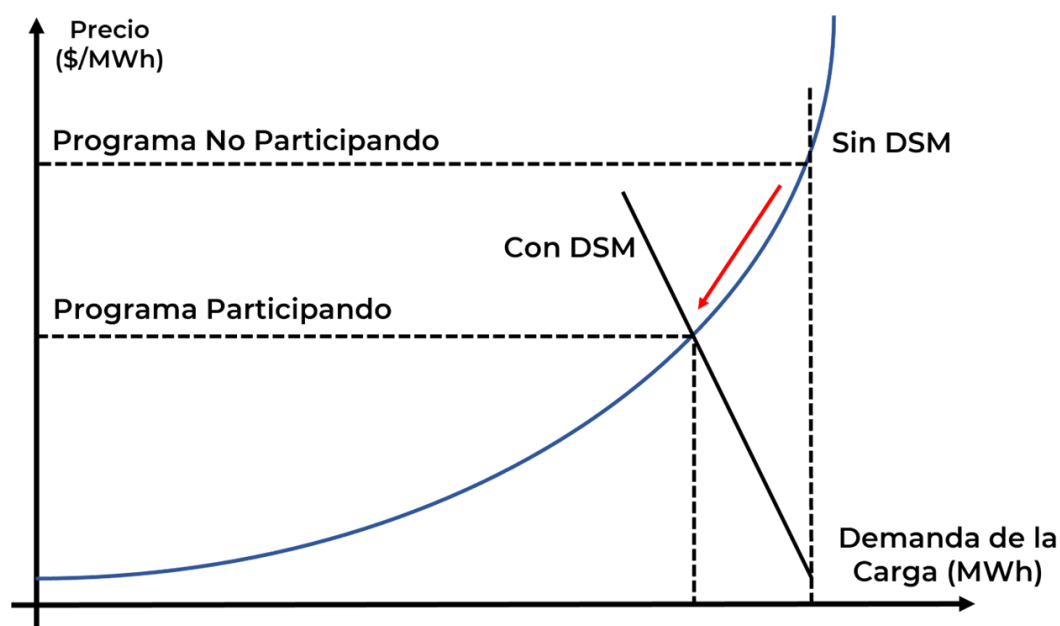


Figura 4.1. Impacto de la gestión de demanda en la fijación del precio de la energía.
Elaboración propia en base a (Panda et al., 2023).

Existen **diversos programas y formas de implementación** de mecanismos de DSM mediante **diversas alternativas** posibles que permiten una **participación activa** de este sector, los cuales generalmente son clasificados en dos categorías. La primera es la **eficiencia energética (EE)**, que incentiva a los consumidores a utilizar productos eficientes como medio de **reducir la demanda**. El segundo grupo corresponde a la **respuesta de demanda (DR)**, la cual proporciona una plataforma para que usuarios finales **modifiquen sus patrones de consumo** de energía eléctrica, en respuesta a un cambio en el precio de la electricidad, reduciendo así el peak de demanda del sistema.

Dentro de los programas de DR existen a su vez **mecanismos implícitos y explícitos**. Esta diferenciación hace alusión a cómo participa la demanda y también en qué sector del sistema se aplica. Ambos tipos ofrecen formas de optimizar el uso de la energía y contribuir a un sistema energético más eficiente desde los distintos sectores participantes del sistema.

La **DR explícita** implica generalmente flexibilidad de consumidores que puede ser programada y comercializable, gestionada por **agregadores**, y a menudo se denomina también como DR **basada en incentivos**. Los mecanismos **basados en mercados** y otros **mecanismos clásicos** (como control directo de carga o cargas interrumpibles) otorgan

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

recompensas como pagos o descuentos en la factura por participar. Por otro lado, la **DR implícita** se basa en las respuestas de los consumidores a señales de precio, lo que les permite ajustar su consumo de energía para ahorrar costos y a menudo se conoce como DR basada en precios. Este mecanismo, a través de las distintas opciones de tarificación a las que los clientes están sujetos, se utiliza para aplanar la curva de demanda ofreciendo precios altos (o más bajos) durante los periodos punta (fuera de punta o valle). En la Figura 4.2 se observa un resumen de lo expuesto.

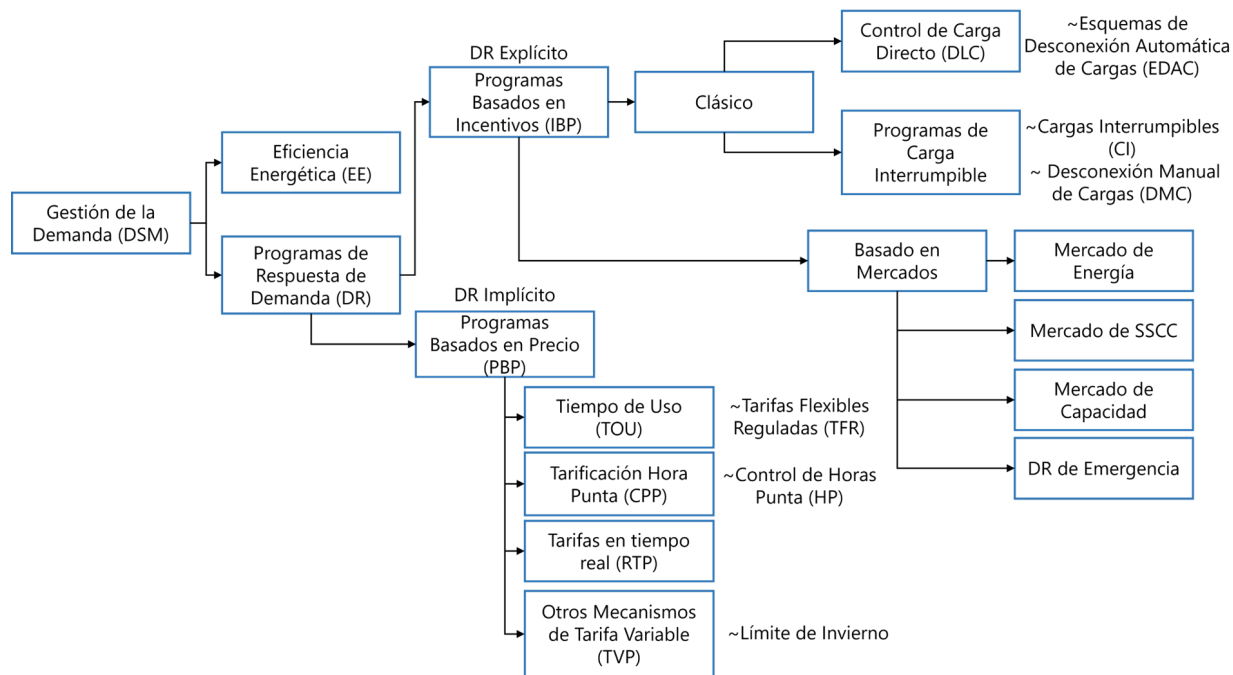


Figura 4.2. Resumen de los mecanismos de la gestión de demanda categorizados. Elaboración propia en base a (Usman et al., 2022).

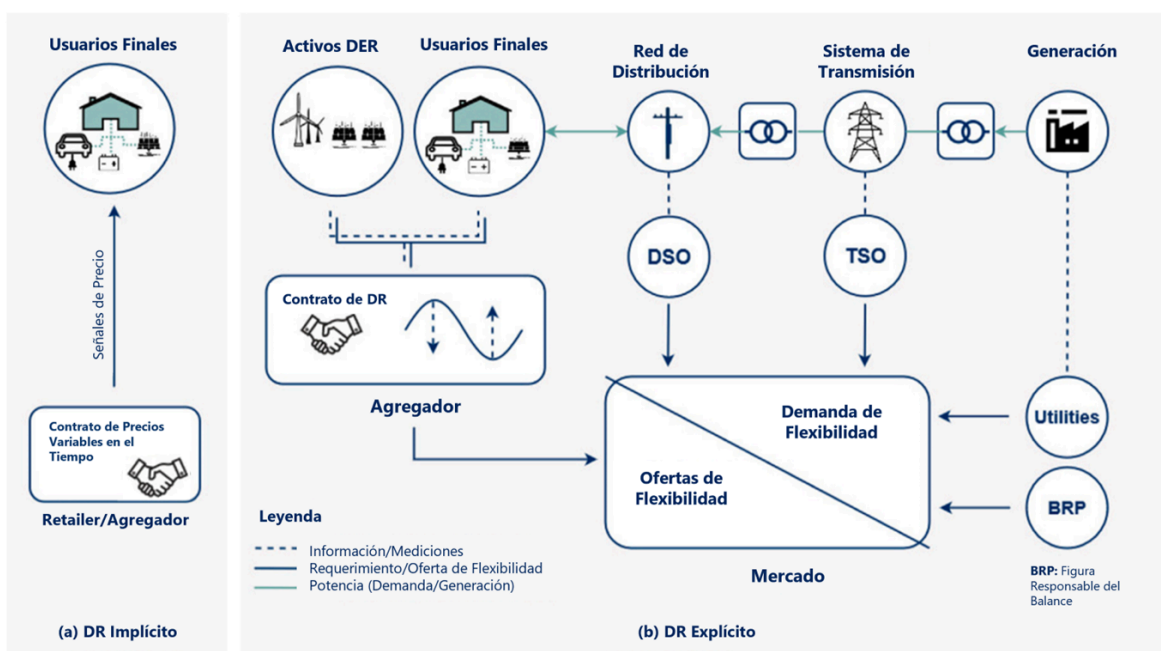


Figura 4.3 Comparación de esquemas DR Implícitos y Explícitos. Elaboración propia en base a (D’Ettorre et al., 2022).

El DR conlleva una amplia gama de **beneficios** para los varios actores que forman el sistema eléctrico:

- Para los **participantes**, implica incentivos financieros y ahorros en sus facturas de energía.
- A nivel de **mercado**, contribuye a la reducción de los precios energéticos, tanto a corto como largo plazo, y fomenta el crecimiento de la capacidad de generación. Además, permite postergar o evitar costos de infraestructura en generación, transmisión y distribución.
- Desde una perspectiva de **confiabilidad del sistema**, el DR disminuye el riesgo de cortes de suministro y apagones, al mismo tiempo que diversifica los recursos disponibles.
- En cuanto al **rendimiento del mercado**, reduce el poder de mercado, brinda más opciones a los consumidores y estabiliza la volatilidad de precios en el mercado spot.
- Los beneficios **medioambientales** y la **eficiencia** en la operación y expansión del sistema también son resultados directos del DR.
- Además, contribuye a la independencia energética y a la diversificación de la economía, lo que potencia aún más su impacto positivo.

Los **mecanismos de DR basados en precio** consisten específicamente en **tarifas dinámicas (y no planas) de precios de electricidad**, fluctuando y siguiendo (de algún modo) los costos reales de provisión de la energía. Existen varios tipos, donde las principales tarifas usadas en los diversos sistemas internacionales son las Time-Of-Use (TOU o tiempo de uso), Real Time Pricing (RTP o tarificación en tiempo real), Variable Peak Pricing (VPP), Critical Peak Pricing (CPP) y Critical Peak Rebates (CPR), entre otras. Estas tarifas se encuentran resumidas en la Figura 4.4 y en el siguiente conjunto de puntos:

- **Time-Of-Use Pricing (TOU):** El día se divide en períodos (e.g., punta, valle, y fuera de punta) donde los precios varían pero se mantienen consistentes entre días.
- **Real-Time Pricing (RTP):** El precio varía frecuentemente durante el día (e.g., horas) para reflejar costos variables en producción de electricidad determinados por precios mayoristas.
- **Variable Peak Pricing (VPP):** Similar al TOU pero en alguno de los períodos definidos (e.g., punta), el precio podría cambiar diariamente, en función de condiciones operacionales y costos. En los otros períodos el precio se mantiene constante.
- **Critical Peak Pricing (CPP):** Se identifica un período de tiempo (e.g., evento crítico) en el día donde el precio puede aumentar considerablemente para reflejar costos sistémicos.

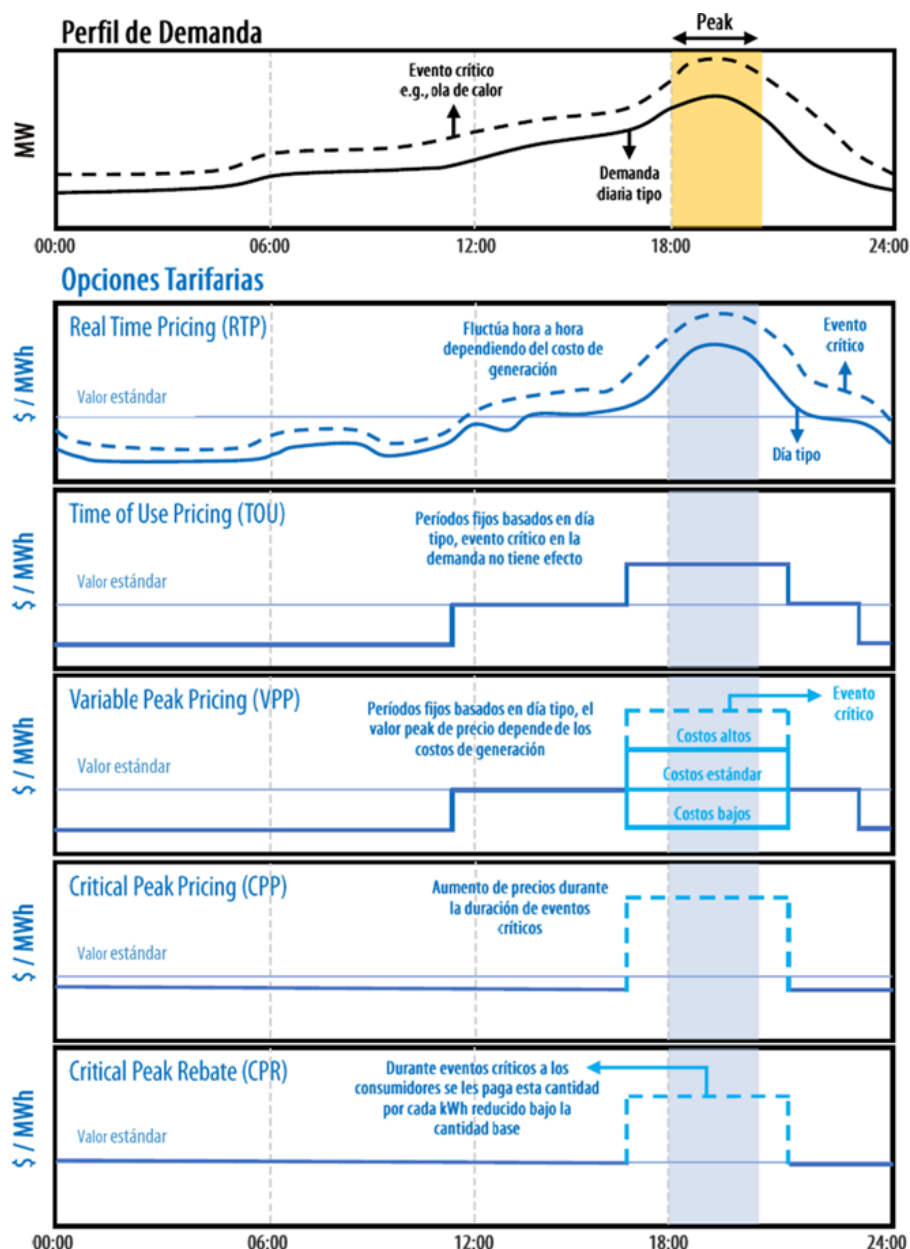


Figura 4.4. Representación de las principales tarifas utilizadas en mecanismos basados en precio. Elaboración propia en base a (Badtke-Berkow et al., 2015).

Las distintas tarifas expuestas pueden tener distintos efectos y características, pudiendo reflejar de manera más o menos completa la información del mercado mayorista. El diseño de la tarifa TOU apunta a reflejar los costos promedio de electricidad durante diferentes períodos, pudiendo considerar al menos 2 bloques de tiempo. Por otro lado, en el extremo, RTP suponen la fluctuación horaria de precios reflejando los costos reales de electricidad en el mercado mayorista (día anterior o tiempo real) y, **en teoría, los RTP son los programas de DR más eficientes, siendo adecuados para la competitividad de mercado. No obstante, su implementación es desafiante** debido a requerimientos de medición e información más sofisticados. Por su parte, las tarifas **CPP** (como por ejemplo el Control de Horas Punta) incluyen un precio mayor de uso de electricidad pre-especificado sobrepuesto a tarifas planas o TOU y **típicamente son utilizados durante contingencias o precios elevados previstos del mercado por un número limitado de días u horas al año.**

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

De forma general, los **mecanismos basados en mercados** consisten en la **participación de la demanda** mediante ofertas como agente dentro de los **diferentes niveles de mercado**:

- Dentro del **Mercado de Energía**, los consumidores ofertan reducciones de carga en el mercado mayorista, las cuales son aceptadas de ser menores que el precio de mercado. Luego, el consumidor debe reducir su demanda según su oferta o enfrentar una penalización.
- En el **Mercado de SCCC**, ciertos programas permiten a consumidores ofertar reducciones de carga como reservas operacionales (e.g., control de frecuencia), siendo remuneradas por su disponibilidad y activación.
- Por su parte, en el **Mercado de Capacidad**, cuando este existe, los consumidores pueden comprometerse a realizar reducciones pre-especificadas de carga frente a la ocurrencia de contingencias, recibiendo avisos de eventos con antelación y siendo penalizados de no responder a eventos.

La participación en estos mercados principalmente **se permite a partir de agregadores** (i.e., terceras partes), los que ofrecen soluciones de DR, **presentan ofertas** de modificación de carga u otros servicios de red directamente **en el mercado mayorista en nombre de sus clientes** (aunque grandes clientes también pueden ofrecer recursos).

Finalmente, en los **mecanismos basados en incentivos** los participantes reciben pagos asociados a una respuesta en su consumo ante una instrucción, directa o indirecta:

- En un **Control Directo de Cargas (DLC)**, típicamente las *utilities* u otra entidad agregadora intermediaria es capaz de modificar directamente el consumo de electricidad de equipos predeterminados con previo aviso de corto plazo, mientras que los consumidores reciben pagos por su participación.
- En los programas de **Carga Interrumpible o Desconectable (Control Indirecto o ILC)** el requerimiento de ajuste de demanda es dado por la *utility*, mientras que el cliente mantiene el control de su consumo, otorgando como incentivos pagos o descuentos tarifarios, o incluso penalizaciones según las condiciones. En esta misma línea, los **Critical Peak Rebates (CPR)** son similares a tarifas CPP, pero los clientes reciben créditos de facturación por reducir su uso por debajo del nivel base de consumo en horas críticas. En estos esquemas, cobran especial relevancia **consumos eléctricos flexibles**, capaces de ver modificados sus patrones de consumo sin impactar (o al menos en menor medida) el confort que reciben usuarios finales, destacando **cargas con inercia térmica y consumos con facilidades para su agendamiento**.

La implementación de los mecanismos ya mencionados supone diferentes tipos de **costos**, los cuales afectan tanto a los participantes como a los dueños del programa, implicando esfuerzos importantes en el desarrollo de estos y de sus condiciones habilitantes en el caso de requerimientos de infraestructura.

Tabla 4.1. Costos asociados a la implementación de mecanismos de DR.

Costos Asociados	Para Participantes	Para el Dueño del Programa ³
Costos Iniciales	Instalación de tecnología habilitante (e.g., automatismos/domótica, sistemas de gestión de energía (Energy Management Systems o EMS), recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resources o DER) Decisión y establecimiento de un plan o estrategia de respuesta	Infraestructura Avanzada de Medición y Comunicación (AMI) Adaptación de sistema de facturación Educación de clientes Apoyo/servicio técnico
Costos de Operación	Asociados a eventos: Inconveniencia/disconformidad Pérdida de negocios (producción) Reagendamiento de actividades Combustible y mantención de generación local	Administración Marketing para la atracción de nuevos participantes Pagos como incentivos Evaluación continua de programas

Para concluir, es importante mencionar que la implementación exitosa de programas de DR se ve obstaculizada por **diversas barreras** que abarcan los ámbitos técnicos, económicos y regulatorios:

- En el **plano técnico**, la falta de infraestructura de Internet de las cosas (IoT), tecnología de medición avanzada (AMI), tecnología de información y comunicación (TIC) y sistemas de gestión de energía en el hogar (HEMS) presenta desafíos. La interoperabilidad limitada y la falta de estándares de comunicación dificultan aún más la adopción de soluciones tecnológicas asequibles. Además, la inaccesibilidad de datos en tiempo real y las barreras de telemetría complican la gestión de DR.
- A **nivel económico**, la alineación de los diseños de mercado y programas es esencial, y la incertidumbre del mercado, las asimetrías competitivas y las opciones tarifarias influyen en la percepción de incentivos por parte de los consumidores. La rentabilidad del negocio y los costos de las tecnologías habilitantes también son factores críticos.
- Por último, en el **ámbito regulatorio**, las brechas para la participación de la demanda en distintos niveles de mercado y la subestimación del comportamiento de los consumidores por parte de las empresas de servicios públicos y los reguladores plantean desafíos adicionales. Estas barreras requieren una atención minuciosa para fomentar la adopción exitosa de programas de DR.

³ E.g., distribuidora, comercializadora, agregador.

5. Experiencia Internacional en Gestión de Demanda

La revisión de la experiencia internacional es un insumo relevante para cualquier estudio de propuesta de cambios regulatorios. Sin embargo, es necesario tener en consideración el alcance y limitaciones de revisiones internacionales. Lo anterior, debido a que los sistemas eléctricos y sus marcos regulatorios son altamente dependientes de características propias de cada sistema. En este contexto, la revisión de la experiencia internacional se utilizará para reconocer diferentes desafíos y comprender el espectro de soluciones implementadas en otros sistemas de referencia internacional.

En particular, se recopila información de diversos sistemas y mercados eléctricos de referencia. **En particular, Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) Interconnection, Reino Unido, y España, esta información es luego complementada con algunos ejemplos puntuales de otros sistemas.** En los sistemas y mercados de referencia mencionados, la demanda encuentra oportunidades de participación en los diversos niveles del mercado eléctrico, energía, SSCC y potencia, avanzando progresivamente en la participación de consumidores de menor tamaño, impulsada por la implementación de tarifas del tipo TOU, infraestructuras de medición avanzadas y las tecnologías digitales de automatización requeridas.

La selección propuesta da cuenta de **sistemas que presentan niveles de desarrollo significativo en cuanto al diseño e implementación de mercados eléctricos frente al nuevo paradigma tecnológico**, abordando de distintas maneras los desafíos particulares asociados a la integración progresiva de fuentes renovables variables, almacenamiento, y la incorporación de esquemas de gestión de demanda y EE. Adicionalmente, se destaca la disponibilidad de información con la que disponen y la similitud con el esquema de mercado presente en Chile, contando con mercados de SSCC y mecanismos de suficiencia desarrollados o en vías de desarrollo. De esta forma, entendiendo las complejidades de realizar comparaciones y tomar soluciones de otros sistemas, se asegura la relevancia de estos sistemas para el caso chileno.

En particular, en los sistemas de referencia sugeridos en esta propuesta se destaca **la progresiva promoción e incorporación de mecanismos de incentivo adicionales** a las tarifas de suministro para la modificación de patrones de consumo, con una mayor resolución temporal y con el carácter de un control de **lazo cerrado**, a través de esquemas de DR, en contraste con la simpleza de definición de períodos de mayor o máxima exigencia del sistema que deben enfrentar los consumidores finales al momento de determinarse la asignación de costos del mecanismo de suficiencia empleado, por ejemplo. Lo que supone la capacidad de prescindir de mecanismos de asignación de costos complejos por medio de las tarifas de suministro a clientes finales, en la medida en que la demanda encuentra las oportunidades de participación dentro de los diferentes niveles de mercado, energía, SSCC y potencia, lo que incentiva la inversión en sistemas de control que permitan a la demanda responder a los requerimientos de corto plazo del Operador del Sistema para hacer frente a condiciones de operación del sistema de mayor estrés o nivel de emisiones, por ejemplo.

Cabe reafirmar que **el diseño e implementación de mercados eléctricos resulta altamente dependiente de las características técnicas, regulatorias y económicas de cada sistema**, por lo que no existen dos sistemas con diseños similares, así como tampoco soluciones

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

universales (incluso a nivel de investigación), y, por lo tanto, no es factible la importación directa de alguna de dichas soluciones al contexto chileno. No obstante, la revisión de la experiencia internacional permite apreciar una variedad de necesidades y alternativas de solución a estas, categorizar iniciativas y encontrar elementos en común que servirán de insumo para la generación de propuestas asociadas a esquemas de participación de la demanda.

A modo de contexto, **en los siguientes capítulos se hace una descripción y análisis general de antecedentes y estructura de mercado de cada sistema para luego realizar un levantamiento de información de mecanismos y observaciones.** En este levantamiento se consideran proyecciones respecto a la valorización del mercado de gestión de demanda, incentivos de empresas distribuidoras y comercializadoras de energía para participar en estos esquemas. También se considera la relación de mecanismos con otros pagos (duplicidad de pagos) y posibles diferenciaciones entre clientes regulados (pequeños y medianos asociados a comercialización) y clientes libres (medianos y grandes), u otro criterio (tamaño, AMI, tarifas). Y finalmente algunos procedimientos, estrategias y/o metodologías utilizadas en la implementación de dichos mecanismos, así como su evaluación en términos de resultados y dificultades enfrentadas.

Respecto a la categorización de la información, para cada sistema se divide la información acorde a la clase de mecanismo, es decir, en programas de DR basados en precio, programas basados en mercados y finalmente, cuando aplica, a mercados basados en incentivos. Las consideraciones tomadas en cada clase de mecanismo se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Dimensiones de categorización de información y consideraciones

Clase de Mecanismo	Consideraciones
Eficiencia Energética (EE)	Diferenciación de mecanismos e incentivos para Clientes Regulados y Libres.
Programas de DR Basados en Precio (PBP-DR)	<p>Clientes Regulados: Metodologías para la definición de tarifas (diferencias horarias, anticipación y periodicidad en que se informa a clientes).</p> <p>Clientes Libres: Contratos de suministro pactados libremente.</p> <p>Traspaso de costos entre agentes del mercado (empresa de generación, comercialización o distribución, etc.) explícita o implícitamente dentro de tarifas.</p>
Programas de DR Basados en Mercados (MB-DR)	<p>Clientes Regulados: Participación mediante terceros, comercializadores y agregadores (Coordinados).</p> <p>Clientes Libres: Participación como Coordinados o mediante terceros.</p> <p>Cómo se diferencia o no la participación de la demanda de la generación u otros, metodologías de cálculo o definición de la “línea base” para determinar la participación efectiva de la demanda.</p>
Programas de DR Basados en Incentivos (PBI-DR)	Metodologías para la definición de esquemas de incentivos (diferencias horarias, anticipación y periodicidad en que se informa a clientes), metodologías de cálculo o definición de la “línea base” para determinar la participación efectiva de la demanda.

Dentro de las **principales observaciones** que se obtienen de la revisión de la experiencia internacional, se cuentan las siguientes:

- El diseño e implementación de mercados eléctricos es altamente dependiente de las características **técnicas, regulatorias y económicas** de cada sistema, lo que significa que no hay dos sistemas con diseños similares ni soluciones únicas.
- La experiencia internacional proporciona una visión de diversas necesidades y soluciones, categoriza mecanismos y encuentra elementos comunes que pueden ser utilizados para desarrollar propuestas específicas para el caso chileno.
- Se observa una amplia diversidad de esquemas y mecanismos implementados en los sistemas revisados, con una evolución continua en los diseños y un aumento en la participación.
- Los sistemas de referencia internacional incorporan mecanismos de participación de la demanda en varios niveles del mercado.
- Se destaca de manera consistente la importancia de infraestructuras de medición avanzadas (AMI) y tecnologías de información y comunicación (TIC) como habilitadores clave para el desarrollo de DR, junto con la figura del agregador y la realización de planes piloto como enfoques de prueba y error.

En relación a la habilitación de **proyectos piloto**, se destacan las siguientes observaciones:

- Los proyectos pilotos son una herramienta interesante para **estudiar y probar los efectos de nuevas tecnología y mecanismos**, la que permite obtener **resultados y conclusiones preliminares** de lo que podría ser realmente el proyecto, pudiendo ser llevados a cabo por la totalidad de los actores.
- Si bien dan resultados y generan información, su implementación es desafiante y requiere la definición de sus etapas claras, en las que se fijen sus objetivos, implementación y se sustenta la metodología en base a otros pilotos ya desarrollados.
- Es clave la difusión de los resultados de los pilotos tanto para el público general como para otros actores.

En relación a la **integración de medición inteligente** y la **cuantificación de impactos medioambientales** de la gestión de demanda, las principales observaciones se presentan en secciones posteriores.

En las Tablas 5.2 y 5.3 se presentan los antecedentes y estructuras de mercado de cada sistema y una comparación de los mecanismos de DR.

Tabla 5.2. Antecedentes y estructura de mercado⁴.

Sistema		PJM Interconnection	Reino Unido	España
Estructura Mercado	Interconexiones	Interconexión regional.	Integración regional dentro de los proyectos SDAC y TERRE.	Interconexión regional.
	Competencia en el Retail	Mercado mayorista y competencia en retail.	Mercado mayorista y competencia en retail.	Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado).
	Precios Nodales/Zonales	Precios nodales.	Zona única de precios.	Zona única de precios.
	Etapas de Liquidación de Mercado	Mercado del día anterior y en tiempo-real.	Mercado del día-anterior, intradiario y de balance.	Mercado del día-anterior, intradiario y de balance.
	Mecanismo de Suficiencia	Mercado de capacidad.	Mercado de capacidad.	Pagos de capacidad (En tránsito a Mercado de capacidad).
	SSCC	Mercado de SSCC.	Mercado de SSCC.	Mercado de SSCC.
	Operación del Sistema	Co-optimización de reservas y energía.	Esquema secuencial de reservas y energía.	Esquema secuencial de reservas y energía.

Tabla 5.3. Resumen de comparación de mecanismos.

Clase de Mecanismo		PJM	Reino Unido	España
Eficiencia Energética (EE)		Energy Efficiency (EE) Resource	Electricity Demand Reduction pilot	Certificados de Ahorro Energético (CAE)
Programas de DR Basados en Precio (PBP-DR)	TOU	Diferenciación estacional	Economy 7, Economy 10, Standard Variable Tariff (SVT)	Comercializadores
	CPP	Para Price Responsive Demand (PRD)	No se observa	No se observa
	RTP	Hourly Pricing (ComEd); para PRD	Agile Octopus	PVPC para clientes regulados; comercializadores
	Otro TVP	No se observa	Time-of-day (TIDE)	No se observa
Programas de DR Basados en Mercados (MB-DR)	Energía	Economic DR	Day ahead	No se observa
	SSCC	Economic DR	FCR, aFRR, STOR, Demand Turn Up	FCR, mFRR, aFRR y RR
	Potencia	Pre-Emergency and Emergency DR, EE, PRD	Proven y Unproven CM Units (CMU)	No se observa
Programas de DR Basados en Incentivos (PBI-DR)	DLC	Price Responsive Demand (PRD)	Octopus Smart Meters; Auxiliary load control switches	No se observa
	IDL	Peak Load Contribution (PLC); Critical Peak Rebate (CPR)	Triada (TNUoS); DUoS; Conexión flexible	Servicio de Interrumpibilidad; disminución de costos traspasados.

⁴ Elaboración propia en función de información pública disponible. Referencias en secciones particulares.

5.1. Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection

El **Pennsylvania - New Jersey - Maryland (PJM) Interconnection** coordina el mercado eléctrico en regiones de 14 estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el District of Columbia. Con cerca de 142.000 km de líneas de transmisión, y una capacidad instalada cercana a los 190 GW, este sistema brinda suministro eléctrico a más de 65 millones de personas.

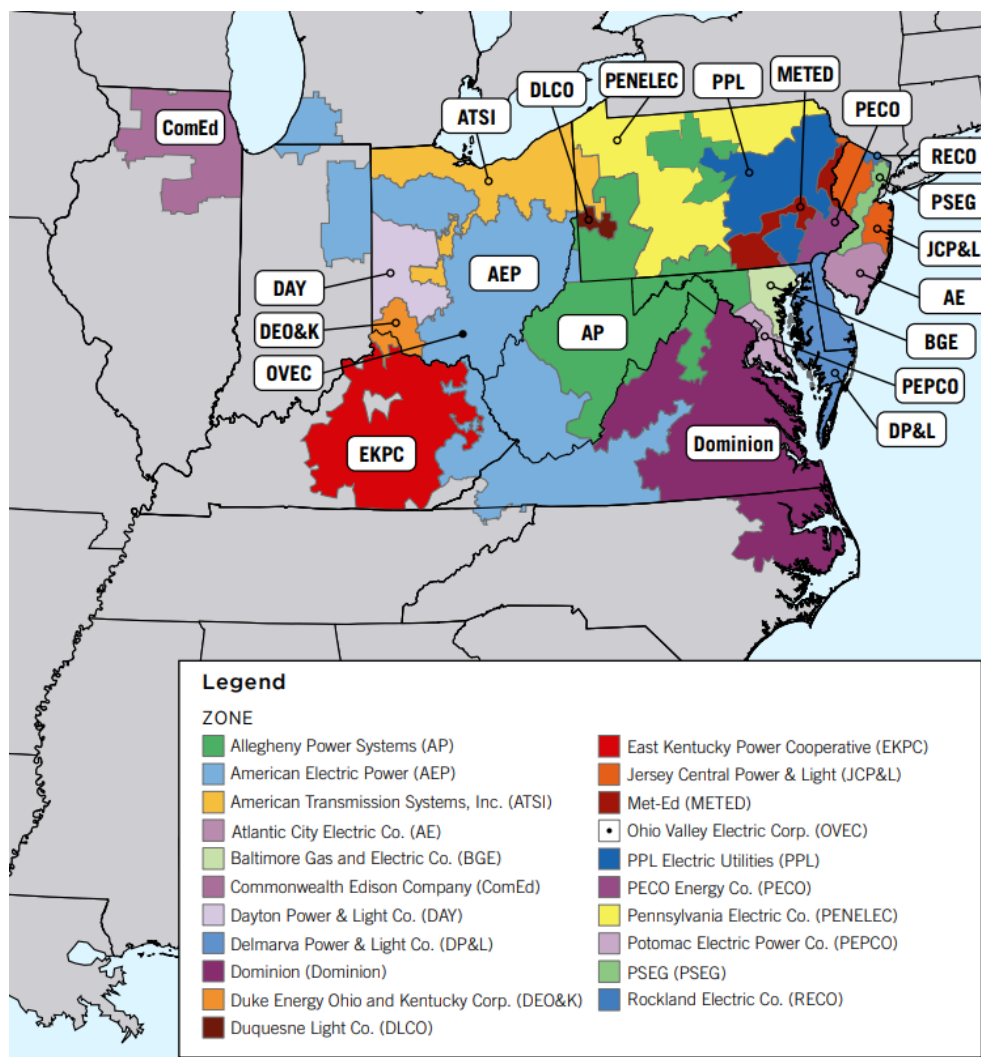


Figura 5.1. Extensión del territorio comprendido por PJM⁵.

Actualmente, el mix de generación de PJM está compuesto principalmente por fuentes fósiles (74%) y nucleares (17,8%), sumado a una participación reducida de fuentes ERV (3,3%) y generación hidro (4,85%). Aun cuando el sistema no cuenta con metas de descarbonización o de integración renovable, estas sí se encuentran presentes en los diferentes Estados que lo componen⁶. Por ejemplo, New Jersey considera una meta de generación renovable del 35% a

⁵ Fuente: [PJM Zone Map](#)

⁶ Disponible en: [Comparing America's grid operators on clean energy progress: PJM is headed for a climate disaster](#)

2025 y 50% a 2030⁷; Maryland ha fijado una meta del 20% a 2022, 50% a 2030 y 100% a 2040, además de considerar metas específicas para la generación solar y eólica⁸; y Pennsylvania una meta del 10% de generación solar a 2030⁹.

Tabla 5.4. Composición del parque generador de PJM^{10 11}.

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Gas	335,97 (40%)	81,6 (45%)
Carbón	167,65 (20%)	46,57 (25%)
Nuclear	271,52 (32%)	32,65 (18%)
Hidráulica	15,99 (2%)	8,89 (5%)
Diésel	2,69 (0,3%)	7,56 (4%)
Eólica	31,49 (4%)	1,57 (1%)
Solar-PV	9,24 (1%)	2,66 (1%)
Otras Renovables	5,45 (0,7%)	1,52 (1%)
Total	840,0 TWh (In-State)	183,02 GW

PJM se basa en un modelo de mercado de energía y SSCC co-optimizados, basado en ofertas y precios nodales, con una estructura de mercado del día anterior y mercado en tiempo real, un Security-Constrained Economic Dispatch (SCED), un mercado abierto de capacidad con subastas anuales, y mecanismos de mercado para la cobertura frente a diferenciales de costos marginales producto de eventos de congestión en corredores de transmisión. En particular, PJM opera los siguientes mercados:

- Day-Ahead Energy Market
- Real-Time Energy Market
- Reserves Market (Synchronized Reserve y Non-Synchronized Reserve Markets)
- Regulation Market
- Financial Transmission Rights (FTRs) Markets
- Reliability Pricing Model (RPM) Capacity Market.

Poco después de comenzar a operar su mercado mayorista de energía, PJM **incorporó la participación de la demanda a través de un programa piloto** en el año 2000, que comenzó a pagarle a las cargas por la reducción de consumo durante condiciones de emergencia. A medida que el mercado de PJM se fue desarrollando, el operador del sistema ha creado

⁷ Disponible en: [Clean Energy in New Jersey](#)

⁸ Disponible en: [Maryland at a Glance](#)

⁹ Disponible en: [Pennsylvania's Solar Future Plan](#)

¹⁰ Fuente: [Capacity by Fuel Type](#)

¹¹ Fuente: [2022 State of the Market Report for PJM](#)

oportunidades adicionales para que la demanda participe en sus mercados al **proporcionar capacidad, SSCC y energía** (Brown et al., 2015).

Particularmente, la respuesta de la demanda en PJM está agrupada en **programas económicos** (*Economic Load Response Program*), **de emergencia y de pre emergencia** (*Emergency and Pre-emergency Load Response Program*), y **Price Responsive Demand** (PRD). La respuesta de la demanda económica se involucra en el mercado energético, mientras que el DR de emergencia y preemergencia se relaciona con el mercado de capacidad y el mercado de energía. Por otro lado, los recursos de DR participan en el mercado de reserva sincronizada y también en el mercado de regulación.

Dentro de las entidades que pueden participar en los programas de DR se encuentran los **Curtailement Service Providers (CSP)**, que son empresas que contratan clientes que tienen la capacidad de reducir la carga y satisfacen los compromisos en el RPM aprobados. Después de que ocurre un evento de DR, **PJM compensa a los CSP por las reducciones de carga** de sus participantes y los CSP, a su vez, **compensan a sus participantes**. Solo los CSP son elegibles para participar en los programas de DR de PJM, pero un participante puede registrarse como miembro especial de PJM y convertirse en CSP sin ningún costo adicional, como *retailers* y/o las entidades que suministran a las cargas (Load Serving Entities o LSE).

5.1.1. Mecanismos Basados en Precios

En PJM, los esquemas que funcionan a través incentivos tarifarios son **principalmente utilizados por proveedores** de los esquemas de DR para **agregar la flexibilidad de los clientes finales**, ya sea pequeños o grandes. Estos mecanismos están enmarcados dentro de la categoría de Price Responsive Demand (detallado en 5.1.2), en los que clientes minoristas que tienen la capacidad de reducir la carga en respuesta al precio actúan según el esquema contratado y los requerimientos estipulados. Existen diferentes posibilidades de esquemas tarifarios que dependen de cada retailer o proveedor del esquema y entre ellas se observan:

Tarifas Time-Of-Use

En PJM estas tarifas **dependen de los contratos que las diversas comercializadoras** pueden ofrecer a los clientes, siendo estas las opciones más comunes junto a las tarifas planas. Las tarifas TOU suelen variar según las **estaciones del año**, donde los precios pueden ser más altos durante los meses de verano y/o invierno. También pueden diferenciar entre el **horario diurno y nocturno**, donde los precios tienden a ser más altos durante los peak diurnos. Por otro lado, existen opciones de tarifas TOU que pueden estar **estructuradas en bloques diarios** donde los precios pueden variar en intervalos específicos durante el día, como por ejemplo, podría haber un precio diferente para la mañana, la tarde y la noche.

Tarifas Critical Peak Pricing

En este caso, la figura a cargo de la tarificación ofrece a los usuarios una señal de precio cuando el consumo en el sistema **traspasa un límite definido por el operador del sistema**. A diferencia de otros esquemas donde existe un cargo extra proporcional a la demanda punta del consumidor, los esquemas de CPP **anticipadamente notifican** periodos de alta demanda para que los clientes puedan disminuir su consumo. Está asociado a momentos donde el

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

esquema PRD requiere disminuciones de consumo para entregar capacidad al sistema. Estas tarifas son ofrecidas por los comercializadores.

Tarifas Real Time Pricing

Illinois fue el primer estado en el país en lanzar un **programa residencial de Tarifas Horarias** a nivel estatal. Ofrece a los clientes de ComEd una forma diferente de pagar la electricidad, cobrándoles una tasa de suministro que puede cambiar por hora. Desde que comenzó el programa, las Tarifas Horarias han ahorrado a los participantes un promedio de alrededor del 15% de la porción correspondiente al suministro de electricidad, aunque se menciona que **no se garantizan los ahorros**¹².

5.1.2. Mecanismos Basados en Mercados

Como se mencionaba, PJM tiene una gran diversidad de mecanismos de participación en los distintos mercados como los de energía, SSCC y potencia. Incluso, existe la posibilidad de que estos **programas operen en más de uno de los mercados mencionados**, expandiendo las oportunidades de la demanda en estos y permitiendo también que, **dependiendo de las capacidades y características de la demanda**, estas pueden ajustarse al esquema que más les conviene. En la Figura 5.2 se presenta un resumen de los tres principales programas definidos en PJM. Los tres esquemas que pueden participar en los mercados se describen a continuación:

Emergency and Pre-Emergency Load Response Program			
Product Types	Load Management (LM)		
	Capacity Performance, Summer-Period Capacity Performance OATT Attachemnt DD § 5.5A	Capacity Performance, Summer-Period Capacity Performance OATT Attachemnt DD § 5.5A	
Market	Capacity Only OATT Attachemnt K § 8.1	Full Program Option (Capacity and Energy) OATT Attachemnt K § 8.1	Energy Only OATT Attachemnt K § 8.1
Capacity Market	DR cleared in RPM	DR cleared in RPM	Not included in RPM
Dispatch Requirement	Mandatory Curtailment	Mandatory Curtailment	Voluntary Curtailment
Capacity Payments	Capacity payments based on RPM clearing price	Capacity payments based on RPM clearing price	NA
Capacity Measurement and Verification	Firm Service Level Guaranteed Load Drop	Firm Service Level Guaranteed Load Drop	NA
CBL	NA	Yes, as described OATT Attachment K § 3.3A	Yes, as described OATT Attachment K § 3.3A
Energy Payments	No energy payment	Energy payment based on submitted higher of "minimum dispatch price" and LMP. Energy payment during PJM declared Emergency Event mandatory curtailments.	Energy payment based on submitted higher of "minimum dispatch price" and LMP. Energy payment only for voluntary curtailments.
Penalties	RPM event OATT Attachment DD § 10A RAA Schedule 6.K Test compliance penalties OATT Attachment DD § 11A	RPM event OATT Attachment DD § 10A RAA Schedule 6.K Test compliance penalties OATT Attachment DD § 11A	NA
Associate Manuals	Manual 18	Manual 11 Manual 18	Manual 11 Manual 18

¹² Fuente: [ComEd Hourly Pricing Program](#)

	Economic Load Response Program	Price Responsive Demand
Product Types	Economic Demand Response OATT Attachment K § 1.5A	
Market	Energy Only	Capacity Only
Capacity Market	Not included in RPM	PRD cleared in RPM
Dispatch Requirement	Dispatched Curtailment	Price Threshold
Capacity Payments	NA	LSE PRD Credit RAA Schedule 6.1.G
Capacity Measurement and Verification	NA	Firm Service Level
CBL	Yes, as described OATT Attachment K § 3.3A	NA
Energy Payments	Energy payment based on full LMP. Energy payment for hours of dispatched curtailment. OATT Attachment K § 3.3A	NA
Penalties	NA	RPM event RAA Schedule 6.1.G Test compliance penalties RAA Schedule 6.1.L
Associate Manuals	Manual 11	Manual 18

Figura 5.2. Resumen de los tres principales programas definidos en PJM¹³.

Emergency and Pre-emergency Load Response Program (LRP)

Es un programa que puede operar tanto en el **mercado de capacidad como el de energía**, pudiendo ser remunerados con **pago por capacidad y/o energía** y su despacho puede ser por **reducción obligatoria o voluntaria** y es de compromiso **anual**.

Más en detalle, el Programa de respuesta de carga de pre-emergencia es el predeterminado para los recursos de demanda y el programa de DR de emergencia es solo para recursos de generación que se utilizan detrás del medidor y que tiene restricciones ambientales que limitan la capacidad del recurso para operar solo en condiciones de emergencia. Todos los recursos de demanda deben registrarse como pre-emergencia a menos que el participante califique para emergencia.

Todos los recursos de demanda que se inscriban en el programa de emergencia o preemergencia deben registrarse como recursos de capacidad anual, **permitiéndoles que los recursos de DR del período de verano se agreguen con los recursos de capacidad del período de invierno para cumplir con el requisito anual**. Los recursos deben ser registrados con un tiempo de respuesta específico, el cual puede ser dentro de los 30, 60 o 120 minutos posteriores al envío de un evento de PJM.

Para **confirmar las reducciones de carga**, hay dos formas de medir definidas: el método de **Nivel de Servicio Firme (FSL)** y el de **Caída de Carga Garantizada (GLD)**. El método de Nivel de Servicio Firme (FSL), que mide la diferencia entre la contribución de carga máxima (PLC) de un cliente y su carga en tiempo real, multiplicada por el factor de pérdida (LF). El método de Caída de Carga Garantizada (GLD) mide el mínimo de: la carga de comparación menos la carga en tiempo real multiplicada por el factor de pérdida; o el PLC menos la carga en tiempo

¹³ Fuente: [2023 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through June](#)

real multiplicada por el factor de pérdida. El cumplimiento de los requerimientos en el mercado de capacidad es revisado a nivel nodal, sin embargo, la DR es despachada a nivel zonal o sub-zonal, debido a la agregación de consumidores distribuidos por toda una zona. La DR despachada durante un evento de gestión de carga por parte de PJM es elegible para recibir pagos de energía de emergencia si se registra bajo la opción del programa completo. La opción del programa completo incluye un pago de energía por reducciones de carga durante un evento de preemergencia o emergencia para eventos de DR y pagos de capacidad. Cuando no está registrado en el programa completo solo recibe pagos por capacidad.

Los pagos de energía al recurso de DR de emergencia son **compensaciones adicionales fuera del mercado**¹⁴ (*uplift*). El LMP (O Local Marginal Price) no cubre los pagos de energía, aunque la respuesta de la demanda de emergencia puede establecer el LMP. Los pagos de energía a los recursos DR de emergencia son realizados por los participantes del mercado de PJM en proporción a sus compras netas en el mercado de tiempo real.

Economic LRP o Economic DR

Opera en el **mercado de energía** y su disminución es despachada en base a la **operación eficiente del sistema**. Este programa recibe un **pago de energía basado en LMP** por las horas de reducción despachada y **no se le asocian sanciones por no cumplimiento**.

Las reglas del mercado para la Economic DR requieren que todos los recursos de Economic DR pasen por un **proceso de certificación de CBL (Customer Base Line)**, el cual utiliza el cálculo del error cuadrático medio relativo ("RRMSE") basado en datos históricos para **calcular una línea base razonablemente precisa antes de que el recurso participe en el mercado energético mayorista** y garantizar que este posee una línea base. Si el CBL recibe un RRMSE inferior al 20%, el CBL se considera razonablemente preciso. Los **CBL alternativos** se han creado con el tiempo para brindar opciones, especialmente para los clientes de carga variable que tienen un RRMSE (Relative Root Mean Square Error) superior al 20%, debido a que el recurso económico de DR se considera variable y, por lo tanto, se considera/desarrolla un CBL diferente para predecir con mayor precisión la carga y **evitar estimaciones de reducción de carga que no reflejen la actividad de reducción de carga** específica realizada en la participación en el mercado. El CSP (Curtailment Service Provider) debe informar a PJM de cualquier cambio significativo en las operaciones del recurso de demanda que aumente o disminuya el CBL del recurso de demanda.

El CBL estándar que se utiliza para la mayoría de los recursos de demanda no variable es el de 3 días con SAA (ajuste aditivo simétrico) que representa el CBL estándar. Otros tipos más sofisticados son: 3 días tipo con WSA; 7 días tipo; 7 días tipo con SAA; MBL (Max Base Load); Metered Generation; Same Day (3+2): Promedio de 3 horas antes del evento (después de saltarse la primera hora antes del evento) y 2 horas después del evento (después de saltarse la primera hora después del evento); Match Day (3 Day Average).

Al igual que para la DR de emergencia, los pagos de energía a los recursos de DR económica (Economic DR) son compensaciones adicionales. El LMP no cubre los pagos de energía, aunque el DR económico puede establecer el LMP. Los pagos de energía a los recursos de DR

¹⁴ Fuente: [2023 Quarterly State of the Market Report for PJM: January through June](#)

económica son realizados por las exportaciones en tiempo real de PJM y las cargas en tiempo real en cada zona, para las cuales el LMP promedio ponderado por la carga en tiempo real para la hora durante la cual ocurrió la reducción sea mayor o igual al precio para ese mes.

Price Responsive Demand (PRD)

En este esquema, se oferta en el **mercado de capacidad** y es un compromiso para reducir el uso de energía en una cantidad definida en respuesta a los precios de la energía en tiempo real durante el año de entrega. Una oferta PRD incluye cantidades de MW que el vendedor reducirá a precios de reserva del mercado de capacidad (\$/MW-día). Las ofertas del PRD cambian la forma de las Curvas VRR (Variable Resource Requirement) utilizadas en las subastas del mercado de capacidad. El PRD es **proporcionado por un miembro de PJM que representa a clientes minoristas** que tienen la capacidad de **reducir la carga en respuesta al precio**. Para ser elegible como PRD, la carga del cliente de uso final debe ser servida bajo una tarifa minorista dinámica o un acuerdo contractual vinculado a, o basado en, un activador LMP en tiempo real en una subestación lo más cerca eléctricamente posible a la carga aplicable. Las cargas de clientes finales identificadas no pueden venderse de ninguna otra forma de DR en los mercados de PJM. En este esquema **se asocian sanciones por no cumplimiento**.

Según la categorización presentada en el capítulo del marco teórico, este mecanismo puede estar también asociado a un programa basado en incentivos, donde se observa la existencia del control directo de carga (DLC) y el indirecto (ILC). En el primero, el proveedor del servicio puede controlar la carga del cliente con el cual pactó la agregación en base al requerimiento del sistema. En el segundo, en PJM se presentan principalmente dos: la **contribución a la demanda peak** y el **Critical Peak Rebate**. La contribución a la demanda peak (PLC) es una **asignación que se le hace a todos los consumidores** de energía asociada la potencia punta consumida y es calculada en los **cinco mayores consumos del verano**, con un costo asociado a los consumidores, que puede ser disminuido reduciendo el consumo durante esos períodos. El Critical Peak Rebate es un esquema que **proporciona créditos en la factura a los consumidores que reducen su uso** por debajo de una cantidad base durante los períodos en los que el precio del mercado mayorista excede un umbral.

Eficiencia Energética (EE)

Existe el llamado "**Recurso de EE**" (EE Resource) que se refiere a un proyecto que incluye la **instalación de dispositivos o equipos** más eficientes o la implementación de **procesos o sistemas más eficientes**. Fue diseñado para lograr una **reducción continua en el consumo** de energía eléctrica en el punto de retiro del cliente final que no se refleja en el pronóstico de carga máxima para la subasta. Debe estar totalmente **implementado en todo momento** durante el año de entrega, sin necesidad de aviso, despacho o intervención del operador. Participa como un recurso de capacidad.

Los principales criterios de elegibilidad para la instalación de EE son que la instalación de la medida de EE **debe completarse antes del año de entrega** y no debe estar incluida en el pronóstico de carga máxima publicado para la subasta en la que se ofrece la EE. Además debe superar los estándares relevantes en el momento de la instalación. Debe lograr una

reducción de la carga durante las horas de rendimiento de la EE definidas y no puede ser controlada o programada.

El principal requerimiento que se le hace a este recurso es que se debe presentar el Plan de Medición y Verificación (M&V) antes de la subasta en el RPM del año de entrega (DY) y luego presentar el mismo informe post-Instalación antes del año de entrega y permitir su eventual auditoria por parte de PJM o un tercero independiente.

5.1.3. Proyectos Piloto

Se destacan los incentivos a proyectos piloto en PJM, en donde existe el **Advanced Technology Pilot Program**¹⁵, en el cual ofrece un ambiente de prueba transparente para estudiar la viabilidad de integrar tecnologías emergentes que mejoren la confiabilidad del sistema, la eficiencia operativa y de mercado. PJM está involucrado en varios proyectos piloto de tecnología avanzada propuestos o activos en toda su área de servicio. Estos proyectos abarcan un amplio espectro de tecnologías y conceptos, que incluyen almacenamiento de energía, respuesta de la demanda, operaciones de transmisión, DER y microrredes. Los pilotos tienen como objetivo permitir que las tecnologías avanzadas y emergentes **exploren todas las oportunidades** para desempeñar un papel en las operaciones, los mercados y la planificación de PJM.

PJM desempeña un papel activo en la iniciación, planificación, implementación y finalización de proyectos piloto, brindando facilidades de revisión y el intercambio de información, educación sobre funciones empresariales relevantes y acuerdos de no divulgación en la fase de inicio. En la fase de **planificación**, PJM colabora en la definición de objetivos, el cronograma y los resultados, ofreciendo datos y análisis adicionales y la identificación de recursos clave, al tiempo que se desarrollan acuerdos legales. Durante la etapa de **implementación**, PJM proporciona apoyo en pruebas, monitoreo y recopilación de datos, además de ofrecer retroalimentación y sugerir pasos futuros basados en los resultados. En la fase de **finalización**, PJM respalda la divulgación de resultados y puede desarrollar exhibiciones para destacar los logros del proyecto, demostrando su compromiso y participación activa en la promoción de tecnologías emergentes en beneficio del sistema energético¹⁶.

Particularmente, se presenta un piloto llevado a cabo por Comverge en 2013, el cual buscó implementar la participación del sector residencial en el Synchronized Reserve (SR) Market (Mercado de Reservas Sincronizadas)¹⁷. El piloto diseñado **fue primero enviado a PJM para su correspondiente aprobación** para luego iniciar su implementación una vez conseguido el permiso. Los consumidores que accedieron a participar fueron inscritos durante primavera y **se les entregó un medidor inteligente** que medía en intervalos de **un minuto** e infraestructura de comunicación en tiempo real (real time communications hardware). En el proceso se tomaron muestras aleatoriamente de 45 sitios de medición en el territorio del servicio de DR de Comverge como representativos de la población.

¹⁵ Disponible en: [Advanced Technologies & Innovation](#)

¹⁶ Más detalle en: [Application process for new pilots](#)

¹⁷ Disponible en: [Residential Demand Response Participation in the PJM Synchronized Reserve Market](#)

El programa piloto consistió en tres eventos de prueba de SR, en donde el dispositivo sujeto a restricciones fue un compresor residencial de aire acondicionado central. En el proceso se logró obtener con éxito el consumo de energía con resolución minutal de toda la casa. El principal resultado fue que **el tiempo de respuesta estuvo dentro del tiempo de respuesta requerido** por la zona de reserva de 10 minutos.

Las principales conclusiones del piloto son que Comverge, junto con el equipo de PJM Business Solutions, completó un proyecto piloto que demuestra la **implementación factible de un muestreo** de 1 minuto para el DR residencial y el envío de un **recurso de control de carga directa (DLC) residencial** para el mercado SR, **cumpliendo su obligación en el mercado de SR** en menos de 3 minutos, significativamente por debajo de la respuesta de reserva de 10 minutos permitida por PJM para los recursos de generación de SR.

Con relación al desarrollo de proyectos piloto en utilities de los Estados Unidos asociados a esquemas y programas de gestión de demanda, cabe destacar el informe denominado Utility Pilot Best Practices and Future Pilot Areas¹⁸, en el cual se destacan los aprendizajes sobre proyectos piloto pasados y actuales del estado de Michigan, las mejores prácticas y áreas de pilotos futuras.

En este informe se identifican **diversas dificultades** respecto a los proyectos piloto. El término "piloto" a menudo se define de manera ambigua y varía de una entidad a otra y hay poca orientación disponible sobre cómo llevarlos a cabo. Además, los pilotos pueden tener problemas metodológicos que generan conclusiones engañosas. Otro detalle mencionado es que los mismos o similares pilotos a menudo se repiten en diferentes lugares debido a que **no se comparte la información**. En línea con esta dificultad está el hecho de que la información clave sobre los pilotos tampoco es reportada y afecta la aplicabilidad de los resultados.

Dentro de las recomendaciones presentadas en este informe, se recomienda la implementación de **criterios objetivos para evaluar** propuestas de proyectos piloto que busquen la aprobación de financiamiento. Estos criterios están diseñados para ser aplicados a proyectos piloto de utilities. Los criterios propuestos abarcan diversos aspectos de los proyectos piloto, incluyendo la **articulación de la necesidad y objetivos** del piloto, así como la **justificación** basada en resultados de proyectos piloto similares. También abordan los **costos** del proyecto, los **plazos**, los **planes** de participación de las partes interesadas y consideraciones relacionadas con el interés público, como el respaldo a la transición hacia la energía renovable, beneficios tarifarios, confiabilidad, empleo local y el impacto en poblaciones vulnerables.

5.1.4. Integración de Medición Inteligente

Como panorama general, hasta 2022, las utilities de EE. UU. tenían alrededor de 119 millones de medidores inteligentes instalados, equivalente a aproximadamente el 72% del total de medidores eléctricos operativos¹⁹. Al 2019, treinta y ocho estados de EE. UU. estaban implementando programas asociados al despliegue de medidores inteligentes

¹⁸ Disponible en: [Utility Pilot Best Practices and Future Pilot Areas](#)

¹⁹ Fuente: [How many smart meters are installed in the United States, and who has them?](#)

Según lo observado, en PJM (y en el resto del país) los **programas de implementación de medidores inteligentes recaen en las utilities**²⁰. Esto significa que cada empresa es responsable del despliegue de medidores inteligentes en su área de servicio. El **avance** en términos de recambio de medidores inteligentes varía significativamente de un estado a otro, y **depende en gran medida de la estrategia y recursos** de cada utility. Mientras que algunas empresas han avanzado considerablemente en la adopción de medidores inteligentes, otras aún están en las primeras etapas de implementación. Este enfoque descentralizado permite a las utilities adaptar la transición a medidores inteligentes según sus necesidades y capacidades específicas.

Particularmente, el 2021 New Jersey Board of Public Utilities (NJBPU) aprobó un nuevo programa que le permite a PSE&G (Public Service Enterprise Group) instalar medidores inteligentes en hogares y negocios en toda su zona de servicio, lo que implica el recambio de 2,3 millones de medidores inteligentes²¹ implicando una inversión de \$USD 700 millones durante el proceso²². La compañía también asegura que permitirá a los clientes residenciales optar por no participar en el nuevo programa de medición y conservar sus medidores actuales por una tarifa mensual asociada a los costos de lectura manual del medidor. Se indica también que los clientes comerciales no pueden rehusarse al recambio²³.

Cabe mencionar que uno de los **requerimientos que la demanda debe cumplir** para ser elegible en el esquema de Price Responsive Demand²⁴ es que debe contar con un dispositivo de medición avanzada capaz de registrar el consumo de electricidad en un intervalo de una hora o menos²⁵.

²⁰ Fuente: [Government Program Briefing: Smart Metering](#)

²¹ Fuente: [Energy Cloud](#)

²² Fuente: [PSE&G gets 2.3 million smart meters approval](#)

²³ Fuente: [Smart meters: you asked, we answered - PSEG](#)

²⁴ Requerimiento aplica tanto a grandes como pequeños consumos.

²⁵ Fuente: [PJM Manual 18](#)

5.2. Reino Unido

En el Reino Unido se distinguen de forma clara los segmentos de generación, transmisión y distribución, contando con un **mercado mayorista y competencia en el retail**. El sistema de transporte de electricidad de Reino Unido cuenta con más de 1 millón de km de largo y sirve a más de 30 millones de consumidores de electricidad. Desde 2007, Irlanda del Norte, parte del Reino Unido, opera un mercado mayorista junto a la República de Irlanda, el llamado *Single Electricity Market* (SEM). En tanto, el sistema eléctrico de Gran Bretaña es operado a nivel de generación y transmisión por un **único operador del sistema**, conocido como el *National Grid Electric System Operator* (ESO), perteneciente al grupo *National Grid*²⁶. En la Figura 5.3 a continuación se presentan las principales compañías regionales de transmisión en Reino Unido.



Figura 5.3. Sistemas de transmisión en el Reino Unido²⁷.

Respecto al mix de generación del Reino Unido, durante 2022 se generaron 325,17 TWh²⁸. El suministro se relaciona con una generación en base a carbón del 1,7%, diésel con un 0,68%, gas con un 38,42%, nuclear con un 14,67%, hidráulica con un 1,7%, eólica con un 24,68%, bioenergía con un 11%, otras fuentes de generación con un 2,4%. En la Tabla 5.5 a continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador del Reino Unido. Recientemente, Gran Bretaña ha definido una nueva meta que requerirá la disminución de los gases de efecto invernadero a cero a 2050, lo que contrasta con la meta previa de una reducción del 80% respecto de los niveles de emisión en 1990²⁹.

²⁶ Disponible en: [National Grid](https://www.nationalgrid.com)

²⁷ Fuente: [Open Networks: 2022 in Review](https://www.open-networks.com)

²⁸ Disponible en: [Energy Trends: UK electricity](https://www.energy-trends.com)

²⁹ Disponible en: [UK becomes first major economy to pass net zero emissions law](https://www.gov.uk/government/news/uk-becomes-first-major-economy-to-pass-net-zero-emissions-law)

Adicionalmente, se espera adelantar la meta del cierre de las centrales en base a carbón de 2025 a 2024³⁰.

Tabla 5.5. Composición del parque generador del Reino Unido^{31 32}.

Tecnología	Generación (TWh)	Capacidad (GW)
Carbón	5,57 (1,7%)	4,24 (3,8%)
Diésel	2,21 (0,7%)	1,72 (1,5%)
Gas	124,97 (38,5%)	36,29 (32,5%)
Nuclear	47,7 (14,7%)	6,08 (5,5%)
Hidro	5,64 (1,7%)	1,9 (1,7%)
Eólica	80,25 (24,7%)	27,02 (24%)
Solar	13,28 (4%)	14,04 (12,6%)
Bioenergía	35,8 (11%)	7,73 (7%)
Bombeo hidráulico	1,99 (0,6%)	5,26 (5%)
Otros	7,76 (2,4%)	7,4 (6,4%)
Total	325,17 TWh	111,68 GW

En cuanto al sistema de distribución este se encuentra compuesto por 14 grandes operadores (DNOs) y pequeños operadores independientes (IDNOs), ambos regulados con el fin de evitar abusos de poder de mercado dada la naturaleza monopólica del servicio. La regulación del sector energético está a cargo de la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM), la cual actúa como autoridad regulatoria independiente del gobierno y la industria. Además, desde el año 2014 la entidad *Competition & Markets Authority* (CMA)³³, que está encargada de velar por el correcto funcionamiento de los mercados en Gran Bretaña, tiene la facultad y obligación de velar por el correcto funcionamiento del mercado eléctrico.

El predespacho y despacho de las unidades en Gran Bretaña ocurre en función de los contratos bilaterales entre la generación y el consumo, es decir, el generador se debe encender para las horas que fue contratado independiente del precio marginal del “pool” de generación, tanto para requerimientos de energía como de reservas. Como siempre existen cambios en la generación y/o demanda que están fuera del alcance de los contratos financieros, para cada periodo de “Settlement”, donde participan las unidades de balanceo que deben hacer sus ofertas antes del “Gate closure”, el operador del sistema re-despacha las unidades dependiendo del resultado del mercado de desbalances para cada periodo de “Settlement”. En el caso de los SSCC, el operador re-despacha las unidades para cada periodo de “Settlement” considerando el margen de reserva (cuando corresponde) adjudicado en los

³⁰ Disponible en: [End of coal power to be brought forward in drive towards net zero](#)

³¹ Disponible en: [Energy Trends: UK electricity](#)

³² Disponible en: [Future Energy Scenarios](#)

³³ Disponible en: [Competitions and Markets Authority \(CMA\)](#)

procesos de subastas. En tiempo real, el ESO ajusta los niveles de generación y consumo de acuerdo con los desbalances entre los niveles informados y niveles efectivos (de generación o demanda). Estos desbalances son valorizados a un único precio llamado precio de desbalance o “cash-out”. Dicho precio es altamente volátil, lo que hace que las partes involucradas eviten la exposición a este precio, incentivando que las partes eviten el uso del mercado de balances.

Actualmente el operador evalúa una serie de reformas orientadas a mejorar la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico, en particular se pretende implementar la market-wide half-hourly settlement (MHHS) para disminuir el periodo de despeje de mercado de 1 hora a 30 minutos, implementar mecanismos de mercado y despacho centralizado que permitan el balance de demanda y generación a través del mercado spot con resolución intradiaria y con co-optimización entre energía y reservas³⁴, provisión de atributos de un DSO (*Distribution System Operator*) a los DNO (*Distribution Network Operators*), de forma de habilitar la transición a sistemas de gestión inteligente del consumo y generación, contribuyendo a la flexibilidad del sistema y a la obtención de la carbono neutralidad, además de la incorporación y coordinación de DER³⁵. Dentro del modelo propuesto por Ofgem para los DSO, se presentan tres roles alineados con los propios de ESO, los cuales son la planificación, desarrollo y operación de la red, y el desarrollo de mercados, planteando una coordinación entre ambas figuras³⁶.

Con respecto a la flexibilidad, el ESO cuenta con más de 20 servicios de balance que se agrupan en las siguientes categorías:

- Respuesta en frecuencia.
- Reserva.
- Potencia Reactiva.
- Black Start.
- Intertrip (desconexión, vertimiento de un generador de la red).

La adjudicación y valorización de estos servicios varía según el servicio, de modo que se reconocen servicios subastados y servicios adjudicados mediante acuerdos bilaterales entre los prestadores y el operador del sistema eléctrico.

La respuesta de la demanda en el sistema eléctrico de UK está presente en los distintos sectores y a través de los distintos esquemas mencionados en el marco teórico. El factor clave para la participación del *Demand Side Flexibility* (DSF) en GB es la regulación, política y el apoyo de Ofgem, así como las señales de precios utilizadas para fomentar la participación. La política ha permitido crear oportunidades emergentes para el DSF, como un **acceso más amplio al Mecanismo de Balance y subastas** semanales de respuesta de baja frecuencia (en 2018-19). Los operadores de la red de distribución (*Distribution Network Operators* o DNO) de UK han comenzado a diseñar y desarrollar servicios de flexibilidad para las redes de distribución abiertas a DR y han comenzado a utilizar activamente la flexibilidad (fuera de proyectos de innovación). Particularmente, las oportunidades para la DR han aumentado significativamente en los últimos años con el **despliegue de medidores inteligentes**.

³⁴ Disponible en: [Operability Strategy Report](#)

³⁵ Disponible en: [Wholesale Electricity System](#)

³⁶ Disponible en: [Enabling the DSO transition](#)

La flexibilidad de la demanda tiene una **alta participación en el mercado de capacidad**, los **mercados de balance** y la **gestión de la congestión por parte de los DNO**. Particularmente en el mecanismo de balance, recientemente se permitió a agregadores independientes ingresar bajo el nombre de Virtual Lead Parties (VLP), los cuales deben controlar al menos 1 MW de capacidad, que podría ser generación, demanda o almacenamiento de energía. El objetivo de NGESO es ampliar el acceso al mecanismo de equilibrio (BM) a agregadores independientes, que en este contexto son las VLP. Antes de 2019, las únicas BMU (Balancing Mechanism Units) del lado de la demanda permitidas eran proveedores autorizados. Para calificar para VLP, los agregadores deben además inscribirse en el BSC (Balancing and Settlement Code).

La participación en estos mecanismos es posible para grandes clientes industriales y comerciales (I&C, que representa casi el 90% de la capacidad de DR involucrada hasta 2020), pequeñas y medianas empresas y agregadores, con una amplia gama de tecnologías que incluyen también almacenamiento en baterías, vehículos eléctricos, agregadores y generadores.

En 2016, Ofgem identificó 19 empresas agregadoras, de las cuales solo 9 estaban registradas como agregadoras independientes, mientras que las demás eran proveedores o estaban asociadas a un proveedor. La mayoría de figuras agregadoras son figuras independientes y agregan tanto demanda como generación y prácticamente todo el resto es un suministrador actuando como agregador.

5.2.1. Mecanismos Basados en Precios

En UK, las distintas posibilidades de esquemas tarifarios **dependen de cada retailer o proveedor** con el cual el cliente realice el contrato, existiendo opciones de tarifas fijas, variables e incluso prepago. Es relevante mencionar que Ofgem tiene un **price cap para las tarifas variables** de los usuarios, con lo cual se protege a los clientes finales del riesgo. Las tarifas disponibles para los usuarios finales dependen de ciertos factores, pero uno de los principales es si el consumidor **posee o no un dispositivo de medición inteligente**. Las principales tarifas identificadas se presentan a continuación:

Tarifas Time-Of-Use

Dependiendo de la tarifa, esta permite a los clientes ajustar el consumo a las horas valle cuando el precio es menor. Las tarifas TOU están disponibles tanto para **grandes como para pequeños consumidores**, pero no todos los proveedores las ofrecen. Algunas de las principales tarifas disponibles para los clientes pequeños son la **Economy 7** (tarifa más barata durante un período de siete horas, generalmente durante la noche), **Economy 10** (10 horas de la tarifa más barata), **Standard Variable Tariff** (tarifa de energía predeterminada que puede fluctuar de acuerdo con los cambios globales en los precios de la energía).

Tarifas Real Time Pricing

Octopus es famoso por liderar el camino con su colección de tarifas inteligentes beta y lanzaron la **primera tarifa de media hora llamada Agile Octopus**³⁷, que utiliza **datos de**

³⁷ Disponible en: [Agile Octopus](#)

medidores inteligentes para transmitir el precio de la electricidad a los clientes, el que varía a lo largo del día. En el invierno de 2022-2023, un hogar típico que utilizó la tarifa Agile pagó un promedio de alrededor de 0,35£/kWh (un **poco más que la tarifa variable promedio de otros usuarios**). Según se detalla, los precios de Agile pueden aumentar hasta 1 £/kWh en cualquier momento, lo que es tres veces más alto de lo que la mayoría de los clientes pagan en este momento. Esta tarifa es **más adecuada para los clientes que pueden desplazar grandes cantidades de su consumo** de energía para evitar estos peaks costosos, a menudo utilizando tecnologías para el hogar inteligente como paneles solares y baterías. Agile Octopus incluye el "Price Cap Protect" (Protección del Límite de Precio), que garantiza que nunca un consumidor final sujeto a un contrato con Octopus pagará más de 1 £/kWh por su consumo de electricidad.

Otras Tarifas Variantes en el Tiempo

Time-of-day es una tarifa de Green Energy que, a través de **medidores inteligentes**, recompensa a los clientes ofreciendo una diferencia de precio por unidad de energía **manteniendo horarios constantes para programar su consumo**.

Dentro de la tarifa de tiempo real mencionada anteriormente, Octopus agregó Plunge Pricing, un esquema que **aprovecha los eventos en los que se genera más electricidad de la que se consume**. A lo largo del Reino Unido, cuando estos eventos ocurren, los precios de la energía disminuyen, llegando en ocasiones a **valores negativos**, lo que implica que los **proveedores reciben compensación por retirar energía** de la red. Esto permite aprovechar estos eventos de precios negativos y, además, recompensa a los consumidores por la electricidad que utilizan. Los **usuarios reciben notificaciones** cada vez que los precios caen por debajo de cero y gestionan sus dispositivos inteligentes en consecuencia, que pueden hasta ser **controlados por los mismos medidores inteligentes** de Octopus. Para las tarifas de este estilo, se requiere la instalación de los medidores inteligentes de nueva generación (SMETS2) o algunos en particular de la generación anterior (SMETS1).

5.2.2. Mecanismos Basados en Mercados

Los distintos servicios del mercado eléctrico en los que puede participar la demanda se encuentran resumidos en los siguientes puntos:

Mercado de Mayorista

Servicio provisto en el mercado del día anterior y debe ser provisto a través de los suministradores, remunerado basado en la energía provista.

Mercado de Servicios Complementarios

La DR participa a través del mercado intradiario y debe ser también **a través de figuras agregadoras** y es remunerado a través de la energía. En particular, los agregadores de demanda pueden participar en los siguientes mercados de balance, para los cuales se detallan también las **principales características y condiciones**:

- **Respuesta primaria** (FCR): La mínima capacidad a subastar es de 1 MW, el tiempo de notificación es de 2 segundos para llegar al 5% y luego de 10 segundos debe llegar al 100%. La resolución del producto es de 4 horas y el tiempo de entrega es de 20 segundos.
- **Respuesta secundaria** (FCR): La mínima capacidad a subastar es de 1 MW, el tiempo de notificación es de 30 segundos. La resolución del producto es de 4 horas y el tiempo de entrega es de 30 minutos.
- **High Frequency Response** (FCR): La mínima capacidad a subastar es de 1 MW, el tiempo de notificación es de 10 segundos. La resolución del producto es de 4 horas y el tiempo de entrega es indefinido.
- **Enhanced frequency response** (FCR): La mínima capacidad a subastar es de 1 MW, el tiempo de notificación es de 1 segundos. La resolución del producto es de 4 años y el tiempo de entrega es 15 minutos mínimo.
- **Reservas rápidas** (aFRR): La mínima capacidad a subastar es de 25 MW, el tiempo de notificación es de 2 minutos. La resolución del producto es de 1 mes y el tiempo de entrega es de 15 minutos.
- **STOR** (RR): La mínima capacidad a subastar es de 3 MW, el tiempo de notificación es de como máximo 240 segundos. La resolución del producto es de 1 hora y el tiempo de entrega es 2 horas.
- **Demand Turn Up**: La mínima capacidad a subastar es de 1 MW, el tiempo de notificación es de 6 horas en promedio. La resolución del producto es de algunas horas y el tiempo de entrega es en promedio 4 horas.

Mercado de Capacidad

La flexibilidad de la demanda puede participar en el mercado de capacidad y es remunerado en base a la misma. Dentro de este mercado existen dos distinciones definidas por la regulación: **Unproven y Proven DSR**. Las Proven DSR CMUs (Capacity Market Units) corresponden a recursos que han tenido su **capacidad “probada” o corroborada por el Organismo de Entrega** y pueden proporcionar un certificado que lo demuestre en la precalificación. Las Unproven DSR CMUs no han tenido su capacidad aprobada y deben completar esta prueba antes de un mes antes del inicio del año de entrega (conocida como Prueba de DSR).

Además de esta distinción, dentro de las opciones para implementar la participación de la demanda en el mercado de capacidad, UK realizó un **piloto relacionado con la EE** con el objetivo de comprobar si los proyectos que ofrecieran ahorros de electricidad en horarios punta, en el futuro, podrían competir por ingresos en el mercado de capacidad con las tecnologías de generación, respuesta de la demanda (DSR) y almacenamiento.

El piloto llamado **Electricity Demand Reduction** implementado buscaba que las **organizaciones recibieran apoyo financiero** para implementar proyectos de EE y lograr ahorros mejorando los sistemas de motores o bombas, reemplazando las luminarias antiguas por LED o realizando cualquier otra mejora en un edificio o equipo eléctrico que proporciona ahorros de electricidad en las horas punta.

El piloto logró impactos adicionales de reducción máxima de **2.162 kW en la Fase I** y **1.845 kW en el invierno de 2016-17 de la Fase II**. A pesar de pagar ahorros asociados a solo un

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 45 de 157

<https://www.vinken.cl/>

invierno, estos proyectos generarán varios años de ahorro de electricidad, dada la vida útil efectiva de toda la tecnología instalada

5.2.3. Mecanismos Basados en Incentivos

Dentro de los programas basados principalmente en incentivos a los consumidores a través de pagos o descuentos asociados a acciones voluntarias u obligatorias se observan algunas interesantes de presentar, tanto para el control directo de carga como para el indirecto.

Control directo de carga

Los **Auxiliary load control switches** (ALCS) son conectados a **grandes cargas domésticas** y se controlan independientemente del suministro principal del consumidor. Un ALCS dentro de un medidor inteligente puede **encender o apagar los dispositivos conectados** a él, según un **patrón de conmutación acordado**. En base a lo **pactado con el agregador** o retailer, el usuario recibe descuentos o pagos adicionales.

Por otro lado, Octopus energy tiene las llamadas **Saving Session trial**, el cual consiste en un plan de reducción de energía que permite a los **hogares con medidores inteligentes** recibir **pago por cambiar su uso de energía fuera de las horas punta**. El resultado de esta sesión es que logró reducir la demanda de UK durante una hora en 108 MW, equivalente al **54% del requerimiento de flexibilidad horaria** que National Grid necesitaba³⁸.

Control indirecto de carga

Los programas de gestión indirecta de carga (IDL) identificados para el caso de UK son varios. El primero es **evitar la Tríada**. Esta opción nace a partir del cargo que se les hace a los clientes por el **consumo medio que tienen durante los tres periodos de mayor consumo** en el sistema (Triada). En base a este cobro, existe un **incentivo a reducir el consumo** cuando las redes de transmisión están muy cargadas, para disminuir cargos por transmisión. Estos momentos de alto estrés en la red no son previamente avisados, por lo que, si bien existe un incentivo a reducir el consumo, está **basado en una predicción**.

Otra opción disponible es **evitar cargos por uso del sistema de distribución** (DUoS), donde los DNO pueden crear su propio mecanismo para que los clientes eviten las horas peak y así a su vez evitar congestiones en las redes de distribución. Los clientes no reciben un pago explícito de las DNO, pero reciben un descuento en su factura energética.

Finalmente, otro mecanismo interesante es el de **conexión flexible**, donde el DNO puede realizar un **acuerdo bilateral** con un gran cliente, previo a su conexión a la red. En este acuerdo, si la potencia contratada del cliente supera los límites máximos de la red, el DNO puede evitar reforzar la red si el cliente acepta reducir su consumo cuando la red esté cerca de su umbral de saturación.

³⁸ Más detalle en: [Believe it or watt: Octopus Energy customers provide 108MW of grid flexibility in first 'Saving Session' - equivalent of a gas power station](#)

5.2.4. Proyectos Piloto

El proyecto piloto de EE (EDR Pilot) en Reino Unido fue implementado por el Department for Business, Energy & Industrial Strategy con el objetivo de determinar la viabilidad de EDR en el Mercado de Capacidad (CM) observando si podría competir de manera efectiva y, generar lecciones más amplias para políticas relacionadas. La motivación de este piloto era que no se sabía si la EE podría competir en el CM, por lo que el EDR **se agregó por separado como programa piloto, replicando algunos elementos del CM**. El piloto fue diseñado para reflejar algunos aspectos del CM, como lograr una reducción duradera de la demanda a través de una subasta competitiva, donde las organizaciones presentaban sus proyectos al plan para calificar para un subsidio en £/kW y se comprometían a reducir la demanda de electricidad durante el peak de invierno, para contribuir a la seguridad del suministro. A parte de probar si podían participar a través de subastas competitivas y disminuir el peak, la idea era evaluar la figura de los agregadores, con lo que se les permitió a organizaciones participar como esta figura compitiendo en la subasta.

El piloto se realizó en dos fases, donde la subasta de la Fase I se llevó a cabo en enero de 2015 y otorgó fondos para proyectos instalados anteriormente y generó ahorros durante el período peak del invierno 2015-16. La subasta de la Fase II se llevó a cabo en enero de 2016 y otorgó fondos para ahorros entre peaks para proyectos en los que la tecnología podría instalarse antes de los períodos peak de invierno de 2016-17 o 2017-18. En respuesta a los comentarios de las partes interesadas y a **los resultados de las primeras evaluaciones, se introdujeron una serie de cambios clave antes de lanzar la Fase II** para fomentar una mayor participación.

5.2.5. Integración de Medición Inteligente

En Europa, el despliegue de medidores inteligentes tiene su origen en la directiva europea 2009/72, que estableció que en 2020 el 80% de los consumidores europeos de electricidad debía tener un medidor inteligente. Sin embargo, se recomendó que antes de realizar el despliegue, los Estados miembros realizaran una **evaluación económica** de todos los **costos y beneficios** a largo plazo para el mercado y consumidores que tendría la medida. Si el resultado era negativo o no concluyente, el país no quedaba sujeto a la meta de la directiva³⁹. Hasta finales del 2022, más del 56% de los clientes de electricidad en la UE 27+3⁴⁰ tenían un medidor inteligente.

El gobierno busca que **todos los hogares y pequeñas empresas utilicen medidores inteligentes** para ayudar a alcanzar los objetivos Net Zero y ahorrar dinero a los hogares y las pequeñas empresas. El gobierno anunció por primera vez su intención de obligar a los proveedores a instalar medidores inteligentes en 2008. En 2011, el gobierno estableció una visión para que todos los hogares y pequeñas empresas en Reino Unido tuvieran medidores inteligentes y se propuso completar efectivamente la implementación en 2019. En 2012 se **impuso una obligación legal a los proveedores**, exigiendo que tomaran todas las medidas razonables para instalar medidores inteligentes en todos los hogares y pequeñas empresas al 2019. En 2013, la obligación se amplió hasta finales de 2020 y luego se amplió a finales de 2021 en respuesta a la pandemia de COVID-19.

³⁹ Disponible en: [Smart Metering deployment in the European Union](#)

⁴⁰ UE 27+3: Corresponde a 27 países miembros de UE más UK.

El programa, llamado **The Smart Metering Implementation Programme**⁴¹, es uno de los más grandes implementados por el gobierno. Está **a cargo de las compañías que suministran energía**, las cuales deben instalar los medidores inteligentes en el **sector doméstico y pequeñas empresas**, para lo cual el gobierno está definiendo las reglas para garantizar que lo hagan de una manera enfocada en los intereses de los consumidores, incluyendo el **establecimiento de reglas** sobre el acceso a los datos, la seguridad, los estándares técnicos para los equipos de medición inteligente y la satisfacción de las necesidades de los consumidores vulnerables.

Parte fundamental del programa está en garantizar que se implementen disposiciones apropiadas de protección al consumidor como parte del programa de medidores inteligentes, dentro de las más relevantes está que los instaladores deben brindar **asesoramiento sobre EE** como parte de la visita y necesitarán el **permiso del consumidor para la visita**. También está el **proteger la privacidad** de las personas y darles el **control de los datos** de los medidores inteligentes. La idea es que sea un programa centralizado de actividades de participación del consumidor para generar **confianza en el consumidor**.

Respecto al cobro de los medidores, a los consumidores no se les cobrará por separado por un medidor inteligente. Según los acuerdos actuales, los consumidores **pagan el costo de su medidor y su mantenimiento a través de sus facturas de energía**, lo que aplica también para un medidor inteligente. El valor depende del esquema tarifario contratado por el consumidor y de la empresa que comercializa la energía, sin embargo, el promedio de los costos fijos diarios (en los que se incluye el componente del medidor) en UK son de 0,5 £/día⁴².

Una de las aristas más relevantes respecto al proceso de despliegue de los medidores inteligentes a nivel internacional es el **tratamiento y disponibilidad de los datos medidos**. En el caso de UK, los consumidores pueden **elegir cómo se utilizan sus datos** de consumo de energía, pueden ver sus datos de consumo casi en tiempo real y descargar datos históricos más detallados desde su red doméstica. Además, **pueden compartir datos con terceros**, si es que por ejemplo participan de algún esquema de control o programa de DR. Cabe mencionar también que el cambio de medidores **no es legalmente obligatorio para los consumidores**, por lo que los proveedores de electricidad no pueden obligar el recambio. Sin embargo, se impone a los suministradores seguir todos los pasos razonables para avanzar en su despliegue. Cabe mencionar que, si bien los usuarios pueden decidir cambiarse o no, a medida que su medidor queda obsoleto, al momento de cambiarlo, los suministradores ya no instalan de los antiguos, por lo que tendrían que instalar los nuevos medidores inteligentes. Además, por lo general, si quieren optar a nuevas tarifas se les requiere tener medidores inteligentes, lo que hace que los usuarios con antiguos medidores queden con menos opciones tarifarias.

En el informe *Update on the rollout of smart meters*⁴³ del Department for Energy Security & Net Zero (DESNZ) se destaca que, dentro de los principales resultados del progreso del programa, se observa que los proveedores ya han instalado en poco más de la mitad de los hogares y pequeñas empresas los medidores inteligentes. **A finales de marzo de 2023, el**

⁴¹ Disponible en: [Smart Metering Implementation Programme](#)

⁴² Disponible en: [Energy Price Guarantee: regional rates and standing charges, October to December 2023](#)

⁴³ Disponible en: [Update on the rollout of smart meters](#)

57% de todos los medidores eran inteligentes (32,4 millones de 57,1 millones). Según lo mencionado, las instalaciones se están acercando a la cobertura del 60% que el DESNZ estimó que sería necesaria para que las redes eléctricas comiencen a obtener beneficios de los medidores inteligentes, por ejemplo, a través de una toma de decisiones más informada sobre el refuerzo de la red y la detección y gestión de cortes. Al ser un programa que integra múltiples actores, el DESNZ está trabajando con la industria, representantes de los consumidores y Ofgem para identificar barreras a la adopción y está tomando medidas para abordarlas. A pesar de este progreso, la implementación de medidores inteligentes ha sido más lenta que lo que esperaba el gobierno. Algunas de las principales barreras identificadas se mencionan a continuación⁴⁴:

- El Gobierno **no ha hecho lo suficiente para convencer al público de sus beneficios**.
- Los suministradores, presionados por los objetivos de medidores inteligentes impuestos por el gobierno, **ejercen presión sobre los consumidores** los que pueden sentirse amenazados por el constante contacto para que les instalen uno.
- Los medidores inteligentes ya instalados podrían **quedar obsoletos** dado que perderán funcionalidad cuando se cierren las redes de comunicaciones móviles 2G y 3G a las que estos están conectados. Esto implicaría tener que reemplazar los componentes de poco más del 20% de los medidores instalados al 2023, cuyo costo sería pagado por los clientes.

⁴⁴ Disponible en: [Delayed smart meter programme fails to hit targets and secure public support](#)

5.3. España

En 2007, el sistema eléctrico español se integró con el sistema eléctrico portugués para formar el **Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)**, parte del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea (MIE), surgido a partir de la liberalización de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica. Los operadores de la red de transporte corresponden a la **Red Eléctrica de España (REE)** en España y Redes Energéticas Nacionales (REN) en Portugal, mientras que la entidad encargada de gestionar el mercado mayorista de MIBEL es el **Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE)**, el cual se conforma por el **mercado diario**, los **mercados intradiarios de subastas** y el **mercado intradiario continuo**⁴⁵. Adicionalmente, el mercado eléctrico español considera un **mercado de SCCC** y un **mercado de capacidad** consistente en un mecanismo de **Pagos por Capacidad**.

Las interconexiones eléctricas entre los mercados europeos contribuyen a la seguridad y a la continuidad del suministro eléctrico, permitiendo una mayor integración de energías renovables. Si bien el sistema eléctrico español se encuentra interconectado junto a Portugal, Marruecos y Francia, este cuenta con una capacidad de intercambio limitada, y que suele traducirse en un desacoplamiento de los precios respecto a Francia. En la Figura 3.6 se presenta el mapa de la REE, sobre el cual se distinguen las diferentes áreas de servicio de las compañías de distribución del país.

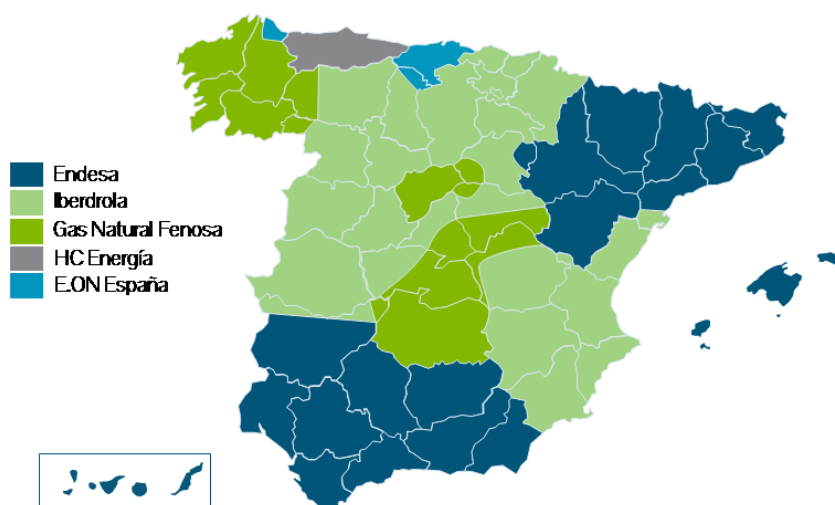


Figura 5.4. Zonas de distribución de la Red Eléctrica⁴⁶.

Respecto al parque de generación español, al año 2022, se totalizaron un total de 119,44 GW de capacidad, la que contribuyó a la generación de 276,37 TWh de energía. En la Tabla 5.6 a continuación se presenta un resumen de la composición del parque generador. Como se puede apreciar, el mix de generación presente en la REE se encuentra diversificado en una serie de tecnologías renovables y no renovables, destacando el importante aporte de generación eólica, la que representa un 61% de la generación anual. Por lo demás, se destaca el objetivo del sistema eléctrico español de alcanzar un nivel de generación a partir de

⁴⁵ Disponible en: [AleaSoft: ¿Cómo funciona el mercado eléctrico MIBEL?](#)

⁴⁶ Disponible en: [Manual de la Energía: Distribución](#)

energías de origen renovable de al menos un 70% para 2030, en contraste con el objetivo establecido por la Unión Europea de tan solo un 35% al año 2030.

Tabla 5.6. Composición del parque generador de España⁴⁷.

Tecnología	Generación [TWh]	Capacidad [GW]
Hidráulica	17,1 (6%)	17,1 (14%)
Eólica	61,19 (22%)	30,16 (25%)
Solar Fotovoltaica	27,9 (10%)	19,97 (17%)
Solar Térmica	4,12 (1%)	2,3 (2%)
Otras Renovables	9,33 (3%)	4,6 (4%)
Nuclear	55,98 (20%)	7,12 (6%)
Carbón	7,76 (3%)	3,46 (3%)
Fuel/Gas	90,3 (33%)	34,29 (28,5%)
Otras No Renovables	2,69 (2%)	0,44 (0.5%)
Total	276,37 TWh	119,44 GW

Al igual que el resto de los mercados europeos, el **mercado diario** es de tipo marginalista de nodo único (single energy price) y se celebra el día previo a la entrega de la energía. En este, los agentes de España y Portugal presentan sus ofertas de compra y venta, para cada hora del día siguiente. Una vez presentadas las ofertas, el algoritmo EUPHEMIA conforma la curva de oferta del mercado para cada hora del día siguiente. El mecanismo asigna secuencialmente energía y reservas, gestionando una serie de programaciones de la operación con distintas resoluciones temporales. El resultado de la optimización económica del sistema en base a las ofertas suscritas es enviado al operador del sistema para verificar su viabilidad física⁴⁸. Luego del despeje del mercado diario, los agentes pueden comprar y vender energía en las sesiones de subastas del mercado MIBEL (6 en total y hasta 4 horas antes de la operación) y en el mercado continuo transfronterizo europeo a través de la presentación de nuevas ofertas de precio y capacidad, las cuales quedarán sujetas a la capacidad de transferencia de energía entre sistemas de distintos países europeos⁴⁹.

⁴⁷ Fuente: [REE: Datos de generación](#)

⁴⁸ Fuente: [OMIE: Mercado diario](#)

⁴⁹ Fuente: [OMIE: Mercados intradiario y continuo](#)

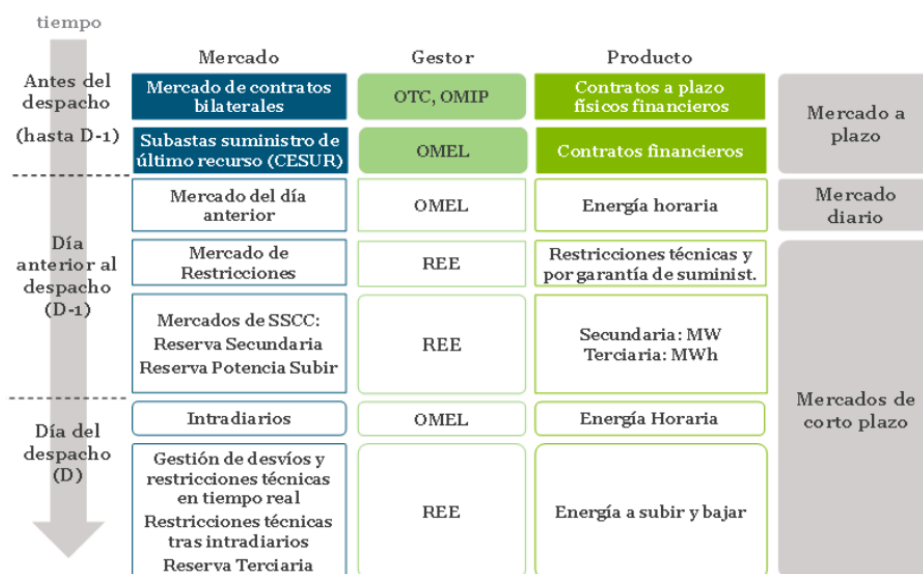


Figura 5.5. Secuencia completa de mercados de compraventa de energía⁵⁰.

Respecto a la respuesta de la demanda en el sistema eléctrico español, la participación de esta ha sido más discreta que la de los dos sistemas ya descritos (PJM y Reino Unido). Hasta 2019, España sólo permitía participar en el mercado de equilibrio a las centrales eléctricas convencionales y a los parques eólicos, pero recientemente también se incluyen en este mercado la demanda y el almacenamiento. Donde la primera puede participar en el **mercado de SSCC**, particularmente a través de la gestión de demanda de interrumpibilidad, asignado a través de subastas gestionadas por el Operador del Sistema. Un evento importante relacionado a este servicio es que, durante el 2019, se suspende la activación del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad por criterios económicos ante la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19. Estas fueron medidas excepcionales destinadas a mantener la producción de las industrias que prestan en el servicio de interrumpibilidad, debiendo ser asegurado el suministro eléctrico a estas instalaciones⁵¹.

La última actualización en la regulación española, que entró en vigor a finales de septiembre de 2022, articula un **nuevo servicio**, denominado **Servicio de respuesta activa de la demanda**, configurado como un **producto específico de balance**, para hacer frente a las situaciones de escasez de energía de balance proporcionada por otros servicios estándar de activación manual ya en funcionamiento. Este nuevo mecanismo es justificado por la urgente necesidad de contar con un mecanismo que permita garantizar el suministro de energía eléctrica en un contexto geopolítico y energético de alta incertidumbre como el actual, en el que el abastecimiento de determinadas materias primas a nivel europeo puede verse comprometido.

Respecto a las tarifas que los consumidores finales tienen, la posibilidad de elegir entre los **mercados regulado y libre**, donde en el primero se ofrecen tarifas reguladas establecidas por el regulador y en el segundo, tarifas definidas por el comercializador, las cuales varían en estructuras, valores, descuentos y beneficios. Las tarifas con discriminación horaria favorecen

⁵⁰ Fuente: [Manual de la Energía: Mecanismos de ajuste de demanda y producción](#)

⁵¹ Fuente: [BOE-A-2020-3896](#)

a aquellos consumidores que pueden desplazar parte de sus cargas a horarios de menor demanda, sin embargo, la experiencia actual con la participación de la demanda a través de estos esquemas tarifarios ha sido más bien incipiente. En los siguientes apartados se describen en mayor detalle los esquemas presentes en el mercado eléctrico español.

5.3.1. Mecanismos Basados en Precios

Tras la liberalización del mercado en 2009, el consumidor cuenta con la posibilidad de elegir entre los mercados regulado y libre. En el mercado regulado, las Comercializadoras de Referencia ofrecen a los clientes con un consumo inferior a los 10 kW la **tarifa regulada** establecida por el regulador, el **Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC)**. El PVPC se caracteriza por no ofrecer ningún tipo de descuento a sus usuarios y su precio es fijado en función de la demanda del suministro eléctrico. En el mercado libre, los **precios son fijados por comercializadores**, y los descuentos y condiciones varían según la tarifa y compañía contratada. Las principales tarifas disponibles son aquellas de un **único precio, o bien, aquellas con discriminación horaria**, las que ofrecen precios distintos por cada kWh consumido según el periodo horario en el que se realice el consumo, y pensadas para todos aquellos usuarios que realizan un consumo eléctrico muy específico durante las horas nocturnas al no encontrarse en su vivienda la mayor parte del día.

Es importante mencionar que los consumidores finales, tanto los regulados como los libres, tienen otras opciones tarifarias fijas. Por ejemplo, la tarifa PVPC tiene una opción fija anual, la que define un precio fijo en el momento de su contratación que se mantendrá intacto los 12 meses que dura su permanencia. Está ideada para aquellos usuarios que desean evitar cambios en el precio del kWh.

Tarifas Time-Of-Use

Como se mencionaba, las tarifas **dependen de si son para clientes regulados o libres**. En el caso de los libres, estas dependen de cada comercializador, por lo que, si bien estas son similares en términos de diferenciación en los bloques de consumo, los precios, descuentos y beneficios serán específicos de cada uno. Algunos ejemplos son:

- **Tarifas con discriminación horaria de dos períodos**, las que además pueden variar entre la temporada de invierno, con una definición de bloque de punta de 12 a 22 hrs y valle de 22 a 12 hrs, y la temporada de verano con bloque de punta que va de 13 a 23 hrs y valle de 23 a 13 hrs.
- **Tarifas con discriminación horaria de tres períodos**, que generalmente no varían en sus horarios a lo largo del año, con bloques de punta (13 a 23 hrs), valle (23 a 1 y 7 a 13 hrs) y supervalle (1 a 7 hrs).

Tarifas Real Time Pricing

La tarifa regulada establecida por el regulador, el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), es una opción tarifaria que tiene **fijación de precio horario** y se caracteriza por no ofrecer ningún tipo de descuento a sus usuarios y su precio es fijado en función de la demanda del suministro eléctrico. Al ser una tarifa de luz por horas, cuenta con 24 precios distintos del kWh al día. Para poder estar sujeto a este esquema, el **cliente deberá disponer**

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

de un contador digital. La tarifa varía día a día, debiendo el consumidor acceder a la web de Red Eléctrica de España, organismo que **publica el precio** por horas del PVPC⁵² de la siguiente jornada a partir de las **20 hrs del día anterior.**

Otras Tarifas Variantes en el Tiempo

Existe una opción a la que están sujetos los clientes regulados que **todavía tienen un medidor analógico.** Estos tienen la tarifa asociada a un **precio medio ponderado**, para la cual se registra el consumo realizado mensualmente, y se factura acorde al precio medio de la tarifa de luz por horas en dicho periodo. De esta manera, según cómo se comportan los precios del mercado en cada mes, la **tarifa variará mensualmente.**

5.3.2. Mecanismos Basados en Mercados

La participación de la demanda en los mercados del sistema español no está tan desarrollada como en los otros países revisados, sin embargo, se observan opciones de participación en los esquemas de balance. En particular, existe un servicio de interrumpibilidad bastante similar al definido en la regulación chilena de CI. Los esquemas identificados en el mercado de SSCC se desarrollan a continuación.

Mercado de Servicios Complementarios

El principal producto a través del cual la demanda podía participar en el mecanismo de balance es a partir del **servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad** (o servicio de interrumpibilidad)⁵³. En este esquema, el operador del sistema **solicita a los consumidores interrumpibles reducir su potencia** por criterios económicos en situaciones en que la activación efectiva del servicio suponga un menor costo que el de los servicios de balance del sistema eléctrico.

La asignación del servicio de interrumpibilidad se realizará a través de un procedimiento de **subastas** gestionado por el operador del sistema, que tienen como objetivo asignar bloques de potencia interrumpible para cada periodo de entrega, y se compone de dos productos distintos según la capacidad de reducción de potencia disponible y su disponibilidad. El primer producto ofrece bloques de reducción de demanda de **5 MW**. El segundo producto ofrece bloques de reducción de demanda de **40 MW con una disponibilidad muy alta**. En términos generales, el periodo de entrega va del 1 de enero al 31 de diciembre de cada año. Cada producto cuenta con dos opciones de ejecución que varían en función del **tiempo de preaviso: ejecución instantánea**, sin preaviso mínimo, y **ejecución rápida**, con un preaviso mínimo de 15 minutos. Cada ejecución tiene una duración máxima de una hora, permitiéndose un máximo de dos ejecuciones consecutivas. Además, se establece un **límite de horas anuales máximo** para la ejecución de órdenes de reducción para cada producto: 240 horas anuales para el producto de 5 MW, con un máximo de cuarenta horas mensuales, y 360 horas anuales para el producto de 40 MW, con un máximo de sesenta horas mensuales.

⁵² Fuente: [PVPC o Tarifa Regulada de la Luz: Qué es y cómo contratarla](#)

⁵³ Fuente: [BOE-A-2013-11461](#)

Mayor información respecto a la participación en el servicio de interrumpibilidad disponible en línea: [red eléctrica: Participación en el servicio de interrumpibilidad](#)

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 54 de 157

<https://www.vinken.cl/>

Dentro de los principales requisitos para prestar el servicio se encuentra ser **consumidores en alta tensión** que contraten su energía en el mercado de producción, directamente o a través de comercializador, y que dispongan de contrato de acceso a la red con la correspondiente empresa distribuidora. Otro requisito importante es **no desarrollar una actividad que incluya servicios básicos** u otras actividades en las que la prestación del servicio pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas, de las instalaciones propias o de terceros, o para el medio ambiente. También se debe acreditar que se tiene instalado y operativo los **equipos de medida y control** que se requieran para la gestión, control y medida del servicio, así como un relé de deslastre por subfrecuencia.

Dentro de los requerimientos existe uno que hace alusión a un cálculo de una **línea base** contra el cual comparar la prestación y cumplimiento del servicio, donde cada prestador debe **acreditar el consumo en cada mes** de al menos el 50 % de la energía en horas del periodo tarifario 6 para el producto de 40 MW, o el consumo en el periodo de entrega de al menos el 55 % de la energía en horas del periodo tarifario 6 para el producto de 5 MW.

Para la activación de este servicio, el operador solicita una ejecución de la opción de reducción de potencia respondiendo a criterios técnicos y económicos, donde para el primero, es usado como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema y, el segundo, en situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema. Esta activación es oportunamente informada por los operadores del sistema a través del sistema establecido para ello dentro de la que se informa el instante de inicio de ejecución de la opción, el instante de finalización de ejecución de la opción, el valor de potencia activa a mantener durante la ejecución de la opción, la opción de ejecución y el operador del sistema informará sobre el número de ejecuciones consecutivas previstas.

La liquidación del servicio es realizada por el operador del sistema se realiza de forma mensual, e incluye la retribución del servicio para los proveedores que se lo adjudicaron y las obligaciones de pago producto de los incumplimientos de los requisitos, según corresponda. El **costo de este servicio es totalmente asumido por la demanda** proporcionalmente al consumo y es indexado como un costo de la energía en el mercado. El costo variable horario y la energía reducida se liquidarán según el procedimiento de liquidación de desvíos⁵⁴. Se detalla también que las obligaciones y derechos de pago de los proveedores no puede ser cedida a un tercero.

Un segundo esquema recientemente definido e implementado se detalla a continuación, llamado **Servicio de respuesta activo de la demanda**⁵⁵. Este es definido como un **producto específico de balance** el cual se adjudica a partir de una **subasta anual** correspondiente al servicio, cuya aplicación fue a partir del 1 de noviembre de 2022.

El producto específico de respuesta activa de la demanda se define como la **variación de potencia activa a subir** que puede realizar una unidad de programación en un tiempo inferior o igual a 15 minutos desde que es requerida su activación y que puede ser mantenida, como máximo, durante 3 horas consecutivas al día. La contratación del producto de

⁵⁴ Mayor detalle de liquidación de desvíos: [red eléctrica: Procedimientos de operación: 14.4 "Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema"](#)

⁵⁵ Fuente: [BOE-A-2022-15354](#)

respuesta activa de la demanda es realizada anualmente mediante un mecanismo de subasta. Después de la subasta, las unidades de programación que resultan asignadas en la subasta pueden ser activadas para aportar la potencia comprometida un **máximo de una vez al día dentro de los periodos de activación**. En cada activación requerida por el Operador del Sistema (OS), el volumen de potencia activa movilizado (volumen comprometido por la unidad de programación en la subasta anual) debe ser mantenido desde el momento de activación, durante toda la hora en la que se produce la activación y durante las dos horas sucesivas siguientes a la hora de activación.

Dentro de los principales requisitos para la provisión del servicio se menciona que las instalaciones de demanda deberán acreditar individualmente una capacidad de **oferta mayor o igual a 1 MW** en los periodos de prestación del servicio. Además, deben comunicar al operador del sistema y mantener actualizada la información estructural de las instalaciones que componen cada unidad de programación. Otro detalle importante es que en el caso de que las instalaciones de demanda están asociadas a una instalación de generación, esta debe estar identificada, para verificar que la activación del servicio de respuesta activa de la demanda no deriva en pérdida de producción de dicha generación. También, las unidades de programación que sean proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda **no podrán participar simultáneamente en los servicios de estándar de balance**.

La potencia de respuesta activa de la demanda asignada a cada unidad de programación será liquidada al precio marginal resultante del proceso de asignación. Por su parte, la activación del servicio de respuesta activa de la demanda la realiza el OS, activando el servicio de respuesta activa de la demanda cuando identifique una insuficiencia de ofertas a subir de reserva de sustitución y de regulación terciaria en el sistema eléctrico peninsular.

Respecto al cumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda, el OS comprobará el cumplimiento tanto en la **verificación de la disponibilidad** de la reserva asignada como, en caso de activación, del **cumplimiento de la energía asignada**. Para el cumplimiento horario de la disponibilidad de la reserva asignada, se verificará que la unidad de programación **dispone de la potencia activa a subir** asignada en la subasta y la potencia incumplida será igual a la diferencia media horaria entre la potencia asignada en la hora y la telemida del consumo de la unidad de programación, considerando la activación del servicio en caso de que se haya producido en dicha hora. Para el cumplimiento en la activación, se verificará que la unidad de programación cumple con la activación de reserva de potencia y el **cumplimiento de la activación mediante las telemidas** de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real y los registros de los contadores de energía. Cabe señalar que una unidad de programación podría ser inhabilitada por una inadecuada calidad del servicio.

El operador del sistema llevará a cabo la liquidación del servicio y asignará la penalización/cobro de la potencia incumplida. La asignación del costo del servicio de respuesta activa de la demanda, derivados de la asignación del servicio **se cobran a la energía consumida dentro del sistema eléctrico español en proporción a su consumo** medido en barras y a los sujetos de liquidación responsables del balance en función de su desvío.

5.3.3. Proyectos Piloto

El proyecto **FEVER**, que es impulsado por Intracom Telecom en varios países (España, Chipre, Alemania y Grecia) y financiado por la Unión Europea⁵⁶, tiene como objetivo **implementar y demostrar soluciones y servicios que aprovechen la flexibilidad para ofrecer servicios en la red** que aborden los problemas del sistema de distribución, permitiéndole funcionar de manera segura y resiliente, a través de tres pilotos y una simulación de mercado, con una duración de cuatro años. El proyecto abarca tecnologías y técnicas para obtener flexibilidades de sistemas de almacenamiento energético virtuales y explícitos (baterías, V2G) y respuesta de la demanda. FEVER aprovechará el potencial de flexibilidad a través de la electrificación de sectores como la calefacción, con bombas de calor y calefacción urbana, y la refrigeración a través de, por ejemplo, la refrigeración industrial.

En este proyecto implementarán una **solución completa de agregación, gestión y comercio de flexibilidad** que incorpora desarrollo en torno a la organización óptima de la flexibilidad, siendo capaz de ofrecer servicios de flexibilidad en diferentes mercados (locales y mayoristas). Además, implementará un conjunto de herramientas de comercio de flexibilidad peer-to-peer que permita el comercio autónomo entre consumidores. Además, FEVER planea implementar una serie de aplicaciones y herramientas orientadas a las empresas de servicios de distribución que les permitirá tener mayor observación y control óptimo de la red. El conjunto de herramientas incluirá funciones avanzadas de monitoreo y control automatizado (prevención de eventos críticos, autoreparación, gestión de energía en modo isla, etc.).

El proyecto llevará a cabo varias **actividades de demostración y pruebas en múltiples entornos**. Para la evaluación de la escalabilidad, el FEVER incluye simulaciones a gran escala de nuevos mecanismos de mercado para la negociación de servicios de flexibilidad del día anterior y en tiempo real, así como simulaciones del acople de los mercados mayoristas y minoristas. Estas simulaciones contribuirán a cuantificar el impacto de los servicios de flexibilidad a nivel de la red de distribución y a nivel de transmisión. El enfoque integral de FEVER en la flexibilidad facilitará el establecimiento y la operación de modelos comerciales adecuados para todos los actores del mercado, proporcionando así a la UE conocimiento y herramientas para apuntar a una red eléctrica más segura, eficiente y resiliente⁵⁷.

5.3.4. Integración de Medición Inteligente

España optó por un calendario de sustitución de equipos de medición en un proceso que comenzó en 2007 y que terminó en 2018, requiriendo una inversión multimillonaria de las distribuidoras. El esquema utilizado por estas supone el **arriendo de los medidores mediante un cobro mensual**⁵⁸ que deben asumir los clientes, el cual resultó mayor al que se cobraba por medidores antiguos⁵⁹. Por otro lado, la visita técnica en la que se realiza el recambio no supone un costo para el cliente final⁶⁰. Cabe mencionar que **está la opción de**

⁵⁶ Disponible en: [FEVER](#)

⁵⁷ Fuente: [Flexible Energy Production, Demand and Storage-based Virtual Power Plants for Electricity Markets and Resilient DSO Operation](#)

⁵⁸ Fuente: [6 falsos mitos sobre los contadores inteligentes](#)

⁵⁹ Cobro de arriendo y su valor fue definido en la Orden IET/1491/2013.

⁶⁰ Fuente: [Contadores inteligentes Aeléc](#)

ser dueño de este medidor, sin embargo, según lo observado, sólo un muy pequeño porcentaje lo tiene. A enero de 2018, según el informe preliminar de la Comisión Europea, España tenía renovado más de un 99% de los medidores, es decir aproximadamente 28 millones, según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)⁶¹.

Como se mencionaba en el apartado de los mecanismos basados en precios, España posee la tarifa llamada Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) para los clientes regulados. Dentro de las opciones existentes dentro de esta, la elegibilidad de los usuarios para acceder a las distintas tarifas está **sujeta a requerimientos relacionados al tipo de medidor que posee** el cliente final. Varias de las tarifas más sofisticadas que permiten acceder a precios horarios **requieren de medición inteligente**. Así, los clientes de mercado regulado que todavía dispongan de un medidor analógico deberán acogerse a tarifa de precio medio ponderado, el cual registra el consumo realizado mensualmente y se factura acorde al precio medio de la tarifa de luz por horas en dicho periodo. Para los clientes libres, las tarifas también tienen asociadas estas opciones, por lo que el despliegue de estos medidores en España está asociado a la utilización y habilitación de tarifas variables en el tiempo.

Según algunas opiniones recopiladas, a España le tomó más de 10 años instalar los medidores inteligentes en toda su red y una **mínima parte de la población los sabe utilizar**, mostrando que le falta mucha información a las personas para poder realmente aprovecharlos⁶². Una de las medidas implementadas para potenciar el uso de los medidores inteligentes es el **desarrollo una plataforma central de datos** llamada **Plataforma Central de Servicios de Distribución**⁶³, que permite ofrecer, por un lado, información pública estadística agregada y, por otro, el acceso a los consumidores, y a quienes ellos autoricen, a información detallada de sus puntos de suministro, garantizando el cumplimiento de la normativa sobre protección de datos. Es una **iniciativa conjunta** de todas las empresas de distribución del país y busca abrir un canal, adicional al que actualmente ya ofrecen las empresas, para que los **clientes puedan tener acceso a sus datos**, tanto de medición como de consumo de electricidad a través de internet, de una manera sencilla, segura y sin costos adicionales, con el **objetivo de que sean más activos en el mercado eléctrico**.

⁶¹ Fuente: [Informe sobre la efectiva integración de los contadores con teledatada y telegestión](#)

⁶² Disponible en: [Medidores inteligentes en España](#)

⁶³ Disponible en: [Las empresas de distribución eléctrica desarrollan una plataforma central de datos](#)

5.4. Otras Experiencias Internacionales Relevantes

En esta sección se mencionan algunos detalles interesantes respecto a implementaciones y programas particulares de DR en otros países a parte de los ya detallados, con el objetivo de elaborar a través de más ejemplos sobre la idea de que existen muchas posibilidades y caminos a seguir para tomar como referencia, con la precaución de que cada sistema es diferente a nivel de estructuras de mercado, agentes participantes, y en desafíos y condiciones habilitantes ya desarrolladas para la DR.

5.4.1. Mecanismos Basados en Precios

Tarifas Time-Of-Use

Italia instituyó precios TOU para todos los clientes después de implementar medidores inteligentes en 2011 (Hale et al., 2018). Como resultados de la implementación, se experimentó un cambio de carga de clientes relativamente modesto debido a una diferencia relativamente baja en los precios en horas peak y fuera de las horas peak. Esto se vio exacerbado por un crecimiento sustancial de la energía fotovoltaica durante la implementación, lo que redujo aún más la diferencia de precios entre los precios en horas pico y valle.

Tarifas Critical Peak Pricing

En **Francia**, dentro del portafolio de tarifas existentes existe la **tarifa Tempo** de EDF⁶⁴. Esta es una tarifa regulada en la que el precio por kWh de electricidad **cambia no solo según la hora del día, sino también según el día en sí**. Por lo tanto, se cobran tasas completamente diferentes a lo largo del año, con precios notablemente más altos durante 22 días del período invernal, en algún momento entre el 1 de noviembre y el 30 de marzo, moderadamente altos en otros 43 días del año y finalmente mucho más baratos en el resto del año.

La opción Tempo se adecua de manera óptima a **consumidores con un alto consumo de electricidad que puedan mantener un gran grado de flexibilidad** en su uso de dispositivos eléctricos. La ventaja de esta tarifa se hace evidente cuando el consumidor puede reducir significativamente su demanda durante los 22 días más caros. En el mercado francés, no existen alternativas similares que ofrezcan una relación coste-beneficio más atractiva. Por lo tanto, en la mayoría de los casos, los consumidores encontrarán más conveniente optar por una oferta estándar de precio fijo o una tarifa con horarios de peak y valle (TOU) proporcionada por un proveedor alternativo.

Tarifas Real Time Pricing

En **Australia**, existen esquemas de precios dinámicos que cobran tarifas que no se fijan de antemano, pudiendo variar en cada intervalo de mercado en función del resultado de los mercados de electricidad. Un ejemplo exitoso de precios dinámicos para consumidores residenciales es Amber Electric, que ofrece **precios del mercado mayorista** a sus clientes residenciales actualizados cada **30 minutos** por el Operador del Mercado de Energía Australiano (AEMO). Lo relevante de este ejemplo es que, para proteger a los clientes de

⁶⁴ Fuente: [EDF in France - Offers, Tariffs and Contact in 2023](#)

peaks de precios extremadamente altos, **Amber Electric limita el precio máximo** sobre la base del precio de referencia de la energía del gobierno. Además, los **clientes pueden pagar una prima de seguro** para elegir sus precios máximos (llamado Price Protection Hedging)⁶⁵.

Otras Tarifas Variantes en el Tiempo

En **Dinamarca, Noruega y Suecia**, los consumidores son facturados a través de un sistema que utiliza el **precio promedio mensual del mercado mayorista**. Esto ofrece un nivel de previsibilidad y estabilidad en sus costos de electricidad, permitiendo equilibrar los beneficios de la previsibilidad con la necesidad de una fijación de precios y generar un esquema más amigable para los consumidores.

5.4.2. Mecanismos Basados en Mercados

Como se mencionaba en secciones anteriores, los mecanismos de DR basados en mercados han sido implementados de diversas formas. A parte de las ya exploradas en detalle en los tres sistemas de referencia, se presentan algunos ejemplos materializados en otros sistemas eléctricos:

- **Apertura de mercados:** En julio de 2022, **Grecia** abrió completamente sus mercados FCR, aFRR y mFRR. Los mercados se abrieron completamente con DSF (Demand Side Flexibility) y agregación permitidas, un tamaño de oferta mínimo de 1 MW, no se requirió acuerdo BRP y un diseño de producto asimétrico⁶⁶.
- **Distributed Energy Resources (DER) en mercados mayoristas: California y Nueva York** han implementado programas de DR que involucran DER en los mercados mayoristas. La idea es respaldar la implementación de DER y permitir que las agregaciones de la demanda participen de manera efectiva en los mercados mayoristas junto con los recursos de generación.
- **DR Explícito de consumidores residenciales en el mercado mayorista:** En los mercados eléctricos europeos, los mecanismos explícitos de DR se centran principalmente en clientes industriales y comerciales de gran tamaño. No obstante, se observa un crecimiento en la disponibilidad de productos de mercado para el DR explícito destinados a clientes residenciales más pequeños. En **Francia, Voltalis**⁶⁷ (agregador independiente francés) ofrece un programa DLC a clientes residenciales, donde ellos **reciben gratuitamente un dispositivo inteligente, denominado “Bluepods”**, que, por un lado, les informa sobre su consumo energético y, por otro, puede controlar directamente dispositivos eléctricos, como calentadores eléctricos.
- **Flexibilidad como producto transable en el mercado mayorista:** En **Francia**, desde 2014 la flexibilidad puede participar en el mercado mayorista a través de un mecanismo llamado NEBEF (Block Exchange Notification of Demand Response). La participación ocurre principalmente durante los meses fríos, cuando la generación es más escasa y los precios son más altos. El TSO (Transmission System Operator) utiliza este mecanismo para proporcionar un recurso económico adicional a los mecanismos de balance.

⁶⁵ Fuente: [Is the wholesale price capped during a price spike?](#)

⁶⁶ Fuente: [smartEn: Mapping the Markets](#)

⁶⁷ Fuente: [Voltalis](#)

5.4.3. Mecanismos Basados en Incentivos

Algunos ejemplos puntuales de esquemas basados en incentivos en los que se controla directa o indirectamente las cargas de los consumidores se mencionan a continuación:

- Corea lanzó un programa **piloto para Auto DR** en diciembre de 2022, donde los **electrodomésticos inteligentes responden automáticamente a las solicitudes** de reducción de la demanda en lugar de las entradas manuales de los consumidores, lo que resulta en una mejora del 24% en el ahorro de electricidad⁶⁸.
- Florida Power & Light (FP&L) ofrece a sus **clientes residenciales, comerciales e industriales incentivos para otorgar a FP&L control directo** sobre aires acondicionados, calentadores de agua, calentadores de espacio, bombas de piscina y equipos diversos de C&I que se consideren adecuados y aceptables durante una visita al sitio. Bajo este programa y otros similares, los participantes reciben un pago anual a cambio de que se permita a la empresa de servicios públicos ejercer control sobre los equipos inscritos durante los momentos de máxima carga, con limitaciones contractuales en cuanto a la frecuencia y duración de los eventos. Este esquema es una de las formas en que las empresas de servicios públicos obtienen un servicio de DR a través de los mercados minoristas.

5.4.4. Integración de Medición Inteligente

En **Francia**, la **implementación empezó el 2010 con una prueba** de 300.000 medidores inteligentes, llamados Linky⁶⁹, en las ciudades de Tours y Lyon. La primera fase requería la implementación de 7 millones de medidores entre 2013 y 2015. Para la instalación, los clientes reciben una carta del operador de la red, ERDF (Electricité Réseau Distribution France), 30 a 45 días antes de la instalación. El Distribution System Operator (DSO) es el que asume el costo de la instalación. Además, el DSO entrega un mapa interactivo para que los clientes verifiquen cuándo se llevará a cabo la implementación en su área⁷⁰.

Un detalle muy relevante respecto al despliegue de los medidores inteligentes en Europa, es que la Comisión Europea instó a cada país a realizar un **análisis de costos y beneficios para identificar si el despliegue se justificaría para cada uno**. De esta manera, Francia realizó un análisis de costos y beneficios para permitir que el regulador nacional determinara si valía la pena proceder con una implementación a nivel nacional o no⁷¹. Para el DSO, los principales beneficios son **evitar la inversión** en la instalación de medidores existentes, **evitar pérdidas en la red** y **costos de lectura de medidores**. Los beneficios para los consumidores no se han evaluado cuantitativamente. Sin embargo, el análisis muestra un beneficio neto para los consumidores, según el documento de la Comisión Europea. Se espera que Linky genere ahorros del 5 al 15% en la factura asociada al consumo energético (según Ademe, la Agencia Francesa de Medio Ambiente y Gestión de la Energía)⁷².

⁶⁸ Fuente: [IEA: Demand Response](#)

⁶⁹ Disponible en: [Linky: the Smart Meter for electricity in France](#)

⁷⁰ Fuente: [Report on deployment of Linky smart power meters in the area](#)

⁷¹ Disponible en: [Country fiches for electricity smart metering](#)

⁷² Disponible en: [Le compteur Linky et la démarche d'efficacité énergétique](#)

Italia es un ejemplo destacado de una estrategia exitosa en la implementación masiva de medidores inteligentes. La autoridad reguladora italiana estableció la **instalación de medidores inteligentes como obligatoria** en 2006. El proveedor de energía controlado por el Estado, Enel, se propuso instalar aproximadamente 30 millones de dispositivos de medición inteligente. Hoy en día, se ha instalado más del 99% de los medidores electrónicos en Italia, lo que está muy delante del plazo fijado por la Comisión Europea, que estableció un objetivo de instalación del 80% para 2020. Enel está desarrollando e instalando una **segunda generación de medidores inteligentes** para reemplazar los antiguos cuando alcancen el final de su vida útil esperada de 10 a 15 años. Esta transformación **modernizó las operaciones** comerciales de Enel, permitiéndoles utilizar los datos de los clientes para **educar** a los consumidores sobre los beneficios de los medidores inteligentes, **mejorar la precisión** de la facturación y abordar problemas como el **robo de energía y el fraude**⁷³.

⁷³ Fuente: [Luce-Gas.it: Contatori Luce Smart Meter: qual è la situazione in Europa?](https://www.luce-gas.it/Contatori/Luce_Smart_Meter_qual_è_la_situazione_in_Europa?lang=it)

5.5. Experiencia Comparada en Integración de Medición Inteligente

Los **medidores inteligentes** permiten **monitorear con precisión el consumo y el estado de la red**, ofreciendo oportunidades para que los consumidores sean **más conscientes de su uso de energía** y mejoren la eficiencia, así como para que los operadores **mejoren la calidad del servicio y reduzcan las pérdidas**. Sin embargo, actualmente su potencial no se explota plenamente, y hay elementos que deben abordarse mientras se planifica la implantación de la medición inteligente.

A nivel internacional, se ha observado que son un **facilitador de la transición energética** y un motor de la digitalización y la EE, además de impulsores clave del desarrollo de redes inteligentes. Con su utilización, se permite la oportunidad de desarrollar la participación de nuevos agentes en nuevas actividades y en muchos aspectos son el **primer hito en las hojas de ruta de las redes inteligentes y la participación de la demanda**. Según lo observado, dan la oportunidad a los consumidores de evolucionar hacia un nuevo rol más activo, permitiéndoles vender sus excedentes de generación u obtener un descuento de su factura, **decidiendo** sobre su propio consumo y generación.

Según lo identificado, hasta el momento, los medidores inteligentes hoy en día se utilizan principalmente para **evitar pérdidas y fraudes** y también con fines de **facturación**, permitiendo una medición más precisa del consumo y una lectura **automática**, reduciendo los costes asociados a esta acción. También se ha utilizado para **educar** a los consumidores para que puedan tomar decisiones económicamente óptimas al elegir entre planes minoristas de consumo de electricidad.

En Chile, de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTCSSD)⁷⁴, se dispuso que la propiedad y responsabilidad de **reposición de los medidores recaía en la empresa concesionaria de distribución eléctrica**, y que esta misma debía hacer un recambio gradual al año 2025, llegando a instalarse 6,5 millones de estos. Dichos medidores inteligentes se deben entender como equipos que permiten registrar diversas variables eléctricas, tanto para facturación horaria como para calidad de servicio, y además permiten transmitir alertas de pérdidas de suministros, reprogramación tarifaria a distancia, cambio de horario de verano e invierno vía remota y efectuar cortes y reposiciones a distancia, entre otras cosas.

En Chile, la normativa establecida en Diciembre de 2017 que buscaba implementar los sistemas de medición inteligente se desarrolló a través de una serie de resoluciones exentas y decretos en los que se aprueba el inicio del proceso de elaboración de la NTCSSD, en la que se **estableció que las empresas distribuidoras tenían la obligación de implementar Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (SMMC)**, los que deberían tener funcionalidades generales de medición de consumo, monitoreo del estado del suministro y control de operación remoto. En virtud de esta Norma Técnica, el costo de la instalación y operación del SMMC se incluiría como parte de los costos generales del sistema de distribución, es decir, como parte de la tarifa de Valor Agregado de Distribución (VAD). Además, la Norma Técnica estableció que un Anexo Técnico por publicarse fijaría las especificaciones y los requisitos que deberían cumplir los equipos. La Norma Técnica estableció además que el **plazo máximo para implementar los SMMC** eran 7 años a partir de la inclusión de los costos del nuevo

⁷⁴ Disponible en: [CNE: Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución](#)

sistema en la tarifa de VAD. Las empresas tenían también un plazo de 2 años desde el mismo evento para alcanzar el 15% de avance en la implementación del SMMC.

En el país, el proceso inició el 2016 con el **Plan Piloto de Medidores Inteligentes por parte de Enel** (Chilectra), inaugurado como un nuevo sistema de medición inteligente en la comuna de La Florida. Luego, hasta a mediados de 2019, se habían instalado 500.000 medidores inteligentes, aunque dichos dispositivos fueron catalogados de "pilotos" por las autoridades, debido a que fueron instalados antes de que se promulgara la normativa definitiva con las especificaciones técnicas para que los medidores fueran considerados "inteligente". Unos 280.000 de estos medidores piloto fueron instalados por Enel Distribución y el resto por Saesa y Chilquinta⁷⁵.

Un ejemplo que demuestra lo que ocurre cuando la implementación se realiza antes que la definición regulatoria específica se muestra en el Informe CEI 24⁷⁶ (Comisión Especial Investigadora). En este se presentan algunas conclusiones respecto al proceso de implementación de los medidores inteligentes, en las que se menciona principalmente que la situación resultante de la combinación normativa antes referida hizo que las empresas distribuidoras tomaran dos caminos basados en interpretaciones normativas diferentes. Algunas optaron por esperar a la definición del Anexo Técnico antes de reemplazar los medidores, para asegurarse de que cumplieran con las especificaciones exactas. Otras comenzaron el proceso de cambio con medidores que cumplen con la Norma Técnica, pero sin la garantía de que cumplieran con las especificaciones finales del Anexo Técnico. El último caso podía llevar a los consumidores a tener medidores que no cumplieran con los requisitos técnicos definidos.

En resumen, a raíz de lo observado para el caso chileno, y complementando las conclusiones y observaciones presentadas en base a lo observado en los otros sistemas de referencia y sus mecanismos de implementación se agrega que:

- Determinar **quién paga** los medidores inteligentes y **qué es lo que se paga** es un desafío.
- Las **preocupaciones de los consumidores**, que incluyen la pérdida de control, falta de familiaridad con la tecnología y desconfianza en los proveedores de energía, pueden obstaculizar la implementación de medidores inteligentes, llevándolos a tomar **un rol más pasivo** en el uso de estos dispositivos o incluso rehusándose a la implementación.
- **Problemas mal gestionados** relacionados con la privacidad, uso de datos y segmentación de clientes pueden obstaculizar el éxito de los medidores inteligentes y llevar al rechazo o la no utilización.

Por lo demás, en función de la experiencia comparada, en relación a la integración de medición inteligente como infraestructura habilitante para la integración y despliegue de esquemas de gestión de energía, se desprende que:

- Establecer **hitos iniciales** para la implementación de medidores inteligentes en un país o región es altamente complejo pero fundamental.

⁷⁵ Fuente: [bnamericas: Bajo la lupa: los medidores inteligentes en América Latina](#)

⁷⁶ Disponible en: [Informe CEI 24](#)

- Los **análisis de costo-beneficio** son necesarios para la implementación. Estos análisis varían según el país y se ven influenciados por suposiciones del proyecto, como tasas de descuento, vida útil del proyecto, escenarios de implementación y el uso por parte de consumidores y utilities.
- La implementación de los medidores inteligentes ha sido en su mayoría obligatoria para los suministradores de energía, pero no así para los clientes, los cuales tienen la opción de optar por aceptar o no el recambio propuesto por su suministrador.
- Son requeridos al por las suministradoras cuando los clientes quieren acceder a nuevas tarifas disponibles.
- Si bien no es obligatorio el cambio para los consumidores, a medida que los antiguos medidores quedan obsoletos, estos deben cambiar su dispositivo por un medidor inteligente.
- La transición ha generado dudas en los clientes principalmente respecto a la desinformación, i. e. respecto a funcionalidad de los medidores y el uso de sus datos, cambios en los valores en las facturas asociadas a la energía consumida y también en cargos extra respecto al recambio.
- En los casos donde el cambio ha sido más lento o se ha atrasado, se generan problemas de obsolescencia, implicando que cuando aún no se termina el despliegue de la primera generación de medidores, hay que reemplazar los anteriores.
- La **implementación de los medidores inteligentes no llega hasta la instalación**, existe una gama de desafíos post despliegue relevantes, como el mantenimiento, la reparación y la gestión cuando termina la vida útil de estos, con su necesario recambio.

5.6. Cuantificación de Impactos Medioambientales

La respuesta de la demanda, puede desempeñar un papel importante en la **reducción de las emisiones de carbono** y en la protección del medioambiente cuando es **bien implementada**. A través de la EE, se reduce la necesidad de generar electricidad adicional a partir de combustibles fósiles, llevando a una disminución directa de las emisiones. Además, los mecanismos de DR **fomentan la adopción de fuentes de energía renovable**, ya que facilita la integración de energía solar, eólica y otras fuentes limpias en la red eléctrica al actuar como recursos de flexibilidad para el sistema. Así, la DR no solo es capaz de reducir las emisiones de carbono, sino que también **impulsa la transición** hacia un sistema energético más sostenible y flexible.

Como se ha mostrado, los distintos sistemas de referencia han logrado atribuirle gran potencial económico a los programas de EE y de DR, haciendo que su participación en los distintos sectores vaya aumentando.

La DR **contribuye indirectamente a la reducción de emisiones** al reducir o posponer la necesidad de inversiones adicionales en generación de energía, transmisión y distribución, y disminuir el uso de la generación en horas de punta. La DR no se asocia directamente a la reducción de emisiones, pero desempeña un papel significativo en la reducción de emisiones según factores como el perfil de emisiones de la generación marginal en el momento y lugar de implementación de la DR y la energía desplazada. Las tecnologías asociadas a la DR pueden reducir directamente las emisiones a través del cambio en la demanda en las horas de mayor precio (i.e., en donde el suministro se basa fundamentalmente en fuentes de generación térmica fósil) a las de menor precio (i.e., en donde el suministro se basa en mayor generación renovable). Sin embargo, el desplazamiento de la demanda **puede tener un efecto de rebote** durante otras horas, lo que lleva a un consumo excesivo de electricidad. Se menciona que la **efectividad de la reducción de emisiones depende de factores y contextos específicos**, como las características del suministro y el comportamiento de la demanda (Sousa & Soares, 2023).

En (Fleschutz, 2021) se analiza el efecto de la DR basada en precios en las emisiones de carbono en los mercados europeos, en donde se observa que existe un nexo entre los precios del carbono existentes en el o los países y las emisiones generadas por los esquemas de DR basados en precios. Las conclusiones clave demuestran que los desplazamientos de carga (*load-shift*) basados en precios generalmente aumentaron las emisiones de carbono, mientras que los desplazamientos basados en Marginal Emission Factors (MEF) redujeron las emisiones significativamente, aunque a un mayor costo. En conclusión, la DR podría aumentar las emisiones de carbono cuando los precios del mercado spot la incentivan, pero este efecto puede mitigarse mediante el uso herramientas complementarias como la consideración de MEF dinámicos o la implementación de un precio del carbono (*carbon price*) suficiente.

La DR basada en precios tiene **potencial para reducir costos operativos y emisiones cuando se respalda con un precio del carbono adecuado o con intervenciones en el mercado** que garanticen correlaciones sólidas, entre la intensidad de emisiones de carbono y el costo marginal definido a partir de la lista de orden de mérito. En este contexto, aún cuando la DR supone una serie de beneficios medioambientales, **existen una serie de**

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

desafíos en la materialización efectiva de dichas reducciones de emisiones, por ejemplo mediante la definición de señales económicas que reflejen el aumento/disminución en emisiones producto de cambios en patrones de consumo; **así como también en la cuantificación de dichos beneficios medioambientales**, como la falta de escenarios contrafactuales claros (i.e., cuál hubiera sido el perfil de demanda sin la presencia del mecanismo).

6. Análisis de Mecanismos de Gestión de Demanda

A partir del análisis de la experiencia en mercados de referencia internacional, así como de la literatura especializada en la materia, a continuación se presenta un **análisis comparado de metodologías**, tomando en consideración criterios, tales como, simplicidad, eficiencia y el logro de los resultados esperados en los clientes y el sistema. Finalmente, se identifican las principales ventajas y desventajas de cada mecanismo, y se presentan en una tabla resumen.

6.1. Mecanismos Basados en Precios

A partir de lo recopilado, respecto a los mecanismos basados en precio se observa que las tarifas eléctricas pueden **variar en función de distintos factores**, existiendo distintas opciones y esquemas para los clientes finales, sean grandes (industriales y comerciales) o residenciales. Estos diferentes planes **ofrecen flexibilidad** en función de las necesidades y la tecnología disponible. Cada tipo de tarifa tiene sus propias ventajas y desafíos, y la **elección dependerá de las necesidades y preferencias** de los consumidores, así como de la infraestructura disponible y la estrategia de gestión de demanda reflejada en la regulación.

A continuación se presentan las observaciones, ventajas y desafíos principales resumidos para cada uno de los esquemas más comunes existentes.

6.1.1. Tarifas Time-Of-Use

Las tarifas TOU son **predefinidas** con antelación, basadas en **datos históricos** de precios, y pueden cambiar **estacionalmente** o según el **tipo de día y hora**, como en las horas punta o fuera de ellas.

Dentro de las ventajas observadas en este mecanismo, este enfoque proporciona **incentivos predecibles** para la gestión de demanda y estabilidad en las facturas al **cubrir la exposición al riesgo** del mercado mayorista. Sin embargo, su implementación podría no reflejar de manera efectiva las condiciones operacionales de corto plazo, especialmente en lo que respecta a los precios del mercado mayorista.

6.1.2. Tarifas Critical Peak Pricing

Para el caso de las tarifas CPP (Critical Peak Pricing), se observa que estas se aplican durante **eventos de contingencia** o precios elevados en el mercado, **anunciados** a corto plazo, y a menudo incluyen un precio techo para protección. Cabe mencionar que en algunos esquemas también se observan tarifas similares a la de CPP, llamadas Critical Peak Rebates, donde los clientes reciben descuentos por reducir su consumo durante horas críticas por debajo de un nivel de referencia.

Uno de los mayores beneficios identificados para este tipo de tarifa es que logra reflejar las condiciones operacionales críticas de corto plazo y transmiten esa información a los consumidores finales, fomentando la respuesta activa a la demanda. Sin embargo, **requieren la anticipación** de los períodos de control y la capacidad de respuesta de los consumidores, lo que puede no ser óptimo en todas las situaciones. Por otro lado, las tarifas CPR pueden generar una respuesta más positiva por parte de los consumidores que las tarifas CPP, ya que

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

ofrecen descuentos en lugar de penalizaciones. Requieren establecer una línea base para evaluar si un cliente ha tomado la acción deseada.

6.1.3. Tarifas Real Time Pricing

Las tarifas RTP varían en tiempo real en función de los resultados de los mercados del día anterior y pueden llegar a ser más aceptadas si se utiliza tecnología que permita una respuesta automatizada.

Estas tarifas logran reflejar los **precios del mercado mayorista** y las condiciones operacionales de corto plazo, brindando una visión precisa del costo de la electricidad en tiempo real. Además, logran fomentar la respuesta activa de la demanda al transmitir información actualizada a los consumidores. Sin embargo, un detalle muy relevante es que exponen a los consumidores a un **mayor riesgo** de costos fluctuantes y requieren una **infraestructura avanzada de medición** y comunicaciones, así como la accesibilidad de datos y la capacidad de respuesta por parte de los consumidores.

6.1.4. Conclusiones

Los mecanismos basados en precio (DR implícito) son más fáciles de implementar en comparación con los mecanismos explícitos de mercado, ya que **no requieren pruebas previas ni procedimientos de verificación**, como las líneas base. Esto los convierte en un **primer paso para desarrollar la flexibilidad de la demanda**. Sin embargo, si bien los esquemas de Tarifas en Tiempo Real (RTP) pueden ser técnicamente factibles, los pequeños consumidores a menudo prefieren la previsibilidad y estabilidad en sus facturas, lo que puede afectar su aceptación. Además, los **costos que no están relacionados con la generación de energía**, como los costos de red, que a menudo son fijados por el regulador, pueden representar una parte significativa de las tarifas, lo que limita las señales de precio a los consumidores, dificultando el potencial de ahorro. Además, la tecnología necesaria para responder a las señales de precio puede resultar costosa en comparación con los posibles beneficios, y algunos consumidores buscan evitar grandes aumentos en sus costos. En este contexto, las tarifas por horario (TOU) y las tarifas críticas por horario (CPP) pueden proporcionar incentivos de demanda similares a las tarifas RTP, equilibrando la eficiencia y las preferencias de los consumidores por la previsibilidad de precios y la estabilidad de las facturas.

6.2. Mecanismos Basados en Mercados

6.2.1. Mercado de Energía

Dentro de las principales observaciones de los mecanismos identificados en el mercado de energía, la participación de la demanda en este se activa principalmente como respuesta a los precios de la energía, con mecanismos de DR que a menudo actúan como **complementos de otros servicios de DR** en lugar de ser el enfoque principal. Las reglas para ofertar y participar en estos mercados varían entre diferentes regiones y mercados, lo que incluye la etapa de participación, las ofertas basadas solo en precios, ofertas mínimas de capacidad y la posibilidad de participación a través de agregadores.

Respecto a las ventajas dentro de los mecanismos dentro del mercado de energía, se observa que, la **demanda tiene la oportunidad de contribuir a la operación** eficiente del sistema eléctrico, ya que se le proporcionan señales de cortísimo plazo sobre las condiciones operativas. Esto ayuda a mantener la estabilidad y el equilibrio de la red eléctrica. Sin embargo, como desafío, en el contexto actual de Chile, el diseño no considera de manera significativa la participación activa de la demanda en este mecanismo. Además, para evaluar la respuesta de la demanda y su impacto, es necesario definir líneas base, lo que puede plantear desafíos.

6.2.2. Mercado de Servicios Complementarios

Los recursos de DR pueden competir en mercados de SSCC en **competencia directa** con la generación convencional o proporcionar **servicios** especializados. A menudo, los recursos de DR ofrecen servicios más similares al CTF (spinning contingency reserves) que a CSF o CPF (regulation reserves). La capacidad de **desconectar cargas automáticamente**, incluso más rápido que el control de generadores, ha permitido la creación de productos especializados en el ámbito de SSCC. Sin embargo, la **falta de productos** de mercado diseñados específicamente para recursos de flexibilidad más pequeños y sus características sigue siendo una barrera importante, lo que incluye restricciones de tamaño mínimo en las ofertas, productos de mercado, y roles y responsabilidades de los agregadores.

En el caso de mecanismos enmarcados dentro del mercado de SSCC, se observa que estos brindan **oportunidades para operar el sistema eléctrico** de manera eficiente al proporcionar señales de corto plazo sobre las condiciones operativas. Además, la medición de la disponibilidad para proporcionar SSCC y la entrega de estos servicios cuando se solicitan suelen ser relativamente sencillas. No obstante, existen **desafíos en la definición de productos y requerimientos** específicos para los servicios de SSCC. Además, la operación del sistema con la participación activa de la demanda puede plantear desafíos adicionales que requieren una cuidadosa consideración.

6.2.3. Mercado de Capacidad

En los mercados formales de capacidad, los recursos de DR reciben **pagos por su capacidad** disponible para reducir la demanda. Los ingresos de DR derivados de los **pagos por capacidad tienden a ser significativamente mayores** que los ingresos por energía o servicios de SSCC. Cabe destacar que las regulaciones recientes se han centrado en las reglas

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

para la participación de los proveedores de DR que no están disponibles todo el año, y en cómo garantizar que estos proveedores respondan de manera efectiva a las instrucciones de despacho cuando sean requeridas.

En cuanto al mecanismo de Potencia, este contribuye al desarrollo eficiente del sistema eléctrico al proporcionar **señales de largo plazo** para inversiones en capacidad. Ayuda a planificar y garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico a largo plazo. Sin embargo, al igual que en el caso de Energía, el diseño actual en Chile no considera de manera significativa la participación activa de la demanda en este mecanismo, por lo que integrar efectivamente la respuesta de la demanda puede requerir ajustes en la regulación y la operación del sistema eléctrico.

6.2.4. Conclusiones

En resumen, la implementación efectiva de mecanismos de respuesta de la demanda en los mercados eléctricos requiere **procedimientos de medición y verificación** para garantizar que los compromisos adquiridos con el mercado se cumplan adecuadamente. Las metodologías para determinar líneas base, comúnmente basadas en enfoques estadísticos utilizando datos históricos, son fundamentales para **evaluar la respuesta de la demanda**. Sin embargo, se observan diferencias en los enfoques, y algunos sistemas permiten a los proveedores designar líneas base de clientes y aplicar penalizaciones si el consumo cae por debajo de estas líneas. La elección de una línea de base adecuada depende del tipo de producto y puede basarse en datos históricos del proveedor de respuesta de la demanda. Además, la dimensión geográfica de la agregación de la respuesta de la demanda puede plantear **desafíos para su participación nodal** en diversos esquemas de mercado. La **estandarización y claridad** en estos procesos son esenciales para una integración efectiva de la respuesta de la demanda en los mercados eléctricos.

6.3. Resumen Análisis Comparado

En función del análisis comparado de mecanismos de gestión de demanda, a continuación, se presenta un cuadro resumen con las principales ventajas y desventajas de cada uno, el cual permite condensar los principales puntos de comparación.

Tabla 6.1. Resumen del análisis comparado de mecanismos de gestión de demanda.

Clase de Mecanismo		Ventajas/Oportunidades	Desventajas/Desafíos
Eficiencia Energética (EE)		Reducción de consumo total de energía.	No otorgan señales de gestión en línea con necesidades de corto plazo del sistema. Inversiones requeridas .
Programas de DR Basados en Precio (PBP-DR)	TOU	Otorgan incentivos predecibles para la gestión de demanda. Cubre de exposición al riesgo de la OTR, otorgando estabilidad a facturas (ver tarifas actuales y contratación libre).	Implementación podría no lograr reflejar efectivamente las condiciones operacionales de corto plazo (precios del mercado mayorista).

Clase de Mecanismo		Ventajas/Oportunidades	Desventajas/Desafíos
	CPP	Refleja condiciones operacionales críticas de corto plazo , traspasando dicha información a consumidores finales.	Antelación (o no) de períodos de control y capacidad de respuesta de consumidores.
	RTP	Refleja los precios del mercado mayorista y condiciones operacionales de corto plazo , traspasando dicha información a consumidores finales.	Alta exposición al riesgo de la OTR (se antepone a la lógica de contrataciones para la cobertura de riesgos de corto plazo de operación del sistema), lo que ha llevado a esperar una aún menor popularidad en el futuro. Mayores requerimientos sobre la infraestructura de medición y comunicaciones , accesibilidad de data y de respuesta de consumidores.
	CPR	Puede producir una mayor respuesta que CPP. Descuentos tienden a ser más aceptables que una fuerte penalización durante períodos críticos.	Requiere establecer una línea base con el fin de identificar si un cliente ha tomado la acción deseada.
Programas de DR Basados en Mercados (MB-DR)	Energía	Operación eficiente del sistema. Señal de cortísimo plazo de condiciones de operación del sistema.	Diseño actual en Chile no considera la participación activa de la demanda. Requiere la definición de líneas base .
	SSCC	Operación eficiente del sistema. Señal de cortísimo plazo de condiciones de operación del sistema. Medición de la disponibilidad para proporcionar SSCC y la entrega de SSCC cuando se solicite es relativamente sencilla .	Desafíos a la definición de productos/requerimientos y operación del sistema.
	Potencia	Desarrollo eficiente del sistema. Señal de largo plazo para inversiones.	Diseño actual en Chile no considera la participación activa de la demanda.
Programas de DR Basados en Incentivos (PBI-DR)	DLC	Disponibilidad certera del recurso, aún cuando consumidores pueden anular el control de la carga (a expensas de descuentos o multas).	Mayores requerimientos sobre la infraestructura de medición y comunicaciones , accesibilidad de datos. Reduce el poder de decisión de parte de consumidores finales.
	IDL	Otorga poder de decisión de parte de consumidores finales.	Incertidumbre respecto a la disponibilidad del recurso.

7. Diagnóstico de la Regulación en Chile

El potencial de la demanda como un recurso, a través del aprovechamiento de los llamados consumos eléctricos flexibles, muestra interesantes perspectivas en el caso chileno tomando en consideración que la demanda eléctrica actual y futura tiene atributos de flexibilidad. Internacionalmente, diversos estudios y experiencias muestran cómo la demanda está teniendo un rol que se proyecta irá en aumento, con importantes impactos económicos.

En Chile, ya existen algunos **mecanismos de gestión de demanda**, algunos de ellos con años de historia, como el denominado **“control de hora punta”**, el **límite de invierno**, o incluso experiencias en la implementación de **Tarifas Flexibles Reguladas (TFR)** para clientes regulados. De la misma forma, ya existen **SSCC** definidos específicamente para la participación de la demanda, como lo son las **Cargas Interrumpibles (CI)**, **Esquemas de Desconexión Automática de Cargas (EDAC)** y **Desconexión Manual de Cargas (DMC)**. Sin embargo, aún la integración de la gestión de demanda y participación de la demanda en los distintos niveles de mercado resulta incipiente en contraste con la experiencia internacional de sistemas y mercados de referencia. Es por todo lo anterior, que en el mediano y largo plazo, **es de esperar que se requiera de un rediseño y actualización de diversos elementos de los mercados eléctricos** de tal forma de contar con una promoción efectiva de esquemas de gestión de demanda, así como de una integración efectiva y consistente en todos los niveles de mercado de la demanda.

Se recopila información relacionada con las **barreras y propuestas para la promoción de esquemas de gestión de demanda en el sistema eléctrico chileno**. Esto, a partir de reportes de organismos públicos y privados, MEN, Comisión Nacional de Energía (CNE), el CEN, organizaciones gremiales, firmas consultoras, etc., en contraste con la información presente en la literatura especializada y reportes de agencias internacionales respecto a la materia en cuestión.

En primera instancia, se realiza una revisión y análisis crítico del actual marco regulatorio chileno respecto a la gestión de demanda, el cual permitirá identificar en la regulación las brechas y barreras existentes para la promoción de este tipo de esquemas de gestión de demanda, y de forma general, de la participación de la demanda en sí misma en los diferentes niveles del mercado eléctrico, energía, SSCC y potencia.

En función de la información y antecedentes levantados y analizados, **se identifican las barreras o brechas y clasifican según si estas corresponden a barreras técnicas, económicas y regulatorias** que enfrenta la integración de la gestión de demanda de energía en el sistema eléctrico chileno. A su vez, se determinan oportunidades de mejora de acuerdo con el contraste con modelos extranjeros. Para la sistematización del análisis anterior, se elabora un **cuadro resumen donde cada barrera identificada y clasificada, muestra estrategias para ser superada o mitigada**.

A partir de todo lo anterior, **a continuación se presenta una visión general del análisis** para los diversos cuerpos regulatorios y segmentos, identificando las principales barreras o brechas para la integración de la gestión de demanda, **para luego clasificar dichas barreras y esbozar principales oportunidades de mejora**.

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 73 de 157

<https://www.vinken.cl/>

7.1. Identificación de Barreras

7.1.1. Mercado de Energía (Figura del Comercializador y Agregador)

Como ya ha sido levantado en estudios previos desarrollados respecto a la materia en Chile, el diseño actual y regulación vigente en Chile no tan solo no considera la participación activa de la demanda dentro del mercado de energía, sino que adicionalmente supone **barreras a la participación de agentes y roles que en sistemas de referencia internacional han demostrado ser elementos favorables para la promoción de la gestión de demanda**. Estos son, **comercializadores** (puros) de energía eléctrica, **y agregadores** de recursos distribuidos, generadores y sistemas de almacenamiento distribuido (también llamados plantas de generación virtual o Virtual Power Plants (VPP)) y/o tan solo de demanda (agregadores de demanda).

En cuanto a la participación directa de la demanda dentro del mercado de energía, la LGSE, en su Artículo 149°, da cuenta que las **transferencias de energía** se dan **entre empresas eléctricas, que posean medios de generación, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones que inyecten energía**, excluyendo de dichas transferencias a coordinados tales como (instalaciones de) clientes libres. Por lo demás, los **clientes libres cuentan con la posibilidad de acordar libremente sus condiciones de contratación**, las que podrían reconocer las características propias de consumidores, otorgándoles las señales económicas necesarias para hacer uso de su flexibilidad⁷⁷.

En cuanto a la **figura del comercializador**, la LGSE hace alusión a que son empresas eléctricas las que efectúan retiros de energía (y potencia) desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, dando cuenta que la **regulación vigente no considera la posibilidad** de un actor sin activos de generación y distinto de la empresa distribuidora pueda ejercer el rol de **comercializador (puro) de energía**. Más aún, en su Artículo 147°, la LGSE da cuenta del **límite de 500 kW de potencia conectada** de usuarios finales a partir del cual estos pueden optar por **contratos de suministro libremente acordados** (i.e., y no tarifas reguladas). Lo anterior, contrasta con la experiencia internacional de sistemas de referencia en los que no tan solo existe la **figura del comercializador (puro) de energía** como tal, sino que también se cuenta con **competencia en el retail**, separando el rol de comercialización de energía eléctrica de aquel de distribución (transporte) de energía, aún para consumidores residenciales de menor tamaño.

En cuanto a la figura del **agregador y esquemas de gestión de demanda**, la regulación vigente no hace alusión directa a estos elementos. No obstante, se destaca en la LGSE el Artículo 148°, el cual establece que generadores pueden convenir tanto con clientes libres como regulados, en forma directa o a través de distribuidoras, reducciones o aumentos de demanda que serán imputados a sus suministros comprometidos. Sin embargo, este sólo permite a los generadores materializar los beneficios asociados a dicha gestión, además de no establecerse los principios sobre cómo, de forma homóloga, la figura podría relacionarse a otros niveles de mercado (ISCI, 2020b). Por otro lado, aún cuando en cuerpos como el Reglamento de SSCC se da cuenta de la posibilidad de agregación de recursos⁷⁸, en este

⁷⁷ O bien, tarifas fijas que resguarden a consumidores y suministradores de incertidumbres de corto plazo, según las condiciones sean acordadas libremente por suministradores y clientes libres.

⁷⁸ Disponible en: [DS.113/2017](#)

mismo cuerpo se da cuenta que serán los propios usuarios finales quienes serán responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del servicio que prestan al sistema (y de las demás obligaciones que emanen de dicho reglamento). Más aún, la noción del agregador no aparece en la regulación vigente asociada a la operación de redes de distribución (contexto en el que justamente es de esperar surja y opere este agente). Con todo lo anterior, en la práctica, las **definiciones existentes resultan insuficientes para la materialización efectiva del rol del agregador como tal.**

7.1.2. Mercado de Servicios Complementarios

En su Artículo 72°-2, la LGSE da cuenta de **instalaciones de clientes libres** como parte de "**los coordinados**", mientras que en su Artículo 72°-7 da cuenta del deber de los coordinados de poner a disposición del CEN los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la **prestación de los SSCC**. Lo anterior ha dado paso a que actualmente ya existen SSCC definidos específicamente para la participación de la demanda como lo son las **Cargas Interrumpibles (CI)**, **Esquemas de Desconexión Automática de Cargas (EDAC)** y **Desconexión Manual de Cargas (DMC)**.

No obstante, **EDAC y DMC** se entienden como **servicios de control de contingencias** cuya falta de condiciones de competencia requiere de su provisión por medio de **instrucción directa** del CEN. Por otro lado, **CI** son reconocidas como parte de los **servicios para el control de frecuencia (CF)**, mientras que sus condiciones de competencia han supuesto la posibilidad del servicio de ser provisto mediante **licitaciones**. No obstante, si bien en abril de este año el CEN, realizó una licitación por este servicio, la **única oferta recibida figuraba por sobre el precio máximo** y ante el no recibimiento de la aceptación de ajuste al Precio Máximo, **procedió a declararse desierta**⁷⁹.

En este contexto, cabe profundizar en las **características particulares del servicio de CI en relación a otros servicios de CF**, los **desafíos que recientes procesos de licitación han enfrentado**, así como, aún bajo una licitación exitosa, los **desafíos que podría enfrentar la provisión efectiva de dicho servicio, en el contexto de la operación en tiempo real** que lleva a cabo el CEN de los recursos disponibles en el SEN.

7.1.3. Mercado de Potencia

Desde la LGSE en su Artículo 72°-17, se da cuenta que **sólo las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia**. Más aún, tanto en su Reglamento (modificaciones y transitorios discutidos a la fecha) como en la Norma Técnica asociada, no se hace alusión a coordinados, i.e., clientes libres o usuarios finales del sistema como potenciales partícipes de dichas transferencias. Lo anterior restringe la posibilidad de participación directa de la demanda en este nivel de mercado, al no reconocerla como un potencial proveedor de suficiencia del sistema.

7.1.4. Tarifas y Cargos Regulados

De forma general, tomando como referencia consumidores regulados de energía, se aprecia que la **composición de la cuenta tipo de suministro de energía eléctrica se compone**

⁷⁹ Disponible en: [CEN: Acta de Evaluación Final Oferta Económica Licitación CI](#)

fundamentalmente por cargos de energía (generación), en torno a un 59,2% (Verdejo, 2019), con lo que resulta de particular interés comprender los incentivos que tienen clientes regulados para gestionar sus consumos en asociación a este concepto. Adicionalmente, se destaca el **tratamiento de cargos asumidos finalmente por consumidores de energía que hoy tienen el potencial de contar con incentivos para la gestión de demanda de consumidores finales**. En particular, **cargos asociados al mecanismo de suficiencia** del sistema (cargos por potencia (generación), los que representan en torno a un 12,5% de la cuenta tipo de suministro). Por lo demás, se da cuenta del tratamiento de **otros cargos regulados**, los que sin embargo se asocian a componentes **para los cuales se cuenta con menores referencias maduras de mecanismos de gestión de demanda** en la experiencia internacional al respecto.

Tratamiento de Cargos por Energía para Clientes Regulados

Las opciones tarifarias de distribución actualmente vigentes corresponden a aquellas fijadas por la CNE mediante el DS 11T/2016 del MEN. Las fórmulas tarifarias definidas se estructuran considerando alternativas respecto de la **modalidad de registro del consumo** (i.e., infraestructura de medición instalada, ya sea ésta corresponda a medición análoga o digital), pudiendo esta corresponder sólo a una medición de energía, potencia máxima leída o contratada, o bien, potencia leída o contratada horariamente. No obstante lo anterior, en relación al **tratamiento de cargos por energía para clientes regulados**, se observa de forma transversal a opciones tarifarias que el Cargo por Energía [\$/kWh] se obtiene multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario, i.e., estos se tratan como **cargos fijos y volumétricos**, en forma de una **tarifa plana** sin incentivos para la gestión de demanda de consumidores finales; mientras que la diferenciación que permite la infraestructura de medición se asocia a cargos de potencia, y de transporte y distribución de energía eléctrica.

En línea con lo anterior, y al margen de limitaciones por parte de la infraestructura de medición avanzada, cabe destacar que **históricamente licitaciones de suministro regulado han sido asociadas al suministro 24/7 de energía eléctrica**, lo que se condice con la definición de una tarifa plana. No obstante, las **últimas licitaciones de suministro regulado, asociadas a bloques de suministro de energía** (en línea con horas de generación solar), suponen la oportunidad de reevaluar el diseño de cargos por energía en tarifas reguladas (dada la infraestructura de medición avanzada habilitante).

Adicionalmente a las tarifas reguladas definidas, se destaca que **cada empresa distribuidora puede ofrecer opciones tarifarias adicionales**, denominadas **Tarifas Flexibles Reguladas (TFR)**. Bajo esta modalidad, por ejemplo, Enel Distribución cuenta con Tarifas Horarias Residenciales (THR), las cuales consideran una diferenciación en el cobro de energía en horarios de día, punta, y noche. Sin embargo, se observa que estas no se encuentran disponibles para su contratación⁸⁰.

Tratamiento de Cargos por Potencia para Clientes Finales

Respecto al **tratamiento de cargos asociados al mercado de potencia**, se destaca el *“Estudio del tratamiento general de la potencia para clientes finales en el SEN”*, desarrollado

⁸⁰ Disponible en: [Enel: Tarifas](#)

por Vinken-Dictuc para GIZ (Vinken-GIZ, 2021), el cual tuvo como objetivo la revisión detallada de la metodología de asignación de los costos de potencia, asociados a los requerimientos de suficiencia del sistema, a la demanda, en los segmentos de clientes libres y regulados.

Respecto a la metodología vigente, existen **diversos desafíos que generan distorsiones en las señales**, con impactos en la causalidad de costos, recaudación, incentivos y pago del mecanismo entre consumidores, distribuidoras y generadores, siendo la fuente principal de dichos desafíos el **uso de distintos períodos y naturaleza de las horas (sistémicas o individuales) consideradas para el mercado de suficiencia y para dar la señal de potencia a la demanda**.

Por un lado, para cuantificar las transferencias de potencia asociadas a retiros de un suministrador, primero se requiere multiplicar la **Demanda de Punta Equivalente** de cada uno de sus clientes (correspondiente al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta) por un factor único que permite igualar la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes, a la **Demanda de Punta** del sistema o subsistema (corresponde al promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema o subsistema).

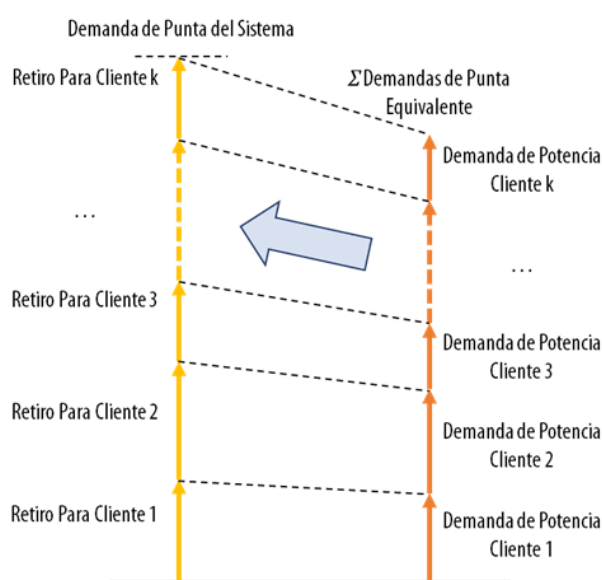


Figura 7.1. Ajuste Demanda de Punta Equivalente a Demanda de Punta del Sistema.

Por otro lado, la **falta de infraestructura de medición inteligente** por parte de consumidores finales vuelve necesaria la determinación de fórmulas y estructuras tarifarias que tienen por objetivo reflejar elementos de causalidad de costos, pero que sin embargo, **requieren de una serie de supuestos** que luego son aplicados de igual forma a diferentes consumidores bajo una misma clase de tarifa regulada, lo que se traduce en un **desajuste en lo recaudado por la empresa distribuidora** a través de las tarifas reguladas, **respecto al pago que dicha distribuidora debe hacer a proveedores** de potencia.

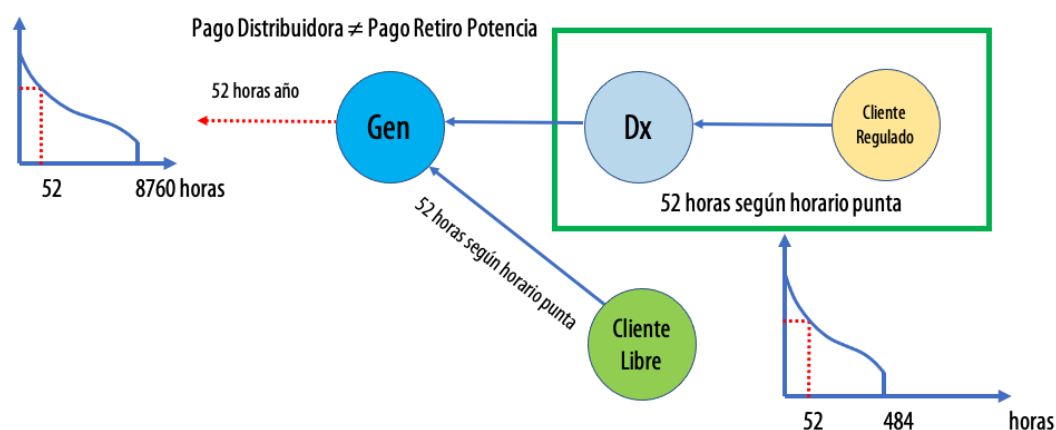


Figura 7.2. Desajustes en pagos por potencia.

De igual manera, se destaca que las horas de mayor exigencia se determinan en base a **demandas máximas dentro del período de control**, las cuales **no necesariamente están alineadas con periodos de máxima exigencia**, determinados a través de métricas de confiabilidad.

Es en función de todas las desafíos antes mencionadas que el **esquema de “control de punta” carece de atributos propios de un esquema de gestión de demanda**, siendo de **naturaleza estática y no adaptativo** de aspectos operacionales de corto plazo, no siendo efectivo en transmitir las señales económicas adecuadas a la demanda para una gestión de sus consumos, en línea con los requerimientos de suficiencia del sistema.

Tratamiento de Otros Cargos Regulados Para Clientes Finales

Cargos asociados al **servicio público**, se definen como **cargos por unidad de energía consumida** [\$/kWh], incorporado a las tarifas a partir de las modificaciones del marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley N° 20.936 desde el proceso de fijación de noviembre de 2022, los cuales, sin embargo, dependen del nivel de potencia conectada, es decir, del tamaño del cliente, de forma que **clientes de mayor tamaño pagan un nivel mayor** de cargo por servicio público. Esto, con el fin de compensar la deuda asociada al Fondo de Estabilización de Precios (FET)⁸¹.

Respecto al tratamiento de **cargos asociados al sistema de transmisión**, tanto **clientes libres** como **clientes regulados** perciben un cargo por unidad de energía consumida [\$/kWh], de acuerdo con lo indicado en los artículos 115° y 116° de la LGSE, definido semestralmente por la CNE⁸² y determinado considerando la remuneración del sistema de transmisión nacional y los sistemas de transmisión zonales, determinando el cargo al cliente según su localización. Adicionalmente, se añade a este cargo la remuneración de nueva infraestructura para SSCC. Por otro lado, cargos asociados a **SSCC subastados y pagos laterales** son asignados a coordinados que realicen **retiros destinados al suministro de energía para clientes finales**, a prorrata de estos. De esta forma, usualmente son traspasados a clientes libres mediante instrumentos de contratación.

⁸¹ Disponible en: [RE 841/2022](#)

⁸² Disponible en: [RE 257/2023](#)

Por un lado, los cargos presentados consisten en **tarifas planas o en señales difíciles de prever** (e.g., pagos laterales y SSCC), de forma que presentan **desafíos adicionales para la incorporación de señales para la gestión de demanda**.

Por otro lado, se destaca el tratamiento de **cargos asociados al sistema de distribución (transporte de energía)**, los cuales son diferenciados de acuerdo a si el cliente en cuestión corresponde a un cliente libre o regulado. En el caso de **clientes libres**, el suministrador de energía está obligado a pagar un **peaje de distribución**, el cual considera componentes de consumo de energía, **mediciones de potencia máxima** y un cargo fijo, todos los cuales, usualmente se traspasan al cliente libre. Mientras, en el caso de **clientes regulados**, el cargo por distribución depende de la tarifa escogida. En ambos casos los parámetros se obtienen directamente de la aplicación del **decreto cuadrienal**⁸³ que establezca las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes sujetos a regulación de precios de las empresas concesionarias, que se encuentre vigente⁸⁴, con excepción de los precios de nudo, que se establecen en los respectivos informes definitivos de forma semestral. Si bien estos cargos constituyen una señal de precio asociada al perfil de consumo de clientes, **no necesariamente proporcionan un incentivo claro a la gestión de demanda, toda vez que se definen en función de mediciones de potencia máxima propia del cliente (típicamente independiente del momento en que esta ocurra)**, presentando características similares al mecanismo actual de cargos por potencia de suficiencia para clientes finales. Por lo demás, cabe destacar que la modificación de las fórmulas que definen estos cargos requerirá de una modificación del proceso de cálculo del Valor Agregado de Distribución.

7.1.5. Otras Barreras Técnicas

En el **plano técnico**, de forma general, y al igual que lo observado en la experiencia internacional, se identifican en Chile como barreras técnicas principales la falta de infraestructura de Internet de las cosas (IoT), tecnología de medición avanzada (AMI), tecnología de información y comunicación (TIC) y sistemas de gestión de energía en el hogar (HEMS). La **interoperabilidad limitada y la falta de estándares de comunicación** dificultan aún más la adopción de soluciones tecnológicas asequibles. Además, la **inaccesibilidad de datos en tiempo real y las barreras de telemetría** que algunas veces incluye el CEN para la integración de la demanda, por ejemplo, en SSCC, complican la gestión de DR, aspectos que también se aprecian en diferentes análisis en Chile (Centro de Energía, 2020; 2023).

7.1.6. Otras Barreras Económicas

A **nivel económico**, de forma general, y al igual que lo observado en la experiencia internacional, se identifican en Chile como barreras a la gestión de demanda la falta de alineación de los diseños de mercado y programas (e.g., ver el tratamiento de cargos de potencia); la incertidumbre de mercado; las asimetrías competitivas y las opciones tarifarias influyen en la percepción de incentivos por parte de los consumidores. La rentabilidad del negocio y los costos de las tecnologías habilitantes también son factores críticos, aspectos que también se aprecian en otros análisis desarrollados en Chile (Centro de Energía, 2019).

⁸³ Disponible en: [CNE: Cálculo de las Componentes del VAD](#)

⁸⁴ Disponible en: [DS 4T/2018](#)

7.2. Clasificación de Barreras Identificadas

En el caso de **barreras regulatorias**, entendidas de forma general como brechas en la regulación en sus diferentes cuerpos y niveles del mercado eléctrico, energía, SSCC y potencia, entre otros, se identifican los siguientes elementos.

Tabla 7.1. Resumen de barreras regulatorias identificadas y oportunidades de mejora.

Barrera Identificada	Oportunidades de Mejora (Estrategia de Superación/Mitigación de la Barrera)
La regulación actual no permite que clientes, particulares o agregados, participen en el mercado de energía .	Evaluar la participación de los clientes a través de programas piloto que generen aprendizaje respecto a la metodología y factibilidad de su participación a través de un agregador.
Falta de detalle en protocolos y procedimientos que regulen la instalación de dispositivos y comunicación de la información necesaria para habilitar esquemas de participación de la demanda.	Adoptar estándares de datos comunes para mejorar la eficiencia y la seguridad, así como promover la colaboración y el intercambio de datos entre diferentes entidades involucradas.
Requerimientos técnicos y procedimientos burocráticos pueden retrasar la implementación de la infraestructura habilitante .	Simplificar los requisitos regulatorios relacionados con la adopción de tecnologías, para permitir la implementación de pilotos .
Falta de compatibilidad entre mecanismos de DR con la operación de redes de distribución y la figura del comercializador.	Revisión de los procesos recientes orientados a una reforma del segmento de distribución , para generar las condiciones habilitantes que promuevan la gestión de demanda de clientes de menor tamaño.
Sin la definición de la figura de comercialización pura y una reducción en el límite de potencia, el grupo de consumidores finales que puede beneficiarse de gestionar su demanda se reduce .	Impulsar la reducción paulatina del requisito de potencia conectada y habilitación de la figura del comercializador.
Los cargos asociados al retiro de potencia asignados a los consumidores finales no necesariamente reflejan su contribución al requerimiento de suficiencia del sistema .	Asociar las horas consideradas para el cálculo de la demanda de punta equivalente de cada cliente a las horas de demanda de punta máxima anuales del sistema.

En el caso de **barreras económicas**, entendidas de forma general como la falta de incentivos económicos, productivos o de carácter medioambiental que perciben los consumidores finales, se identifican los siguientes elementos.

Tabla 7.2. Resumen de barreras económicas identificadas y oportunidades de mejora.

Barrera Identificada	Oportunidades de Mejora (Estrategia de Superación/Mitigación de la Barrera)
<p>Inexistencia de tarifas diferenciadas y por tanto nulo incentivo a gestionar el consumo.</p>	<p>Generar programas piloto de prueba que incorporen esquemas tarifarios flexibles para pequeño grupo de usuarios, teniendo como principio rector la causalidad de costos/señal de gestión de demanda incorporada.</p>
<p>Desconocimiento respecto a los beneficios de corto y largo plazo que consumidores finales pueden obtener al implementar infraestructura requerida, como medición inteligente.</p>	<p>Implementar campañas educativas y de concientización apuntando a revertir la concepción que actualmente los consumidores finales tienen de la medición inteligente.</p>
<p>La cuantificación de la rentabilidad del negocio y los costos de las tecnologías habilitantes son factores críticos, cuya cuantificación agrupan múltiples componentes de diversos actores.</p>	<p>Desarrollar análisis de costo-beneficios y modelos de negocio, incluyendo a los distintos potenciales participantes a través de mesas de trabajo.</p>

En el caso de **barreras técnicas**, entendidas como la falta de herramientas disponibles que permitan a consumidores finales automatizar la gestión de sus consumos, requerimientos emanados del CEN para reconocer clientes como Coordinados, entre otras, se identifican los siguientes elementos.

Tabla 7.3. Resumen de barreras técnicas identificadas y oportunidades de mejora.

Barrera Identificada	Oportunidades de Mejora (Estrategia de Superación/Mitigación de la Barrera)
La falta de medición inteligente limita considerablemente las oportunidades de participación de la demanda y los recursos distribuidos.	Desarrollar un programa de despliegue de medidores inteligentes por etapas, orientado a los beneficios de corto plazo para los agentes participantes.
Limitado acceso a la información del consumo eléctrico de los consumidores a través de plataformas de información.	Incentivar la colaboración de agentes responsables de la medición de consumos con plataformas de acceso público que permitan una mejor visualización y entendimiento de patrones de consumo.
Redes de distribución no cuentan con la infraestructura de control, medición y comunicación necesaria para implementar esquemas de agregación de consumos.	Adaptar pilotos en pequeña escala de conexión de consumos remotamente controlables bajo una señal centralizada en centros de investigación o redes reducidas.
Necesidad de sofisticación de las herramientas para la modelación de la estabilidad dinámica del sistema bajo esquemas de desconexión o reducción de carga en la escala adecuada para verificar la factibilidad de la implementación de DR.	Desarrollar herramientas de modelamiento capaces de simular a escala la implementación de DR a través de la colaboración con la industria y la academia .

8. Propuestas Conceptuales de Modificación Regulatoria

A partir de todos los puntos levantados y análisis realizados en secciones anteriores, se proponen a nivel conceptual una serie de **modificaciones regulatorias**. **Esto, con el propósito de promover la gestión de demanda** en el sistema eléctrico chileno. Lo anterior, en función de las barreras identificadas y de las estrategias para superarlas o mitigarlas, y que permitan resolver los desafíos identificados. En particular, **cada propuesta considera, al menos, los siguientes elementos**:

1. Identificación de los beneficios a nivel conceptual de la propuesta, tanto para el cliente como para el sistema.
2. Levantamiento de requerimientos asociados, tales como, difusión o internalización por parte de clientes, requerimientos tecnológicos, asignación de nuevas funciones a alguna institución, entre otros
3. Levantamiento de dificultades o riesgos identificados.
4. Cambios en los comportamientos esperados en los clientes.
5. En caso de implementación en las opciones tarifarias, la propuesta deberá indicar el diseño y parámetros básicos de la tarifa.
6. Maneras en que el mecanismo se relaciona con otros elementos del mercado (al menos, potencia, SSCC, energía, peajes de distribución, EE).
7. Diferenciación por tipo de cliente (por ejemplo, libre o regulado, por tamaño, tipo de medición, tipo de tarifa, etc.).
8. Implicancias en los distintos agentes del mercado mayorista, es decir, cómo intervienen los generadores, empresas de distribución, comercializadores, etc.
9. Metodología para calcular o definir la “línea base”, a partir de la cual se determina la participación efectiva de la demanda.

Por otro lado, **tanto en el diagnóstico de la regulación vigente como en la presente sección se identifican cuerpos legales, reglamentarios, normativos, u otros, que requerirán ser revisados**, con el propósito de implementar las modificaciones propuestas.

8.1. Figuras del Comercializador y Agregador de Energía

Dentro de las **figuras relevantes** en mercados eléctricos de referencia **que han apoyado la materialización de esquemas de gestión de demanda** se cuentan aquella del comercializador de energía y del agregador. En (ISCI, 2020a) se presentó una revisión detallada de estos agentes en mercados eléctricos de referencia internacional, alcanzando las siguientes observaciones respecto a su contribución en la visión de futuro del sector distribución en Chile:

- La **desregulación** de la comercialización a un mayor número de usuarios fomentará adicionalmente la introducción de nuevos agentes, cuya mayor competencia **podría permitir una mayor y mejor segmentación del mercado**, identificando a grupos de consumidores con características específicas comunes que a su vez permitan sustentar la creación de **nuevos productos y servicios**⁸⁵ destinados a satisfacer dichas necesidades y preferencias específicas de distintos tipos de usuarios.

⁸⁵ Por ejemplo, tarifas del tipo RTP, TOU de diferentes características (más o menos bloques y/o diferencias de precios entre bloques), contratación de energía 100% renovable, etc.

- Un **mercado de comercialización competitivo** podría permitir a usuarios de mayor flexibilidad⁸⁶ acceder a **contratos de suministro que reflejan de mejor manera los costos del mercado mayorista**; luego, aprovechando la flexibilidad en su perfil de consumo podrían beneficiarse de menores costos de suministro y al mismo tiempo, reducir los requerimientos del sistema en horarios de mayor exigencia, mejorando así la eficiencia global del sistema (e.g., al hacer un uso más eficiente de la infraestructura de generación, transmisión y distribución, o reduciendo requerimientos de SSCC).
- Si bien tanto la segmentación del mercado como la eficiencia antes mencionada se puede lograr a partir del diseño de tarifas que reflejan de mejor forma los costos del sistema, y las preferencias y potencial de los usuarios, **no es claro cómo el regulador podría determinar los distintos tipos de contratos** y el volumen de cada uno en las licitaciones de suministro a empresas distribuidoras.
- La participación de **agregadores de demanda permite materializar beneficios del DR a partir de la gestión de consumos flexibles** para la oferta de servicios de gestión de redes, y participación en mercados de flexibilidad. Adicionalmente, cuando se agregan DER, agregadores pueden otorgar **visibilidad y certeza al operador del sistema respecto de recursos aguas abajo en redes de distribución**.

Propuestas de cambios regulatorios que aborden estos elementos a nivel estructural pueden verse mayoritariamente asociados a una reforma integral del segmento de distribución, la cual puede resultar crítica para generar las condiciones habilitantes para la promoción de la gestión de demanda de clientes finales, particularmente en el caso de clientes de menor tamaño. Por un lado, la discusión respecto a la separación total de roles de distribución (transporte de energía) y comercialización de energía por parte de empresas de distribución. En este sentido, cabe destacar que el **principal desafío que se observa asociado a la implementación de un mercado de comercialización competitivo** (i.e., desregulación total de la comercialización incluso a nivel de clientes residenciales de menor tamaño) **corresponde a la continuidad de contratos de licitaciones de suministro regulado**. La migración progresiva de clientes regulados a clientes libres supone un impacto en las expectativas de ingreso de generadores contratados, por lo que sería de esperar que la **evaluación de la reducción del límite de potencia** para clientes libres se encontrara **en línea con evaluación de energía contratada en licitaciones de suministro regulado**⁸⁷. Por otro lado, cómo se relacionan la figura de agregadores de demanda y agentes como podrían ser un operador de sistemas de distribución (DSO, por sus siglas en inglés). No obstante lo anteriormente expuesto, **existen aspectos posibles de abordar en el corto y mediano plazo que permitan avanzar en este sentido**, detalladas a continuación en las propuestas conceptuales asociadas a ambas figuras.

⁸⁶ Se entienden como usuarios de mayor flexibilidad tanto a consumidores industriales que pueden ajustar sus procesos productivos durante el día como a consumidores residenciales que pueden cambiar sus patrones de consumo de forma diaria debido a sus preferencias y cargas eléctricas con las que cuentan.

⁸⁷ Existen alternativas que pueden ser evaluadas en este sentido, por ejemplo, un mecanismo mediante el cual comercializadores puedan realizar retiros asociados a licitaciones de suministro regulado para su comercialización mediante diseños tarifarios específicos. No obstante, destacar que estas escapan a los alcances de este estudio.

Propuesta Conceptual Asociada al Comercializador

En relación a lo expuesto en el diagnóstico de la regulación en Chile, específicamente en lo asociado a la **definición de la figura de comercialización y límite de potencia para ser cliente libre** del sistema:

- Por un lado, **es de esperar que la regulación considere la posibilidad de un actor sin activos de generación y distinto de la empresa distribuidora pueda ejercer el rol de comercializador (puro) de energía.**
- Por otro lado, la evaluación de la reducción del **límite de 500 kW de potencia conectada** de usuarios finales a partir del cual estos pueden optar por **contratos de suministro libremente acordados** (i.e., y no tarifas reguladas). Esto, pensando en consumidores regulados de mayor tamaño, los cuales pueden encontrarse en condiciones favorables para celebrar contratos de suministro libre, y cuya demanda de energía eléctrica en su conjunto puede representar una parte menor de la energía contratada mediante licitaciones de suministro regulado. En este sentido, cobran relevancia discusiones y propuestas levantadas por la industria⁸⁸. Adicionalmente, cabe mencionar que los clientes libres se encuentran expuestos a los cargos del tipo *Pass Through* que generalmente son traspasados por sus suministradores⁸⁹.
- En línea con el punto anterior, la **posibilidad de una agregación virtual de consumidores asociados a distintos puntos de medida.**
- Adicionalmente, cabe una **revisión de plazos definidos sobre los cuales se requiere comunicar a la distribuidora respecto del traspaso de cliente regulado a cliente libre**, lo que también puede resultar en una barrera para comercializadoras y consumidores finales de energía.

Propuesta Conceptual Asociada al Agregador

En relación a lo expuesto en el diagnóstico de la regulación en Chile, específicamente en lo asociado a la **definición de elementos asociados a lo que sería la figura del agregador**, es de esperar que la regulación haga alusión directa a estos elementos, al menos de forma general. Esto, con tal de dar seguridades sin sobredeterminar aspectos para los cuales aún no existe certeza, en relación al desarrollo de estos agentes en el SEN.

Cabe destacar que, aún cuando pueden ser desempeñados por el mismo actor, **el rol del agregador es distinto al del comercializador**, por cuanto el primero no es responsable por el abastecimiento de energía al consumidor, sino que establece contratos para incrementos o reducciones de demanda, por sobre o bajo una línea base, y ofreciendo en forma agregada otros servicios en los distintos mercados a los que tiene acceso (e.g., un SSCC determinado). Adicionalmente, los comercializadores pueden potencialmente encontrarse desincentivados a ofrecer contratos de DR a sus consumidores (e.g., comercializadores integrados con generadores), por lo que es posible señalar la **necesidad de establecer la separación legal de entidades que presten servicios de comercialización y de DR.**

⁸⁸ Ver por ejemplo: [Bajemos el Límite de la Potencia](#)

⁸⁹ No obstante, clientes regulados también se encuentran expuestos a dichos cargos, al menos de forma indirecta, mediante licitaciones de suministro regulado.

La regulación debiera establecer los **principios básicos** sobre los cuales la **agregación de DER⁹⁰** puede materializar los beneficios asociados a la gestión de recursos en los **diferentes niveles de mercado**.

Por otro lado, es relevante que la regulación de cuenta que serán **agregadores**, y no los propios usuarios finales de energía, **quienes serán responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del servicio que prestan al sistema** (en representación de, en nombre de, o a partir de la agregación y gestión de recursos de sus clientes), lo que corresponde a una **característica primordial del servicio** que prestan a consumidores finales.

Tabla 8.1. Elementos específicos a considerar de la propuesta.

Elemento	Descripción
Beneficios tanto para el cliente como para el sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Segmentación del mercado y creación de nuevos productos y servicios destinados a satisfacer las necesidades y preferencias específicas de usuarios (e.g., en términos de atributos verdes). • Mayor flexibilidad para acceder a contratos de suministro que permitan aprovechar la flexibilidad en perfiles de consumo y gestión de demanda. • La participación de agregadores de demanda permite materializar beneficios del DR a partir de la gestión de consumos flexibles para la oferta de servicios de gestión de redes, y participación en mercados de flexibilidad. • La agregación puede capitalizar las economías de escala y de alcance y mitigar la incertidumbre. • La gestión de demanda resultará por extensión en menores costos de suministro y al mismo tiempo, reducirá los requerimientos del sistema en horarios de mayor estrés sobre la red, mejorando así la eficiencia global del sistema y reducción de emisiones asociadas. • Esperables mejoras en el servicio al cliente. Esto, por ejemplo, en términos de la resolución de problemas de facturación, toda vez que el desempeño del servicio de comercialización en esta dimensión puede repercutir en la permanencia/rotación de clientes entre comercializadoras.
Requerimientos clave	<ul style="list-style-type: none"> • Para evitar barreras de entrada hacia nuevos agentes, es deseable que la información acerca de los suministros de sus consumidores sea de acceso fácil y oportuno (e.g., incluso en tiempo real) de parte de comercializadores y agregadores. En este sentido, cobra relevancia la figura de un gestor de información, distinto de la empresa distribuidora, quien obtenga y/o gestione esta información.
Dificultades o riesgos	<ul style="list-style-type: none"> • A futuro, frente al avance implementación de un mercado de comercialización competitivo (lo que requeriría como se ha mencionado de una reforma integral al segmento de la distribución), se requerirá de una transición gradual que permita liberar clientes regulados cuyo consumo está asociado a contratos de largo plazo provenientes de las licitaciones de suministro a distribuidoras.
Diseño y parámetros básicos de la tarifa	<ul style="list-style-type: none"> • Comercializadores de energía y/o agregadores pueden definir tarifas propias para sus clientes. Estas pueden o no tomar como referencia tarifas reguladas (e.g., en términos de estructura), así como traspasar (de forma explícita) o no (implícitamente) cargos determinados a clientes finales.

⁹⁰ e.g., generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuido, y la propia demanda, aunque la definición explícita de lo que se entiende por recurso distribuido de energía podría variar conforme avances tecnológicos.

Diferenciación por tipo de cliente	<ul style="list-style-type: none"> • La segmentación de clientes surge de forma natural de la competencia entre comercializadores y agregadores, en respuesta a necesidades y características de usuarios finales. • A futuro, frente al avance implementación de un mercado de comercialización competitivo (lo que requeriría como se ha mencionado de una reforma integral al segmento de la distribución), se requerirá precaución con el tratamiento de clientes más vulnerables.
Metodología para calcular o definir la "línea base"	<ul style="list-style-type: none"> • Si bien debiera ser responsabilidad del CEN en última instancia la definición específica de metodologías para calcular o definir líneas base a partir de las cuales se determine la participación efectiva de medidas de gestión de demanda, agregadores podrían definir reglas propias para sus clientes aguas abajo en su rol de gestión coordinada de recursos distribuidos.

8.2. Tarifas y Cargos Regulados

Con el propósito de proponer cambios regulatorios que permitan entregar señales de mercado tanto a clientes libres como regulados, y el perfeccionamiento de los mecanismos ya existentes, se profundiza en la **definición y fórmulas de aplicación de las tarifas reguladas, particularmente en su componente de energía y potencia (generación)**. En particular, el análisis detallado del DS 11T/2016⁹¹ que define las tarifas, fórmulas tarifarias aplicables correspondientes y alcances prácticos respecto a la elección y cambio de tarifas por parte de los clientes⁹².

Tarifas planas de energía volumétrica (e.g., Cargo por Energía) resultan inadecuadas ya que **no proporcionan señales de precios que reflejen los costos del sistema ni promueven la gestión de demanda de clientes**. En este contexto, es de esperar que el diseño de tarifas se base en principios, entre los que se destacan (Sherwood et al. , 2016):

- **Permitir la recuperación de costos.**
- **Reflejar la causalidad de costos**, incorporando con precisión el impacto del uso de los clientes en el coste del servicio del sistema y considerando tanto los costes incorporados como los costes marginales y futuros a largo plazo, e.g., desarrollando nuevas tarifas que proporcionen una mayor granularidad de precios y permitiendo la respuesta, tanto a través del comportamiento como de la tecnología habilitante.
- **Mantener la estabilidad**, para que las facturas de los clientes sean predecibles, aunque las tarifas subyacentes utilicen señales de precios dinámicas.
- **Practicar el gradualismo**, para que los cambios en el diseño de las tarifas no provoquen aumentos bruscos y cuantiosos en las facturas, desarrollando nuevas formas de gestionar la tensión entre mantener una experiencia del cliente mínimamente compleja y seguir aumentando la sofisticación de las tarifas.
- **Garantizar el acceso**, para que los clientes vulnerables tengan acceso a una electricidad asequible.

Frente a estos desafíos, se destacan dos tipos de diseños alternativos de tarifas:

- **Tarifas variantes en el tiempo**, que proporcionan señales de precios más precisas a los clientes, reflejando de mejor manera el costo marginal del suministro de energía, relevantes para el diseño de **cargos por suministro de energía eléctrica**, siendo un elemento del cual aún carece el diseño de tarifas reguladas en Chile.
- **Tarifas basadas en la demanda**, las que pueden proporcionar una señal de precios para reducir la demanda punta y pueden asignar potencialmente los costos derivados de la demanda de punta de forma más justa, relevantes para el diseño de **cargos asociados a otras componentes relacionadas por ejemplo a infraestructura de generación, distribución y transmisión**, siendo un elemento con el cual se cuenta con experiencia en el diseño de cargos regulados en Chile.

⁹¹ Disponible en: [DS 11T/2016](#)

⁹² Adicionalmente, y en asociación a este Decreto, y según corresponda, se profundiza en otros cuerpos como el Decreto 5T (2018), que fija valores aplicables a los factores utilizados en las fórmulas tarifarias definidas en el DS 11T/2016; Decreto 2T (2018), que fija los valores del FAPN a ser utilizados en la aplicación de las fórmulas tarifarias definidas en el DS 11T/2016; Decreto 10T (2020), que modifica el Decreto 2T de 2020 que fija precios de nudo para suministros de electricidad, modificando las horas de punta y fuera de punta del SEN; entre otros.

La mejora continua del diseño de tarifas de consumo es un elemento que requiere de atención y cuyos **alcances escapan a este estudio, pudiendo abarcar modificaciones asociadas al mecanismo de suficiencia del sistema, tarificación de la transmisión, y fundamentalmente, al sector distribución** (e.g., cómo se abordan desafíos, costos y beneficios que supone la integración de DER).

8.2.1. Energía

Oportunidades de Mejora

De forma general, los **contratos más comunes de suministro** de energía para clientes libres corresponden a contratos del tipo *Power Purchase Agreement* (PPA) (Olivares, 2020). Estos **consideran un precio fijo por el suministro de energía eléctrica**, siendo el generador/suministrador quien toma el riesgo de la compra y venta de energía en el mercado spot, **otorgando** tanto a generadores/suministradores como a clientes finales **estabilidad** de ingresos y costos. Esto, aún cuando los clientes finales cuentan con la posibilidad de pactar libremente sus contratos de suministro, y por tanto, la posibilidad en principio de acordar tarifas por concepto de energía variantes en el tiempo.

Mientras, consumidores regulados, independientemente de la tarifa regulada correspondiente (BT1 (BT1a y BT1b), TRAT1, TRBT/AT2 y TRBT/AT3, en el caso de usuarios residenciales; y BT/AT2, BT/AT3, BT/AT4.1, BT/AT4.2, BT/AT4.3 y BT/AT5, destinadas a usuarios no residenciales), reciben un **Cargo por Energía [\$/kWh]**, el cual se obtiene multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su respectivo precio unitario, i.e., corresponde a una tarifa plana volumétrica sin distinción de precios variantes en el tiempo, lo que **se puede asociar a limitaciones históricas de la infraestructura de medición** (i.e., medidores analógicos), así como limitaciones asociadas a la infraestructura de comunicaciones y de Big Data requeridas.

La modificación de patrones de consumo mediante **tarifas variantes en el tiempo** es un **primer paso para abordar las necesidades sistémicas de flexibilidad**, e.g., reduciendo peaks de consumo al anochecer, disminuyendo las necesidades de rampa del sistema a propósito de la disminución de generación solar. Por otro lado, los costos marginales de electricidad varían considerablemente de una hora a otra, de una estación a otra, y de un punto a otro del sistema. Sin embargo, de forma general, y particularmente en el caso de clientes regulados bajo la regulación vigente en Chile, los clientes pagan la misma tarifa durante todo el día, independientemente de su ubicación, no otorgando incentivos adicionales para el uso eficiente de energía eléctrica, e.g., en las de mayor generación renovable variable de bajo costo (disminuyendo la necesidad de vertimientos de energía). En este contexto, tarifas variantes en el tiempo, y particularmente tarifas del tipo TOU, que reflejen precios mayores durante periodos punta, podrían motivar la gestión de demanda y cambios en patrones de consumo de usuarios finales, suavizando las curvas de demanda sistémicas a lo largo del día, al reflejar la tarifa la variabilidad real de los costos de energía.

Propuesta Conceptual

En base a **licitaciones públicas de suministro que permiten ofertas por bloques de energía**, así como una **integración en la adopción de medidores inteligentes** por parte de consumidores finales, es de esperar que tarifas de suministro regulado otorguen la **posibilidad de optar por un esquema de pago del cargo por energía** en función de una tarifa del tipo TOU, cuya definición de bloques y precios correspondientes pueden asociarse a los resultados propios de licitaciones. En este contexto, es importante recalcar la relevancia de que exista una **alternativa regulada y por defecto de tarifa dinámica del tipo TOU para el pago del cargo por energía**, frente a la cual sería de esperar que empresas de distribución renovaran y ofertaran proactivamente tarifas propias bajo el mecanismo de Tarifas Flexibles Reguladas (TFR)⁹³.

Adicionalmente, y a modo de impulsar la adopción de este tipo de esquema de pago por concepto de cargo por energía, es relevante considerar la alternativa de que este tipo de esquema sea **asumido por defecto por nuevos clientes** (incluso si permanecen luego con la opción de cambiarse a un esquema de tarifa plana). En línea con esto, considerar solo **infraestructura de medición inteligente ante la necesidad de recambio y nuevas instalaciones**.

En el largo plazo, **es posible evaluar el continuar o no con alternativas de tarifa plana** (tanto como opción para nuevos usuarios como para usuarios antiguos que no hubieran transitado hacia tarifas dinámicas), **en función de la evolución de condiciones de contratación** para clientes regulados, una vez alcanzada la integración total de medición inteligente por parte de usuarios finales.

⁹³ Bajo esta modalidad, por ejemplo, Enel Distribución cuenta con Tarifas Horarias Residenciales (THR), las cuales consideran una diferenciación en el cobro de energía en horarios de día, punta, y noche. Sin embargo, se observa que estas no se encuentran disponibles para su contratación. Disponible en: [Enel: Tarifas](#)

Tabla 8.2. Elementos específicos a considerar de la propuesta.

Elemento	Descripción
Beneficios tanto para el cliente como para el sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Los beneficios potenciales del desplazamiento de demanda (load shifting) incluyen la reducción de los precios del mercado mayorista (alineando la demanda con la disponibilidad recursos de generación de menor costo y en atención a congestiones de la red de transmisión), reducción y postergación de inversiones en capacidad (en generación, transmisión y distribución) y facturas más bajas para los clientes. • Pueden aumentar la rentabilidad de las inversiones en DER, e.g., almacenamiento de energía y electrodomésticos de bajo consumo. • Reducción de emisiones al desplazar la demanda a horas en las que la electricidad se genera a partir de fuentes más limpias.
Requerimientos clave	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología de medición avanzada capaz de medir el consumo dentro del intervalo de tiempo (e.g., hora a hora, o en bloques) requerido por la tarifa. • Sistemas avanzados que puedan recopilar, almacenar, gestionar e integrar la mayor cantidad de datos que genera la medición de tarifas variantes en el tiempo. • Adopción de dispositivos/electrodomésticos inteligentes y control automático del DR, lo que mediante el uso de criterios preestablecidos según las preferencias de los consumidores puede aumentar la capacidad de respuesta de los consumidores a las señales de precios. • Clientes que participan en programas de DR basados en precios pueden permitir a agregadores u operador de la red de distribución realizar pequeños ajustes en su consumo de energía durante períodos críticos a cambio de un pago o reembolso. • Lograr la aceptación del cliente con campañas efectivas de marketing y educación es un factor importante para implementar con éxito precios variables en el tiempo. • Costos de administración adicionales.
Dificultades o riesgos	<ul style="list-style-type: none"> • Los clientes deberían adoptar el esquema de forma natural, como resultado de su valor percibido, o porque son fáciles de entender. El éxito de la implementación requiere de un seguimiento de cerca de grupos de clientes clave, recopilar comentarios y brindar soporte continuo para garantizar la adopción y las experiencias positivas de los clientes, asegurando su aceptación. • Históricamente, hacer que los clientes residenciales opten por opciones de tarifas de precios variantes en el tiempo (opt-in) ha resultado en una tasa de adopción relativamente baja en comparación con darles a los clientes la opción de optar por no participar (opt-out) en un plan por defecto determinado. • Si dispositivos inteligentes y/o interfaces de control automático no cuentan con interoperabilidad (e.g., no son abiertas ni estandarizadas), los clientes tendrán dificultades para contratar servicios de agregación con terceras partes o cambiar entre proveedores. • El diseño tarifario debe realizarse en conjunto con los reguladores, reduciendo el impacto de diseños que podrían resultar regresivos para clientes de menos recursos. No obstante, es importante que aún clientes de menos recursos reciban incentivos para la gestión de sus consumos. No obstante, es posible evaluar la implementación de este tipo de esquemas en modalidad opt-in para usuarios de menor consumo. • La implementación de medidores inteligentes en el país está marcada por la poca aceptación de los clientes regulados, producto principalmente a falencias en la comunicación del proceso.
Cambios en los comportamientos esperados en los clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas del tipo TOU podrían suavizar las curvas de demanda sistémicas a lo largo del día, al reflejar de mejor manera la tarifa la variabilidad real de los costos de energía. Una adopción y respuesta progresiva cada vez mayor a este tipo de esquemas podría resultar en la propia alteración de las tarifas en cuestión, modificando precios de energía y periodos de tiempo de diferentes bloques tarifarios, con lo que resulta relevante una revisión periódica del diseño de estas tarifas (e.g., cada 6 o 12 meses).

Elemento	Descripción
Diseño y parámetros básicos de la tarifa	<ul style="list-style-type: none"> • El diseño y parámetros básicos de tarifas del tipo TOU debiera apuntar a reflejar las condiciones de suministro del sistema, ya sea en relación a costos marginales de energía o a resultados de licitaciones públicas de suministro regulado. • Adicionalmente, el diseño debería tender a maximizar la efectividad y la aceptación de clientes. La realización de análisis ex post de los programas existentes puede servir como una herramienta esencial para comprender cómo están respondiendo los clientes a los nuevos precios y evaluar la necesidad de cambiar o modificar el diseño tarifario. • La relación entre los precios de diferentes bloques (e.g., punta y no-punta) es uno de los factores que más influyen en la reducción de la carga punta de los clientes, ya que las relaciones más altas envían una señal de precio más fuerte para desviar el consumo de las horas de punta. • La duración y la frecuencia de diferentes bloques tienen un impacto significativo en la aceptación de los clientes, los cuales están menos dispuestos a suscribirse a una tarifa, y son menos capaces de responder una vez suscritos, e.g., cuando los periodos punta son demasiado largos.
Diferenciación por tipo de cliente	<ul style="list-style-type: none"> • Al igual que en el caso de cargos por energía en la actualidad, no se aprecia la necesidad de una diferenciación por tipo de cliente, siempre que cuente con la infraestructura de medición avanzada requerida para la adopción del esquema.
Implicancias en los distintos agentes del mercado mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • Respecto a generadores y comercializadores, estos se verán desafiados por impactos de cambios de patrones de consumo sobre costos marginales del sistema, lo que a su vez impactará en la evaluación de contratos de suministro. • Respecto a empresas de distribución, estas podrían verse desafiadas por cambios en patrones de consumo de clientes finales, lo que podría impactar en el estrés generado sobre sistemas de distribución.
Metodología para calcular o definir la "línea base"	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismo de DR basado en precios no requiere de la determinación de una línea base.

8.2.2. Potencia

Respecto al **tratamiento de cargos asociados al mercado de potencia**, un análisis detallado de la regulación vigente ya fue presentado en el “*Estudio del tratamiento general de la potencia para clientes finales en el SEN*”, desarrollado por Vinken-Dictuc para GIZ (Vinken-GIZ, 2021). Luego, y **con propósito de proponer cambios regulatorios que permitan el perfeccionamiento de los mecanismos ya existentes**, se hace referencia a los elementos regulatorios específicos que requerirán de especial atención para la promoción de la gestión de demanda en esta dimensión específica.

Oportunidades de Mejora

Dentro de las **principales oportunidades de mejora en la aplicación del mecanismo de tratamiento de la potencia para clientes finales**, asociada al mecanismo de suficiencia del sistema, se cuentan:

- **Desarrollo de una Infraestructura de Medición Avanzada (IMA):** La integración de tecnologías de medición inteligente ofrece múltiples oportunidades de mejora hacia una adecuada asignación de responsabilidades (asignación de costos) a la demanda, particularmente en el caso de clientes regulados, junto con una reducción de la dependencia de factores de ajuste, coincidencia y pérdidas.
- **Revisión del Período de Control y Horas de Medición Asociadas a Suficiencia:** El **pronóstico más certero de los eventos de mayor exigencia del sistema** podría resultar en períodos de control reducidos y un menor número de horas de punta, lo cual puede tener impactos en los incentivos para gestión de demanda, productividad y emisiones. En particular, al alinear lo anterior con una **asignación de los cargos en función de los aportes individuales a las horas de mayor estrés del sistema** supone enfocar la gestión de demanda de los consumidores finales en aquellas horas esperadas de mayor estrés del sistema, reduciendo el incentivo por gestionar consumos a lo largo de todo el período de control⁹⁴. Esto, además de una posible reducción en la extensión del período de control, se podría traducir en **menores impactos en la producción y emisiones de gases de efecto invernadero**, producto del aprovechamiento eficiente de la infraestructura del sistema eléctrico, reduciendo la necesidad de modificar patrones de consumos con impactos en productividad o el uso de autogeneración local en base a combustibles fósiles⁹⁵.
- **Asignación de costos a la demanda:** A nivel de consumidores finales en redes de distribución, considerar las horas de máxima demanda del sistema de distribución para definir el **aporte de consumidores finales a las compras de potencia de la empresa distribuidora**, en lugar de las máximas demandas individuales de cada cliente (habilitado por una IMA), permitiría a las empresas distribuidoras hacer una

⁹⁴ A modo de ejemplo, el CEN ha identificado como período de mayor estrés los meses de mayo a agosto, y entre las 18:00 a 22:00 horas, debido a la disminución de la generación solar fotovoltaica. Disponible en: [CEN: Informe de SSCC Año 2024](#)

⁹⁵ Aún cuando la propia definición del período de control de punta puede a su vez impactar en patrones de consumo de consumidores finales y en la ocurrencia de las horas de mayor estrés o de demanda del sistema, es relevante dar cuenta de la **necesidad de un mayor dinamismo en la definición del período**.

correcta asignación de las responsabilidades de sus clientes por sus compras de potencia (reduciendo la dependencia de la estimación de factores adicionales de ajuste, cuya baja tasa de actualización puede generar distorsiones en la cadena de pagos del mecanismo de suficiencia), y con ello una adecuada liquidación de la recaudación y pagos asociados al mecanismo de suficiencia entre consumidores finales y empresas distribuidoras⁹⁶. Para el resto de consumidores finales, en el caso de las compras de potencia de empresas distribuidoras, así como de clientes libres en general, estas deberían encontrarse **alineadas con las compras de potencia de sus suministradores, i.e., las 52 horas de mayor demanda del sistema**.

No obstante, y según se puede apreciar en la Figura 8.1 y Figura 8.2, es posible notar una **discordancia entre períodos de control de punta** (en amarillo) **y horas de demanda máxima de cada subsistema que compone el SEN** (en rojo) para el año 2022⁹⁷. En función del análisis realizado, es posible observar que para el Subsistema 1 45 horas (86,5%) estuvieron fuera de la franja de hora punta y para el Subsistema 2, todas estuvieron fuera. Además es posible observar que en términos de la ocurrencia dentro o fuera del periodo definido (abril-septiembre), para el Subsistema 1 el 50% de las horas estuvieron dentro (26 horas) y para el Subsistema 2 el 88,4% cayeron dentro (46 horas)⁹⁸.

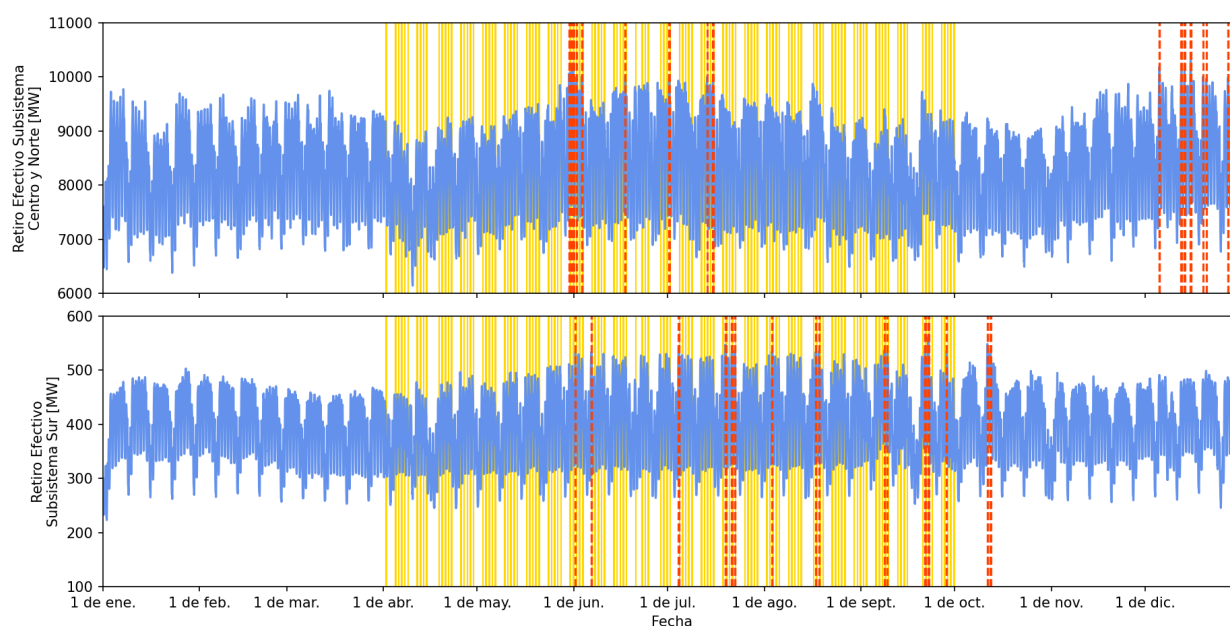


Figura 8.1. Ocurrencia de las 52 horas de demanda máxima (en rojo) por subsistema del SEN y períodos de horas de punta (en amarillo).

⁹⁶ En este contexto, y con el objetivo de preservar cualquier tipo de **mecanismo redistributivo** implícito en el diseño tarifario actual, desde usuarios de alto consumo eléctrico hacia aquellos de bajo consumo eléctrico, según lo determine el regulador, se estima como principal opción el establecimiento de **subsídios explícitos a usuarios de bajo consumo**, de cargo de usuarios de alto consumo, lo que se estima preservará las señales de operación e inversión eficientes para todos los usuarios de la red.

⁹⁷ Esto, en base a información pública dispuesta por el CEN en relación al Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia. Disponible en: [CEN: Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia](#)

⁹⁸ Disponible en: [CNE: Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo Segundo Semestre 2022](#)

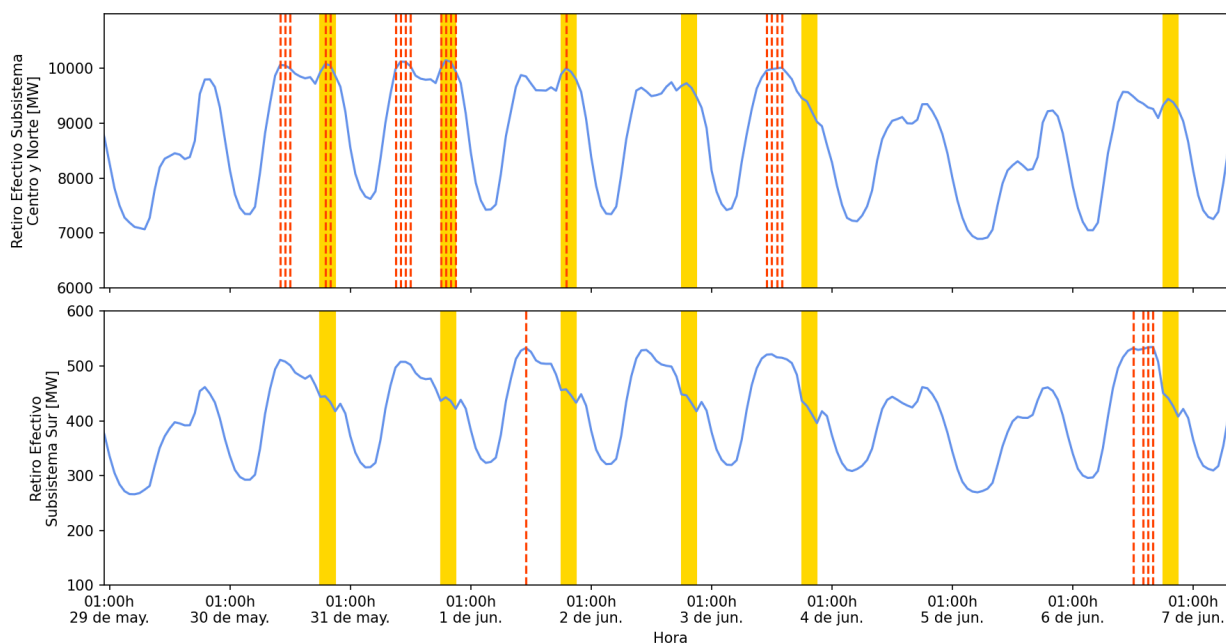


Figura 8.2. Ocurrencia de horas de demanda máxima (en rojo) por subsistema del SEN y períodos de horas de punta (en amarillo) en período 29 de mayo a 6 de junio de 2022.

Por un lado, independiente de la naturaleza de horas, **debería existir una coincidencia entre las horas consideradas en la asignación de aportes a la suficiencia (Demanda de Punta) y cargos que asumen los agentes del sistema (Demanda de Punta Equivalente⁹⁹)**, desde suministradores, pasando por distribuidoras (así como clientes libres), y hasta consumidores finales en distribución. Esto es, consumidores finales debieran asumir **cargos en función de aportes a compras de potencia de suficiencia, y no en función de sus propias demandas máximas**, lo que no necesariamente otorga señales de gestión en línea con las necesidades del sistema¹⁰⁰. Lo anterior, por supuesto, está asociado en parte a limitaciones en la infraestructura de medición inteligente requerida.

Por otro lado, **respecto a la naturaleza de las horas** consideradas en el proceso, resulta **complejo compatibilizar el período de control de horas punta** (definido típicamente entre los meses de abril a septiembre, de 18:00 a 22:00 horas en días hábiles) **con las horas de demanda máxima del sistema**. Más aún, **de forma general, períodos/horas de máxima exigencia del sistema**, y que debieran definir los requerimientos, aportes y cargos de suficiencia del sistema, **podrían no coincidir con aquellos de máxima demanda**, sino que debieran encontrarse asociados al cálculo de métricas de confiabilidad¹⁰¹. En este contexto, es relevante señalar que el CEN ha podido identificar como período de mayor estrés (en función del cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la determinación de la curva de excedencia de potencia (1-LOLP)) los meses de mayo a agosto, y entre las 18:00 a 22:00 horas,

⁹⁹ Definiciones de Demanda de Punta y Demanda de Punta Equivalente disponibles en el Reglamento de Transferencias de Potencia (DS 62). Disponible en: [DS 62/2006](https://www.bcn.cl/legislacion/leyes-y-decretos/62-2006)

¹⁰⁰ A modo de ejemplo, bajo el mecanismo actual, durante el período de control de horas de punta, un cliente A que consuma 10 kWh en horas de mayor generación eólica y 0 kWh el resto del período, debe asumir un cargo mayor al de un cliente B que consume 0 kWh en horas de mayor generación eólica y 9 kWh en resto del período. En este caso, es evidente que el patrón de consumo del cliente A es preferible, sin embargo el mecanismo actual le asigna mayores cargos que al cliente B, cuyo patrón de consumo supone un mayor estrés a la red.

¹⁰¹ e.g., Loss of Load Expectation (LOLE), Loss of Load Probability (LOLP), Expected Energy Not Served (EENS), etc.

debido a la disminución de la generación solar fotovoltaica¹⁰². Luego, es posible apreciar que la **definición vigente del período de control de horas punta se encuentra en línea con períodos de mayor estrés del sistema**. Sin embargo, los suministradores de suficiencia son remunerados en función de su aporte a la suficiencia en horas de mayor demanda del sistema a lo largo del año, lo que no necesariamente se condice con su aporte a la suficiencia del sistema en horas de mayor estrés del sistema.

Con todo lo anterior, las **brechas en el mecanismo de suficiencia se pueden asociar fundamentalmente a las horas (no coincidentes) consideradas en la asignación de cargos, y a la propia naturaleza de estas**, volviendo inconsistente el diseño actual del mecanismo de suficiencia con el principio de causalidad de costos.

Propuesta Conceptual

El tratamiento general de la potencia de clientes finales del sistema **debe enfocarse en cumplir en lo posible el principio de causalidad de costos**. En este sentido, la factibilidad de aplicar dicho principio es directamente dependiente de la infraestructura de medición disponible. De forma general, se requiere **alinear las señales temporales asociadas a los requerimientos de suficiencia del sistema** que observan generadores, distribuidoras, clientes libres y clientes regulados (períodos y naturaleza de horas). Esto es, que las **compras de potencia de clientes libres y distribuidoras (consumidores regulados) se asocien al aporte efectivo de su potencia** a los pagos por retiros de generadores; y que a su vez, **remuneraciones de suministradores de potencia se asocien a su aporte a la suficiencia en horas de mayor estrés del sistema** (las cuales pueden ser diferentes a aquellas de mayor demanda del sistema a lo largo del año). No obstante, la **alineación de estas señales, particularmente de cara a suministradores del sistema**, corresponde a un elemento que escapa a los alcances del presente estudio (el cual se enfoca en el diseño de mecanismos de cara a la gestión de demanda de consumidores finales), y que **debe ser atendido por una reforma integral al mercado de potencia**.

Luego, en el corto y mediano plazo, la propuesta se basa en **adaptar los cargos tarifarios actuales por concepto del mecanismo de suficiencia** fundamentalmente en cuanto a la naturaleza de horas consideradas, así como la **implementación de un proceso de reliquidación** para clientes finales regulados.

Por un lado, un **esquema en lazo abierto**, asociado directamente al **tratamiento de cargos por potencia** en el caso de consumidores finales, el cual preserva la existencia del **período y horario de control de horas punta**, pero con un cambio en la **naturaleza de horas que determinan las compras de potencia del cliente final**. El mecanismo actual considera una lógica de promedios de demandas máximas del propio cliente (lo que incentiva la gestión durante todas las horas punta, y no específicamente en horas de mayor estrés efectivo del sistema). En cambio, y como se puede apreciar en la Figura 8.3 a continuación, se propone considerar para efectos de la determinación de compras de potencia las **mediciones** (dentro de las horas de punta) **en horas coincidentes con las demandas máximas del sistema** (también dentro de las horas de punta). Esto es, los aportes efectivos del cliente a la demanda del sistema en horas de mayor estrés. Esto, como se ha descrito, también puede suponer

¹⁰² Disponible en: [CEN: Informe de SSCC Año 2024](#)

adicionalmente un **refinamiento del período de control de horas punta base**, el cual como se ha presentado, cuenta con oportunidades de mejora en su definición¹⁰³.

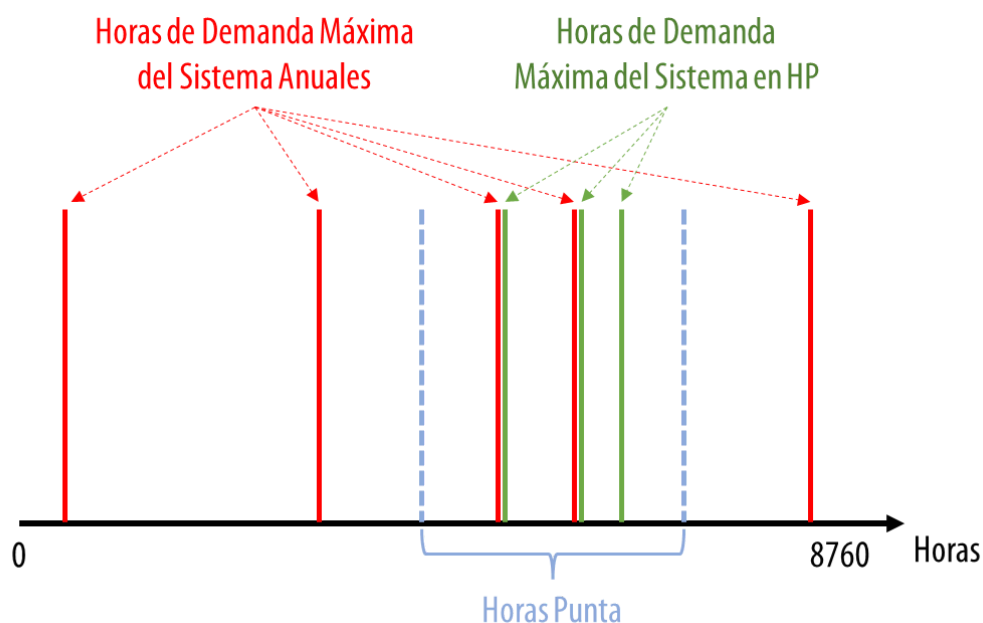


Figura 8.3. Propuesta de definición de horas de control de punta.

Por otro lado, y en atención a los desafíos que puede suponer la implementación de un mecanismo como el descrito, cabe destacar dos aspectos cuya modificación regulatoria en el corto plazo resulta crítica:

- Un **proceso de reliquidación de los pagos por concepto de compras de potencia que corrija inconsistencias persistentes** en la cadena de pagos. Esto considera la instauración de un proceso periódico que garantice la consistencia entre la remuneración total que recibe la empresa distribuidora y lo que ésta paga a sus suministradores, con el fin de transferir a los consumidores finales los costos efectivos del mecanismo de suficiencia del sistema.
- La **asignación de costos a la demanda por defecto** (i.e., esquema del tipo *opt-out*) del esquema de reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico (ver punto 5.7 en el DS 11T/2016¹⁰⁴), asociado a algunas tarifas, el cual supone **considerar las horas de máxima demanda del sistema de distribución para definir el aporte de consumidores finales a las compras de potencia de la empresa distribuidora**¹⁰⁵, en lugar de las máximas demandas individuales de cada cliente (habilitado por una IMA), lo que permitiría a las empresas distribuidoras hacer una correcta asignación de las responsabilidades de sus clientes por sus compras de

¹⁰³ Ver por ejemplo el período en que el CEN ha definido el requerimiento para la provisión del servicio de CI, considerado como de mayor estrés del sistema: meses de mayo a agosto, y entre las 18:00 a 22:00 horas, debido a la disminución de la generación solar fotovoltaica. Disponible en: [CEN: Informe de SSCC Año 2024](#)

¹⁰⁴ Disponible en: [DS 11T/2016](#)

¹⁰⁵ La propuesta en el largo plazo considera que las compras de potencia de la empresa distribuidora, a su vez, deberían encontrarse alineadas con las compras de potencia de sus suministradores, i.e., las horas de mayor exigencia del sistema.

potencia, y con ello una adecuada liquidación de la recaudación y pagos asociados al mecanismo de suficiencia entre consumidores finales y empresas distribuidoras¹⁰⁶.

Tabla 8.3. Elementos específicos a considerar de la propuesta.

Elemento	Descripción
Beneficios tanto para el cliente como para el sistema	<ul style="list-style-type: none"> ● La coincidencia de demandas máximas se alinea con el principio de causalidad de costos. ● Además, puede proporcionar una señal de precios más específica, en la que los cargos coincidentes con el peak de demanda del sistema pueden ayudar a los clientes a entender cuándo reducir su demanda. Esto, respecto de tarifas no-coincidentes, las que se aplican a la demanda del cliente en cualquier momento, independientemente de si la demanda no coincidente afecta a los costos del sistema. ● Posibilidad de enfocar esfuerzos de gestión en horas de mayor estrés del sistema, y no todo el período de control de horas punta, lo que se puede asociar adicionalmente a aumentos en producción (cuando consumidores en lugar de gestionar sus consumos aumentan su nivel de producción) y reducción en emisiones (cuando consumidores hacen retiros de la red en lugar de hacer uso de generación local).
Requerimientos clave	<ul style="list-style-type: none"> ● Medición inteligente. ● Tecnología/herramientas de gestión pueden ser determinantes a la hora de determinar si los clientes responden realmente a una señal de precio de tarifas basadas en la medición de demandas. Es posible que los clientes suficientemente informados puedan responder reduciendo la demanda máxima, pero la tecnología que automatiza su respuesta reducirá la posibilidad de que los clientes no cambien su comportamiento debido a la confusión sobre la tarifa. ● En línea con lo anterior, surge el valor y necesidad de sistemas de pronóstico que permitan a consumidores finales que cuenten con capacidad de gestión enfocar dichos esfuerzos en horas de mayor estrés del sistema (y no todo el período de control de horas punta)¹⁰⁷.
Dificultades o riesgos	<p>El cambio en la naturaleza de horas considerado supone una redistribución de cargos que enfrentarían diferentes consumidores finales por concepto de potencia de suficiencia. No obstante, recordar que el proceso de balances de potencia de suficiencia considera ajustes entre demanda de punta equivalente y del sistema, así como procesos de reliquidación (al menos para clientes libres). No obstante, y al igual que otros impactos que pudieran generar cambios en patrones de consumo en la recaudación de otros cargos (e.g., cargos de transporte en distribución), el desafío requiere de una revisión del proceso de determinación de tarifas reguladas (e.g., en términos de parámetros de coincidencia), en procesos más frecuentes y dinámicos, así como procesos de reliquidación que aseguren la recuperación de costos del servicio.</p>

¹⁰⁶ En este contexto, y con el objetivo de preservar cualquier tipo de mecanismo redistributivo implícito en el diseño tarifario actual, desde usuarios de alto consumo eléctrico hacia aquellos de bajo consumo eléctrico, según lo determine el regulador, se estima como principal opción el establecimiento de subsidios explícitos a usuarios de bajo consumo, de cargo de usuarios de alto consumo, lo que se estima preservará las señales de operación e inversión eficientes para todos los usuarios de la red.

¹⁰⁷ Tal y como se puede observar en sistemas de referencia internacional como PJM o Reino Unido. Disponible en: [5: Coincidental Peak 2023 Alerts](#) y [SSE Energy Solutions: Triad Warnings](#)

Elemento	Descripción
Cambios en los comportamientos esperados en los clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Expectativas de cambios en comportamiento de clientes se asocian a modificaciones sobre la naturaleza de horas consideradas en la cuantificación de compras de potencia. • En el caso de consumidores con infraestructura de medición inteligente requerida (libres y regulados de mayor tamaño), bajo el mecanismo actual, son incentivados a reducir al máximo y de forma consistente su demanda durante todo el período de control de horas punta (i.e., gestionar a lo largo de todo el período de control). • En cambio, bajo el mecanismo propuesto, estos contarían con el incentivo de gestionar sus consumos (reducir su demanda) tan solo en aquellas horas (dentro del período de control de horas punta) que se estime puedan ser coincidentes con demandas máximas máximas del sistema, lo que supone la posibilidad de que, para quienes cuenten con la flexibilidad y las herramientas de pronóstico requeridas, aumentar su consumo (o retiros del sistema) durante el resto del período de control de horas punta (e.g., resultando en aumentos en producción y reducción en emisiones). • En el caso de consumidores regulados residenciales, mientras estos no cuenten con la infraestructura de medición inteligente requerida, no se prevén efectos en sus patrones de consumo (cargos continuarán siendo aproximados por estimaciones respecto de patrones de consumo).
Diseño y parámetros básicos de la tarifa	<p>Dentro de las elecciones de diseño clave que determinan la eficacia de tarifas basadas en la demanda (e.g., lo cual es posible extender también para cargos de distribución, según la regulación vigente en Chile) es posible destacar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los componentes y la asignación de costos determinan directamente la magnitud del precio de la tarifa. • La magnitud del precio influirá tanto en el consumo máximo como en la aceptación del cliente, dependiendo de si los clientes son capaces de cambiar su comportamiento en respuesta a la tarifa. • Mecanismo basado en mediciones coincidentes o no-coincidentes. • Mecanismo que pondera o no mediciones históricas de consumo. Un mecanismo que pondera mediciones históricas de consumo puede ayudar a estabilizar la factura de la demanda del cliente. No obstante, reduciendo el incentivo de los clientes para reducir la carga máxima, dependiendo de cómo se diseñe el cargo. • La duración y la frecuencia de diferentes bloques tienen un impacto significativo en la aceptación de los clientes, los cuales están menos dispuestos a suscribirse a una tarifa, y son menos capaces de responder una vez suscritos, cuando los periodos punta son demasiado largos o cuando los eventos críticos de tarificación se producen con demasiada frecuencia. • Los clientes son menos capaces de responder cuando los periodos punta son demasiado largos o cuando los eventos críticos de tarificación se producen con demasiada frecuencia (e.g., el que cargos se definan en función de 52 horas/mediciones).
Diferenciación por tipo de cliente	<ul style="list-style-type: none"> • Al igual que en el caso de cargos por energía en la actualidad, no se aprecia la necesidad de una diferenciación por tipo de cliente, siempre que cuente con la infraestructura de medición avanzada requerida para la adopción del esquema.
Implicancias en los distintos agentes del mercado mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • Respecto a generadores y comercializadores, estos se verán desafiados por impactos de cambios de patrones de consumo sobre horas de demanda máxima del sistema (subsistemas), lo que a su vez podría impactar en la evaluación de contratos de suministro. • Respecto a empresas de distribución, estas podrían verse desafiadas por cambios en patrones de consumo de clientes finales, lo que podría impactar en el estrés generado sobre sistemas de distribución.

Elemento	Descripción
Metodología para calcular o definir la “línea base”	<ul style="list-style-type: none"> • Metodologías para la determinación de líneas base suelen basarse en métodos estadísticos (e.g., datos históricos, métodos de regresión, grupos de control), que intentan estimar consumos hipotéticos. En el caso de los productos relacionados con la capacidad, puede determinarse una base de referencia del cliente a partir de los niveles de consumo máximo registrados el año anterior por el proveedor de DR coincidentes con la carga máxima del sistema.

8.2.3. Relación Con Otros Elementos del Mercado

Respecto a la relación de los mecanismos de gestión de demanda presentados, asociados a compras de energía y potencia, con otros elementos del mercado, cabe mencionar que es de esperar que **cualquier mecanismo que tienda a afectar los patrones de consumo de clientes finales, potencialmente afectará la ocurrencia de momentos de mayor estrés de sistemas** de distribución, transmisión y generación.

No obstante lo anterior, aún cuando **producto de modificaciones en patrones de consumo y diseños de cargo específicos**, los **cargos asociados a cierta componente** (e.g., de potencia de generación, distribución o transmisión) **pueden resultar redistribuidos entre los agentes del sistema**, es relevante que el diseño de tarifas y cargos debiera regirse por el **principio de causalidad de costos**¹⁰⁸. Así, siendo preferible la definición de un subsidio explícito a usuarios considerados vulnerables, a cargo de usuarios no vulnerables. Lo anterior puede basarse en niveles de consumo¹⁰⁹, así como otras herramientas disponibles por el regulador (e.g., Calificación Socioeconómica de hogares).

Esto resulta particularmente en la definición de cargos como peajes de distribución u otros cargos de transmisión, los cuales requerirán abordar los desafíos que supone la integración de generación y almacenamiento distribuido, los que sin embargo requerirán para ser abordados de reformas que escapen al alcance de este estudio.

¹⁰⁸ Esto, con el objetivo de lograr un diseño de cargos que tengan como resultado una asignación eficiente de los recursos transmitiendo a consumidores una señal de costos que su comportamiento supone para el sistema (Rodríguez Ortega et al., 2016).

¹⁰⁹ Ver por ejemplo: [EPE: Residential Electricity Consumption by Income Classes](#)

8.3. Mercado de Servicios Complementarios

Muchos **países apuntan a movilizar sus recursos de DR para proporcionar reservas y competir directamente con la generación en mercados de SSCC**. En este contexto, la experiencia internacional y literatura especializada dan cuenta de cómo los **países con mayor participación** de consumidores en esquemas de DR **cuentan con requisitos mínimos de potencia más bajos** para participar y ofertar en SSCC (e.g., en Europa, el valor más repetido es 1 MW; mientras que otros países de Asia, América y Oceanía muestran capacidades mínimas de 0,1 MW en sus programas, un requisito más flexible que facilita la participación de la demanda en SSCC). Adicionalmente, se destaca el **reconocimiento de agregadores independientes**, los que cuentan con mayores facilidades para superar una barrera técnica como ésta. No obstante una capacidad mínima muy elevada también podría plantear desafíos a un agregador, solo permitiendo la participación de grandes consumidores libres.

En general, el éxito de la participación de recursos del lado de la demanda en SSCC es **más común en servicios con máximos niveles de respuesta elevados**, como mFRR¹¹⁰ y equivalentes (i.e., similar al CTF), pero los consumidores han empezado a participar progresivamente en FCR¹¹¹ y aFRR¹¹² (i.e., similares a CPF y CSF). En este sentido, en PJM se ha registrado una gran **variedad de equipos para prestar productos diseñados para activarse inmediatamente**, lo que demuestra el **creciente nivel de sofisticación de la tecnología de comunicación y control necesaria** (e.g., asociada a calentadores (termos) de agua, baterías, HVAC, manufactura y refrigeración). Por lo demás, se destaca la necesidad de hacer un **seguimiento del impacto de los productos existentes en la eficiencia del mercado y el desarrollo del DR** para introducir los cambios necesarios (e.g., la revisión de la utilización de CTF y licitaciones recientes de CI).

Oportunidades de Mejora

Por un lado, aún cuando en cuerpos como el Reglamento de SSCC se da cuenta de la posibilidad de agregación de recursos¹¹³, en este mismo cuerpo se da cuenta que serán los propios usuarios finales quienes serán responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del servicio que prestan al sistema (y de las demás obligaciones que emanen de dicho reglamento). Más aún, la regulación vigente no hace alusión directa a la figura del agregador, con lo que, en la práctica, las **definiciones existentes resultan insuficientes para la materialización efectiva del rol del agregador como tal**.

Por otro lado, aún cuando la regulación da cuenta de la posibilidad de prestar SSCC asociados a incrementos o reducciones de demanda eléctrica de usuarios finales, lo que se

¹¹⁰ Reserva manual de restablecimiento de frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés). La cual **responde manualmente no más tarde de 15 min** desde el desequilibrio. También conocida como **Reserva Terciaria**.

¹¹¹ Reserva de contención de frecuencia (FCR, por sus siglas en inglés). Este servicio tiene por objeto estabilizar automáticamente la frecuencia tras la aparición de desequilibrios pequeños e imprevisibles. Las acciones dentro de este tipo de servicio deben **iniciarse como máximo a los 30 s del desequilibrio**, mientras que la **respuesta abarca hasta 15 min**. Otro nombre común para este servicio es **Reserva Primaria**.

¹¹² Reserva automática de restablecimiento de frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés). **Funciona entre 30 s y 15 min a partir de la desviación** de frecuencia. También se conoce como **Reserva Secundaria**.

¹¹³ Disponible en: [DS 113/2017](#)

puede asociar a la posibilidad de prestar servicios de CF de bajada o subida, respectivamente; esta **no es explícita en la posibilidad de la demanda de participar, individualmente o de forma agregada, de cualquier otro SSCC, además de CI**, siempre y cuando esta cuente con los requerimientos técnicos para ello.

Finalmente, cabe destacar la **baja utilización de algunos productos subastados**, con una activación del requerimiento **casi nulo durante el año 2022**. A modo de ejemplo, y según se puede apreciar en la Figura 8.4 a continuación, mientras que el CPF presenta en general un porcentaje de activación promedio mensual en torno al 40% y el CSF en torno al 25%, la aseveración es **particularmente crítica en el caso del CTF**, el cual presenta, en general, un porcentaje de activación promedio mensual menor al 1%. Esto **vuelve necesario revisar los procedimientos para el cálculo de requerimientos y los detalles asociados a los modelos de programación y particularmente la operación en tiempo real del sistema**; así como la **dificultad de internalización de las reglas y procedimientos de las subastas** por parte de los agentes, incluso en el caso de productos provistos solo por generadores, lo que puede impactar directamente en su participación en el mercado.

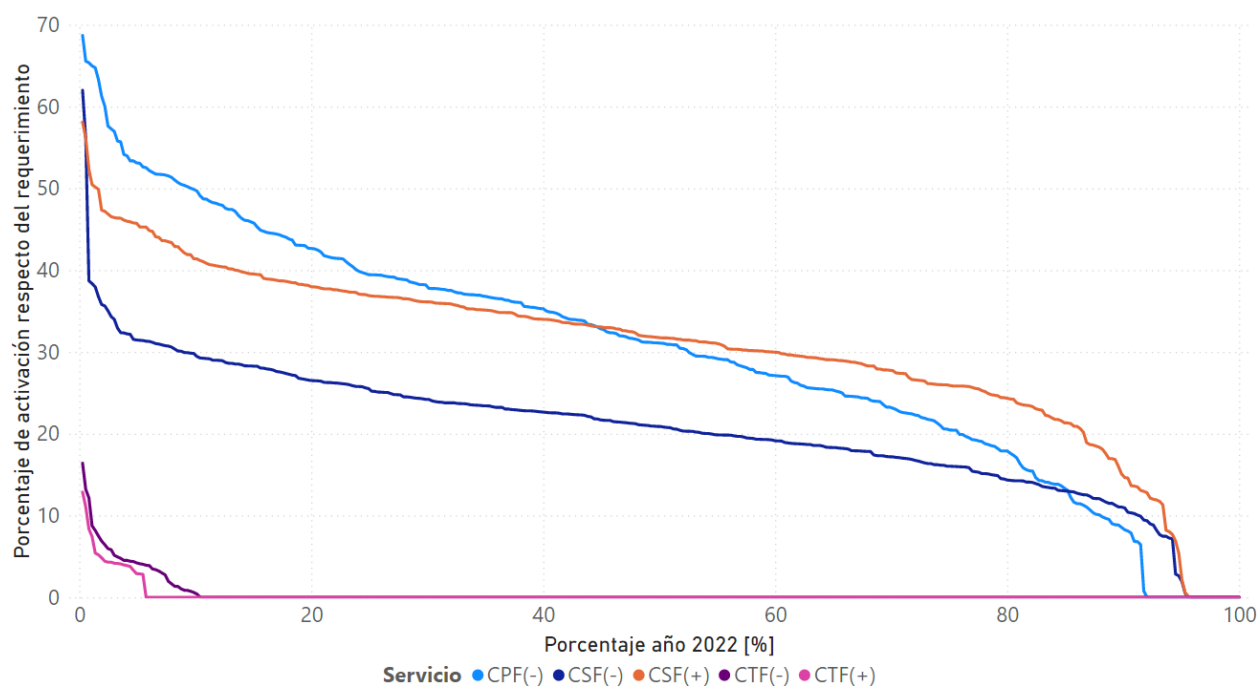


Figura 8.4. Activación de SSCC subastados durante el año 2022¹¹⁴.

Lo anterior da cuenta de los **desafíos inmediatos que existen en la operación en tiempo real de productos de reserva en el SEN**, y que permiten suponer **podrían también afectar la activación de productos de DR** que, en el caso de CI, suponen tiempos de activación mayores que aquellos de CTF.

Propuesta Conceptual

Por un lado, en términos de la **agregación de recursos** para la provisión de SSCC, es relevante que la regulación habilite la **participación de la demanda en la prestación de todo SSCC en los que demuestre**, individual o agrupadamente mediante un agregador,

¹¹⁴ Elaboración propia en función de información pública disponible por el CEN.

contar con los requerimientos para la provisión de dichos productos. Esto, dando paso a que sean propios consumidores finales y/o agregadores los que, **mediante proyectos pilotos**, por ejemplo, puedan **demostrar las capacidades técnicas** para la prestación de uno u otro servicio en particular.

Adicionalmente, es relevante que la regulación de cuenta que serán **agregadores**, y no los propios usuarios finales de energía, **quienes serán responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del servicio que prestan al sistema** (en representación de, en nombre de, o a partir de la agregación y gestión de recursos de sus clientes), lo que corresponde a una **característica primordial del servicio** que prestan a consumidores finales.

Tabla 8.4. Elementos específicos a considerar de la propuesta.

Elemento	Descripción
Beneficios tanto para el cliente como para el sistema	<ul style="list-style-type: none"> ● Oportunidades de ingreso adicionales por concepto de gestión de consumos eléctricos flexibles. ● Mayor cantidad de actores y recursos disponibles supondrá una mejora en las condiciones de competencia de mercados asociados, lo que debiera tender a una reducción de costos por concepto de provisión de reservas. ● Junto con lo anterior, una mayor eficiencia en el desarrollo y operación del SEN, debido a una prestación de SSCC más eficiente.
Requerimientos clave	<ul style="list-style-type: none"> ● Tecnología/herramientas de automatización del DR, particularmente como requerimiento para la participación de productos de reserva de menor tiempo de respuesta. ● Rol del agregador como actor habilitante.
Dificultades o riesgos	<ul style="list-style-type: none"> ● Desafíos en la habilitación de recursos para la provisión de reservas. ● Niveles mínimos de capacidad requeridos (e.g., 1 MW, 0,1 MW) a partir de los cuales es posible participar de servicios.
Cambios en los comportamientos esperados en los clientes	<ul style="list-style-type: none"> ● Mayor desafío en relación a cambios de comportamiento corresponderá a un aumento inmediato de la demanda, posterior a un evento de activación del servicio, por sobre los niveles de consumo esperados.
Diseño y parámetros básicos de la tarifa	<ul style="list-style-type: none"> ● Agregadores pueden definir tarifas (esquema de beneficios) propias para sus clientes. Estas pueden o no tomar como referencia esquema de remuneración del servicio en particular.
Relación del mecanismo con otros elementos del mercado	<ul style="list-style-type: none"> ● Como fuera mencionado, una mayor cantidad de actores y recursos disponibles supondrá una mejora en las condiciones de competencia de mercados asociados en general, lo que debiera tender a una mayor eficiencia en el desarrollo y operación del SEN.
Diferenciación por tipo de cliente	<ul style="list-style-type: none"> ● La segmentación de clientes surge de forma natural de la competencia entre agregadores, en respuesta a necesidades y características de usuarios finales. ● Resulta relevante la definición de niveles mínimos de capacidad requeridos a partir de los cuales es posible participar, con el objetivo de reducir barreras para la participación de consumidores de menor tamaño (i.e., no solo clientes libres de gran tamaño) y de agregadores de demanda.
Implicancias en los distintos agentes del mercado mayorista	<ul style="list-style-type: none"> ● Mejora en las condiciones de competencia de mercados asociados. ● Respecto a empresas de distribución, estas podrían verse desafiadas por cambios en patrones de consumo de clientes finales, lo que podría impactar en el estrés generado sobre sistemas de distribución.

Elemento	Descripción
Metodología para calcular o definir la "línea base"	<ul style="list-style-type: none">• Metodologías para la determinación de líneas base suelen basarse en métodos estadísticos (e.g., datos históricos, métodos de regresión, grupos de control), que intentan estimar consumos hipotéticos. En el caso de SSCC prestados por recursos de DR, la línea de base puede aproximarse mejor observando la diferencia entre el nivel de consumo inmediatamente anterior e inmediatamente posterior a la activación de los recursos.

8.4. Mercado de Potencia y Cargas Interrumpibles

Sistemas eléctricos de referencia internacional avanzan en la **integración de recursos flexibles de demanda de forma competitiva en mecanismos de suficiencia**, típicamente mercados de capacidad centralizados, donde la demanda participa sin barreras gracias a requerimientos técnicos que permiten a esta competir junto a generadores y sistemas de almacenamiento en subastas de capacidad. En este contexto, **esquemas de interrumpibilidad**, como el presente en España y que tiene su símil en el producto de CI en la regulación vigente en Chile, suponen una alternativa a mecanismos de capacidad o de reserva estratégica¹¹⁵. De forma general, estos esquemas de DR pueden ser vistos como **alternativas apropiadas para incentivar la participación de la flexibilidad de la demanda**, pero al ser un mecanismo diseñado específicamente para recursos de demanda flexible, no deberían converse en subsidios para usuarios intensivos en energía, debiendo tenerse como objetivo final, la participación de la demanda de forma competitiva en mecanismos de capacidad basados en mercados¹¹⁶.

Oportunidades de Mejora

En línea con lo planteado en el diagnóstico de la regulación vigente, es de esperar que en el mediano y largo plazo la regulación **reconozca a la demanda como proveedora de servicios de suficiencia del sistema**, compitiendo en la provisión de productos junto a generadores y sistemas de almacenamiento. No obstante, este corresponde a un elemento que escapa a los alcances del presente estudio (el cual se enfoca en el diseño de mecanismos de cara a la gestión de demanda de consumidores finales), y que **debe ser atendido por una reforma integral al mercado de potencia**¹¹⁷.

Por otro lado, cabe evaluar al propio servicio de **CI y las experiencias a la fecha en licitaciones por este servicio**¹¹⁸. En la Resoluciones Exenta N° 442 de Definición de SSCC¹¹⁹, el producto de CI **se define como la reducción de demanda neta del usuario final** bajo instrucción del CEN en la operación en tiempo real **con el objetivo de reducir la demanda** en periodos de alto consumo y baja generación, de **gestionar congestiones**, de **responder ante emergencias sistémicas, entre otros**. Considera un **Tiempo Total de Activación de 30 [min]** a partir de la instrucción del CEN, y un **mínimo Tiempo de Entrega de 2 [h]**, siendo el servicio de CF de respuesta más tardía (ver Figura 8.5 a continuación).

¹¹⁵ Revisiones detalladas de mecanismos de suficiencia, incluyendo cargas interrumpibles, se encuentran disponibles en: [ACER: Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy](#), [smartEn: The smartEn Map 2021: Resource Adequacy Mechanisms](#), y [smartEn: Position Paper: State aid for resource adequacy: recommendations for the revision of the Guidelines](#)

¹¹⁶ Disponible en: [European Commission: State aid: Sector Inquiry report gives guidance on capacity mechanisms – frequently asked questions](#)

¹¹⁷ Esto, en línea con lo que delibera ser el reemplazo del mecanismo administrativo de suficiencia actual por un **mercado de capacidad centralizado (MCC)**, donde necesidades y requerimientos sistémicos sean determinados y a partir de los cuales se definan productos, y el precio asociado a la capacidad resulte de la interacción de los distintos agentes, entre ellos, la propia demanda.

¹¹⁸ Información respecto a licitaciones de CI disponible en: [CEN: Licitación Carga Interrumpible](#)

¹¹⁹ Disponible en: [RE 442/2020](#)

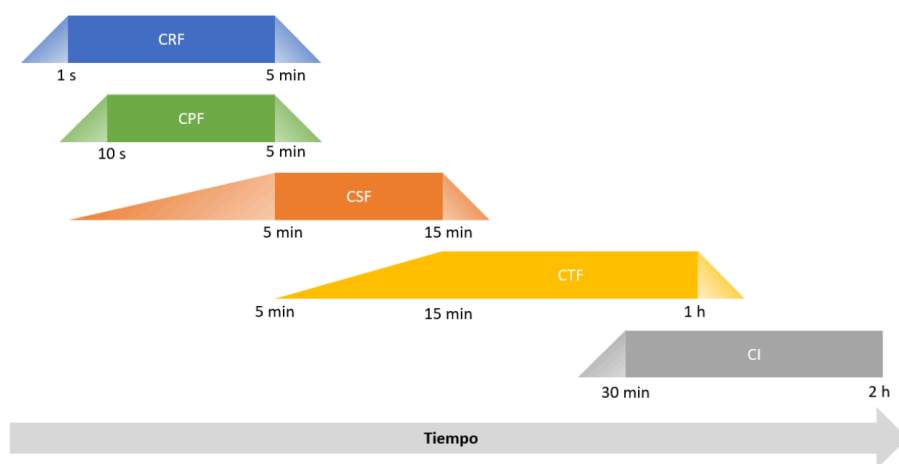


Figura 8.5. Esquema cadena de reservas de CF¹²⁰.

Por otro lado, los componentes que se considerarán **para efecto de la remuneración** del servicio de CI corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio, los cuales se remunerarán al valor adjudicado en la licitación correspondiente, y para los cuales la CNE ha fijado valores máximos en el proceso de licitación de 2023, según se detalla a continuación¹²¹. El **componente de disponibilidad**, asociado a la remuneración por mantener la reserva disponible en el periodo requerido, con **valor máximo de 5,5 USD/MWh**; y el **componente de activación**, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, con **valor máximo de 550 USD/MWh**. No obstante, cabe destacar que la resolución correspondiente mantuvo su carácter reservado hasta la apertura de las ofertas de la licitación y, en consecuencia, **los oferentes no contaban con dicha información al momento de realizar sus ofertas**. Adicionalmente, se destaca que ofertas económicas deben considerar como **mínimo una cantidad superior o igual a 1 MW**¹²².

Adicionalmente, al diseñar el requerimiento del servicio **para el año 2024**¹²³, para lo cual se ha definido **se requieren 55 MW**, el CEN definió exigir **15 veces como número máximo de veces que podrá ser requerido el servicio** en el periodo en que se encuentre disponible, comprendido **entre junio, julio y agosto del año 2024 y en días hábiles durante el periodo entre las 18:00 y las 22:00 horas**, y **sólo se puede solicitar una activación por día** (tiempo entre activaciones durante el cual el servicio no podrá ser convocado¹²⁴).

Respecto al último proceso de licitación, en el Informe de SSCC Año 2024¹²⁵, el CEN ha compartido su **evaluación respecto del servicio de CI y del fracaso del proceso correspondiente**. Ya en 2023, se habían indicado 4 factores habilitantes para fomentar la competencia en las licitaciones de CI.

¹²⁰ Disponible en: [CEN: Informe de SSCC Año 2024](#)

¹²¹ Disponible en: [RE.157/2023](#)

¹²² Disponible en: [CEN: Bases de Licitación "Licitación CI en el SEN"](#)

¹²³ Para lo cual se llevará a cabo una licitación del servicio a partir de enero de 2024, con el fin de que se encuentre adjudicado en el mes de mayo de 2024.

¹²⁴ Tiempo que no será contabilizado como indisponibilidad, para efectos de los pagos por disponibilidad, por tratarse de la definición misma del servicio.

¹²⁵ Disponible en: [CEN: Informe de SSCC Año 2024](#)

1. Modificar el requisito que los que participan sean clientes en transmisión y **aumentar el mercado relevante** a clientes en distribución con sistemas de medidas adecuados para la prestación de este servicio.
2. Aumentar el tiempo entre la publicación de las bases y la fecha de adjudicación para efectos de poder **dar tiempo a una mayor participación** de los agentes de mercado.
3. **Reevaluar la participación de agregadores** sin instalaciones en el SEN modificando eventualmente las garantías o condiciones para la prestación del servicio.
4. **Una campaña de difusión más adecuada** entre los Coordinados, además de evaluar la posibilidad de permitir la **participación de la demanda en distribución**.

A pesar de que la licitación anterior fue declarada desierta, se destaca la existencia de **asimetrías de información relacionadas con la relevancia de los diversos componentes de remuneración**, es decir, activación y disponibilidad. Esto, toda vez que la **única empresa con oferta disponible** en el proceso finalmente **no presentó** dentro del plazo establecido la **declaración de ajustarse al Valor Máximo fijado por la CNE** para la componente de disponibilidad¹²⁶. Por tanto, sin perjuicio de lo señalado anteriormente, el CEN recomienda llevar a cabo una licitación, en la que la variable a ofertar corresponda a un precio definido como el **descuento a ofrecer sobre el costo de falla de corta duración**¹²⁷, por ejemplo. De esta manera, los potenciales **participantes sabrán ex-ante la relación entre los costos de disponibilidad y activación, eliminando las asimetrías de información existentes entre ellos, y concentrando la competencia en el mayor descuento que puedan ofrecer dadas las eficiencias de cada una de las empresas.**

Propuesta Conceptual

Con todo lo anterior, es posible señalar la relevancia del servicio de CI como punto de partida para el fomento de la gestión de demanda y aprovechamiento de la flexibilidad de consumos como recurso en el SEN. En este contexto, la propuesta consiste en **elementos que podrían reducir barreras y/o incentivar con mayor fuerza la participación de consumidores finales y/o agregadores de DR en futuras licitaciones.**

Por un lado, la **reducción de asimetrías de información**, tal y como lo ha mencionado el CEN. Esto, por ejemplo, en la **publicación (y difusión) ex-ante de valores máximos** para componentes de disponibilidad y activación, lo que es de esperar simplifique procesos de definición de ofertas por parte de consumidores finales y/o agregadores. Y, con el objetivo de no incorporar brechas de información, **mantener el esquema de ofertas por conceptos de disponibilidad y activación**, al menos, en el siguiente proceso de licitación.

Por otro lado, y atendiendo a las ofertas económicas de los proponentes, considerar la **reducción de la potencia mínima a ofertar a 0,1 MW**, en línea con sistemas de referencia internacional que buscan promover la participación de la demanda. Respecto a la propia

¹²⁶ Disponible en: [CEN: Acta de Evaluación Final de Ofertas Económicas en Proceso de Licitación CI en el Sistema Eléctrico Nacional 2023](#). Respecto al proceso fallido, cabe destacar que en 2022 la licitación correspondiente ya había resultado desierta; mientras que en 2021, Enel X ya había propuesto un programa piloto que incluía la respuesta de la demanda para el CF por subfrecuencia considerando la definición de la CNE sobre las CI para el año 2021. Disponible en: [Enel X: Programa de Respuesta de la Demanda: Propuesta para considerar en la elaboración del informe de SSCC del año 2021](#)

¹²⁷ A agosto de 2022, el costo de falla de corta duración para el SEN tenía un valor base de 5,69 [USD/kWh]. Disponible en: [RE 680/2022](#). Mayor información disponible en: [CNE: Costos de Falla](#)

determinación de valores máximos para las ofertas en sus componentes de activación y disponibilidad (atendiendo a la aún falta de condiciones de competencia para la provisión de este servicio), y a la falta de información respecto al proceso de determinación de dichos valores por parte de la CNE, cabe analizar **precios techo teóricos potenciales que**, siendo superiores a los definidos a propósito de la última licitación, **podrían aumentar los incentivos para la participación en el proceso, manteniendo el principio de operación eficiente del SEN.**

- Respecto a la remuneración por **componente de activación**, y como lo ha señalado el CEN, considerar **como valor máximo el costo de falla de corta duración**, i.e., el valor del recurso equivalente (i.e., el desprendimiento de carga) ante la no disponibilidad de recursos de generación disponible. Este es un elemento que podría ser abordado a contar de la próxima licitación por CI.
- Respecto a la remuneración por **componente de disponibilidad**, considerar **como valor máximo** el valor del recurso equivalente; atendiendo a la definición del producto, y en línea con los requerimientos de suficiencia del sistema ante eventos de mayor estrés, **el equivalente al precio nudo potencia**. No obstante, cabe destacar que una **definición conceptual como ésta del valor máximo por concepto de disponibilidad debiera también suponer un reconocimiento de los recursos de CI adjudicados como parte de los requerimientos por potencia de suficiencia del sistema**¹²⁸. En este contexto, la evaluación de un cambio como el propuesto es un elemento a considerar en el mediano plazo, en función de resultados de próximas licitaciones por CI.

Finalmente, **volver a destacar la necesidad de campañas anuales de difusión** (a propósito de cada proceso de licitación), y en la línea de **otorgar mayores oportunidades para el aprendizaje de los actores**, en el corto y mediano plazo, la definición de procesos de licitación semestrales, y no tan solo anuales, particularmente cuando licitaciones resultan desiertas o el requerimiento no ha sido asignado por completo.

A continuación se presenta una tabla resumen de elementos específicos a considerar dentro de la propuesta y en relación a CI. Elementos diferentes a aquellos anteriormente presentados para el caso de propuestas en relación a SSCC son **destacados en negro**.

Tabla 8.5. Elementos específicos a considerar de la propuesta.

Elemento	Descripción
Beneficios tanto para el cliente como para el sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismo enfocado en la promoción de la participación de DR. • Oportunidades de ingreso adicionales por concepto de gestión de consumos eléctricos flexibles. • Mayor cantidad de actores y recursos disponibles supondrá una mejora en las condiciones de competencia de mercados asociados, lo que debiera tender a una reducción de costos por concepto de provisión de reservas. • Junto con lo anterior, una mayor eficiencia en el desarrollo y operación del SEN, debido a una prestación de SSCC más eficiente.

¹²⁸ No obstante, este corresponde a un elemento que escapa a los alcances del presente estudio (el cual se enfoca en el diseño de mecanismos de cara a la gestión de demanda de consumidores finales), y que debe ser atendido por una reforma integral al mercado de potencia.

Elemento	Descripción
Requerimientos clave	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología/herramientas de automatización de DR, particularmente como requerimiento para la participación de productos de reserva de menor tiempo de respuesta. • Rol del agregador como actor habilitante.
Dificultades o riesgos	<ul style="list-style-type: none"> • Desafíos en la habilitación de recursos para la provisión del servicio. • Niveles mínimos de capacidad requeridos (e.g., 1 MW, 0.1 MW) a partir de los cuales es posible participar de servicios.
Cambios en los comportamientos esperados en los clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor desafío en relación a cambios de comportamiento corresponderá a un aumento inmediato de la demanda, posterior a un evento de activación del servicio, por sobre los niveles de consumo esperados.
Diseño y parámetros básicos de la tarifa	<ul style="list-style-type: none"> • Agregadores pueden definir tarifas (esquema de beneficios) propias para sus clientes. Estas pueden o no tomar como referencia esquema de remuneración del servicio en particular.
Relación del mecanismo con otros elementos del mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Como fuera mencionado, una mayor cantidad de actores y recursos disponibles debiera tender a una mayor eficiencia en el desarrollo y operación del SEN. • En el mediano y largo plazo, el reconocer el aporte de CI como recursos de suficiencia del sistema debiera impactar las transferencias de potencia del sistema (lo que supone modificaciones al mercado de potencia, lo cual escapa a los alcances de la presente propuesta).
Diferenciación por tipo de cliente	<ul style="list-style-type: none"> • La segmentación de clientes surge de forma natural de la competencia entre agregadores, en respuesta a necesidades y características de usuarios finales. • Resulta relevante la definición de niveles mínimos de capacidad requeridos a partir de los cuales es posible participar, con el objetivo de reducir barreras para la participación de consumidores de menor tamaño (i.e., no solo clientes libres de gran tamaño) y de agregadores de demanda.
Implicancias en los distintos agentes del mercado mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • En el mediano y largo plazo, el reconocer el aporte de CI como recursos de suficiencia del sistema; o bien, la participación de la demanda compitiendo junto a generadores de forma directa dentro del mecanismo de suficiencia del sistema, debiera impactar las transferencias de potencia del sistema (lo que supone modificaciones al mercado de potencia, lo cual escapa a los alcances de la presente propuesta), siendo de esperar una mejora en las condiciones de competencia del mercado.
Metodología para calcular o definir la "línea base"	<ul style="list-style-type: none"> • Metodología ya definida por el CEN¹²⁹. • Metodologías para la determinación de líneas base suelen basarse en métodos estadísticos (e.g., datos históricos, métodos de regresión, grupos de control), que intentan estimar consumos hipotéticos. • En el caso de SSCC prestados por recursos de DR, la línea de base puede aproximarse mejor observando la diferencia entre el nivel de consumo inmediatamente anterior e inmediatamente posterior a la activación de los recursos. • En el caso de productos relacionados con capacidad (supone transición hacia mercado de capacidad centralizado, lo cual escapa a los alcances de la presente propuesta), puede determinarse una base de referencia del cliente a partir de los niveles de consumo máximo registrados el año anterior por el proveedor de DR coincidentes con la carga máxima del sistema, lo que también supone la posibilidad de complementar con reducciones producto de EE.

¹²⁹ Disponible en: [CEN: Bases de Licitación "Licitación CI en el SEN"](#)

8.5. Hoja de Ruta

A partir de las propuestas definidas, se propone una hoja de ruta, en donde se identifican los principales hitos del proceso para su desarrollo, destacando la **posibilidad de avanzar en diferentes aristas de forma paralela y paulatina**, con medidas posibles de abordar, aún en el corto plazo. Al respecto, cabe destacar como **elementos clave para la implementación y adopción de cualquier mecanismo de gestión de demanda**:

- La necesidad de **adoptar una Infraestructura de Medición Avanzada (IMA)**, la cual **habilita la adecuada asignación de responsabilidades** (asignación de costos) a la demanda, particularmente en el caso de clientes regulados (cuya definición de cargos hoy depende de la estimación de factores de ajuste, coincidencia y pérdidas). Al respecto, cabe destacar los siguientes puntos, a considerar en dicha integración:
 - Determinar **quién paga y qué es lo que se paga** al integrar la medición inteligente. De forma general, la infraestructura requerida debería ser considerada como parte del servicio de distribución. En la experiencia internacional comparada, el **recambio de medidores conlleva un costo adicional enfrentado por el consumidor** final que recibe la instalación, el que puede ser entendido como mensualidades asociadas al costo del equipo, instalación y mantención, así como la infraestructura de comunicaciones y manejo de datos asociada (todo lo cual debiera ser considerado en el proceso de definición del Valor Agregado de Distribución (VAD)). En este sentido, cabe resaltar la necesidad de una difusión proactiva de beneficios potenciales asociados a la medición inteligente y esquemas de DR, que permitan a consumidores finales obtener una percepción positiva respecto al cambio de tecnología. No obstante lo anterior, cabe señalar algunas **estrategias para asegurar el avance en dicha adopción**, como por ejemplo, la **no reposición de medidores análogos e instalación tan solo de medidores inteligentes**, particularmente en el caso de nuevas instalaciones. Es decir, que cualquier reposición o nueva instalación corresponda a medidores inteligentes. Otra alternativa plausible es la definición de **metas progresivas de integración de medición inteligente para empresas de distribución**, las que luego pueden determinar estrategias propias para cumplir con dichas metas^{130 131}.
 - Las **preocupaciones de los consumidores** (e.g., pérdida de control, falta de familiaridad con la tecnología y desconfianza en proveedores) también pueden obstaculizar su implementación. En este sentido, **cobra particular relevancia la difusión respecto a beneficios potenciales** a los cuales podrían acceder consumidores finales en caso de adoptar la tecnología y participar de mecanismos de gestión de demanda (e.g., tarifas variantes en el tiempo, mecanismos de DR), lo que es de esperar incentive su adopción proactiva por parte de consumidores finales, así como **cargos tarifarios más transparentes**

¹³⁰ No obstante lo anterior, es posible realizar análisis costo-beneficios particulares asociados a costos de implementación de medición inteligente para zonas de concesión particulares, antes de definir una meta específica de integración para un período de fijación del VAD.

¹³¹ En cualquier caso, es posible considerar que consumidores que resultan ser dueños de medidores sean postergados en el proceso de adopción, apostando por un recambio producto de los beneficios evidenciados de esquemas de gestión de demanda.

y sencillos en facturas de energía eléctrica, respecto de los conceptos de costos por los cuales finalmente paga el consumidor final.

- **Problemas mal gestionados relacionados con la privacidad y uso de datos** de clientes, pueden no solo obstaculizar la implementación de la medición inteligente, sino que de la integración de nuevos actores. En este sentido, es deseable que la información acerca del suministro de consumidores sea de acceso fácil y oportuno (e.g., incluso en tiempo real) de parte de comercializadores y agregadores. En este sentido, **cobra relevancia que podría tener la figura de un gestor de información**, distinto de la empresa distribuidora, quien obtenga y/o gestione dicha información¹³².

Finalmente, cabe destacar que los **costos de implementación de la IMA habilitante** para el desarrollo de la gestión de demanda e integración masiva de DER (e.g., generación y almacenamiento distribuido, electromovilidad, etc.) **suponen un aumento por dicho concepto en los costos del servicio de distribución** (transporte) de energía eléctrica para consumidores finales. No obstante lo anterior, **es de esperar que dichos costos sean superados por los beneficios de mediano y largo plazo que traerá consigo la gestión de DER**, en términos de costos (e.g., costos de operación y desarrollo del sistema a nivel de generación, transmisión y distribución), así como la reducción de la huella de carbono asociada.

- Contar con **herramientas de comunicación y difusión de la información a consumidores finales respecto a alternativas de servicio**. Esto, consistente en el desarrollo de herramientas de comparación de tarifas reguladas y futuras ofertas de suministro de comercializadores¹³³. En este aspecto, y si bien la disposición de este tipo de herramientas podría ser exigido a empresas distribuidoras o futuros comercializadores de energía, o surgir de forma natural a partir de las propias necesidades de los usuarios, se estima crucial el rol que el propio regulador pueda tener en el desarrollo de dicho conjunto de herramientas, con el fin de garantizar una mayor neutralidad en su diseño y funcionamiento (e.g., asegurando la mayor disponibilidad de información posible respecto a comercializadoras y planes de servicio disponibles, y presentando sus características o incluso potencial impacto dados patrones de consumo (reales o estimativos) de consumidores finales de una forma clara y transparente¹³⁴).

¹³² Propuestas relacionadas a la figura de un gestor de información escapan a los alcances del presente estudio. No obstante, su relevancia ha sido descrita en estudios previos asociados a la elaboración de una propuesta de modificación regulatoria de la distribución de energía eléctrica (ISCI, 2020b).

¹³³ Como por ejemplo plataformas web, de fácil acceso y uso, y sin costo para el usuario, o bien, a través de segmentos dedicados dentro de las boletas de electricidad que reciben los usuarios, dando cuenta de posibles alternativas de tarificación y los costos que estas hubieran significado para ellos.

¹³⁴ Ver por ejemplo:

- Power to Choose, de la Public Utility Commission of Texas (e.g., ingresando código postal 75001 correspondiente a Dallas). Disponible en línea: [Power To Choose](#)
- Portal del Consumidor del Comparador de Ofertas de Energía, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (e.g., ingresando código postal 28001 correspondiente a Madrid). Disponible en línea: [CNMC: Comparador de Ofertas de Energía](#)
- Sitios web de comparación de precios acreditados por Ofgem (Reino Unido). Disponible en línea: [Ofgem: Switch supplier or energy tariff](#)

- Adicionalmente, habilitar la **posibilidad de desarrollar proyectos piloto acotados de bajo riesgo que permitan demostrar los beneficios que tendría**, tanto para consumidores finales como para el sistema, **la participación de la demanda en diferentes tipos de esquemas** tarifarios, así como de diferentes niveles de mercado de forma activa, proveyendo flexibilidad al sistema (e.g., mediante productos en mercados de SSCC, potencia o energía); **y que permitan probar conceptos y/o nuevas tecnologías sin necesidad de esperar una regulación específica que las habilite.**

Tabla 8.6. Hoja de ruta.

Horizonte	Medición Inteligente y Nuevos Actores	Energía	Potencia	SSCC
Hoy	<p>Adopción incipiente de medición inteligente.</p> <p>Figura del comercializador no puro.</p> <p>Límite de potencia 500 kW para clientes libres.</p> <p>Figura del agregador no efectiva.</p>	<p>Clientes libres tienden a realizar contratos de tipo PPA de tarifas planas.</p> <p>Clientes regulados cuentan con tarifas planas.</p>	<p>Distribuidoras/clientes libres reciben cargos en función de demandas máximas propias en HP.</p> <p>Clientes regulados reciben cargos en función de demandas máximas propias en HP, disociados de cargo a distribuidoras. No existe proceso de reliquidación de pagos.</p> <p>La demanda no participa de suficiencia.</p>	Servicio de CI no efectivo .
Corto Plazo	<p>Impulso a la integración de medición inteligente. Solo reposición/instalación de medidores inteligentes. Definición de metas para empresas de distribución. Difusión de beneficios asociados a pilotos.</p> <p>Figura del comercializador puro.</p> <p>Evaluación de la reducción del límite de potencia (e.g., 300 kW¹³⁵).</p> <p>Figura del agregador.</p> <p>Pilotos (agregador).</p>	Pilotos (tarifas TOU y RTP)	<p>Clientes regulados reciben cargos en función de demandas coincidentes con la distribuidora en HP (cambio de esquema opt-in por opt-out).</p> <p>Existe proceso de reliquidación de pagos.</p> <p>Evaluación de la definición del período de control de horas punta.</p>	<p>(Al menos) Servicio de CI efectivo.</p> <p>Pilotos (otros SSCC)</p>
Mediano Plazo	<p>Mayor adopción de medición inteligente.</p> <p>Evaluación de la reducción progresiva del límite de potencia, en línea con contratos de licitaciones reguladas de suministro.</p> <p>Agregadores participan de niveles de mercado.</p>	<p>Clientes libres se ven incentivados a realizar contratos de tarifas variantes en el tiempo.</p>	<p>Distribuidoras/clientes libres/regulados (grandes) reciben cargos en función de demandas coincidentes con el sistema (y no distribuidora) en HP.</p>	Pilotos (otros SSCC)

¹³⁵ Ver por ejemplo: [DF: Ministerio de Energía solicita al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia \(TDLC\) pronunciarse sobre factibilidad de rebajar límite para que pymes puedan optar a régimen de clientes libres](#)

Horizonte	Medición Inteligente y Nuevos Actores	Energía	Potencia	SSCC
Largo Plazo	Integración avanzada de medición inteligente. Evaluación de la reducción progresiva del límite de potencia.	Clientes regulados cuentan con opción de tarifas variantes en el tiempo (opt-out para nuevos clientes).	Clientes regulados de menor tamaño (e.g., residenciales) reciben cargos en función de demandas coincidentes con el sistema en HP (AMI elimina la necesidad de factores de ajuste).	Participación abierta de la demanda en SSCC.
Excede a la propuesta	Evaluación de mercado de comercialización competitivo, figura del DSO, gestor de información, etc., corresponden a elementos a evaluar como parte de una reforma integral al segmento de distribución.	La participación de la demanda en servicios de corto plazo asociados a mercados de energía corresponde a un elemento a evaluar como parte de una transición hacia un mercado de energía basado en costos mejorado (u ofertas).	La participación abierta de la demanda en mercados de potencia (y no mediante un servicio de CI) corresponde a un elemento a evaluar como parte de una transición hacia un mercado de capacidad centralizado.	-

8.6. Matriz de Modificaciones Regulatorias

Finalmente, en función de todo lo expuesto anteriormente, se presenta en la Tabla 8.7 a continuación un cuadro resumen sistematizando cada una de las propuestas anteriormente señaladas, identificando cuerpos regulatorios que requerirían de su modificación para su implementación. En particular, **se presentan artículos específicos** a nivel legal, de reglamentos y normas técnicas, **junto a observaciones respecto a los mismos y objetivos que tendría su modificación.**

Tabla 8.7. Matriz de modificaciones regulatorias.

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
1	Mercado de Energía y Figura del Comercializador	<p>No existe regulación expresa a nivel legal.</p> <p>LGSE Artículo 149°.-</p> <p>“Las transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones que inyecten energía, operadas en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico.</p> <p>Estos costos serán calculados por el Coordinador.</p> <p>Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación, sistemas de almacenamiento u otras instalaciones con capacidad de inyectar energía al sistema eléctrico, según corresponda, operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162°. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento. Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o por subsistemas conforme los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos de precio de nudo según se establece en el artículo 162°, numeral 3.”</p> <p>LGSE Artículo 81°.-</p> <p>“Presunción de Uso de los Sistemas de Transmisión. Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de los sistemas de transmisión respectivos para todos los efectos legales.”</p>	<p>La LGSE hace alusión a que son empresas eléctricas las que efectúan retiros de energía (y potencia) desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, dando cuenta que la regulación vigente no considera la posibilidad de un actor sin activos de generación y distinto de la empresa distribuidora pueda ejercer el rol de comercializador (puro) de energía.</p> <p>En este contexto, se requiere que la regulación considere la posibilidad de un actor sin activos de generación y distinto de la empresa distribuidora pueda ejercer el rol de comercializador (puro) de energía.</p> <p>Por lo demás, la participación de la demanda en servicios de corto plazo asociados a mercados de energía corresponde a un elemento a evaluar como parte de una transición hacia un mercado de energía basado en costos mejorado (u ofertas).</p>

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
2	Límite de Potencia	<p>LGSE Artículo 147°.-</p> <p>“Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican:</p> <p>1.- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;</p> <p>2.- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;</p> <p>...</p> <p>Para efectos de aplicar el límite señalado en los números 1 y 2, no podrá existir más de un empalme asociado a un suministro de un usuario final cuando sus instalaciones interiores se encuentren eléctricamente interconectadas.</p> <p>No obstante, los suministros a que se refieren los números 1 y 2 anteriores podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:</p> <p>...</p> <p>d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.</p> <p>El Ministerio de Energía podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.”</p>	<p>Se requiere de la evaluación periódica (y progresiva) de la reducción del límite de potencia. Esto, pensando en consumidores regulados de mayor tamaño, los cuales pueden encontrarse en condiciones favorables para celebrar contratos de suministro libre. En este sentido, cobran relevancia discusiones y propuestas levantadas por la industria¹³⁶.</p> <p>En línea con el punto anterior, se requiere explicitar la posibilidad de una agregación virtual de consumidores asociados a distintos puntos de medida, e.g., en base a un mismo RUT.</p>

¹³⁶ Ver por ejemplo: [Bajemos el Límite de la Potencia](#)

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
3	Barreras para la Comercialización	<p>LGSE Artículo 147°</p> <p>“No obstante, los suministros a que se refieren los números 1 y 2 anteriores podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:</p> <p>a) Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;</p> <p>b) Cuando se trate de calidades especiales de servicio a que se refiere el inciso segundo del artículo 130°;</p> <p>c) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro, y</p> <p>d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.</p> <p>El Ministerio de Energía podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.”</p>	<p>Se requiere de una revisión de restricciones que pueden resultar en una barrera para comercializadoras y consumidores finales de energía. En este sentido, es posible evaluar la flexibilización de plazos definidos sobre los cuales se requiere mantener un contrato/régimen definido o comunicar a la distribuidora respecto del traspaso de cliente regulado a cliente libre.</p>
4	Figura del Agregador de Energía	<p>No existe regulación expresa a nivel legal.</p> <p>LGSE Artículo 148°.-</p> <p>“Los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios, conforme a los números 1 y 2 del artículo 147°, y cuya potencia conectada del usuario final sea igual o superior a 500 kilowatts, podrán convenir con éstos, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.</p> <p>Asimismo, los generadores, en forma directa o a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, podrán ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kilowatts reducciones o aumentos temporales de consumo, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.</p> <p>...</p> <p>Una vez formulada la oferta, sea directamente o a través de las empresas distribuidoras, ella se entenderá aceptada tácitamente por parte de los usuarios destinatarios por la sola reducción o aumento del consumo, según el</p>	<p>Se requiere de nueva regulación en cuanto a la figura del agregador y esquemas de gestión de demanda en la regulación vigente. Esto, aún cuando cuerpos como el Reglamento de SSCC dan cuenta de la posibilidad de convenir reducciones o aumentos de demanda, así como la agregación de recursos, sólo se permite a los generadores materializar los beneficios asociados a dicha gestión (desde la LGSE), además de no establecerse los principios sobre cómo, de forma homóloga, la figura podría relacionarse a otros niveles de mercado.</p> <p>Con todo lo anterior, en la práctica, las definiciones existentes resultan insuficientes para la materialización efectiva del rol del agregador como tal. Es de esperar que la regulación haga alusión directa a estos elementos, al menos de forma general. Esto, con tal de dar seguridades sin sobredeterminar aspectos para los cuales aún no existe certeza, en relación al desarrollo de estos agentes en el SEN. La regulación debiera establecer los principios básicos sobre</p>

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
		<p>caso, y los generadores quedarán obligados a cumplir los incentivos y demás condiciones ofrecidas por el período señalado en la respectiva oferta. Los costos relacionados con la implementación del sistema de incentivos a reducciones o aumentos de consumo serán de cargo del generador."</p> <p>DS 113 Reglamento de SSCC Artículo 73.-</p> <p>"Los Servicios Complementarios relacionados con incrementos o reducciones de demanda eléctrica de Usuarios Finales medidos desde su punto de conexión al sistema eléctrico, podrán prestarse por los mismos Consumidores Finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero."</p>	<p>los cuales la agregación de DER¹³⁷ puede materializar los beneficios asociados a la gestión de recursos en los diferentes niveles de mercado.</p>
5	Figura del Agregador de Energía	<p>DS 113 Reglamento de SSCC Artículo 74.-</p> <p>"Para la prestación de un Servicio Complementario a través de un tercero, los Usuarios Finales deberán mandarle las labores de comunicación, entrega de información y coordinación de las acciones necesarias para dicha prestación, e informar esta modalidad de prestación previamente al Coordinador.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, los Usuarios Finales serán en todo momento e individualmente responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del Servicio Complementario que prestan al sistema eléctrico y de las demás obligaciones que emanen del presente reglamento."</p>	<p>Es relevante que la regulación de cuenta que serán agregadores, y no los propios usuarios finales de energía, quienes serán responsables de dar cumplimiento a todos los requisitos y exigencias del servicio que prestan al sistema (en representación de, en nombre de, o a partir de la agregación y gestión de recursos de sus clientes), lo que corresponde a una característica primordial del servicio que prestan a consumidores finales. Este principio debiera ser extensible para la participación de la demanda mediante agregadores en cualquier nivel de mercado.</p>
6	Nueva Ley de Distribución	<p>No existe regulación expresa.</p>	<p>Se requiere de nueva regulación.</p> <p>Evaluación de mercado de comercialización competitivo, figura del DSO, gestor de información, etc., corresponden a elementos a evaluar como parte de una reforma integral al segmento de distribución.</p>

¹³⁷ e.g., generación distribuida, sistemas de almacenamiento distribuido, y la propia demanda, aunque la definición explícita de lo que se entiende por recurso distribuido de energía podría variar conforme avances tecnológicos.

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
7	Participación abierta de la demanda en la prestación de SSSC	<p>No existe regulación expresa.</p> <p>LGSE Artículo 72°-2.-</p> <p>“Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante "los coordinados", estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.”</p> <p>LGSE Artículo 72°-7.-</p> <p>“Servicios Complementarios. Los coordinados deberán poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios complementarios, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, conforme la normativa técnica que dicte la Comisión. En caso que estos recursos y/o infraestructura sean insuficientes, el Coordinador deberá instruir la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria.”</p> <p>DS 113 Reglamento de SSSC Artículo 73.-</p> <p>“Los Servicios Complementarios relacionados con incrementos o reducciones de demanda eléctrica de Usuarios Finales medidos desde su punto de conexión al sistema eléctrico, podrán prestarse por los mismos Consumidores Finales, individual o agrupadamente. La agrupación de los Consumidores Finales podrá ser realizada por un tercero.”</p>	<p>Se requiere de nueva regulación.</p> <p>En su Artículo 72°-2, la LGSE da cuenta de instalaciones de clientes libres como parte de "los coordinados", mientras que en su Artículo 72°-7 da cuenta del deber de los coordinados de poner a disposición del CEN los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los SSSC.</p> <p>En este sentido, es relevante que la regulación habilite expresamente la participación de la demanda en la prestación de todo SSSC en los que demuestre, individual o agrupadamente mediante un agregador, contar con los requerimientos para la provisión de dichos productos.</p> <p>Esto, dando paso a que sean propios consumidores finales y/o agregadores los que, mediante proyectos pilotos, por ejemplo, puedan demostrar las capacidades técnicas para la prestación de uno u otro servicio en particular.</p>

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
8	Barreras para la participación de Cargas Interrumpibles - Estructura de Ofertas	RE 442 Informe de Definición de Servicios Complementarios “3.2.1.5. CARGAS INTERRUMPIBLES (CI) ... b. Remuneración de Cargas Interrumpibles Los componentes que se considerarán para efecto de la remuneración del servicio de CI corresponden a la disponibilidad y activación de dicho servicio. El componente de disponibilidad, asociado a la remuneración por mantener la reserva disponible en el periodo requerido, y el componente de activación, correspondiente al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerarán al valor adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo con lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.”	Con el objetivo de no incorporar brechas de información, mantener el esquema de ofertas por conceptos de disponibilidad y activación.
9	Barreras para la participación de Cargas Interrumpibles - Restricciones de Ofertas	BASES DE LICITACIÓN “Licitación Cargas Interrumpibles en el SEN” “6.1.4. Requisitos para la Participación en la Prestación de CI Los Coordinados con montos de carga disponibles y que deseen participar en el proceso de licitación, deberán cumplir los siguientes requisitos en cada punto de suministro: 1) Ser clientes libres en el segmento de transmisión, que posean contratos de suministro vigentes. 2) Potencia disponible ofrecida para desconectar deberá ser igual o superior a 1 MW. ”	Atendiendo a las ofertas económicas de los proponentes, considerar la reducción de la potencia mínima a ofertar a 0,1 MW , en línea con sistemas de referencia internacional que buscan promover la participación de la demanda.
10	Barreras para la participación de Cargas Interrumpibles - Valores Máximos	LGSE Artículo 72°-7.- “Servicios Complementarios. ... La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de servicios complementarios, mediante resolución exenta, la que, en el caso de licitaciones, podrá tener el carácter de reservado y permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas.”	Publicación (y difusión) ex-ante de valores máximos para componentes de disponibilidad y activación. Esto es, que estos no sean de carácter reservado , lo que es de esperar simplifique procesos de definición de ofertas por parte de consumidores finales y/o agregadores en etapas iniciales.

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
11	Barreras para la participación de Cargas Interrumpibles - Valores Máximos	<p>RE Reservada 157 Valores máximos para las ofertas de la licitación para la provisión del servicio complementario de carga interrumpible</p> <p>“ARTÍCULO PRIMERO: Fíjase los valores máximos para las ofertas de la licitación para la provisión del servicio complementario de CI, correspondientes a las componentes de activación y disponibilidad de dicho servicio, de acuerdo con lo que a continuación se indica:</p> <p>- El valor máximo de la componente de activación asciende a 550 US\$/MWh y aplicará para todas las ofertas recibidas en su componente de activación.</p> <p>- El valor máximo de la componente de disponibilidad asciende a 5,5 US\$/MWh y aplicará para todas las ofertas recibidas en su componente de disponibilidad.”</p>	<p>Atendiendo a la falta de información respecto al proceso de determinación de dichos valores por parte de la CNE, evaluar precios techo potenciales que podrían aumentar los incentivos para la participación en el proceso, manteniendo el principio de operación eficiente del SEN.</p> <p>Respecto a la remuneración por componente de activación, y como lo ha señalado el CEN, considerar como valor máximo el costo de falla de corta duración, i.e., el valor del recurso equivalente (i.e., el desprendimiento de carga) ante la no disponibilidad de recursos de generación disponible. Este es un elemento que podría ser abordado a contar de la próxima licitación por CI.</p> <p>Respecto a la remuneración por componente de disponibilidad, considerar como valor máximo el valor del recurso equivalente; atendiendo a la definición del producto, y en línea con los requerimientos de suficiencia del sistema ante eventos de mayor estrés, el equivalente al precio nudo potencia (ver punto a continuación).</p>
12	Participación abierta de la demanda en el Mercado de Potencia	<p>No existe regulación expresa.</p> <p>LGSE Artículo 72°-17.-</p> <p>“Sólo las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149°.”</p>	<p>Se requiere de nueva regulación.</p> <p>Cabe destacar que una definición conceptual como la descrita del valor máximo por concepto de disponibilidad debiera también suponer un reconocimiento de los recursos de CI adjudicados como parte de los requerimientos por potencia de suficiencia del sistema. En este contexto, la evaluación de un cambio como el propuesto es un elemento a considerar en el mediano plazo, en función de resultados de próximas licitaciones por CI.</p> <p>Por lo demás, desde la LGSE en su Artículo 72°-17, se da cuenta que sólo las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia. En este contexto, la participación abierta de la demanda en mercados de potencia (y no mediante un servicio de CI) corresponde a un</p>

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 122 de 157

<https://www.vinken.cl/>

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
			<p>elemento a evaluar como parte de una transición hacia un mercado de capacidad centralizado; o bien, mediante un reconocimiento administrativo de esta en el contexto del mecanismo actual.</p>
13	Cargos por Energía	<p>Decreto 11T/2016 CARGOS TARIFARIOS</p> <p>A lo largo del decreto, y para cada tarifa regulada, se describen:</p> <p>“Cargo por energía [\$/kWh]”</p> <p>“Para el cargo por energía, el consumo asociado será igual a la totalidad de la energía consumida en el mes.”</p> <p>“El cargo por energía se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario”</p>	<p>Actualmente no existe. Se requiere contar con una alternativa regulada y por defecto para nuevos clientes de tarifa dinámica del tipo TOU para el pago del cargo por energía, a definir por la CNE, frente a la cual sería de esperar que empresas de distribución renovaran y ofertaran proactivamente tarifas propias bajo el mecanismo de Tarifas Flexibles Reguladas (TFR) (ver punto a continuación).</p>
14	Cargos por Energía	<p>DS 11T/2016 CLIENTES CON SUMINISTROS DE PRECIO REGULADO</p> <p>“2.2 Elección de opciones tarifarias</p> <p>... cada empresa podrá ofrecer opciones tarifarias adicionales, en adelante tarifas flexibles reguladas (TFR) ...</p> <p>La concesionaria podrá dejar de ofrecer una tarifa TFR, en cuyo caso deberá dar aviso a los clientes acogidos a esa tarifa con al menos 12 meses de anticipación, entregando al cliente las facilidades para optar a otra tarifa, ya sea TFR o de aquellas establecidas en el numeral 3 siguiente, y que el cliente libremente escoja. En caso de que el cliente no manifieste su opción de acogerse a otra tarifa u opte por mantener la tarifa TFR que la concesionaria deje de ofrecer, la concesionaria deberá facturar sus consumos con dicha opción tarifaria flexible que ha dejado de ser ofrecida.</p> <p>Sin perjuicio de que alguna tarifa TFR deje de ofrecerse, sus características y condiciones de aplicación deberán permanecer publicadas tanto en las oficinas comerciales como en el sitio de dominio electrónico de la empresa mientras existan clientes facturados con dicha tarifa, señalando expresamente la fecha a partir de la cual dicha opción dejó de encontrarse disponible.”</p>	<p>Se destaca que cada empresa distribuidora puede ofrecer opciones tarifarias adicionales, denominadas Tarifas Flexibles Reguladas (TFR). Sin embargo, se observa que estas actualmente no se encuentran disponibles para su contratación. En este contexto, una opción que surge es la eliminación de la obligación de la distribuidora de mantener la tarifa TFR a clientes cuando se ha decidido que la tarifa no siga siendo ofrecida.</p>

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 123 de 157

<https://www.vinken.cl/>

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
15	Cargos por Potencia	<p>DS 62 Reglamento de Transferencias de Potencia</p> <p>A lo largo del decreto, se describen:</p> <p>“Artículo 13: Para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente reglamento se entenderá por:</p> <p>... g) Demanda de Punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema.”</p> <p>“Artículo 65: A partir del registro establecido en el artículo precedente, el Retiro de Potencia que se debe asignar horariamente a cada Participante del Balance de Potencia será igual a la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente multiplicada por un factor único que iguale la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes, a la Demanda de Punta a que hace referencia el Artículo 13, letra g) del presente reglamento, para el sistema o subsistema, según corresponda.</p> <p>Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente corresponderá al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta ...”</p> <p>La misma lógica descrita anteriormente se presenta por extensión en la RE 54 Norma Técnica de Transferencias de Potencia.</p>	<p>El mecanismo actual considera una lógica de promedios de demandas máximas del propio cliente (lo que incentiva la gestión durante todas las horas punta, y no específicamente en horas de mayor estrés efectivo del sistema).</p> <p>En este sentido, se propone considerar para efectos de la determinación de compras de potencia de clientes finales (Demanda de Punta Equivalente) las mediciones (dentro de las horas de punta) en horas coincidentes con las demandas máximas del sistema (también dentro de las horas de punta).</p> <p>A su vez, cabe destacar que el mecanismo de suficiencia requiere, bajo el mismo principio de causalidad de costos, la redefinición de la Demanda de Punta, así como la redefinición del propio período de control de horas punta del sistema (e.g., mediante un proceso anual o bi-anual de evaluación del mismo, en función de modificaciones en las dinámicas de operación y ocurrencia de períodos de mayor estrés del sistema). Esto, en línea con una definición consistente con los requerimientos de suficiencia en momentos de mayor estrés del sistema¹³⁸, todo lo cual podría corresponder a elementos a evaluar como parte de una transición hacia un mercado de capacidad centralizado.</p>

¹³⁸ En este contexto, es relevante señalar que el CEN ha podido identificar como período de mayor estrés (en función del cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la determinación de la curva de excedencia de potencia (1-LOLP)) los meses de mayo a agosto, y entre las 18:00 a 22:00 horas, debido a la disminución de la generación solar fotovoltaica. Disponible en: [CEN: Informe de SSCC Año 2024](#)

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
16	Cargos por Potencia - Demandas Coincidentes	<p>DS 11T/2016 CARGOS TARIFARIOS</p> <p>Para diferentes opciones tarifarias, se describe el uso del promedio de las 2 o las 52 demandas máximas (propias) leídas en horas de punta.</p> <p>DS 11T/2016 CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS</p> <p>“5.7 Reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico. Sin perjuicio de las opciones tarifarias señaladas precedentemente, los suministros acogidos a las opciones tarifarias TRBT2, TRBT3, TRAT2, TRAT3, BT5 o AT5, podrán optar al pago por el aporte de su potencia a los pagos por conceptos de compra de potencia de la empresa distribuidora destinada al suministro de clientes regulados ...”</p>	<p>A ningún cliente conviene que mediciones consideradas sean en función de sus propias demandas máximas en horas de punta. Opción de reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico debiera ser por defecto (o al menos del tipo <i>opt-out</i>), toda vez que permitiría a las empresas distribuidoras hacer una correcta asignación de las responsabilidades de sus clientes por sus compras de potencia, y con ello una adecuada liquidación de la recaudación y pagos asociados al mecanismo de suficiencia entre consumidores finales y empresas distribuidoras.</p>
17	Cargos por Potencia - Demandas Coincidentes	<p>DS 11T/2022 DEFINICIONES</p> <p>“3.3 Horas de punta y fuera de punta del SEN</p> <p>En el SEN, para efectos de las disposiciones establecidas en el presente decreto de precios de nudo de corto plazo que inicia su vigencia el 1 de octubre de 2022, se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los días sábado, domingo y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta.</p> <p>En el SEN, para los efectos de las disposiciones establecidas en el decreto que fija las fórmulas tarifarias aplicables a suministros de precio regulado efectuados por las empresas concesionarias de distribución, así como en el decreto que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten los concesionarios de distribución, se entenderá por horas de punta el período comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas de cada día de los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre exceptuándose a solicitud del cliente, los días sábado, domingo y festivos de dichos meses, siempre y cuando y de ser necesario, el usuario asuma los costos de inversión correspondientes.</p> <p>Sin perjuicio de lo anterior, en el SEN-SING, para efectos de la disposición establecida en el numeral 7.9 del Artículo 1 del DS 11T/2016, se considerará que los meses en que se han definido horas de punta son todos los meses del año, y en el SEN-SIC, los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.”</p>	<p>A ningún cliente conviene que mediciones consideradas puedan incluir mediciones en fines de semana y festivos. Desde la industria se ha levantado la observación de que en la práctica, costos de inversión mencionados en el decreto serían considerados nulos, y que por tanto, el único requisito para exceptuar fines de semana y festivos para el control de punta del cliente sería el envío de la carta mencionada. En línea con el punto anterior, y respecto a lo que cargos por potencia de suficiencia se refiere, no debiera hacer falta que la demanda solicite que no sean medidas sus demandas durante fines de semana, y la excepción debiera ser el caso por defecto.</p>

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 125 de 157

<https://www.vinken.cl/>

N°	Materia	Norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado
18	Cargos por Potencia - Proceso de Reliquidación	No existe regulación expresa.	<p>Se requiere de nueva regulación.</p> <p>En particular, se requiere de un proceso de reliquidación de los pagos por concepto de compras de potencia que corrija inconsistencias persistentes en la cadena de pagos. Esto considera la instauración de un proceso periódico que garantice la consistencia entre la remuneración total que recibe la empresa distribuidora y lo que ésta paga a sus suministradores, con el fin de transferir a los consumidores finales los costos efectivos del mecanismo de suficiencia del sistema.</p>

9. Metodología de Evaluación de Esquemas de Gestión de Demanda

En línea con las propuestas anteriormente señaladas, se propone una metodología para la **evaluación de impactos económicos de esquemas de gestión de demanda en clientes finales** de energía eléctrica. La metodología pretende la evaluación de beneficios en **términos económicos** (i.e., en los costos e ingresos asociados al consumo de energía eléctrica o provisión de servicios al sistema), y adicionalmente en **términos de la huella de carbono** (i.e., asociada a los patrones de consumo), que permitiría el acceso y aprovechamiento de diferentes esquemas de gestión de demanda.

En particular, para la determinación de escenarios de simulación y evaluación de modelos de negocios y casos de estudio se consideran como *factores* el **tipo de cliente** y **mecanismos de participación**.

9.1. Caracterización de Tipos de Clientes

9.1.1. Reconstrucción de Perfiles de Consumo

Perfiles de demanda de clientes finales de energía pueden ser recuperados a partir de bases de datos (BBDD) de transferencias de energía. El análisis se basa en fuentes de información para el año 2022. En particular, a partir de estas BBDD, es posible recuperar **perfiles reales de consumo de clientes libres, libres en distribución, y regulados** (aunque de forma agregada a nivel de barras de retiro de empresas de distribución correspondientes).

Para la **reconstrucción de perfiles** reales de consumo se basa en perfiles de consumo reales para el año completo, capturando el consumo horario para cada uno de los doce meses. Con esto, se obtiene el perfil de consumo anual capturando además las dinámicas operacionales estacionales, es decir, en primavera-verano (octubre a marzo) y otoño-invierno (abril a septiembre). Cabe mencionar que uno de los requisitos para seleccionar los clientes de referencia era la completitud de mediciones horarias, por lo que los datos recuperados para los perfiles de consumo están completos a más del 99,6%. Para las pocas horas faltantes, la medición se reconstruye interpolando los datos considerando la hora anterior y la posterior comparando además con el comportamiento del consumo en días similares en la hora en particular.

Se considera el **análisis para clientes finales en tres barras representativas del SEN**, Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV, **con el objetivo de reflejar el impacto que tendrían limitaciones de transmisión** y desacoples del sistema, particularmente **sobre precios de energía eléctrica** a los que podrían verse expuestos.

Adicionalmente, se considera el análisis de los siguientes **tipos de clientes**:

- **Clientes libres de gran tamaño (CLG)**, los que pueden corresponder a faenas mineras, forestales, plantas de desalinización y tratamiento de agua, entre otros, los que se caracterizan por contar con importantes consumos de energía eléctrica.
- **Clientes libres de menor tamaño (CLM)**, los que representan a clientes libres de bajo consumo.

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

- **Clientes regulados de gran tamaño (CRG)**, los que pueden hacer referencia a pequeños clientes industriales y comerciales.
- **Clientes regulados de menor tamaño (CRM)**, particularmente en relación al caso de clientes residenciales.

La elección particular de perfiles de consumo se presenta en la Tabla 9.1 a continuación.

Tabla 9.1. Elección de perfiles de consumo reales¹³⁹.

Barra del Sistema Tipo de Cliente	Clientes libres de gran tamaño (CLG)	Clientes libres de menor tamaño (CLM)	Clientes regulados de gran tamaño (CRG) ¹⁴⁰	Clientes regulados de menor tamaño (CRM) ¹⁴¹
Crucero 220 kV	Barra de 220 kV, Minera	Barra de 13 kV, Servicios Sanitarios	Barra Tesoro 23 kV, sector C&I	Barra Tocopilla 5 kV, sector residencial
Quillota 220 kV	Barra de 220 kV, Empresa de Aceros	Barra de 13 kV, Fundición	Barra Quilicura 23 kV, sector C&I	Barra Florida 12 kV, sector residencial
Puerto Montt 220 kV	Barra de 13kV, Lácteos	Barra de 13 kV, Acuícola	Barra Osorno 13 kV, sector C&I	Barra Calbuco 13 kV, sector residencial

9.1.2. Estimación del Potencial de Flexibilidad

Se consideran supuestos sobre patrones de consumo que *permitan capturar la flexibilidad inherente a diferentes tipos de consumos eléctricos* de consumidores finales, así como *explotar las diferentes instancias de reducción de costos* (particularmente) **bajo los diferentes mecanismos propuestos de gestión de demanda**. Esto supone la estimación del *potencial de flexibilidad de consumo* de los diferentes tipos de clientes.

Una primera estimación del potencial de flexibilidad de consumidores finales considera, a partir del **análisis de perfiles de consumo reales de clientes**, la posibilidad de realizar **desplazamiento de carga** (load-shifting) de la demanda de energía eléctrica del consumidor, **respetando aspectos como:**

- **La demanda total** (kWh) **dentro de un período de tiempo**. En particular, para cada día se considera que se mantiene la demanda total diaria.
- Ciertos **límites mínimos y máximos hipotéticos para patrones de consumo flexibles** de consumidores (kW). En particular, para cada día se consideran **niveles mínimos y máximos históricos de consumo**.

Una **representación gráfica de perfiles y estimación de límites mínimos y máximos hipotéticos para patrones de consumo flexibles** se presenta en la Figura 9.2 y en la Figura 9.3. En estas, se presenta el perfil de consumo semanal para la semana del 4 de julio de 2022

¹³⁹ A partir de BBDD de transferencias de energía. Disponible en: [CEN: Transferencias Económicas](#)

¹⁴⁰ El perfil, considerado de un gran consumidor regulado de la barra de referencia, se escala para obtener un consumo promedio mensual de 35.000 kWh. En base a información pública disponible en Energía Abierta. Disponible en: [Energía Abierta](#)

¹⁴¹ El perfil, considerado de un consumidor residencial de la barra de referencia, se escala para obtener un consumo promedio mensual de 180 kWh. En base a información pública disponible en Energía Abierta. Disponible en: [Energía Abierta](#)

(semana 27). Además, en amarillo, se presenta la franja de hora punta. El área sombreada para cada cliente representa la definición de los niveles mínimos y máximos entre los cuales se asume que el cliente puede modificar su patrón de consumo.

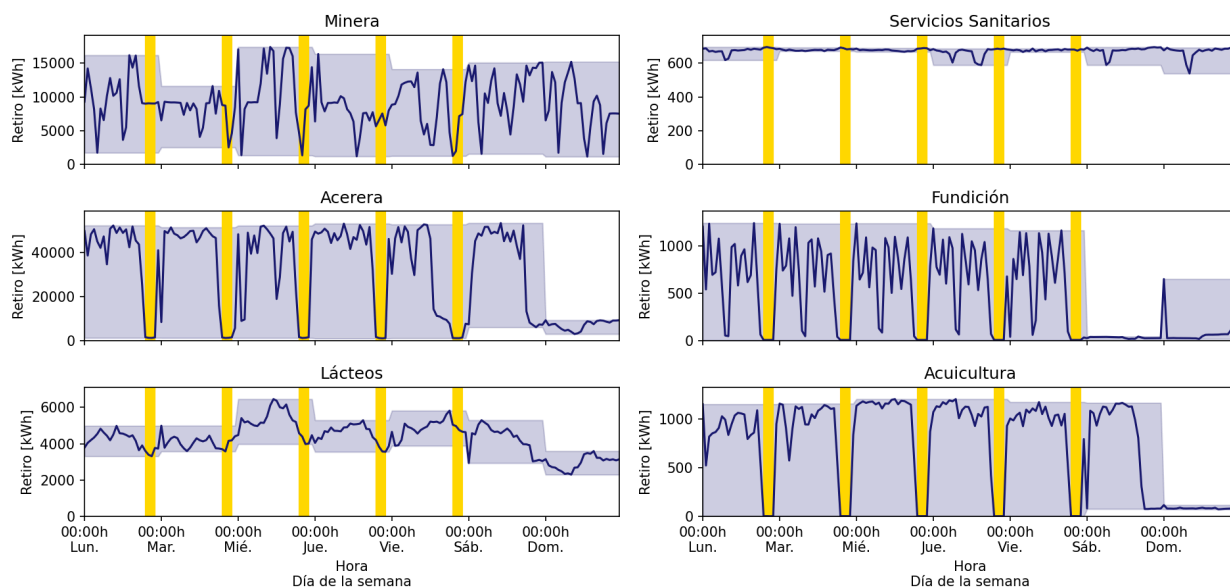


Figura 9.2. Representación gráfica de la estimación del potencial de flexibilidad para el perfil de consumo asociado a clientes libres de mayor (izquierda) y menor (derecha) tamaño seleccionados.

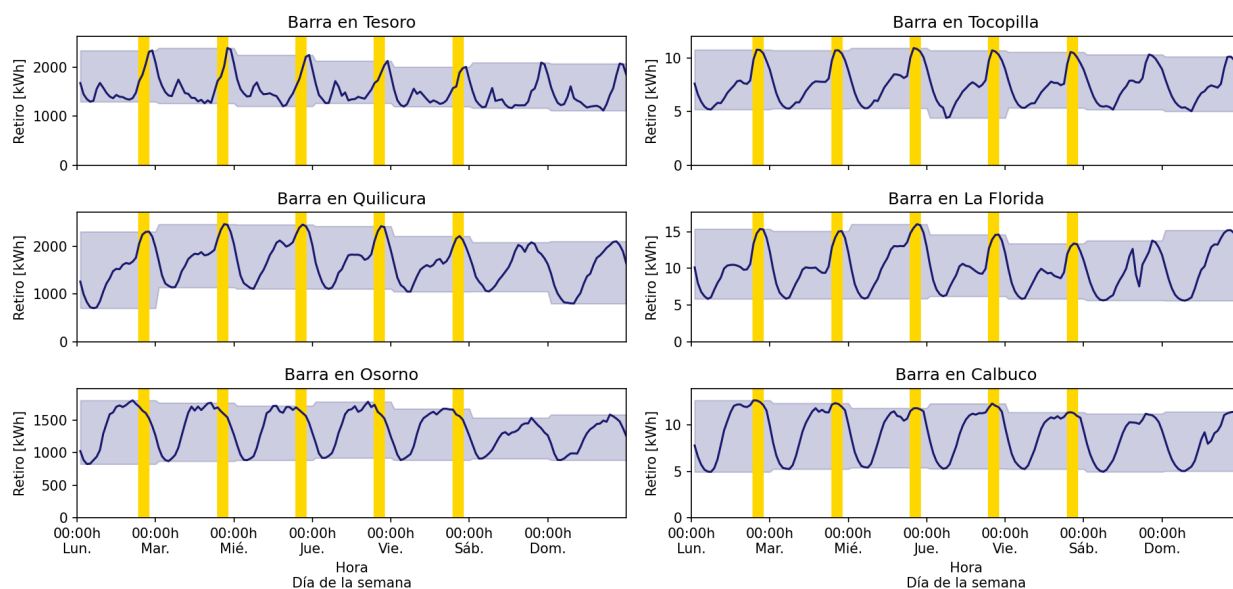


Figura 9.3. Representación gráfica de la estimación del potencial de flexibilidad para el perfil de consumo asociado a clientes regulados de mayor (izquierda) y menor (derecha) tamaño seleccionados.

9.2. Mecanismos de Participación

En función del análisis crítico del diseño de mercado y tarifas en Chile, experiencia internacional comparada y literatura especializada, el **análisis de mecanismos de participación se centrará en la participación de la gestión de demanda en relación a niveles de mercado de energía, potencia y SSCC**. Se analiza el caso de los siguientes esquemas (escenarios) de participación:

- **Mecanismo Actual y Participación Incipiente (MA-) “BAU”**. El cual determina una línea base del tipo Business as Usual “BAU”. Que se basa en mecanismos que se encuentran definidos en la normativa vigente y un nivel de participación o aprovechamiento de estos de manera incipiente, es decir, sin un aprovechamiento de las instancias disponibles definidas en la normativa actual. Esto, adicionalmente, considera *patrones de consumo BAU* de los diferentes tipos de clientes.
- **Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+)**. El cual considera (adicionalmente o en reemplazo de los mecanismos actuales) nuevos mecanismos de gestión de demanda, así como una participación y aprovechamiento de estos de manera importante (i.e., los participantes explotan todas las instancias disponibles en las que la gestión de su demanda podría resultar en mayores beneficios). Esto considera la estimación del *potencial de flexibilidad de consumo* de los diferentes tipos de clientes.
- **Mecanismo Propuesto y Participación Inflexible (MP-)**. El cual considera la existencia de nuevos mecanismos que incentiven la gestión de demanda, al igual que el MP+, pero la diferencia radica en que los tipos de clientes no gestionan su consumo. Esto considera *patrones de consumo BAU* de los diferentes tipos de clientes

Dentro del Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+), se consideran además dos casos asociados a la capacidad de los clientes de predecir y conocer las condiciones de exigencia del sistema al que pertenece, lo que influirá las decisiones de consumo:

- **MP+ Averso**: En este caso, se considera que el **cliente final**, en periodos de hora punta, **no conoce cuándo ocurrirán los eventos de mayor demanda del sistema**. De esta manera, este optimiza su patrón de consumo considerando que el incentivo (asociado a disminuir sus costos por potencia) está presente a lo largo de toda la franja (al igual que bajo el esquema actual).
- **MP+ Omnisciente**: Considera que el **cliente final**, dentro de su estrategia de gestión de demanda (i.e., el proceso de optimización de su patrón de consumo), **conoce de antemano cuándo ocurrirán las horas de mayor demanda del sistema** en horas de punta, con lo que dentro de su estrategia de gestión, cuenta con incentivos tan solo para gestionar en dichas horas.

El **detalle respecto a los mecanismos de gestión de demanda** asociados a niveles de energía, potencia y SSCC, tanto para el mecanismo actual y propuesto, **se presenta en las secciones a continuación**. Al respecto, cabe destacar que el **análisis** de mecanismos propuestos **supone consumidores tomadores de precio**, i.e., su participación no influye en

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

los precios de mercado. No obstante, se incorporan dentro de las conclusiones del estudio comentarios sobre el impacto que tendría la **participación masiva de la demanda en esquemas de gestión**.

9.2.1. Cargos por Energía

Mecanismo Actual y Participación Incipiente (MA-) “BAU”

Tanto para **clientes libres** como **regulados** se consideran **tarifas planas** por concepto de suministro de energía eléctrica.

- **Tarifa Plana:** Para la definición de tarifas planas de referencia, se considera el **promedio anual de los costos marginales de la barra de referencia** de retiro de consumidores, Crucero 220 kV, Quillota 220 kV, y Puerto Montt 220 kV, para el año 2022¹⁴². Esto, a modo de **abstracción de contratos de suministro libre o regulado**, y con el objetivo de centrar el análisis en las diferencias producto de la naturaleza estática (plana) o dinámica (TOU y RTP) de la tarifa, y de patrones de consumo y estimaciones de flexibilidad de consumidores finales.

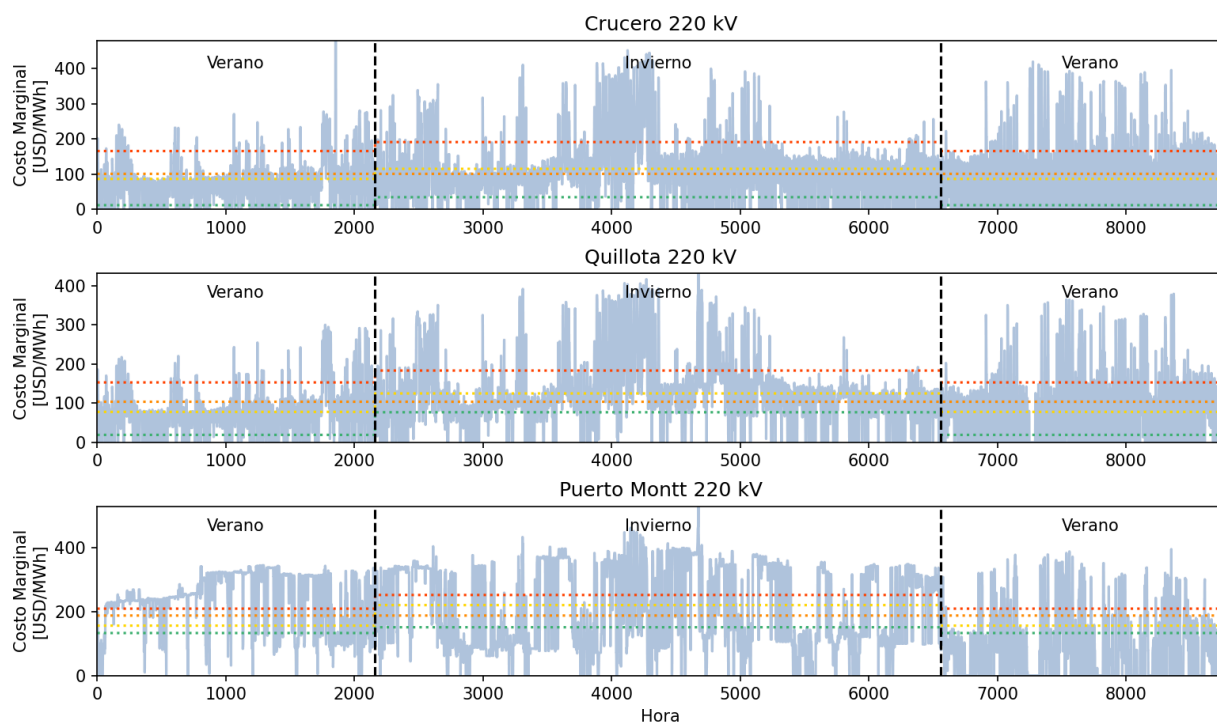
Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+)

Tanto para **clientes libres** como **regulados** se consideran **tarifas variantes en el tiempo** por concepto de suministro de energía eléctrica, definidas en función de los **costos marginales de la barra de referencia** de retiro de consumidores, Crucero 220 kV, Quillota 220 kV, y Puerto Montt 220 kV, para el año 2022.

- **Tarifa Real Time Pricing (RTP):** Se utiliza el **costo marginal horario real** de la barra de referencia.
- **Tarifa Time-Of-Use (TOU):** Se define una tarifa de **tres bloques horarios asociados a tarifa punta, valle y baja**, que reflejan las condiciones operacionales de corto plazo que impactan los costos marginales del sistema. Adicionalmente, se definen **dos estaciones, primavera-verano (octubre a marzo), y otoño-invierno (abril a septiembre)**, con el objetivo de reflejar fenómenos estacionales.

La Figura 9.4 a continuación presenta las tarifas RTP (costo marginal horario real), TOU y tarifa plana para las barras de referencia Crucero 220 kV, Quillota 220 kV, y Puerto Montt 220 kV, mientras que la Tabla 9.2 da cuenta de la definición de los bloques para cada estación y barra de referencia.

¹⁴² Disponible en: [CEN: Costo Marginal Real](#)

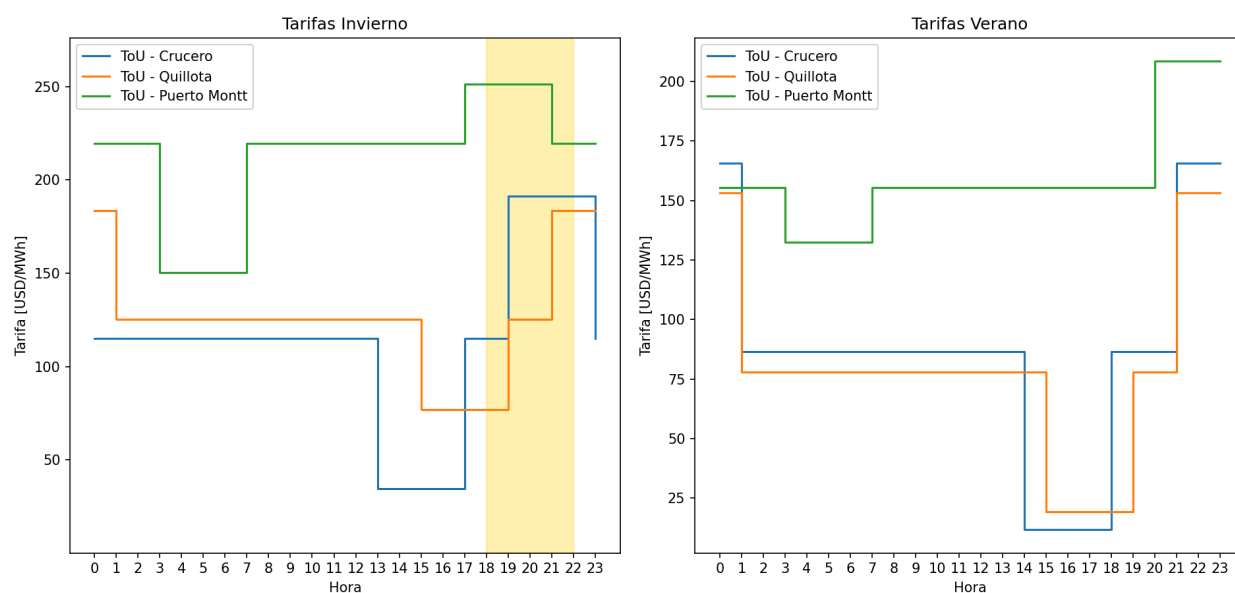


9.4. Tarifas de suministro de energía eléctrica en barras de referencia, Promedio (naranja), RTP (celeste), TOU (verde, amarillo y rojo).

Tabla 9.2. Tarifas de suministro de energía eléctrica en barras de referencia.

Barra del Sistema Estación	Primavera-Verano (Octubre a Marzo)	Otoño-Invierno (Abril a Septiembre)
Crucero 220 kV	Tarifa Plana: 100,82 USD/MWh Tarifa TOU: <ul style="list-style-type: none"> ● Baja (14:00-17:59): 11,73 USD/MWh ● Valle (Resto): 86,44 USD/MWh ● Punta (21:00-23:59): 165,73 USD/MWh 	Tarifa Plana: 100,82 USD/MWh Tarifa TOU: <ul style="list-style-type: none"> ● Baja (13:00-16:59): 34,44 USD/MWh ● Valle (Resto): 115,09 USD/MWh ● Punta (19:00-22:59): 191,25 USD/MWh
Quillota 220 kV	Tarifa Plana: 103,82 USD/MWh Tarifa TOU: <ul style="list-style-type: none"> ● Baja (15:00-18:59): 19,12 USD/MWh ● Valle (Resto): 77,92 USD/MWh ● Punta (21:00-00:59): 153,26 USD/MWh 	Tarifa Plana: 103,82 USD/MWh Tarifa TOU: <ul style="list-style-type: none"> ● Baja (13:00-16:59): 77 USD/MWh ● Valle (Resto): 125,08 USD/MWh ● Punta (18:00-21:59): 183,57 USD/MWh
Puerto Montt 220 kV	Tarifa Plana: 187 USD/MWh Tarifa TOU: <ul style="list-style-type: none"> ● Baja (03:00-06:59): 132,42 USD/MWh ● Valle (Resto): 155,54 USD/MWh ● Punta (20:00-23:59): 208,49 USD/MWh 	Tarifa Plana: 187 USD/MWh Tarifa TOU: <ul style="list-style-type: none"> ● Baja (03:00-06:59): 150,43 USD/MWh ● Valle (Resto): 219,62 USD/MWh ● Punta (17:00-20:59): 251,16 USD/MWh

La metodología utilizada para elaborar la tarifa TOU para cada barra fue a partir de la selección de una ventana de cuatro horas para el tramo Baja y otra para Punta. Para el primer caso, se buscó el conjunto que minimiza el promedio del costo marginal de invierno y otro para el de verano. De igual forma, para el caso de Punta, se seleccionó la ventana con el que se maximiza el promedio de las cuatro horas. En la Figura 9.5 se presenta con resolución horaria un día típico de Invierno y verano con las distintas tarifas TOU de la barra asociada.



9.5. Tarifas de suministro de energía eléctrica en barras de referencia.

Como se observa en la Figura 9.5, es importante destacar que la **tarifa variante en el tiempo debe ser capaz de capturar las dinámicas y condiciones operacionales de corto plazo** existentes a lo largo del sistema. En este caso, se demuestra que para la zonas centro y norte, la señal tiende a incentivar el consumo cuando hay mayor disponibilidad solar, mientras que para el sur existe cierto desacople y el incentivo está en más bien desplazar el consumo a la madrugada. Adicionalmente, se puede destacar para los meses de otoño e invierno, de abril a septiembre, una **doble señal de gestión de demanda** en horas de punta del sistema, de 18:00 a 22:00 horas, representada por la banda en amarillo en la Figura 9.5. Esto, **producto de la coincidencia del período de horas punta**, que determina cargos por potencia, **junto con bloques de Punta de tarifas TOU**. De esta manera, al considerar las particularidades de cada zona en la determinación de precios de cada bloque tarifario, la tarifa TOU se convierte en un reflejo más preciso de lo que está ocurriendo en términos de disponibilidad de recursos renovables de menor costo, congestiones en transmisión, entre otros, incentivando a los usuarios finales a adaptar sus patrones de consumo de manera más acorde con la realidad operativa del sistema.

En este contexto, también se consideran los dos casos en relación al esquema de Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+), para el caso MP+: Averso y el MP+: Omnisciente, descrito anteriormente. En el caso de energía, el conocimiento o no de la ocurrencia de horas de exigencia dentro de la franja afectarán la forma en que el cliente consume energía y, por lo tanto, el cargo asociado a energía en esa hora con extra incentivo a gestión dado por la consideración del cargo de potencia.

Mecanismo Propuesto y Participación Inflexible (MP-)

Este **no considera modificaciones en patrones de consumo** de clientes finales.

9.2.2. Cargos por Potencia

Mecanismo Actual y Participación Incipiente (MA-) “BAU”

A modo de abstracción de tarifas de suministro regulado, cuyas estructuras de cargos por potencia de suficiencia son resultado de limitaciones de medición, se considera tanto para **clientes libres** como **regulados cargos por potencia de suficiencia** en base al **promedio de las 52 horas de demanda máxima propia del cliente dentro del período de horas de punta del sistema**.

Las **horas de punta** se consideran según lo definido en decreto 3T de la CNE, que fija los precios de nudo para los suministros de electricidad¹⁴³. En este, se indica que la franja de horas de punta están definidas **entre las 18:00 y las 21:59, para los meses entre abril y septiembre, exceptuando los días sábado, domingo y festivos**. Para efectos del análisis, sólo se consideraron como casos especiales los días sábado y domingo, y se ignoró la diferenciación para días festivos.

Por otro lado, respecto al **precio de la potencia de punta** para cada barra de referencia, Crucero 220 kV, Quillota 220 kV, y Puerto Montt 220 kV, se obtuvo desde la resolución exenta 690 de la CNE¹⁴⁴ que fija los nuevos valores para los **precios nudo de potencia** con fecha septiembre 2022 los cuales se presentan a continuación en la Tabla 9.3.

Tabla 9.3. Precio nudo potencia distintas barras del SEN.

Barra	Precio nudo potencia (\$/kW/mes) ¹⁴⁵
Crucero 220 kV	8.147,59 (9,33 USD/kW/mes)
Quillota 220 kV	7.689,84 (8,80 USD/kW/mes)
Puerto Montt 220 kV	7.180,29 (8,22 USD/kW/mes)

Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+)

En función del **principio de causalidad de costos**, se ha propuesto que **cargos por potencia de suficiencia sean en función del aporte de consumidores de energía a horas de máxima demandas del sistema en horas de punta**. Esto es, los consumidores (dentro de un mismo subsistema) reciben la misma señal temporal de gestión de demanda, al considerar para la definición de sus cargos horas coincidentes. Luego, bajo el mecanismo propuesto, es de esperar que **tanto consumidores libres** como **regulados** se vean sujetos a cargos asociados al **consumo promedio en horas de demanda máxima del sistema en horas de punta**.

La Figura 9.6 a continuación permite ilustrar la determinación de las 52 horas de demanda máxima del sistema en horas de punta (en verde) y su contraste con las 52 horas de demanda máxima del sistema anuales (en rojo). Esto, para el año 2022 y subsistemas que componen el SEN (correspondientes a las barras de referencia en cuestión), en base a información pública dispuesta por el CEN en relación al Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia¹⁴⁶.

¹⁴³ Disponible en: [DS 3T/2022](#)

¹⁴⁴ Disponible en: [RE 690/2022](#)

¹⁴⁵ Precio en dólares en función del tipo de cambio promedio de 2022, aproximadamente 873,18 CLP/USD. Disponible en: [SII: Dólar Observado](#)

¹⁴⁶ Disponible en: [CEN: Cálculo Definitivo de Potencia de Suficiencia](#)

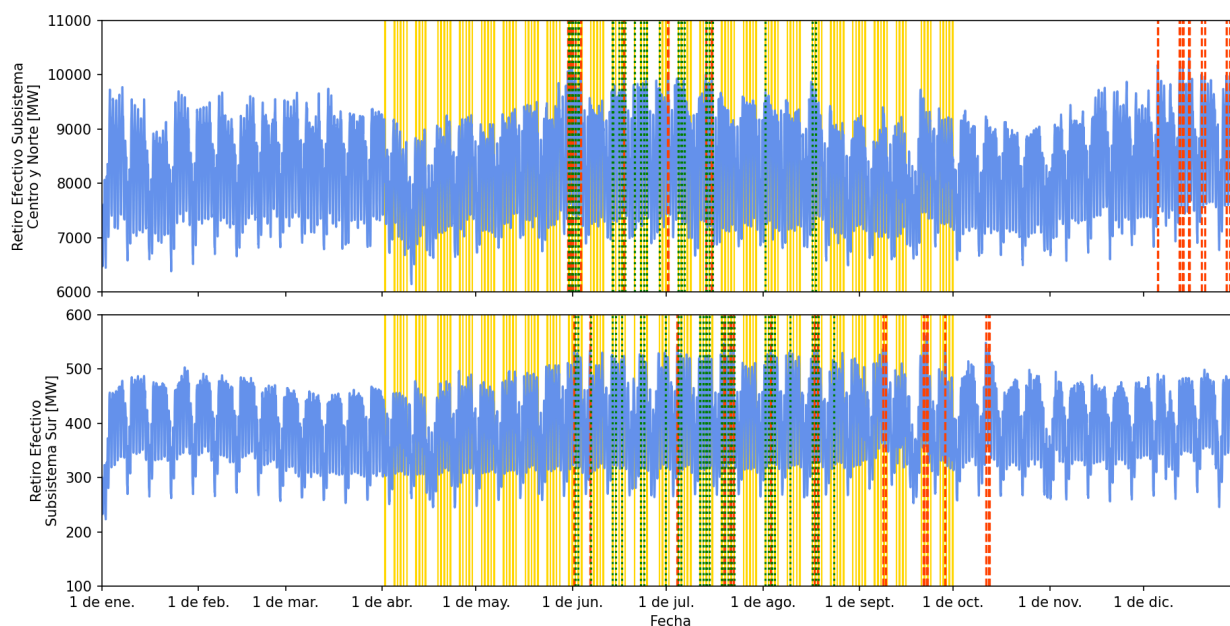


Figura 9.6. Ocurrencia de las 52 horas de demanda máxima **anuales (en rojo)** y **en horas de punta (verde)** por subsistema del SEN y períodos de horas de punta (en amarillo).

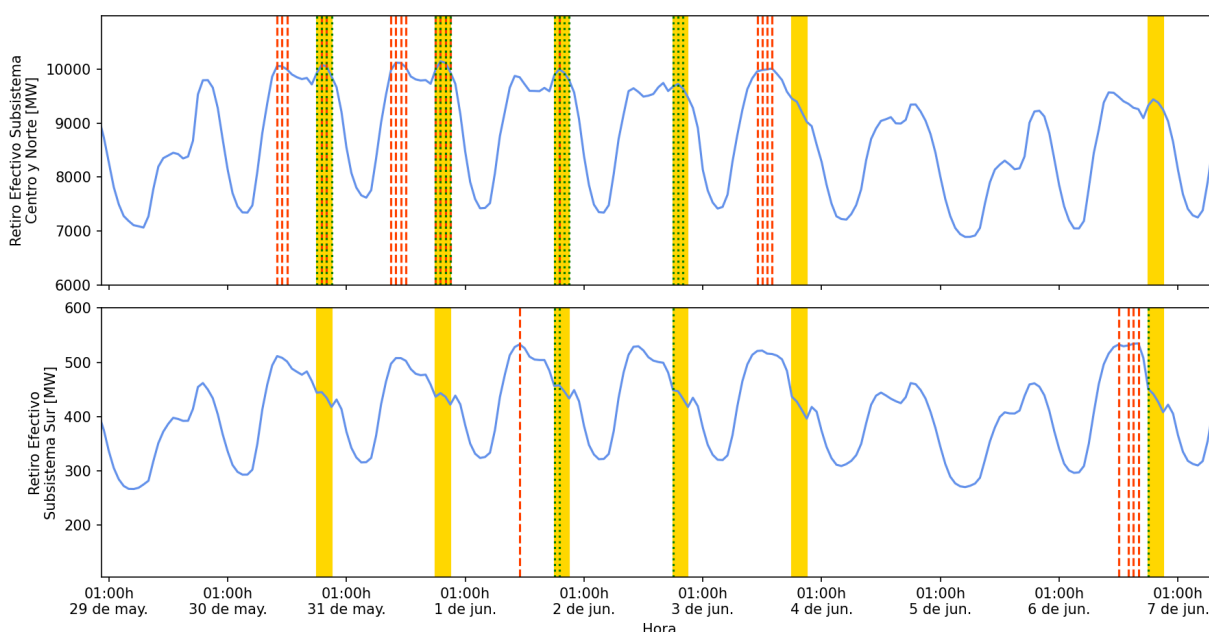


Figura 9.7. Ocurrencia de horas de demanda máxima **anuales (en rojo)** y en **horas de punta (verde)** por subsistema del SEN y períodos de horas de punta (en amarillo) en período 29 de mayo a 6 de junio de 2022.

Como se ha mencionado, **la consideración de horas coincidentes** para la determinación de cargos por potencia **supone la posibilidad de que consumidores finales enfoquen sus esfuerzos de gestión tan solo en horas de mayor estrés del sistema** (i.e., las 52 horas de máxima demanda dentro de horas de punta). Esto, sujeto a la disponibilidad de servicios y/o herramientas para el pronóstico de eventos de mayor estrés del sistema¹⁴⁷. En este contexto,

¹⁴⁷ Tal y como se puede observar en sistemas de referencia internacional como PJM o Reino Unido. Disponible en: [5: Coincidental Peak 2023 Alerts](#) y [SSE Energy Solutions: Triad Warnings](#)

también se consideran los dos casos en relación al esquema de Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+), es decir, el caso MP+: Averso y el MP+: Omnisciente, descrito anteriormente.

Mecanismo Propuesto y Participación Inflexible (MP-)

Este **no considera modificaciones en patrones de consumo** de clientes finales.

9.2.3. Participación de Servicios Complementarios

Mecanismo Actual y Participación Incipiente (MA-) “BAU”

Se considera que **consumidores finales no participan en la provisión de SSCC de CF.**

Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+)

Considera que los consumidores finales participan de forma individual o agregada, en la provisión de servicios de CF. Aún cuando la experiencia internacional de sistemas de referencia da cuenta de la posibilidad de la demanda de proveer servicios de CF de menores tiempos de activación, la demanda destaca por su participación como recurso para la provisión de reservas en línea con la definición del control terciario. Particularmente, mediante la reducción de consumos y tiempos de respuesta requeridos, la demanda podría proveer de forma natural a los requerimientos de Control Terciario de Frecuencia de Subida (CTF+) del sistema.

En el marco del presente estudio, el análisis se centra en beneficios económicos que la demanda podría percibir mediante su **participación en servicios de CI y CTF+, particularmente por concepto de disponibilidad.** En este contexto, **es posible abstraer el análisis de las remuneraciones por activación asociada a la provisión de estos servicios.** Esto, considerando las **expectativas reducidas de eventos de activación,** tanto en el caso del servicio de CI, por definición propia del producto; como en el caso del CTF+, producto de los desafíos en la operación en tiempo real del SEN descritos anteriormente. Adicionalmente, en consideración de que el análisis de remuneraciones por activación requeriría de supuestos y análisis adicionales que escapan a los alcances del presente estudio (e.g., costos de oportunidad de la demanda frente a eventos de activación, integración en mercado de energía, etc).

Luego, el **análisis de beneficios adicionales a los que podría acceder la demanda mediante su participación en SSCC** se remite a la **comparación de remuneraciones potenciales a las que podría acceder la demanda por su disponibilidad, respecto de costos potenciales por la automatización de DR asociado a dicha disponibilidad.** En este contexto, se considerarán **remuneraciones normalizadas en términos de USD/MWh,** las que luego pueden ser extrapoladas **independientemente del tamaño del cliente.** Esto, ya que diferentes clientes ofertarán diferentes disponibilidades de gestión, según sus procesos y patrones de consumo eléctrico específicos, pudiendo incluso ser agregados para cumplir con ofertas mínimas de disponibilidad, en caso de patrones de consumo que restrinjan dicha disponibilidad o de clientes de menor tamaño.

En particular, se consideran las siguientes remuneraciones por disponibilidad:

- **Cargas Interrumpibles (CI):** En función de los valores máximos dispuestos por la autoridad, hoy la demanda podría optar por **remuneraciones de hasta 5.5 USD/MWh en términos de disponibilidad**¹⁴⁸.
- **Control Terciario de Frecuencia de Subida (CTF+):** A partir de información pública disponible respecto a Balances de SSSC¹⁴⁹ y análisis propios del equipo consultor, es posible cuantificar en USD 82 millones los pagos por concepto de CTF+ en 2022, asociados a una capacidad de 1,28 TW asignados de capacidad de reservas. A partir de lo anterior, **es posible estimar en aproximadamente 64 USD/MW** el promedio de pagos por capacidad de reserva para el CTF+ (64 USD/MWh en términos de disponibilidad si se hace el paralelo con el caso del servicio de CI), lo cual es posible considerar como un **nivel razonable de las remuneraciones potenciales que podrían ser recibidas por la demanda** por concepto de provisión de este servicio, **bajo las condiciones actuales de requerimiento y participación**. Esto, suponiendo modificaciones al esquema de remuneración de SSSC actual, lo cual escapa a los alcances del presente estudio, pero que actualmente es materia de estudio por parte del regulador.

Mecanismo Propuesto y Participación Inflexible (MP-)

Se considera que **consumidores finales no participan en la provisión de SSSC de CF**.

9.3. Cuantificación de Beneficios

Se procede a la estimación de los impactos y beneficios desde el punto de vista de diferentes tipos de clientes finales, tanto **económicos** como en términos de la **huella de carbono** asociada, bajo cada mecanismo considerado.

En relación a **beneficios económicos**, se comparan los costos de suministro asociados a energía y potencia, e ingresos adicionales cuando responden a la provisión de servicios de gestión de demanda mediante SSSC.

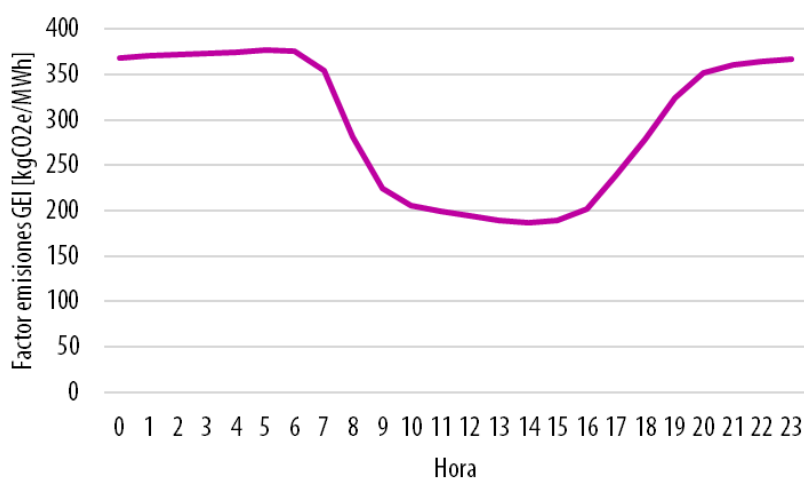
En relación a **beneficios medioambientales**, el DR puede traducirse en una reducción en la huella de carbono si se transfiere el uso de energía de consumos eléctricos flexibles, como la carga de vehículos eléctricos, desde períodos de mayor emisión de gases de efecto invernadero (GEI) (e.g., durante la noche, en horas sin generación renovable solar, cuando la operación del sistema depende en mayor medida de generación fósil) a períodos de menores emisiones (e.g., a medio día, cuando la generación renovable, particularmente solar, es mayor). Es necesario aclarar que este beneficio medioambiental se observaría siempre y cuando la señal de precio (en este caso el esquema propuesto) desplace los consumo al periodo de menores emisiones. Sin embargo, dadas las condiciones actuales en el SEN, esto no necesariamente ocurriría para todas las barras del país, lo que en particular se observa en este estudio en las barras de referencia, donde en Puerto Montt el mecanismo propuesto incentiva el consumo en la madrugada, donde el uso de energía eléctrica viene

¹⁴⁸ Disponible en: [RER 157/2023](#)

¹⁴⁹ Disponible en: [CEN: Balances SSSC](#)

principalmente de fuentes fósiles por lo que no contribuiría a beneficios medio ambientales, a diferencia de Crucero y Quillota.

Como resultado, es posible estimar las emisiones de GEI evitadas en relación a un escenario sin gestión inteligente de consumos. Para esto, se analiza la huella de suministro asociada al cambio en el patrón de consumo de consumidores finales, a partir de información pública respecto al **factor de emisiones de GEI horarios** (kgCO₂e/MWh) del SEN en 2022, presentado en la Figura 9.8. Con estos datos, es posible calcular el factor de emisiones promedio para clientes finales del sistema, con el objetivo de cuantificar la disminución o aumento del factor mencionado para los escenarios propuestos.



9.8. Factor emisiones GEI del SEN para el año 2022¹⁵⁰.

De esta manera, se logra identificar el potencial impacto medioambiental que tiene la respuesta de la demanda. En particular para este último componente, basados en el perfil horario del factor de emisiones del SEN, se pondera hora a hora el consumo horario de cada cliente por el factor de emisiones para esa hora en particular, presentado en la Figura 9.8, para cada escenario. De esta manera, para el Mecanismo Actual (MA-) se pondera el perfil observado para el año 2022 y para el Mecanismo Propuesto (MP+ Averso y MP+ Omnisciente), se pondera el vector de consumo gestionado por el mismo perfil de emisiones. Una vez cuantificadas las emisiones totales, se calcula el **factor de emisiones promedio** para los clientes.

9.4. Estimación de Costos Asociados a Modelos de Negocios

Cabe destacar que la evaluación de los diferentes mecanismos propuestos considera también la **estimación de costos asociados a tecnologías habilitantes para la gestión de consumos eléctricos** (e.g., herramientas de pronóstico, monitoreo y control automatizado), que permitan a clientes finales aprovechar de manera efectiva las diferentes alternativas de reducción de costos y de huella de carbono que habiliten los mecanismos disponibles, según corresponda. Esta estimación de costos puede ser contrastada con los beneficios económicos y medioambientales que pueden percibir los consumidores finales, lo que puede dar luces respecto a la viabilidad de modelos de negocios asociados a mecanismos de gestión de demanda (e.g., asociados a agregadores o comercializadores de energía).

¹⁵⁰ Fuente: [EnorChile: Emisiones](#)

9.5. Resumen de la Metodología

Con todo lo anterior, el panorama general de simulaciones de modelos de negocios y casos de estudio a evaluar para estimar impactos y beneficios de clientes finales se presenta a continuación en la Tabla 9.4, mientras que la Figura 9.9 presenta un diagrama general de la metodología de trabajo.

Tabla 9.4. Panorama general de las simulaciones de modelos de negocios y casos de estudio a evaluar para estimar impactos y beneficios de clientes finales.

Mecanismo de Participación	Para Cada Tipo de Cliente
Mecanismo Actual y Participación Incipiente (MA-) "BAU"	Cargos por Energía: Tarifa plana calculada como el promedio del costo marginal de barra de retiro.
	Cargos por Potencia: Asociados al promedio de 52 horas de demanda máxima propias del cliente en HP.
	Participación de SSCC: Clientes no participan.
Mecanismo Propuesto y Participación Inflexible (MP-) Mecanismo Propuesto y Participación Flexible (MP+) • Averso • Omnisciente	Cargos por Energía: Tarifa TOU de 3 bloques (Baja, Valle y Punta) y RTP en base a costo marginal de barra de retiro.
	Cargos por Potencia: Asociados al promedio de 52 horas coincidentes con demandas máximas del sistema en HP.
	Participación de SSCC: Clientes participan de CI y otros SSCC (CTF+).

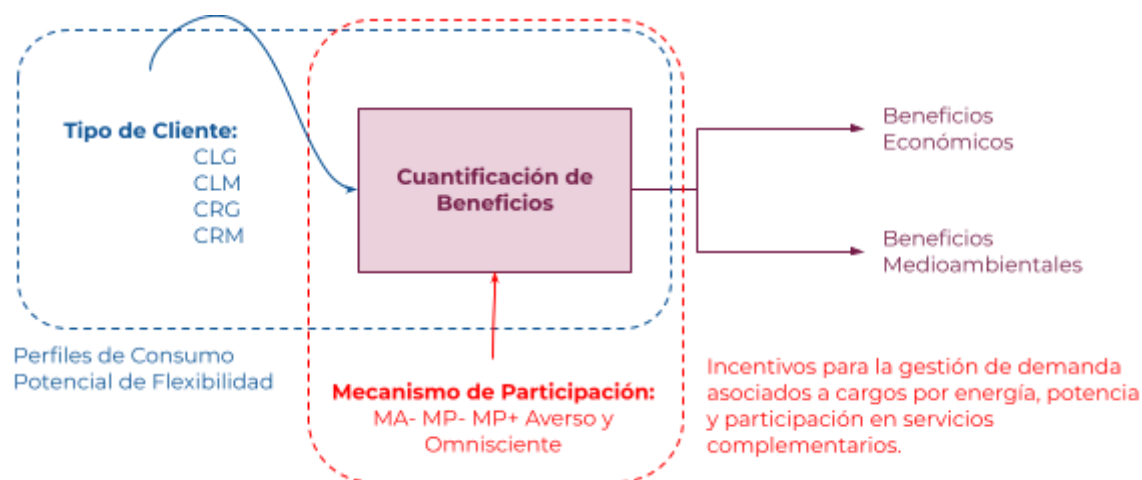


Figura 9.9. Diagrama general de la metodología de trabajo para el desarrollo y simulación de modelos de negocios y casos de estudio para estimar impactos de clientes finales¹⁵¹.

¹⁵¹ Considerar clientes libres de gran tamaño (CLG), clientes libres de menor tamaño (CLM), clientes regulados de gran tamaño (CRG), clientes regulados de menor tamaño (CRM).

10. Resultados Cuantitativos

10.1. Potenciales Beneficios Económicos

10.1.1. Cargos por Energía

En las Figuras 10.1 y 10.2 se muestra la dinámica del comportamiento de consumo de los distintos tipos de clientes libres y regulados bajo análisis para la semana del 4 de julio de 2022. En estos se observa como, restringidos por la banda definida de flexibilidad, y dependiendo de la tarifa a la que se encuentra sujeto el cliente, **se adapta el consumo para minimizar los cargos de suministro** asociados a energía y potencia.

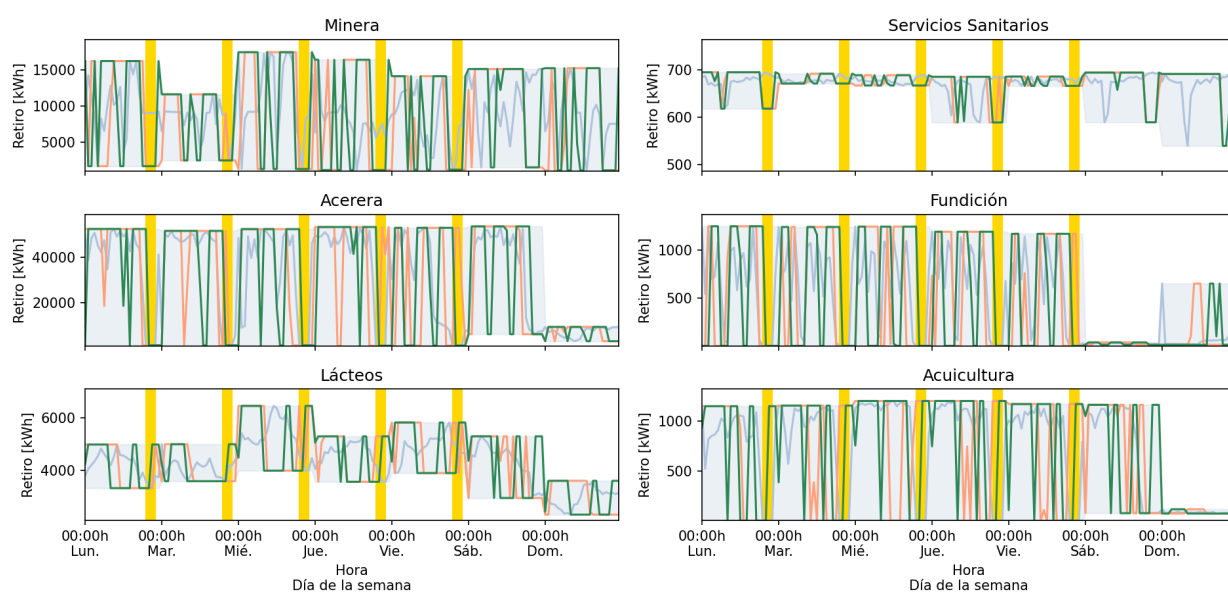


Figura 10.1. Comparación de los patrones de consumo asociados a clientes libres asociados a **RTP (naranja)** y **TOU (verde)**, contrastado con su **retiro real (celeste)**.

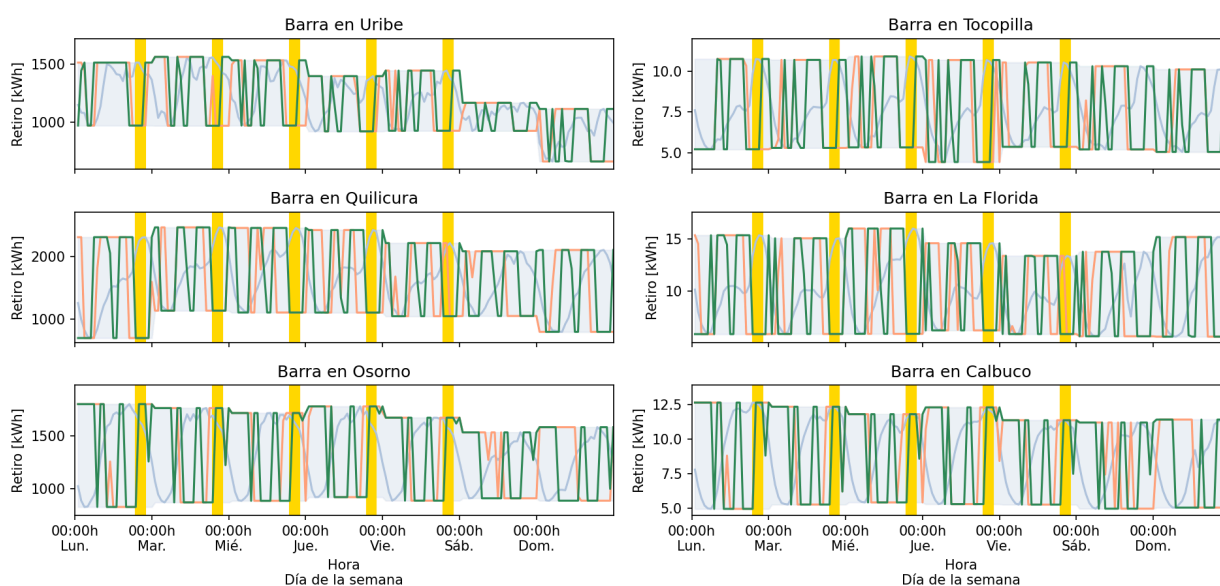


Figura 10.2. Comparación de los patrones de consumo asociados a clientes regulados asociados a **RTP (naranja)** y **TOU (verde)**, contrastado con su **retiro real (celeste)**.

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 140 de 157

<https://www.vinken.cl/>

En la Tabla 10.1 y Tabla 10.2 se cuantifica el cambio porcentual en los cargos por energía asociados al consumo de clientes libres y regulados, respectivamente. Este cambio porcentual es calculado en base al **costo nivelado asociado al componente de energía** para los clientes seleccionados en el esquema actual con una tarifa plana calculada como el costo promedio marginal en la barra de referencia a la cual fueron asignados, presentado en la columna MA-, en \$USD/MWh. Para el caso del mecanismo propuesto, se presenta la **diferencia porcentual con el mecanismo actual** tanto para el caso en el que el cliente mantiene su perfil de consumo observado para el 2022 pero con tarifas variantes en el tiempo (MP-) como el caso en el que se optimiza el perfil de consumo para ambas tarifas (MP+), contando o no con herramientas para conocer o estimar la ocurrencia de horas de demanda máxima dentro del período de horas de punta (MP+ Omnisciente y MP+ Averso, respectivamente).

Tabla 10.1. Costo asociado a cargos por energía del esquema actual (\$USD/MWh) y cambios porcentuales bajo diferentes esquemas y tipos de clientes libres.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente ¹⁵²	
Cliente	Tarifa	LCOE	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Minera (CLG)		100,82	1,12%	-0,80%	-35,68%	-17,39%	-35,75%	-17,39%
S. Sanitarios (CLM)		100,82	0,70%	0,33%	-3,41%	-2,16%	-3,41%	-2,16%
Acerera (CLG)		103,82	-3,80%	-4,40%	-22,62%	-14,43%	-23,08%	-14,43%
Fundición (CLM)		103,82	-0,05%	0,43%	-40,34%	-21,36%	-40,58%	-21,36%
Lácteos (CLG)		187	-0,67%	-1,27%	-5,15%	-2,60%	-5,30%	-2,60%
Acuicultura (CLM)		187	6,17%	-3,17%	-3,44%	-5,60%	-3,83%	-5,60%

Tabla 10.2. Costo asociado a cargos por energía del esquema actual (\$USD/MWh) y cambios porcentuales bajo diferentes esquemas y tipos de clientes regulados.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente ¹⁵³	
Cliente	Tarifa	LCOE	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Barra en Tesoro (CRG)		100,82	5,43%	3,73%	-15,55%	-7,89%	-15,55%	-7,89%
Barra en Tocopilla (CRM)		100,82	3,25%	2,92%	-19,73%	-8,90%	-19,74%	-8,90%
Barra en Quilicura (CRG)		103,82	1,78%	0,57%	-12,90%	-6,21%	-12,95%	-6,21%
Barra en La Florida (CRM)		103,82	6,56%	4,50%	-14,17%	-5,59%	-14,21%	-5,59%
Barra en Osorno (CRG)		187	5,45%	1,54%	-3,15%	-2,23%	-3,69%	-2,23%
Barra en Calbuco (CRM)		187	5,84%	3,63%	-7,15%	-1,64%	-8,00%	-1,64%

Si bien los resultados sugieren que la **tarifa de Precio en Tiempo Real (RTP) podría generar mayores beneficios** si se optimiza el comportamiento y el patrón de consumo, esto parte de la **suposición de que se cuenta con capacidad de predicción de los costos marginales** para todo el año. En la realidad, la **materialización de estos beneficios no se encuentra garantizada**, ya que la fluctuación de los costos puede presentar desafíos imprevistos. En este contexto, las **tarifas TOU** se presentan como una alternativa que, aunque puede ofrecer ahorros ligeramente menores en ciertos casos, **logra reflejar señales más adecuadas respecto a tarifas planas** sobre el estado del suministro eléctrico aguas arriba. Adicionalmente, al ser conocidas de antemano por consumidores finales, estas proporcionan

¹⁵² En Negrita reducciones mayores en el escenario MP+ Omnisciente respecto a MP+ Averso.

¹⁵³ En Negrita reducciones mayores en el escenario MP+ Omnisciente respecto a MP+ Averso.

señales más efectivas a consumidores, permitiendo una **adaptación más fluida y predecible** a las variaciones en la demanda y la oferta de energía.

Profundizando ahora en la diferencia observada en los beneficios obtenidos para los clientes libres y los regulados, se observa que **existe una mayor diferencia para el caso de los libres**. Esto se debe principalmente a que en el caso de los clientes libres en general, y por cómo fue modelado el rango de flexibilidad transversalmente para ambos tipos, este tipo de clientes **tiene una banda mayor que el regulado**, permitiéndoles materializar y aprovechar los periodos en los que los precios están bajos, no así los regulados, que si bien obtienen descuentos, no son tan altos dada su banda de flexibilidad.

En el caso de las categorías de consumidores libres y regulados, la implementación de una tarifa variable incentiva una gestión activa de su consumo. La dinámica entre la gestión de demanda y la variabilidad de la tarifa se vuelve evidente, ya que si el comportamiento del consumidor no se ajusta a la par con los cambios tarifarios, puede resultar en un aumento de los costos asociados a la energía (de la misma forma, se aprecian casos en los que patrones de consumo base de clientes finales se encuentran en línea con disponibilidad de recursos renovables de bajo costo y horarios de costos marginales menores). De esta forma la **gestión eficiente y la estructura de la tarifa variable están relacionadas**, destacando la necesidad de estrategias que fomenten tanto la conciencia del consumidor como la flexibilidad en la respuesta a las fluctuaciones de precios. Este **enfoque integral** es esencial para garantizar la sostenibilidad económica y energética en el marco de un mercado dinámico.

10.1.2. Cargos por Potencia

En las Tablas 10.3 y 10.4 se observa el costo asociado al cobro por potencia para los escenarios propuestos y descritos previamente, en \$USD/MWh al año. En estos, se ve un **cambio sustancial en el cobro** que perciben los clientes finales en términos de potencia dependiendo del esquema tarifario al que se encuentran sujetos y también de la **capacidad de estimar la ocurrencia de eventos de punta** dentro de la franja de hora punta.

Tabla 10.3. Costo asociado a cargos por potencia del esquema actual (\$USD/MWh) y cambios porcentuales bajo diferentes esquemas y tipos de clientes libres.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente ¹⁵⁴	
Clientes	Tarifa	Promedio	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Minera (CLG)		0,013	-47%	-47%	-80%	-81%	-81%	-81%
S. Sanitarios (CLM)		0,014	-3%	-3%	-13%	-13%	-14%	-14%
Acerera (CLG)		0,001	-27%	-27%	-35%	-38%	-38%	-38%
Fundición (CLM)		0,00017	-3%	-3%	-5%	-5%	-5%	-5%
Lácteos (CLG)		0,011	-31%	-31%	-21%	-38%	-38%	-38%
Acuicultura (CLM)		0,004	-95%	-95%	131%	-87%	-96%	-96%

¹⁵⁴ En Negrita reducciones mayores en el escenario MP+ Omnisciente respecto a MP+ Averso.

Tabla 10.4. Costo asociado a cargos por potencia del esquema actual (\$USD/MWh) y cambios porcentuales bajo diferentes esquemas y tipos de clientes regulados.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente ¹⁵⁵	
Clientes	Tarifa	Promedio	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Barra en Tesoro (CRG)		0,020	-19%	-19%	-46%	-46%	-46%	-46%
Barra en Tocopilla (CRM)		0,019	-12%	-12%	-52%	-52%	-52%	-52%
Barra en Quilicura (CRG)		0,019	-10%	-10%	-61%	-61%	-61%	-61%
Barra en La Florida (CRM)		0,024	-11%	-11%	-63%	-63%	-63%	-63%
Barra en Osorno (CRG)		0,016	-13%	-13%	-46%	-54%	-54%	-54%
Barra en Calbuco (CRM)		0,019	-10%	-10%	-58%	-61%	-61%	-61%

Dentro de los principales comentarios que se pueden hacer respecto al cargo asociado a la potencia, el principal impacto se observa en el cambio de mecanismo utilizado para calcular el cargo por potencia. En este caso, al transicionar a un mecanismo en el que existe una consideración **del principio de causalidad de costos, se obtiene una disminución en el cargo tanto para los clientes libres como los regulados**, independiente de si existe una modificación o no en el perfil de consumo (MP+ o MP-, respectivamente). Esto se debe a que el cargo por potencia pasa de basarse en las propias mediciones de demanda máxima en horas punta bajo el Mecanismo Actual, a basarse en las mediciones coincidentes con las horas de demanda máxima del sistema en horas punta bajo el Mecanismo Propuesto (este mismo efecto podría ser percibido por clientes que optaran por el esquema de reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico (ver punto 5.7 en el DS 11T/2016¹⁵⁶). No obstante, es de esperar que bajo el Mecanismo Propuesto, demandas de consumidores finales serían escaladas, de forma similar a lo ocurrido bajo el Mecanismo Actual de asignación de cargos por potencia a consumidores finales, de forma tal de asegurar la recaudación de pagos por potencia a suministradores de suficiencia, existiendo sin embargo una redistribución de estos pagos entre clientes, en función de sus patrones de consumo y capacidad de gestión en respuesta a horas de mayor estrés del sistema en horas punta.

Por otro lado, desde el punto de vista de los clientes y conociendo el hecho de que el cargo por potencia está asociado al aporte propio a las horas de mayor demanda de potencia en el sistema, **existe un incentivo a modificar el consumo** en estos momentos con el objetivo de reducir aún más este cargo. El impacto de esta gestión depende en cierta medida de las restricciones de operación de cada cliente y además del conocimiento y capacidad de predecir la ocurrencia de los eventos mencionados. A partir de esta última habilidad, resulta relevante resaltar la idea de que existe un **incentivo a nuevos actores** que permitan materializar estas reducciones de costos, permitiendo a sus clientes maximizar el ahorro en estos periodos gracias a estos posibles nuevos servicios de predicción y gestión automatizada de consumos eléctricos.

10.1.3. Suma de Cargos

A continuación, en la Figura 10.3 se presenta un resumen de los resultados asociados a cargos por energía (tonalidad clara) y potencia (tonalidad oscura) para los diferentes tipos de clientes

¹⁵⁵ En Negrita reducciones mayores en el escenario MP+ Omnisciente respecto a MP+ Averso.

¹⁵⁶ Disponible en: [DS 11T/2016](https://www.vinken.cl/DS11T/2016)

analizados y escenarios definidos (MA, MP- y MP+ Averso (A) y Omnisciente (O), tarifas RTP y TOU). En la figura se observa cómo cambian costos totales de suministro por concepto de energía y potencia, permitiendo notar la diferencia en beneficios potenciales que pueden existir entre un cliente y otro. Se puede apreciar que existen consumidores para los cuales existe un mayor incentivo a adoptar tempranamente esquemas que incentiven la gestión de demanda, mientras que para otros, beneficios aparecen en función de su habilidad para proactivamente realizar una gestión de consumos eléctricos, pudiendo para ello requerir de la masificación de la tecnología habilitante o el desarrollo de otros mecanismos más específicos.

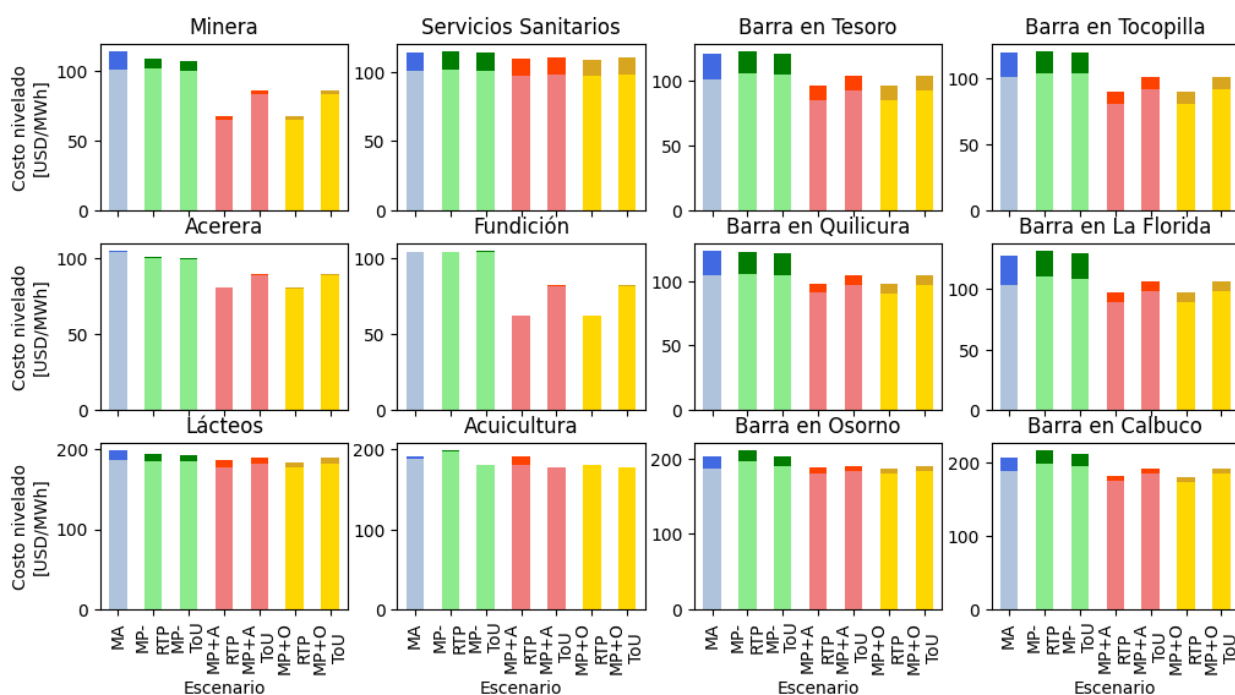


Figura 10.3. Representación gráfica de los costos totales, con diferenciación del componente de **energía (tono claro)** y **potencia (tono oscuro)** para el conjunto total de clientes identificados.

Más en detalle, en las Tablas 10.5 y 10.6 se presentan los cargos totales asociados a energía y potencia bajo el esquema actual y los cambios porcentuales de cada escenario, mostrando cuantitativamente lo expuesto en la Figura 10.3 resumen para los clientes libres y regulados, respectivamente.

Tabla 10.5. Cargos totales asociados a energía y potencia bajo esquema actual y cambios porcentuales bajo diferentes esquemas y tipos de clientes libres.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente ¹⁵⁷	
Clientes	Tarifa	Promedio (USD/MWh)	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Minera (CLG)		113,95	-4,45%	-6,15%	-40,79%	-24,76%	-41,01%	-24,76%
S. Sanitarios (CLM)		114,52	0,25%	-0,08%	-4,51%	-3,45%	-4,69%	-3,59%
Acerera (CLG)		104,55	-3,96%	-4,55%	-22,70%	-14,59%	-23,18%	-14,59%
Fundición (CLM)		103,99	-0,05%	0,42%	-40,28%	-21,33%	-40,52%	-21,33%
Lácteos (CLG)		198,17	-2,36%	-2,93%	-6,02%	-4,58%	-7,17%	-4,62%
Acuicultura (CLM)		191,39	3,84%	-5,28%	-0,35%	-7,48%	-5,93%	-7,66%

Tabla 10.6. Cargos totales asociados a energía y potencia bajo esquema actual y cambios porcentuales bajo diferentes esquemas y tipos de clientes regulados.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente ¹⁵⁸	
Clientes	Tarifa	Promedio (USD/MWh)	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Barra en Uribe (CRG)		121,25	1,30%	-0,11%	-20,69%	-14,32%	-20,69%	-14,32%
Barra en Tocopilla (CRM)		119,44	0,80%	0,52%	-24,73%	-15,59%	-24,74%	-15,59%
Barra en Quilicura (CRG)		122,96	0,00%	-1,02%	-20,33%	-14,71%	-20,40%	-14,71%
Barra en La Florida (CRM)		127,58	3,20%	1,52%	-23,24%	-16,27%	-23,28%	-16,27%
Barra en Osorno (CRG)		202,53	4,01%	0,40%	-6,41%	-6,21%	-7,56%	-6,21%
Barra en Calbuco (CRM)		206,22	4,38%	2,37%	-11,87%	-7,19%	-12,95%	-7,19%

En primer lugar, en el escenario MP- se observa que **de forma natural aparecen clientes libres que podrían verse beneficiados por tarifas TOU/RTP**, sin modificar patrones de consumo, lo que demuestra la idea esbozada anteriormente respecto a que estos podrían ser los primeros interesados en contratar o adoptar esquemas como los descritos **sin necesidad incluso de requerimientos de infraestructura** de control. En segundo lugar, en los escenarios MP+, la gestión inteligente de consumos permite reducciones de cargos totales (energía y potencia) para todos los clientes, lo que sustenta la idea de que a medida que se considera la **existencia de infraestructura habilitante que permita una gestión ya sea automática y/o informada**, diferentes tipos de clientes finales podrían verse beneficiados de participar en esquemas de gestión de demanda. Finalmente, es interesante recalcar el punto que plantea que, bajo los supuestos considerados, los clientes con la capacidad de predecir las horas de mayor demanda del sistema son **capaces de obtener reducciones adicionales de costos**, abriendo la puerta a **nuevos agentes** que ofrezcan servicios de monitoreo y gestión automatizada de consumos eléctricos.

Un último detalle a mencionar, es que nuevamente bajo los supuestos considerados respecto a tarifas y patrones de consumo de **clientes regulados**, estos parecieran no verse beneficiados directamente por cambios en tarifas TVP (caso MP-). Esto implica que **se requiere algún nivel de gestión** respecto al escenario actual para materializar la disminución en los costos. Esto puede asociarse en primer lugar a que los **clientes regulados de menor tamaño** (residenciales) en contraste con aquellos de mayor tamaño, **no cuentan hoy con incentivos para la gestión** de sus consumos en horarios de mayor estrés del sistema. En

¹⁵⁷ En Negrita reducciones mayores en el escenario MP+ Omnisciente respecto a MP+ Averso.

¹⁵⁸ En Negrita reducciones mayores en el escenario MP+ Omnisciente respecto a MP+ Averso.

segundo y último lugar, los **patrones de consumo** de clientes residenciales cuentan con **naturaleza de carácter más vespertina**, en comparación a clientes de mayor tamaño comerciales y/o industriales.

10.2. Potenciales Beneficios Medioambientales

Como se mencionó anteriormente en la cuantificación de beneficios, se considera también el impacto que tiene la gestión del consumo a nivel de emisiones, lo cual se calcula a partir de datos obtenidos del factor de emisiones horarios en el SEN¹⁵⁹. Los resultados obtenidos se presentan en las Tablas 10.7 y 10.8, en la que se muestra para cada escenario y tipo de cliente bajo análisis las emisiones totales, calculadas como la suma de la contribución de cada uno de los clientes, asociado a su consumo.

Tabla 10.7. Emisiones promedio en (kgCO₂/MWh) bajo el mecanismo actual y cambios porcentuales bajo mecanismos propuestos, asociadas al consumo de clientes libres¹⁶⁰.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente	
Clientes	Tarifa	Promedio	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Minera (CLG)		299,88	0%	0%	-12,4%	-8,3%	-12,4%	-6,9%
S. Sanitarios (CLM)		297,73	0%	0%	-1,3%	-1,0%	-1,3%	-0,9%
Acerera (CLG)		296,23	0%	0%	-6,4%	-4,9%	-6,4%	-3,2%
Fundición (CLM)		289,30	0%	0%	-13,9%	-11,4%	-13,7%	-10,3%
Lácteos (CLG)		292,84	0%	0%	2,0%	2,3%	2,1%	2,9%
Acuicultura (CLM)		290,29	0%	0%	4,2%	2,7%	4,3%	4,4%

Tabla 10.8. Emisiones promedio en (kgCO₂/MWh) bajo el mecanismo actual y cambios porcentuales bajo mecanismos propuestos, asociadas al consumo de clientes regulados¹⁶¹.

Escenario		MA-	MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente	
Clientes	Tarifa	Promedio	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Barra en Uribe (CRG)		300,58	0%	0%	-7,2%	-5,6%	-7,2%	-5,5%
Barra en Tocopilla (CRM)		298,46	0%	0%	-7,8%	-4,9%	-7,8%	-4,8%
Barra en Quilicura (CRG)		294,65	0%	0%	-3,8%	-2,4%	-3,8%	-2,2%
Barra en La Florida (CRM)		296,12	0%	0%	-6,2%	-4,2%	-6,2%	-4,1%
Barra en Osorno (CRG)		289,49	0%	0%	3,4%	3,6%	3,9%	4,6%
Barra en Calbuco (CRM)		291,68	0%	0%	2,7%	4,3%	3,4%	5,7%

En términos ambientales y de emisiones de carbono, se observa un beneficio asociado a la modificación del patrón de consumo de los clientes, que, comparándolo con el factor promedio de emisiones del SEN (296,82 kgCO₂/MWh), **varía según la tarifa y el conocimiento que tienen a nivel sistémico**, como las horas puntas del sistema. De esta manera, se observa que las **señales de precio naturalmente resultan en una reducción de emisiones** de consumidores en las zonas **norte y centro**, no así en la zona sur. Esto último puede deberse a que si bien la señal de precio en el sur refleja en mayor (RTP) o menor (TOU)

¹⁵⁹ Disponible en: [EnorChile: Emisiones](#)

¹⁶⁰ En Negrita reducciones de emisiones respecto a patrones de consumo base.

¹⁶¹ En Negrita reducciones de emisiones respecto a patrones de consumo base.

medida la situación en el sistema a nivel de transmisión, ésta **no necesariamente refleja fenómenos asociados al impacto ambiental** a través de las emisiones.

En base a esto, se identifica que cabe la posibilidad de evaluar alternativas de **señales de precio que internalicen y motiven** la gestión de demanda en línea con menores emisiones. No obstante, también hay que notar que contar con **opciones de comercialización** podría otorgar a los clientes la opción de contratar planes que estén completamente abastecidos con generación renovable, lo debiera resultar en el largo plazo en la reducción de emisiones del sistema, al incentivar el desarrollo de este tipo de tecnologías de generación.

En conclusión, se demuestra que si bien es de esperar que el impacto de la respuesta de la demanda sea **positivo** en términos medioambientales, podrían existir **casos en los que es necesario incluir además en la señal tarifaria un costo ambiental**, ya sea directamente o indirectamente.

10.3. Potenciales Modelos de Negocios

Para la identificación de potenciales modelos de negocio, en primer lugar, se presenta un **análisis aproximado cuantitativo** con el cual se ilustra la **discusión cualitativa** que le sigue. Las principales interrogantes que surgen respecto a potenciales modelos de negocios relacionados a la gestión de demanda se asocian los **costos asociados a implementar esquemas automatizados de DR** que permitan a clientes finales materializar beneficios económicos (ahorros o ingresos por concepto de provisión de servicios a la red) potenciales, dados esquemas tarifarios a los que se encuentran sujetos y patrones de consumo propio y potencial de flexibilidad de sus consumos eléctricos. Estos costos no solo se deben a las necesidades emergentes de infraestructura de comunicaciones y control requeridas, sino que también al marketing e incentivos (e.g., premios, créditos o descuentos en la tarifa) dirigidos a futuros participantes, todos los cuales requieren ser considerados en la evaluación económica de un potencial modelo de negocios para la gestión de demanda. Y, si bien los componentes que definen los costos de implementación de este tipo de esquemas a nivel global son generalmente similares, el costo particular de cada uno de estos puede variar de forma importante en función de la implementación, siendo dependientes del contexto, lugar y público en el que se implemente el esquema, además del avance general con el que se cuenta en programas de este estilo.

En función de la experiencia internacional revisada, en relación a la implementación de diversos pilotos asociados a la automatización de la respuesta de la demanda, se observa que el **costo por kW (\$USD/kW) de pilotos varía bastante**. En (Piette et al., 2015) se revisaron datos de costos de varios programas piloto de DR llevados a cabo, que iban desde el control de carga directa residencial hasta la habilitación de DR automática en pequeños y grandes edificios comerciales, y la revisión muestra que los costos observados variaron desde \$88/kW a \$450/kW, asociados a la inversión requerida para la implementación de la automatización de la respuesta de la demanda.

De esta manera, para que un modelo de negocios asociado a la gestión de demanda resulte rentable, es de esperar que se realice un **análisis costo beneficio** para los pilotos que se implementen, en el cual la suma de los beneficios asociados a la implementación de la respuesta de la demanda logre, en una primera aproximación, superar a los costos estimados

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 147 de 157

<https://www.vinken.cl/>

de implementarlo. Beneficios que generalmente son considerados son los **ahorros** asociados a una **disminución o desplazamiento del consumo**, disminución en costos de **expansión de infraestructura** y remuneraciones extra asociadas a la prestación de servicios o pagos por disponibilidad (esto último desde el punto de vista del consumidor). Dentro de los **costos**, está toda la **implementación de la infraestructura** habilitante, **pago de incentivos directos** a los participantes del esquema, programas de **marketing** asociados a la promoción del programa, **gestión de la información** y capacitaciones, entre otros.

La automatización del DR está principalmente asociada a la participación en esquemas en los que se requiere una gestión más rápida en términos de lapsos temporales, los que están principalmente asociados a esquemas de participación en mercados de SSCC. En el contexto de este estudio, se considera la participación en estos programas por parte de clientes libres y regulados, de forma individual o agregados, tal y como se menciona en la sección asociada a los mecanismos definidos. En este caso, siempre que los participantes cumplan con los **requerimientos necesarios para la provisión de un servicio determinado**, se observa que estos pueden beneficiarse de la entrega de servicios de CF (lo que se traduce en un pago teórico potencial promedio de 64 USD/MWh en el caso de CTF+) y CI (remuneraciones de hasta 5,5 USD/MWh en términos de disponibilidad). De esta manera, si bien la participación en estos esquemas de control y suficiencia implican un costo de inversión asociado a la habilitación de la infraestructura de control y automatización necesaria, el pago por disponibilidad puede compensarlo y además entregar un beneficio extra.

Es importante mencionar que en muchos casos existe un **desconocimiento respecto a la participación en SSCC**, por lo que si bien está el potencial y la oportunidad de obtener los mencionados beneficios, la desinformación impide la materialización de esto, abriendo nuevamente la opción de la **participación de nuevos agentes agregadores que fomenten la implementación**.

Además de lo mencionado respecto a la automatización, habilitación de infraestructura y la participación en esquemas de SSCC, es relevante volver a resaltar los beneficios en forma de ahorros conseguidos por participar en los otros esquemas propuestos asociados a cargos por energía y potencia. Para el caso particular de este estudio y los clientes seleccionados para ejemplificar los beneficios del esquema propuesto, en la Tablas 10.9 y 10.10 presentadas a continuación se muestran los ahorros obtenidos por al participar en el mecanismo propuesto.

Tabla 10.9. Ahorro anual materializado (en \$USD/kW-año) en cada uno de los escenarios propuestos para los clientes libres.

Escenario		MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente	
Clientes	Tarifa	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Mínera (CLG)		44,42	61,39	407,17	247,15	409,36	247,15
S. Sanitarios (CLM)		-2,51	0,80	45,24	34,61	47,05	36,01
Acerera (CLG)		36,27	41,67	207,90	133,62	212,30	133,62
Fundición (CLM)		0,46	-3,83	366,93	194,31	369,12	194,31
Lácteos (CLG)		40,97	50,86	104,51	79,51	124,47	80,20
Acuicultura (CLM)		-64,38	88,52	5,87	125,41	99,42	128,43

Tabla 10.10. Ahorro anual materializado (en \$USD/kW-año) en cada uno de los escenarios propuestos para los clientes regulados.

Escenario		MP-		MP+ Averso		MP+ Omnisciente	
Clientes	Tarifa	RTP	TOU	RTP	TOU	RTP	TOU
Barra en Uribe (CRG)		-13,81	1,17	219,76	152,10	219,76	152,10
Barra en Tocopilla (CRM)		-8,37	-5,44	258,75	163,12	258,85	163,12
Barra en Quilicura (CRG)		0,00	10,99	218,98	158,45	219,73	158,45
Barra en La Florida (CRM)		-35,76	-16,99	259,73	181,83	260,18	181,83
Barra en Osorno (CRG)		-71,14	-7,10	113,72	110,18	134,13	110,18
Barra en Calbuco (CRM)		-79,12	-42,81	214,43	129,89	233,94	129,89

Esta materialización de los ahorros permite **complementar los ingresos mencionados** e incluso pagar la inversión asociada, si se compara el valor aproximado de los costos anualizados y los ahorros de los clientes en el año, por ejemplo. Así, si se toma el costo anualizado de inversión requerida para la automatización del DR, este ronda entre \$6/kW-año y \$30/kW-año¹⁶². Luego, se puede observar que, bajo los supuestos considerados, a medida que se gestionan los consumos considerando la participación en los mecanismos propuestos, el negocio resulta rentable, variando la cantidad de años en los que se recupera la inversión.

Es necesario recalcar que la estimación de costos depende de varios factores, por lo que esto es una **estimación basada en información disponible**, pero que permite ilustrar el efecto de la infraestructura habilitante en términos de aumentar los ahorros, siempre y cuando es **acompañada con señales de precio que fomenten la gestión del consumo**, como es en el caso de mecanismos propuestos.

En base a la discusión esbozada a lo largo del informe respecto a los desafíos principales de implementación de este tipo de esquemas y lo ilustrado en el análisis cuantitativo, se presentan algunas alternativas y oportunidades identificadas respecto a los modelos de negocio. Una alternativa menos desarrollada, pero en la que diversos autores coinciden, corresponde a la idea de que esquemas de interacción económica entre distintos agentes (i.e., distribuidoras, comercializadoras y clientes finales) debieran tender a la noción de **planes de servicio** (Lo et al., 2019; Huber & Bachmeier, 2018; Negrete-Pincetic & Meyn, 2011), particularmente frente a la mayor integración de elementos distribuidos de energía, consumos eléctricos flexibles, generación y almacenamiento distribuidos (Lo et al., 2019)¹⁶³. Así, la posibilidad de utilizar la demanda como **recurso de flexibilidad se puede materializar con esquemas de contratos diferenciados o planes de servicio**, emulando elementos de contratos en el sector de telecomunicaciones. Bajo este tipo de esquemas, proveedores de electricidad pueden ofrecer diferentes planes de servicios a consumidores finales para la participación en programas de gestión de demanda, como es el caso de España con distintas compañías comercializadoras, que ofrecen distintas estructuras tarifarias, ya sean planas o con discriminación horaria. Este tipo de planes no corresponden a una tarifa propiamente tal,

¹⁶² Calculado considerando un escenario más bien conservador con una tasa de descuento de 7% y una vida útil de 10 años para la infraestructura habilitante.

¹⁶³ Además de baterías puede considerar la electromovilidad, como también cargas o dispositivos que pueden comportarse como almacenamiento virtual, como son calentadores de agua. Es decir, recursos que son de los clientes que podrían ayudar a gestionar o desplazar el consumo.

pues los riesgos volumétricos ya no están presentes necesariamente en el consumidor (esto, dependiendo de las características del contrato).

En este contexto, la **regulación debiese permitir la posibilidad de creación de estos planes** y entregar lineamientos generales para su implementación (e.g., bandas de precio, estructura general, etc.) pero **no debiese entrar en mayor detalle**, pues la definición de planes puede ser altamente dependiente del tipo de consumidores, ubicación geográfica, etc. Ciertamente, este tipo de esquemas resulta natural en una organización de mercado minorista con comercializadores de energía, y de ahí la relevancia de tampoco definir en detalle el tipo de tarifas o esquemas a implementar por comercializados. Sin embargo, las distribuidoras actuales deberían también tener la posibilidad de entregar estas opciones y, por ejemplo, generar proyectos pilotos para la prueba del concepto.

Por último, en el caso de **modelos de negocios enfocados en servicios de DR local**, cabe destacar que estos requerirán incurrir en costos asociados principalmente a la inversión en soluciones tecnológicas que permitan gestionar estos recursos de manera automatizada y/o inteligente y, además, cuando el plan o esquema así lo define, el costo del pago de incentivos extra a los usuarios (i.e., pagos por disponibilidad o remuneración por participación en eventos de DR). Los costos de operación, para **consumos flexibles**¹⁶⁴, debiesen ser cercanos a cero, ya que se asume que el uso de la flexibilidad de estos consumos no genera impactos en el uso al que están destinados estos consumos. En aquellos casos donde la flexibilidad no está dada por el consumo mismo (e.g., un proceso que se puede interrumpir), sino por el uso de generación local (usualmente utilizada para hacer “control de hora punta”), el costo de operación está asociado al rango de operación y al uso de insumos de generación local, que suele ser por ejemplo gas propano o diésel. Por lo tanto, es importante tener en consideración la necesidad de que en el caso de este tipo de modelos de negocios se compensen dichos costos de activación, y adicionalmente, se incluyan pagos por contar con su disponibilidad durante un período determinado, transformando dichos pagos en una fuente adicional de ingresos para este tipo de consumidores.

¹⁶⁴ Capaces de ver modificados sus patrones de consumo sin impactar (o al menos en menor medida) el confort que reciben usuarios finales, destacando cargas con inercia térmica y consumos con facilidades para su agendamiento (e.g., sistemas de refrigeración y acondicionamiento climático, procesos de desalinización, tratamiento e incluso bombeo de agua, electromovilidad).

11. Conclusiones

El objetivo del presente estudio consistió en **identificar las barreras que presenta la gestión de demanda** en el sector energético **y proponer modificaciones** a la regulación vigente **que habiliten e incentiven su participación** en el mercado. En este contexto, en primer lugar, se realiza un **levantamiento de información sobre el estado de avance internacional en materias de gestión de demanda**, a partir del cual se desprenden las siguientes observaciones:

- La medición inteligente (AMI) y tecnologías de comunicación e información (ICT) son **habilitantes para la gestión de demanda**.
- Avanzar en la **accesibilidad de información**, incluso en tiempo real, es una condición habilitante para la competencia y el desarrollo de modelos de negocio de DR proactivos (explícitos).
- Existe una necesidad de avanzar hacia una **definición de tarifas reguladas y cargos específicos**, que esté alineada con el principio de causalidad de costos, lo que a su vez debiera entregar las señales de precio que **incentiven de forma natural la gestión de demanda**.
- Fomentar el **aumento en oportunidades de elección de consumidores finales**, lo que puede relacionarse con un avance en la reducción del **límite de potencia** para la comercialización, así como en la definición de la figura del **comercializador puro**.
- **Habilitar la participación directa de la demanda** como participante dentro de los diferentes niveles del mercado, incentivando la inversión y aparición de nuevos actores.
- **Tecnologías emergentes** (e.g., ESS y V2G) permitirán aplanar aún más la curva de demanda neta del sistema (revenue stack es clave).
- **Agregador como agente clave**, otorgando las herramientas y oportunidades de participación donde no las haya o falten incentivos para distribuidoras, comercializadoras o generación.
- **Normas y protocolos técnicos** claros para la participación de DR (definición de “líneas base” y requisitos de prueba/despacho) y procesos de interconexión para DR (AMI e ICT requeridas) (cliente como “Coordinado”).
- La participación de la demanda en mercados de corto plazo supone desafíos adicionales a la **programación y operación del sistema** (ver el caso de CTF), lo que recalca la necesidad de avanzar en la actualización y mejora de herramientas y modelos utilizados por el CEN.
- Habilitar/fomentar el **desarrollo de proyectos piloto** asociados a la implementación de diferentes mecanismos, así como el seguimiento, evaluación y divulgación de resultados.
- Se requiere de una adecuada **educación de consumidores** y conciencia respecto a sus patrones de consumo, ya que el éxito de DR dependerá de la participación de estos.

En segundo lugar, se realiza un **diagnóstico de la regulación chilena**, identificando las oportunidades de mejoras para incentivar la gestión de demanda en función de las mejores prácticas analizadas de la experiencia internacional. En este contexto, **se proponen cambios regulatorios que permitan entregar señales de mercado** tanto a clientes libres como regulados que incentiven el desarrollo de nuevos mecanismos y el perfeccionamiento de los

Identificación de desafíos regulatorios y generación de propuestas que habiliten la implementación de la gestión de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional

Informe Final

Página 151 de 157

<https://www.vinken.cl/>

mecanismos ya existentes. A partir de las propuestas definidas, se propone una hoja de ruta, en la cual se destaca la **posibilidad de avanzar en diferentes aristas de forma paralela y paulatina**, con medidas posibles de abordar, aún en el corto plazo. Al respecto, cabe destacar como **elementos clave** para la implementación y adopción de cualquier mecanismo de gestión de demanda, a abordar en el cortísimo plazo: avanzar en la **adopción de IMA habilitante** para la adecuada asignación de responsabilidades (y de costos) a la demanda; **desarrollar herramientas de comunicación y difusión de la información a consumidores finales**; y adicionalmente, **habilitar la posibilidad de desarrollar proyectos piloto** que permitan demostrar los beneficios que tendría la participación de la demanda en diferentes tipos de esquemas tarifarios. Luego, en el corto, mediano y largo plazo, **a grandes rasgos se propone:**

- La definición de la **figura del comercializador puro** y **reducción progresiva del límite de potencia** para ser cliente libre del sistema.
- La definición efectiva de la **figura del agregador**.
- La definición de **tarifas variantes en el tiempo** para el caso de cargos por energía, particularmente, tarifas del tipo TOU.
- Revisión de la definición de **tarifas basadas en la demanda**, particularmente en el caso de cargos por potencia (extensible para el caso de cargos por concepto de distribución y transmisión), que permita reflejar la **causalidad de costos** asociados al suministro.
- Particularmente, en el caso del **tratamiento de cargos por potencia**, la **consideración de demandas coincidentes** con horas de máxima demanda del sistema en horas punta (y no propias demanda máximas de consumidores), **y adicionalmente, un proceso de reliquidación** de los pagos por concepto de compras de potencia **que corrija cualquier inconsistencia** en la cadena de pagos.
- La **participación abierta de la demanda en la prestación de SSCC** para los cuales sea capaz de satisfacer con los requerimientos del producto en cuestión, de forma individual o agregada.
- **Reducir cualquier tipo de barrera** posible para la participación de la demanda en el **servicio de CI**, de forma individual o agregada.

En la transición hacia una visión de largo plazo de la propuesta, cobra particular relevancia el desarrollo de **proyectos piloto** con el objetivo de promover la adopción de este tipo de esquemas y la materialización de beneficios, siendo una de las principales estrategias que se pueden considerar a la hora de promover y sostener una adopción progresiva de esquemas de gestión de demanda, es la **definición de opciones por defecto de salida (opt-out) y no de entrada (opt-in)** a estos.

Adicionalmente, cabe destacar que existen una **serie de elementos que exceden los alcances de la presente propuesta**, asociados a procesos de modificación regulatoria que se han puesto en discusión pública en los últimos años, y que en algunos casos no han logrado avanzar en sus respectivos procesos.

Finalmente, considerando los cambios regulatorios propuestos, se **simulan modelos de negocios y casos de estudio** que permitan estimar el impacto económico en el cliente final por la participación en mecanismos de gestión de demanda. En dicho contexto, y a partir de los resultados obtenidos de simulaciones realizadas, dados los supuestos considerados, se

desprenden las siguientes observaciones:

- **Existen clientes finales cuyos patrones de consumo podrían suponer beneficios económicos inmediatos** de encontrarse sujetos a tarifas variantes en el tiempo, respecto a tarifas planas, mientras que **otros clientes**, particularmente a nivel residencial, **requerirán de la gestión proactiva de consumos** (cambios en patrones de consumo) a partir de los cuales materializar beneficios.
- Aún cuando tarifas del tipo RTP podrían suponer oportunidades adicionales de beneficios, **tarifas TOU son una alternativa** que, aunque ofreciendo potenciales de ahorro ligeramente menores, **logran traspasar señales de precio** que reflejan en cierta medida el estado del suministro eléctrico aguas arriba, eliminando la incertidumbre asociada a tarifas RTP. Además, es importante destacar que las tarifas estilo RTP suponen la necesidad de contar con herramientas adecuadas de pronóstico y automatización del DR, difíciles aún de materializar, particularmente en el caso de clientes regulados.
- La **gestión eficiente y la estructura de la tarifa variable están relacionadas**, destacando la necesidad de estrategias que fomenten tanto la conciencia del consumidor como la flexibilidad en la respuesta a las fluctuaciones de precios
- Dados los beneficios económicos potenciales a los que puede acceder la demanda mediante la gestión inteligente de consumos, **existe el incentivo para la aparición de nuevos actores que permitan materializar dichos beneficios**, a través de servicios de gestión automática de consumos, así como herramientas de proyección/estimación de momentos de mayor estrés del sistema, **siempre y cuando existan las instancias de participación y señales de precios requeridas**.
- Señales de precio asociadas a costos de suministro no necesariamente se encontrarán alineadas con la reducción de huellas de carbono asociadas, por lo que cabe la posibilidad de **evaluar señales que internalicen y motiven una gestión de demanda en mayor sintonía con una reducción en emisiones**.
- Un punto relevante a destacar es que el **análisis** de mecanismos propuestos **supone consumidores tomadores de precio**. Esto quiere decir, que su participación no influye en los precios de mercado, lo que resulta razonable bajo un contexto de integración incipiente de medición inteligente y participación en esquemas de gestión.
- A propósito del punto anterior, cabe discutir brevemente el impacto que tendría una **participación cada vez más relevante de la demanda en esquemas de gestión**. En este contexto, cabe volver a destacar el potencial con el que cuenta la demanda como recurso para una **provisión eficiente de atributos de flexibilidad al sistema** eléctrico, lo que podría beneficiar no tan solo a clientes finales que participen de esquemas de gestión, sino que también al sistema en su conjunto, en función del **impacto** que la participación en estos esquemas pueda tener **en los resultados de los diferentes niveles de mercado**, en el corto (operación del sistema), mediano y largo plazo (inversiones en generación, transmisión y distribución), **así como en las propias señales que reciben consumidores finales**¹⁶⁵.

¹⁶⁵ Efecto similar se aprecia en la integración de sistemas de almacenamiento de energía, los que podrían ver reducidos sus ingresos por arbitraje de energía frente a una integración masiva de este tipo de tecnologías, lo que reduciría los diferenciales de costos marginales entre el día y la noche (Vinken-GIZ, 2023).

Referencias

1. (Badtke-Berkow et al., 2015) Badtke-Berkow, M., Centore, M., Mohlin, K., & Spiller, B. (2015). A Primer on Time-Variant Electricity Pricing. Environmental Defense Fund, 1–24. https://www.edf.org/sites/default/files/a_primer_on_time-variant_pricing.pdf
2. (Brattle, 2019) The Brattle Group (2019). The National Potential for Load Flexibility: Value and Market Potential Through 2030. Recuperado de: <https://www.brattle.com/insights-events/publications/brattle-study-cost-effective-load-flexibility-can-reduce-costs-by-more-than-15-billion-annually/>
3. (Brown et al., 2015) Brown, T., Newell, S. A., Oates, D. L., & Spees, K. (2015). International review of demand response mechanisms. Brattle Group Birm. Disponible en línea: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/9207cd67-c244-46eb-9af4-9885822cefbe/Final-AEMC-DR-Report_International-Review-of-Demand-Response-Mechanisms.pdf
4. (Burger et al., 2017) Burger, S., Chaves-Ávila, J. P., Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I. J. (2017). A review of the value of aggregators in electricity systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 77, 395-405. Disponible en línea: <https://ceep.mit.edu/workingpaper/the-value-of-aggregators-in-electricity-systems/>
5. (Centro de Energía, 2019) Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (2019). Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_acera_estudio_flexibilidad.pdf
6. (Centro de Energía, 2020) Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (2020). Prospecction in Energy Digitalization in Chile. Disponible en: https://www.energypartnership.cl/fileadmin/user_upload/chile/media_elements/Study/CHL_20201130_Prospction_in_Energy_Digitalization_in_Chile_01.pdf
7. (Centro de Energía, 2023) Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (2023). Análisis y propuesta de mejora al marco regulatorio chileno para la Digitalización del sector Energía. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/centroenergia-2023_digitalizacion_del_sector_energia_en_chile.pdf
8. (D’Ettorre, 2022) D’Ettorre, F., Banaei, M., Ebrahimi, R., Pourmousavi, S. A., Blomgren, E. M. V., Kowalski, J., Bohdanowicz, Z., Łopaciuk-Goncaryk, B., Biele, C., & Madsen, H. (2022). Exploiting demand-side flexibility: State-of-the-art, open issues and Social Perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 165, 112605. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112605>
9. (Vinken-GIZ, 2021) Vinken-GIZ (2021). Estudio del Tratamiento General de la Potencia para Clientes Finales en el Sistema Eléctrico Nacional. Informe preparado para la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informefinal_-_estudio_del_tratamiento_general_de_la_potencia_para_clientes_finales_en_el_sen_-_dictuc.pdf
10. (Vinken-GIZ, 2023) Vinken-GIZ (2023). Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias. Informe preparado para la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Chile. Disponible en: <https://4echile.cl/publicaciones/estudio-de-identificacion-de-barreras-para-el-desarrollo-de-sistemas-de-almacenamiento-de-energia-y-propuestas-regulatorias/>

11. (ECS-Lab, 2018) Energy and Complex Systems Laboratory (2018). The New Energy Platform (NEWEN). Reporte preparado por el ECS-Lab de la Pontificia Universidad Católica de Chile para Center for Solar Energy Technologies -- Fraunhofer Chile Research.
12. (Enel, 2020) Enel X (2020). Demand Response. Recuperado de: <https://www.enelx.com/it/en/business/products/flexibility/demand-response>
13. (Fleschutz, 2021) Fleschutz, M., Bohlayer, M., Braun, M., Henze, G., & Murphy, M. D. (2021). The effect of price-based demand response on carbon emissions in European electricity markets: The importance of adequate carbon prices. Applied Energy, 295, 117040. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117040>
14. (Generadoras de Chile, 2018) Generadoras de Chile (2018-b). Estudio determina beneficios y costos de flexibilidad de una matriz eléctrica altamente renovable. Recuperado de: <http://generadoras.cl/prensa/estudio-determina-beneficios-y-costos-de-flexibilidad-de-una-matriz-electrica-altamente-renovable>
15. (Green Tech Media, 2010) Green Tech Media (2010). The Top Five Players in Demand Response. Recuperado de: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/top-5-demand-response#gs.dl7wuJ0>
16. (Hale et al., 2018) Hale, E. T., Bird, L. A., Padmanabhan, R., & Volpi, C. M. (2018). Potential roles for demand response in high-growth electric systems with increasing shares of renewable generation (No. NREL/TP-6A20-70630). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States). Disponible en línea: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70630.pdf>
17. (Houghton et al., 2019) Houghton, B., Salovaara, J., & Tai, H. (2019). Solving the rate puzzle: the future of electricity rate design. McKinsey & Co. Disponible en línea: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/solving-the-rate-puzzle-the-future-of-electricity-rate-design>
18. (Huber & Bachmeier, 2018) Huber, L., & Bachmeier, R. (2018). What Netflix and Amazon Pricing Tell Us About Rate Design's Future. 60–63.
19. (IRENA, 2019a) IRENA (2019), Innovation landscape brief: Time-Of-Use tariffs, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en línea: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_ToU_tariffs_2019.pdf?la=en&hash=36658ADA8AA98677888DB2C184D1EE6A048C7470
20. (IRENA, 2019b) IRENA (2019), Innovation landscape brief: Redesigning capacity markets, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en línea: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Redesigning_capacity_markets_2019.pdf?la=en&hash=D94BDB5CD805B05343DB3C10702457C39DFCE112
21. (IRENA, 2020) IRENA (2020), Innovation landscape brief: Energy as a Service, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en línea: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Energy-as-a-Service_2020.pdf?la=en&hash=E81F973296F812182DB6E44804695344CEADE848
22. (ISCI, 2020a) ISCI (2020). Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica. Propuesta Conceptual. Disponible en: https://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2019/12/Informe_Propuesta_Conceptual.pdf

23. (ISCI, 2020b) ISCI (2020). Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica. Informe Final. Disponible en: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_definitivo.pdf
24. (Lo et al., 2019) H. Lo, S. Blumsack, P. Hines, and S. Meyn, "Electricity rates for the zero marginal cost grid," *Electr. J.*, vol. 32, no. 3, pp. 39–43, 2019.
25. (MEN, 2021) Ministerio de Energía (2021). Estrategia Nacional de Electro-Movilidad. Recuperado de: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia-nacional-electromovilidad_ministerio-de-energia.pdf
26. (Negrete-Pincetic & Meyn, 2011) M. Negrete-Pincetic and S. Meyn, "Intelligence by design for the entropic grid," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039513.
27. (Olivares, 2020) Olivares, M. (2020). 'Simetría: El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, e institucionalidad. Santiago, Editorial USACH.
28. (Panda et al., 2023) Panda, S., Mohanty, S., Rout, P. K., Sahu, B. K., Parida, S. M., Samanta, I. S., ... & Prokop, L. (2023). A comprehensive review on demand side management and market design for renewable energy support and integration. *Energy Reports*, 10, 2228-2250. Disponible en línea: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484723012805?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=8169ebde28802871
29. (Piette et al., 2015) Piette, Mary Ann, Schetrit, Oren, Kiliccote, Sila, Cheung, Iris. (Lawrence Berkeley National Laboratory). 2015. Costs to Automate Demand Response – Taxonomy and Results from Field Studies and Programs. California Energy Commission. Publication number: CEC500-YYYY-XXX. Disponible en línea: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1373278>
30. (Ribó-Pérez et al., 2021) Ribó-Pérez, D., Larrosa-López, L., Pecondón-Tricas, D., & Alcázar-Ortega, M. (2021). A critical review of demand response products as resource for ancillary services: International experience and policy recommendations. *Energies*, 14(4), 846. Disponible en línea: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/4/846>
31. (Rodríguez Ortega et al., 2016) Rodríguez Ortega, M. P., Pérez Arriaga, J. I., Rivier Abbad, J. M., & Peco González, J. P. (2016). Tarifas de Redes de Distribución: ¿ Un Problema Resuelto?. Disponible en línea: <https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/14099/1/IIT-04-026A.pdf>
32. (Rossetto, 2018) Rossetto, N. (2018). Measuring the intangible: an overview of the methodologies for calculating customer baseline load in PJM. Disponible en línea: https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/54744/RSC_PB_2018_05_FSR.pdf?sequence=1&isAllowed=y
33. (Sherwood et al. , 2016) Sherwood, J., Chitkara, A., Cross-Call, D., & Li, B. (2016). A review of alternative rate designs: Industry experience with time-based and demand charge rates for mass-market customers. Rocky Mountain Institute. Disponible en línea: <https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/04/A-Review-of-Alternative-Rate-Designs-2016.pdf>
34. (Sousa & Soares, 2023) Sousa, J., & Soares, I. (2023). The effect of demand response on CO2 emissions in the Iberian Electricity Market – combining economic and environmental perspectives. *Energy and Climate Change*, 4, 100093. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2022.100093>
35. (Usman et al., 2022) Usman, R., Mirzania, P., Alnaser, S. W., Hart, P., & Long, C. (2022). Systematic Review of Demand-Side Management Strategies in Power Systems of

- Developed and Developing Countries. *Energies*, 15(21), 7858. Disponible en línea: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/21/7858>
36. (Verástegui et al., 2021) Verástegui F., Lorca, A., Negrete-Pincetic, M. & Olivares, D. (2021) "Optimization-Based Analysis of Decarbonization Pathways and Flexibility Requirements in Highly Renewable Power Systems", *Energy*, Volume 234, 2021, 121242, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121242>
37. (Verdejo, 2019) Verdejo, H. (2019). Mecanismos de Estabilización de Precios para clientes regulados, Dr. Humberto Verdejo Fredes. Disponible <http://bcn.cl/2lsyc>