



Consultoría: “Apoyar la definición de la actividad de agregación de demanda, la determinación de sus características y requisitos, y su relación con usuarios y agentes del mercado”

Contrato 2022-061

Producto 1

Documento Energya 19.08.2022-2

Versión 2

SEPTIEMBRE 13 DE 2022

CONTROL DOCUMENTAL

CONTROL DOCUMENTAL						
Documento: Producto 1		Versión 3.0		26 sep 2022		
Notas Generales						
Esta versión fue enviada a: José Fernando Prada Luis Julián Zuluaga López Carolina Obando Mónica A. Pérez Serna José D. Arias Diego E. Mariño						
Historia documental						
Versión	Fecha	Descripción	Elaboró	Aprobó		
1.0	19-agosto-2022	Estado del arte y revisión internacional y definición de la actividad “agregación de demanda”	A. Arias, G. Bacca, G. Cortés, JD. Aguilar, V. Ortiz	A. Arias		
2.0	13-septiembre-2022	Ajustes Producto 1 a partir de comentarios CREG	A. Arias, G. Bacca, G. Cortés, JD. Aguilar, V. Ortiz	A. Arias		
3.0	26-septiembre-2022	Ajustes Producto 1 a partir de comentarios CREG	A. Arias, G. Bacca, G. Cortés, JD. Aguilar, V. Ortiz	A. Arias		

CONTENIDO

CONTROL DOCUMENTAL.....	2
CONTENIDO.....	3
ÍNDICE DE TABLAS	4
NOMENCLATURA Y DEFINICIONES	5
RESUMEN EJECUTIVO	7
1. CONTEXTO NACIONAL	10
1.1. ANTECEDENTES REGULATORIOS	10
1.2. PROGRAMAS DE RESPUESTA A LA DEMANDA	13
1.3. REFERENCIAMIENTO AGREGADORES EN COLOMBIA.....	18
1.4. INSTRUMENTOS REGULATORIOS VIGENTES CLAVE PARA LA RESPUESTA DE LA DEMANDA Y PARA LA ACTIVIDAD DE AGREGACIÓN	19
2. ESTADO DEL ARTE Y REVISIÓN INTERNACIONAL.....	23
2.1. AUSTRALIA.....	24
2.2. CALIFORNIA.....	30
2.3. FRANCIA.....	34
2.4. REINO UNIDO.....	38
2.5. COMPARATIVO PAÍSES	44
3. DEFINICIÓN DE LA ACTIVIDAD “AGREGACIÓN DE DEMANDA”	47
3.1. CONTEXTO DE LA DEFINICIÓN DE AGREGACIÓN.....	48
3.2. DEFINICIÓN DE LAS CATEGORÍAS DE AGREGACIÓN.....	52
3.3. DEFINICIÓN DE LOS AGENTES AGREGADORES.....	54
3.4. ROL GENERAL DEL AGENTE AGREGADOR	58
BIBLIOGRAFÍA	61
LISTA DE ANEXOS	67
ANEXO 1 – AUSTRALIA.....	68
ANEXO 2 – CALIFORNIA	97
ANEXO 3 – FRANCIA.....	107
ANEXO 4 – REINO UNIDO	117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Resumen Mecanismo DDV	13
Tabla 2 – Agentes que participan en el mecanismo DDV, deberes y responsabilidades	14
Tabla 3 – Resumen Programa de Respuesta de la Demanda	15
Tabla 4 – Agentes que participan en el Programada de RD y responsabilidades	16
Tabla 5 – Resumen del Programa Apagar Paga.....	17
Tabla 6 – Agentes que participan en el programada Apagar Paga y responsabilidades	17
Tabla 7 – Resumen Australia	29
Tabla 8 – Resumen California	33
Tabla 9 – <i>Listado de servicios contratados</i>	35
Tabla 10 – Resumen Francia	38
Tabla 11 – Resumen Reino Unido	43
Tabla 12 – Resumen comparativo definición de la actividad	47
Tabla 13 –Prestación de servicios DER al MEM.....	52
Tabla 14 – Análisis de Alternativas de agentes Agregadores	57
Tabla 15 – Australia: Requerimiento de cambios en procesos del operador AEMO para incorporar agregador IRP	87
Tabla 16 – Listado de servicios contratados	109
Tabla 17 – Principales servicios prestados por los agregadores en el Reino Unido.....	119
Tabla 18 – Estructura temática Flex Assure.....	121
Tabla 19 – Reglas en materia de ciberseguridad del Código Flex Assure.....	129
Tabla 20 – Innovación en los servicios	42

NOMENCLATURA Y DEFINICIONES

ADE	Association for Decentralized Energy (Reino Unido)
AGC	Automatic Generation Control
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
AEMO	Operador del mercado australiano
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BEIS	Department of Business, Energy and Industrial Strategy (Reino Unido)
BMU	Balance Mechanisms Units (Reino Unido)
BOA	Bid Offer Acceptance (Reino Unido)
BPMMR	Business Protection from Misleading Marketing Regulations (Reino Unido)
BTM	Behind-the-meter batteries
CM	Capacity Market (Reino Unido)
CMA	Competition and Markets Authority (Reino Unido)
CND	Centro Nacional de Despacho
CRD	Derecho de los datos del consumidor (Australia)
CRE	Comisión de regulación de Energía de Francia
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DDV	Demanda Desconectable Voluntaria
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
DNO	Distribution Network Operator
DRA	Agente responsable de Respuesta de la Demanda (Francia)
DRUPS	Diesel Rotary Uninterrupted Power Supply (Reino Unido)
DSO	Distributor System Operator
DSO	District System Operator (Reino Unido)
DSR	Demand Side Response
FNCER	Fuente No Convencional de Energía Renovable
FRC	Finance Reporting Council (Reino Unido)
ICO	Information Commissioner's Office (Reino Unido)
IRP	Agregador integral (Australia)
MARE	Reglas relativas al responsable de equilibrio (Francia)
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MME	Ministerio de Minas y Energía
NEBEF	Reglas para la valoración de deslastre de carga en los mercados de energía (Francia)
OEF	Obligaciones de Energía firme
OFGEM	Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Reino Unido)
OM	Operador de Mercado
OR	Operador de Red
OS	System Operator (Reino Unido)
PPA	Power Purchase Agreement

RD	Respuesta de la Demanda
RTE	Red de Transmisión de energía eléctrica de Francia
SAEB	Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías
STOR	Short term Operating Reserve
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
TNO	Transmission Network Operator
TPI	Third Party Intermediary (Reino Unido)
TRV	Tarifa Regulada Voluntaria (Francia)
TSO	Transmission System Operator
UE	Unión Europea
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VPP	Virtual Power Plant

RESUMEN EJECUTIVO

En la circular 011/2022, la CREG estableció dentro de la hoja de ruta de corto plazo la realización de un estudio de la actividad agregación de demanda. Para el efecto, la CREG contrató a Energya Consultores para la realización del estudio para “Apoyar la definición de la actividad de agregación de demanda, la determinación de sus características y requisitos, y su relación con usuarios y agentes del mercado”.

Este estudio incluye cuatro productos y un taller de presentación pública. El producto 1 contiene el estado del arte, la revisión de la experiencia internacional, y propone una definición de la actividad, el rol del agregador de demanda, y revisa el alcance de esta actividad en el contexto colombiano. El producto 2 desarrolla el diseño general de la figura de este agente incluyendo funciones, responsabilidades, conflictos de interés, reglas de integración, de relacionamiento, esquema de gobernanza, requisitos de protección de datos, requerimientos tecnológicos y flujo de datos. El producto 3 analiza cuál se espera sea el nuevo rol de los usuarios y en general, de aquellos con los que se relacionaría el agregador de demanda, e identifica nuevos modelos de negocio en comercialización de energía y servicios complementarios. En el taller de consulta pública el consultor presenta los resultados de la consultoría. Finalmente, el producto 4 contiene los productos 1, 2 y 3 atendiendo los comentarios formulados por la Comisión, los agentes y demás interesados.

El presente informe es el producto 1, que corresponde al desarrollo de los literales a) y b) del numeral 3 de los términos de referencia. A continuación, se hace una breve descripción del contenido de los tres capítulos de este informe.

En el Capítulo 1 se hace una revisión del contexto regulatorio nacional en relación con la respuesta de la demanda, base para la actividad de agregación de demanda, así como aquellos elementos regulatorios que brindan herramientas para la definición de la actividad, sus características y requisitos, y su relación con usuarios y agentes del mercado. También, se hace una breve reseña sobre las prácticas actuales de mercado en Colombia en relación con la agregación y servicios de respuesta de demanda. Actualmente en Colombia las fronteras DDV son el 4% del total de las fronteras, y hay al menos 12 agentes comercializadores que ejercen actividades de agregación bajo el mecanismo de DDV, cuatro de ellos tienen el 84%¹ de la energía registrada en DDV no comprometida en contratos.

Actualmente, Energya Consultores está desarrollando una serie de conversatorios con los actores relevantes del mercado, entre los cuales se han considerado representantes de comercializadores, distribuidores, generadores, prestadores de servicios de respuesta de demanda, entre otros.

En el Capítulo 2 se revisa la experiencia internacional en los mercados de Australia, California, Francia y Reino Unido para identificar los elementos más relevantes de la definición de la actividad de agregación de demanda y sus características, funciones, responsabilidades y obligaciones, conflictos de interés y reglas de integración y relacionamiento, esquema de gobernanza, protección de datos, protección de datos técnicos, requerimientos tecnológicos y flujo de datos e información.

Iniciando el referenciamiento internacional, la transición energética del mercado australiano se encuentra en un proceso de migración hacia un mercado de servicios de DER más neutro a la tecnología. Estos cambios se prevén estarán operativos en 2024. Actualmente, el mercado contempla dos categorías de agregador que están operativas: el Agregador de pequeña generación (SGA, Small Generation Aggregator) vigente desde 2013, que clasifica cada pequeña unidad generadora que agrega, como una unidad generadora de mercado (cada unidad generadora de mercado tiene su propio punto de conexión). Y el otro agregador es el Agregador de Demanda DRSP, denominado “Proveedor de servicios de respuesta a la demanda”, reglado dentro del mecanismo de respuesta de demanda desde junio de 2020 y operativo desde octubre de 2021, este agregador es un participante registrado del mercado que acuerda con un grupo de consumidores para vender la respuesta a la demanda en el mercado mayorista a través del mecanismo de respuesta de demanda mayorista y competir con la generación en períodos de punta y en períodos que requieran balance entre la oferta y la demanda. A finales de 2021, el regulador estableció la nueva figura del Proveedor de

¹ Basados en el registro para día representativo del mes de julio de 2022

Recursos Integrados (IRP), que debe quedar operativa a partir de 2024, y que se define como el agente que permite la incorporación del almacenamiento, de los diferentes sistemas híbridos, de los agregadores de generación nuevos y existentes, pudiendo este nuevo agente proporcionar servicios auxiliares de mercado de generación y carga.

En California, la regulación ha definido la capacidad de los DER entre 0.5 MW y 20 MW. El regulador ha definido también la agregación como la actividad que contrata a clientes de uso final en múltiples ubicaciones para ayudar a proporcionarles servicios de Respuesta de la Demanda (RD) bajo la figura de Agregador de RD, un Agregador también agregará las cargas de los clientes para que puedan colocarse en un único recurso para participar en los mercados de capacidad y/o servicios auxiliares del operador del Sistema (CAISO). Asimismo, existe la figura del Agregador de DER que agrega estos recursos para prestar servicios al mayorista. Un agregador también suele realizar funciones de cara al cliente como el marketing, la inscripción, las comunicaciones y los pagos por la participación.

Francia como parte integral de la Unión Europea, acoge las directivas de su comunidad, enfocadas en la Transición Energética, buscando la reducción de consumos con fuentes fósiles con el aumento de las energías renovables, la movilidad eléctrica y el almacenamiento de energía; la participación de la demanda con recursos energéticos distribuidos DER, abre los espacios de interacciones con el mercado, a fin de hacer uso más eficiente y sostenible del uso de estos recursos energéticos. El operador de la red de interconexión nacional (RTE por sus siglas en francés) y la Comisión de Regulación (CRE por sus siglas en francés) armonizan las reglas y requisitos técnicos para hacer posible esta interacción mediante mecanismos que permiten el intercambio de bloques de energía y la función de reducción de demanda, de acuerdo con las necesidades del mercado nacional y local, toda vez que Francia también administra 5 bloques de interconexiones nacionales con España, Italia, Suiza, Alemania-Bélgica y Reino Unido. En la actualidad existen 12 operadores del mecanismo NEBEF (Reducción de carga) y 75 operadores de Balance. Francia también adelanta experimentos con redes inteligentes enfocadas a la movilidad eléctrica y el almacenamiento de energía. Es relevante anotar que la actividad de comercialización es independiente de la actividad del operador de red local, por lo tanto, no están integrados verticalmente.

Por su parte, la política de flexibilidad energética en Reino Unido tiene como uno de sus pilares la activación de la respuesta de la demanda y cuenta con los agregadores para su eficiente desarrollo. A pesar de que hace varios años (2008) ya existen en el mercado empresas que prestan servicios de agregación, el Reino Unido no ha desarrollado una regulación específica para esta actividad. Los principales servicios ofrecidos por los agregadores son los de reserva, respuesta de frecuencia, acceso al mecanismo de balance, almacenamiento y acceso al mercado de capacidad. No obstante, se exploran nuevos servicios como el de comparación o subastas en la red, entre otros. Recientemente, la Casa de los Comunes y el mismo regulador han manifestado la posible existencia de una falla en el mercado relacionada con la asimetría en la información que proporcionan los terceros intermediarios del sistema, entre los que se encuentran los agregadores, a los clientes y usuarios. Dentro de las propuestas que se están analizando está la de crear una licencia o autorización formal para este tipo de agentes con el fin de contar con mayor control sobre su comportamiento y desarrollo en el mercado. Por ahora, existe un esquema de autorregulación conocido como el Código de Conducta "Flex Assure", elaborado por la Asociación para la Energía Descentralizada y apoyado por el gobierno, el cual contiene reglas generales de voluntario cumplimiento. De otra parte, desde hace varios años se ha venido discutiendo la existencia de posibles barreras a la entrada para los agregadores independientes, entendidos como aquellos que no están integrados verticalmente con un comercializador o cuentan con un contrato de sociedad con alguno de ellos.

En resumen, la experiencia internacional consultada en materia de agregación de recursos DER, muestra experiencias de agregación desde la primera década de este siglo (Reino Unido desde 2008, y Australia desde 2013). Además, se observan tres casos de regulación (Australia, California y Francia) y un caso de auto regulación (Reino Unido). En este caso, de Reino Unido se destaca que la autoridad expresa la posible existencia de una falla en este mercado auto regulado, relacionada con la asimetría en la información y se analiza crear una licencia o autorización formal para este tipo de agentes. Por su parte Australia se destaca por estar en un proceso de migración hacia un mercado de servicios de DER con definiciones más neutras a la tecnología, y tendrá operativo en 2024 una tercera figura de agregación que es el Proveedor de Recursos Integrados. En relación con límites mínimos, destaca Francia, que exige un mínimo de agregación de 1 MW.

A partir de la revisión del contexto nacional e internacional, en el Capítulo 3 se propone una definición para la actividad de agregación de demanda y del rol del agregador de demanda en el mercado de energía colombiano.

La propuesta del consultor sobre el marco de definición de la Agregación en Colombia consta de tres componentes: el primer componente es la definición de unidades DER, el segundo componente es la definición de las Actividades de Agregación, y el tercer y último componente es la definición de los Agentes Agregadores.

En relación con el primer componente de la definición, el equipo consultor propone definir tres unidades o elementos DER: DER RD, DER Generación y DER híbrido. Veamos cada uno de ellos. En primer lugar, la unidad DER RD corresponde a los cambios que se producen en el comportamiento o hábitos de consumo de los clientes como consecuencia de los incentivos explícitos que recibe por parte del Agente Agregador. El flujo energético de la unidad DER RD siempre es unidireccional desde el SDL hacia el cliente. En las subastas, el DER RD se comporta como reducción o incremento del consumo según los niveles de precio de mercado. Como ejemplo tenemos los usuarios regulados, no regulados y las agrupaciones de usuarios (o las llamadas comunidades energéticas en la literatura universal). En segundo lugar, la unidad DER Generación corresponde a aquellos DER que producen energía; el flujo energético siempre es unidireccional desde el DER hacia el SDL; en las subastas de mercado, el DER Generación se comporta como un generador convencional, es decir, tienen una oferta de venta de cantidad y precio. Como ejemplo tenemos un panel solar, una turbina eólica o una planta hidráulica DER. Y en tercero y último lugar, tenemos la unidad DER Híbrido que corresponde a aquellos elementos individuales DER que se comportan bien sea consumiendo energía desde el SDL o entregando energía hacia el SDL, es decir, el flujo energético es bidireccional, algunas veces es desde el DER Híbrido hacia el SDL y en otros momentos desde el SDL hacia el DER Híbrido. En las subastas de mercado, el DER Híbrido tiene un doble comportamiento, bien sea como consumidor de energía o bien sea como vendedor de energía; como ejemplo de este tipo de DER híbrido tenemos una batería o un usuario con un panel solar BTM. Como se observa, cada una de estas unidades DER están caracterizadas por su propia naturaleza, por su función en el mercado, por la direccionalidad del flujo energético y por su racional económico claro y diferenciado en las subastas del mercado mayorista.

En consecuencia, y como segundo componente de la definición, el consultor propone definir tres actividades de agregación, una actividad de agregación por cada categoría de unidad DER. La primera actividad es la Actividad de Agregación de Respuesta de la Demanda, que corresponde a la agregación de unidades de DER RD. La segunda actividad es la Actividad de Agregación de Generación, que corresponde a la agregación de unidades de DER Generación, y la tercera y última actividad es la Actividad de Agregación Híbrida, que corresponde a la agregación de unidades de DER híbridos. Cada una de estas actividades están claramente diferenciadas por los procesos para cada categoría de DER que agrega, con funcionalidades distintas, procedimientos y especialización.

Finalmente, como tercer y último componente de la definición y en concordancia con los anteriores tipos de agregación identificados, el consultor propone tres alternativas para la definición de Agente Agregador en el mercado, según pueda ejercer una o varias de las actividades definidas. La primera alternativa propone 3 Agentes Agregadores en el mercado, uno por cada actividad: Agregador de Respuesta de la Demanda, Agregador de Generación y Agregador Híbrido. La segunda alternativa propone un solo agente agregador universal denominado “Agregador Integral” que puede ejercer las tres actividades de agregación simultáneamente, logrando capturar sinergias y agregación de portafolio entre actividades. Y la tercera y última alternativa consiste en 3 Agentes Agregadores en el mercado: el Agregador de Respuesta de la Demanda, el Agregador de Generación y el Agregador Integral, que tiene la ventaja de permitir que quienes solo quieran agregar RD o generación de manera especializada, lo puedan hacer sin tener que registrarse como Agregador Integral. La diferencia entre las alternativas 1 y 3 consiste en que la alternativa 1 no considera el agente agregador integral, mientras que la alternativa 3 si, lo que significa que en la alternativa 3 se podrán generar sinergias al agregar diferentes tipos de DER, creando un portafolio de valor y variedad de servicios hacia el MEM. El análisis de alternativas de competencia de agregadores se presentará en el producto 2, con foco en el agregador de respuesta de demanda.

1. CONTEXTO NACIONAL

Con la transformación de la matriz energética, el consumidor está migrando hacia un rol cada vez más flexible, adquiriendo la capacidad de responder a señales de mercado; la figura del prosumidor adquiere cada vez mayor relevancia, no solo por contribuir con el uso eficiente de la energía, sino por su aporte en la operación sostenible de todo el sistema energético integrado. Dado el número de nuevas formas de participación que tiene el usuario final y la evolución de los DER en Colombia, se hace necesario contar con un coordinador / intermediario especializado que facilite esas interacciones con el mercado y sus participantes, de allí nace la figura del Agregador.

En principio, todas las fronteras entre mercados de comercialización del SIN se pueden considerar como agregaciones (en su sentido más amplio) que recogen un grupo de consumidores y facilitan los sistemas de liquidación de intercambios comerciales. Para efectos de servicios especiales y fomento de la implementación de energías alternativas, en especial las de categoría de renovables e implementados como recursos energéticos distribuidos (DER), se ha identificado la necesidad de un agente que agrupe, administre y represente un conjunto de usuarios ante el administrador del sistema, y que gobierne las relaciones entre las partes interesadas y distribuya los recursos económicos de acuerdo con los negocios establecidos entre las partes.

Estos recursos energéticos, inmersos en la demanda, pueden ser intercambiados como servicios de suministro o respaldo en las operaciones de los usuarios y agentes de la cadena de abastecimiento energético.

1.1. ANTECEDENTES REGULATORIOS

La Ley 1715 de 2014, modificada por la Ley 2099 de 2021, estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción del desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente de carácter renovable, sistemas de almacenamiento y uso eficiente de energía mediante la integración al mercado eléctrico. En esta Ley se incorpora el concepto de Respuesta de la demanda (RD), definido como los cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.

Asimismo, se asigna a la CREG la responsabilidad de establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la RD y la mejora de la eficiencia energética en el SIN², con el objeto de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda y responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por el Ministerio de Minas y Energía o por la misma CREG³.

A partir de los lineamientos de la Ley 1715 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía, a través del Decreto 2492 de 2014, concedió a la GREG la responsabilidad de incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución, tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio.

También, dispuso que la CREG debía diseñar los mecanismos y condiciones necesarias para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones.

² Artículo 6 Ley 1715 de 2014

³ Artículo 31 Ley 1715 de 2014

En el año 2015 la CREG expidió la Resolución CREG 11⁴, mediante la cual se adoptaron las normas para regular el programa RD para el mercado diario en condición crítica⁵, aplicable a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el programa de RD, así como a la liquidación y recaudo de las transacciones asociadas al programa, y su operación dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista. La CREG tiene previsto analizar la continuidad o no de este programa considerando su revisión, transformación o incorporación en otros programas de uso de RD como recurso de emergencia⁶.

En dicha Resolución se establecen las reglas técnicas y operativas para que los usuarios participen en el mercado mayorista a través del comercializador que los representa. Dentro de estas reglas, el usuario puede elegir su representación en el programa de RD con un comercializador, que puede ser diferente al que lo atiende para el suministro de energía, así como también puede ser un agente comercializador que agrega carga para participar en los programas de reducción o desconexión de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Mediante los compromisos de RD el usuario o grupo de usuarios, representados por el comercializador, se comprometen a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para ello, el usuario presenta una oferta de precio diario al cual está dispuesto a reducir su consumo y recibe el valor de la oferta que no puede ser superior a la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de Escasez. El producto, transado y remunerado, es la cantidad energía reducida (MWh) con respecto a los consumos de energía, ofertada al MEM por el comercializador.

Así mismo ocurre en los otros dos programas de respuesta a la demanda del país, Demanda Desconectable Voluntaria y el programa Apagar Paga (iniciado y finalizado en el año 2016), en donde la demanda participa en el MEM a través del intermediario (el comercializador), en la aplicación de mecanismos de precio o incentivo para la disminución de su consumo.

La DDV, definida como el consumo de energía que los usuarios están dispuestos a reducir a cambio de una contraprestación⁷, es uno de los mecanismos o anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad, para garantizar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF). Mediante este mecanismo, un generador que anticipa que su energía no es suficiente para cumplir con sus OEF, puede negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía a cambio de un precio que se obliga a pagar el generador⁸.

Por su parte, el programa Apagar Paga, establecido a partir de la Resolución CREG 029 de 2016⁹, se planteó como un esquema de tarifas diferenciales para el costo de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN, con el objeto de promover el ahorro voluntario de energía. En la norma se definieron incentivos para promover el ahorro de energía, un pago por cada kWh ahorrado y un cobro por cada kWh consumido en exceso frente a su referencia. Gracias a su implementación, en su momento se logró un ahorro diario de energía cercano al 6%.

En relación con los otros recursos distribuidos, la Ley 1715 de 2014, recomendó a la CREG establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida, los regímenes tarifarios y los procedimientos simplificados para auto generadores con excedentes de energía menores a 5MW.

⁴ Modificada por la R. 140/17: precio marginal de escasez CXC, R.25/16: CND activación programa RD, R. 212/15: programa RD mercado diario en condición crítica, y R. 116/15: plazo de implementación del programa RD.

⁵ Condición crítica: situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez.

⁶ Documento CREG-001 18 de 2022

⁷ Resolución CREG 071 de 2006

⁸ Resolución CREG 063 de 2010

⁹ Esquema de tarifas diferenciales finalizado a partir de la R. CREG 51 de 2016

En esta Ley se autorizó a los auto generadores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte, reconocidos mediante un esquema de medición bidireccional. Para el caso de los auto generadores de propiedad de productores de Petróleo y/o Gas Natural, otorgó la posibilidad de vender sus excedentes de energía (a partir de gas) en el mercado mayorista, a través de empresas facultadas para ello.

También, se estableció que los autogeneradores que se hagan acreedores de los créditos de energía (excedentes), pueden negociar dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos con terceros naturales o jurídicos, según las normas definidas por la CREG para tal fin.

En el año 2014 el MME estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración¹⁰. Allí se establece que deberá haber simetría en las condiciones de participación en el Mercado Mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala, es decir, que estos tengan las mismas reglas aplicables a una planta de generación, en relación con los derechos, costos y responsabilidades asignados en el reglamento de operación, reportes de información, condiciones de participación en el mercado mayorista, en el despacho central y en el esquema de Cargo por Confidabilidad, entre otros.

Para los Autogeneradores a Pequeña Escala y Generadores Distribuidos, en el año 2017 el MME definió los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala¹¹. Allí designó a la CREG para establecer un trámite simplificado para la conexión y entrega de excedentes de los auto generadores a pequeña escala al Sistema de Transmisión Regional (STR) o al Sistema de Distribución Local (SDL).

También, le otorgó la facultad de establecer el mecanismo de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala y el responsable de su liquidación y medición. Para el caso de los auto generadores a pequeña escala que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía.

La Resolución CREG 174 de 2021, que derogó la Resolución CREG 30 de 2018, reguló las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN, buscando la integración de fuentes no convencionales al sistema eléctrico nacional. En esta Resolución se establecen las alternativas de comercialización para la Generación Distribuida y autogeneración a pequeña escala dependiendo si usa o no Fuentes No Convencionales de Energía Renovable FNCER.

A través de la Resolución 135 de 2021, la CREG estableció el régimen de Derechos y Deberes de los usuarios regulados y no regulados que son Autogeneradores a pequeña escala y reguló su relación con el comercializador cuando le entrega excedentes de energía.

De acuerdo con el Documento CREG 001 de 2022, si bien existen estos mecanismos para participación de la demanda en el MEM, es de interés de la entidad explorar la participación de los usuarios regulado y no regulados en todas las instancias del mercado. Por eso cobra importancia la figura del agregador de demanda, ya que “también podría actuar como un agente independiente en el mercado de energía, como el intermediario de las transacciones asociadas a la respuesta de la demanda de varios usuarios”, así como es la actividad de comercialización. “Este agente podría comercializar la potencia, energía u otros servicios que requiera el MEM, de manera similar a como lo realizan los demás agentes que representan recursos y usuarios de gran escala, “promoviendo la participación activa de la demanda en el mercado de energía y aprovechar la flexibilidad de consumo de los usuarios para mejorar la eficiencia del mercado”.

¹⁰ Decreto MME 2469 de 2014

¹¹ Decreto MME 348 de 2017, modificado por el Decreto 1073 de 2015

Recientemente el MME expidió la Resolución No. 40283 del 03 de agosto de 2022, mediante la cual se establecen lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos. En este acto administrativo se plantea un conjunto de definiciones relevantes para el tema particular (arbitraje de energía, generación distribuida, mecanismos de respuesta de la demanda y almacenamiento de energía, entre otros), así como los lineamientos tanto para los mecanismos de Respuesta de Demanda, como para los sistemas de almacenamiento de energía.

En lo que tiene que ver directamente con el objeto de este estudio, la resolución mencionada aborda dos temas fundamentales, en primer lugar, hace referencia a los lineamientos de comportamiento, en virtud de los cuales, la CREG podrá establecer porcentajes máximos de participación en la propiedad de los DERs por parte de los operadores de red y las empresas controladas por estos. También, se reitera la importancia de la Resolución 080 de 2019 en las relaciones estructurales y de control para este mercado.

En segunda instancia, la Resolución No. 40283 de 2022 establece los lineamientos que debe seguir la CREG para regular la “Actividad de Agregación de Recursos Energéticos Distribuidos”. Como parte de estos parámetros, se reconoce de manera clara que la función de agregación podrá ser realizada tanto por comercializadores, como por agentes nuevos, y que los usuarios deberán poder seleccionar un agregador diferente al comercializador que lo atiende.

La Superintendencia de Industria y Comercio – SIC, en ejercicio de la facultad de abogacía de la competencia contenida en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, realizó varios comentarios relacionados especialmente con la posibilidad de que la CREG establezca porcentajes de participación máximos en la propiedad de los DERs, así como el momento para hacerlo.

Debido a la relevancia de los temas planteados por esta Resolución, se hará referencia a la misma, así como a su interpretación por parte de la consultoría en distintos apartes de las entregas 2 y 3.

1.2. PROGRAMAS DE RESPUESTA A LA DEMANDA

Los mecanismos de RD creados en el país buscan la modificación de los patrones del consumo de los usuarios a través de un intermediario, generalmente el comercializador, que los represente ante el MEM. A continuación, se esquematizan los diferentes programas de RD establecidos en la regulación con el propósito de identificar sus mecanismos de participación, agentes involucrados y funciones.

1.2.1 Demanda Desconectable Voluntaria

En el programa de DDV participan como compradores los generadores con OEF asignadas, y como vendedores los agentes que representa las fronteras DDV de un usuario o grupo de usuarios interesados en participar en este programa de RD. En este mecanismo intervienen el CND y el ASIC, como responsables de la coordinación operativa para la desconexión de demanda y de las transacciones comerciales derivadas de su aplicación, respectivamente.

Tabla 1 – Resumen Mecanismo DDV

Normas	CREG 071 de 2006 y CREG 101 109 de 2022 ¹²
Objetivo	Anillo de seguridad del cargo por confiabilidad para generadores que requieren respaldar sus Obligaciones de Energía Firme OEF
Producto	Cantidad de energía diaria reducida por parte del agente que representa las DDV (kWh-día)

¹² Modifica y compila lo establecido en las R. CREG 063 de 2010, 203 de 2013, 098 de 2018 y 069 de 2020.

Operación	MEM
Verificación	<p>Línea base de consumo (LBC)</p> <p>Se realizan pruebas de disponibilidad cada vez que la frontera sume 60 días de registro en contratos.</p> <p>El OR, el generador y el representante de fronteras DDV tienen acceso a la lectura remota.</p>
Quienes participan	<ul style="list-style-type: none"> - Generador con OEF: comprador - Agente que representa a los usuarios (fronteras DDV): vendedor y representante de la demanda - Usuarios No Regulados - CND: coordinación operativa para la desconexión de demanda - ASIC: transacciones comerciales
Mecanismo	<ul style="list-style-type: none"> - Contrato bilateral Generador – Agente representante de fronteras DDV con duración máxima de 30 días. Forma, contenido, garantías y condiciones de los contratos de la DDV se pactan libremente entre las partes.

Fuente: elaboración propia a partir de Resoluciones CREG

En los párrafos 1 y 2 del Artículo 5 de la Resolución 101 109 de 2022, la CREG establece que solo un agente comercializador podrá representar a uno o varios usuarios interesados en ofrecer DDV, en tanto la CREG no defina otro agente que pueda realizar dicha actividad.

También, que los autogeneradores que tengan registrada ante el ASIC una o más fronteras de generación para entrega de excedentes de energía al SIN, no podrán participar en el programa de la DDV.

Tabla 2 – Agentes que participan en el mecanismo DDV, deberes y responsabilidades

Generador	Agente que representa la DDV (ARD)	ASIC	CND
<ul style="list-style-type: none"> - Registrar ante el ASIC contrato de DDV (con el agente que representa la DDV, cuando sea designado en el contrato como responsable del registro.) - Verificar que la DDV contratada cuente en todo momento con la suficiente capacidad de desconexión para cubrir las OEF respaldadas. - Informar al representante de la DDV, la reducción de DDV requerida y sus condiciones. 	<ul style="list-style-type: none"> - Registrar ante el ASIC contrato de DDV (con el Generador), cuando sea designado en el contrato como responsable del registro. - Garantizar cumplimiento de parámetros medidores y su operación. - Informar al usuario las condiciones de la DDV, indicando que la participación en DDV no es condición para la firma de un contrato de suministro de energía. - Registrar ante el ASIC los usuarios interesados en prestar el servicio de DDV. 	<ul style="list-style-type: none"> - Administrar base de datos con la información de los participantes (G y ARD). - Publicar la DDV no comprometida en contratos bilaterales, por agente. - Verificar que los contratos DDV cumplan con las condiciones de registro. - Verificar que las fronteras cumplan con los requisitos de cálculo de la LBC. - Verificar cumplimiento de pruebas DDV. - Informar la cantidad de DDV verificada por día al agente generador y 	<ul style="list-style-type: none"> - Programar pruebas de disponibilidad de DDV. - Incluir en sus análisis y en el despacho la DDV en la operación del sistema.

Generador	Agente que representa la DDV (ARD)	ASIC	CND
	<ul style="list-style-type: none"> - Informar al ASIC todas las fronteras comerciales que se encuentren asociadas al mismo predio del usuario. - Informar al ASIC las fronteras de los usuarios que hacen parte de un contrato DDV. - Coordinar con el OR en qué punto se debe reflejar la reducción de demanda de las fronteras DDV e informarlo al CND, así como mantener esta información actualizada y reportar al CND cualquier cambio. - Coordinar las pruebas de las fronteras DDV y declarar los resultados (salvo que en el contrato se especifique que es el Generador). - Gestión técnica para adecuación de frontera comercial y LBC. 	<ul style="list-style-type: none"> al agente que representa la DDV. - Registrar medidas de las fronteras y verificar cumplimiento de la DDV. - Liquidación del mecanismo. - Determinar DDV asignada e informar a las partes. - Verificación de la demanda desconectada. 	

Fuente: elaboración propia a partir de Resoluciones CREG

1.2.2 Programa de Respuesta a la Demanda

Este programa busca incentivar la respuesta de la demanda para el mercado diario en condiciones de escasez. En él, los comercializadores representan a un usuario o grupo de usuarios ante el MEM para la reducción voluntaria de la cantidad de energía consumida. En este mecanismo intervienen el CND y el ASIC, como responsables de la coordinación operativa para la desconexión de demanda y de las transacciones comerciales derivadas de su aplicación, respectivamente.

Tabla 3 – Resumen Programa de Respuesta de la Demanda

Normas	CREG 11 de 2015 ¹³
--------	-------------------------------

¹³ Modificado por la R. CREG 212 de 2015, 25 de 2016 y 140 de 2017

Objetivo	RD para condiciones críticas e incentivar el ahorro
Producto	Cantidad de energía diaria reducida por el comercializador (MWh-día)
Operación	MEM
Verificación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Línea base de consumo (LBC) 2. Medición directa <p>El OR y el comercializador tienen acceso a la lectura remota.</p>
Quienes participan	<ul style="list-style-type: none"> - Comercializador: vendedor y representante de la demanda, el comercializador puede ser diferente al que suministra energía. - Usuarios No Regulados, medidor con lectura remota - CND: coordinación operativa - ASIC: transacciones comerciales
Mecanismo	<ul style="list-style-type: none"> - Oferta única de precio (\$/MWh) al CND para 24 h (comercializador) + declaración de reducción de energía - Compromiso RD: reducción de consumo del SIN a cambio de recibir la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez ponderado por la energía reducida.

Fuente: elaboración propia a partir de Resoluciones CREG

Tabla 4 – Agentes que participan en el Programada de RD y responsabilidades

Comercializador	ASIC	CND
<ul style="list-style-type: none"> - Garantizar cumplimiento de parámetros en medidores y su operación - Informar al usuario tipos de fronteras DDV del programa RD y verificar cumplimiento de requisitos del tipo de frontera que escoja - Informar al ASIC los usuarios interesados en prestar el servicio de RD. - Informar que la frontera comercial, será utilizada como frontera DDV con LBC para el programa de RD. - Registrar frontera como DDV con medición directa asociándola a la frontera de consumo del usuario registrada ante el ASIC. - Informar a los OR de las fronteras DDV registradas en el ASIC. - Solicitar al ASIC cálculo de LBC - Notificar al OR cuando se activen los programas de RD de sus usuarios. - Reportar en la LBC la curva típica de carga por tipo de día para la 	<ul style="list-style-type: none"> - Administrar base de datos con la información de los comercializadores y sus fronteras - Verificar modelos de LB de consumo - Revisar medidas de fronteras DDV de medición directa si es el caso y verificar cumplimiento de la reducción de demanda. - Verificar que para un mismo período de tiempo t, si la frontera tiene asociado un compromiso de RD y un contrato de DDV, cumpla con cada uno de los requisitos de verificación de RD y DDV; de no ser así, el ASIC no considera reducción de demanda RD. 	<ul style="list-style-type: none"> - Verificar cantidad de consumo de energía que se puede reducir con el programa de RD en el día en cual el precio de bolsa horario del predespacho ideal $\geq 108\%$ del precio de escasez de activación - Incluir en análisis y despacho la reducción de demanda de RD en la operación del sistema. - Determinar cantidad de RD asignada e informar al comercializador que se compromete a reducir demanda.

Comercializador	ASIC	CND
verificación de reducción de consumo horario de la RD		

Fuente: elaboración propia a partir de Resoluciones CREG

En el marco regulatorio de este programa se hace referencia a la confidencialidad de la información para las ofertas de precio por parte del CND y el ASIC, así como a los niveles de acceso a los medidores de los usuarios que participan en el programa de RD, en este caso por parte de los comercializadores y OR (protección de datos).

1.2.3 Apagar Paga

Esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía, finalizado por la Resolución 51 de 2016. En este caso, el comercializador, que puede ser diferente al que presta el servicio de energía, es vendedor de la energía ahorrada y representante de la demanda.

Tabla 5 – Resumen del Programa Apagar Paga

Normas	CREG 29 de 2016
Objetivo	Ahorro voluntario para condiciones de emergencia por déficit de energía
Producto	Meta de ahorro individual del usuario (MWh-ciclo de lectura)
Operación	MEM
Verificación	Línea base de consumo <ul style="list-style-type: none"> - Comercializador: vendedor y representante de la demanda, el comercializador puede ser diferente al que suministra energía.
Quienes participan	<ul style="list-style-type: none"> - Usuarios Regulados - CND: coordinación operativa - ASIC: transacciones comerciales
Mecanismo	<ul style="list-style-type: none"> - Oferta única de precio (\$/MWh) al CND para 24 h (comercializador) + declaración de reducción de energía - Incentivo o penalización) por el comportamiento del consumo frente a la LBC

Fuente: elaboración propia a partir de Resoluciones CREG

Tabla 6 – Agentes que participan en el programada Apagar Paga y responsabilidades

Comercializador	ASIC	CND
<ul style="list-style-type: none"> - Determinar meta de ahorro individual - Llevar estado de cuenta correspondiente a la aplicación del esquema RD - Enviar reporte de auditoría del esquema a la SSPD 	<ul style="list-style-type: none"> - Llevar un sistema de reporte de información diario del ahorro de energía para cada uno de los comercializadores - Informar al MME y la CREG la demanda real regulada diaria y la meta diaria de consumo según tipo de día 	<ul style="list-style-type: none"> - Implementar mecanismo de liquidación del programa de ahorro voluntario

Comercializador	ASIC	CND
- Informar a los usuarios regulados sobre el esquema de tarifas diferenciales (tarifas y metas de ahorro individuales)	- Informar los resultados por comercializador y nacional del ahorro del esquema	

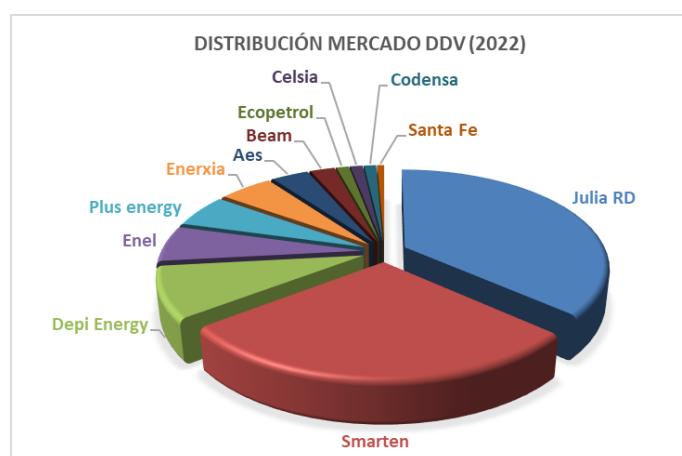
Fuente: elaboración propia a partir de Resoluciones CREG

1.3. REFERENCIAMIENTO AGREGADORES EN COLOMBIA

A partir del año 2018, nuevos agentes se han integrado al mercado secundario de respaldo de Obligaciones de Energía Firme (OEF), estructurado en el Cargo de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional colombiano, dinamizando mecanismos de respuesta a la demanda. Hoy existen en Colombia 12 empresas comercializadoras que operan en el mercado secundario, respaldando a los agentes generadores con OEF con cerca de 20.000 MWh mes; de ellas, Julia RD y Smarten cubren más del 50% de la capacidad de desconexión (XM 2022), tal como se puede ver a continuación.

Gráfica 1 – Composición mercado DDV en Colombia

DDV No Comprometida 2022 (MWh-día)		
Julia RD	8.774	36,6%
Smarten	6.739	28,1%
Depi Energy	2.067	8,6%
Enel	1.451	6,0%
Plus energy	1.342	5,6%
Enerxia	1.219	5,1%
Aes	842	3,5%
Beam	557	2,3%
Ecopetrol	288	1,2%
Celsia	283	1,2%
Codensa	276	1,2%
Santa Fe	156	0,7%



Fuente: elaboración propia a partir de XM

Este mercado en la actualidad vincula un poco más de 1.000 fronteras comerciales DDV de las 28.851 (XM 2021) fronteras totales registradas ante XM, pero su potencial crece en la medida que nuevos recursos distribuidos se van integrando a la red por parte de los usuarios.

La actividad de agregación por lo general es combinada con consultoría especializada en eficiencia energética, estructuración y desarrollo de proyectos, consultoría y un permanente monitoreo del mercado para que la demanda interactúe de una manera más dinámica en la red de suministro eléctrico y de gas natural.

De la experiencia de apagar paga (2016) y del inventario de capacidad de autogeneración de los grandes clientes que poseen recurso de generación, se puede concluir que es posible efectuar operaciones de intercambios y servicios con los usuarios que aporten beneficios a la operación del Sistema energético. En su momento, este programa logró un ahorro cercano a los 1.000 gigavatios, superando ampliamente la cifra de racionamiento de 400 gigavatios sugerida por XM (CREG), a través de los más de 450 agentes que se unieron al programa.

El consultor propuso en la metodología de trabajo conocer la opinión de las partes interesadas sobre la actividad de agregación y el rol del agente agregador en el contexto colombiano, mediante conversatorios con representantes de los diferentes actores de la industria; el consultor cursó invitación a 17 representantes. En las próximas semanas el equipo consultor estará completando y recogiendo los aspectos más relevantes de las entrevistas, los cuales serán presentados en el Producto 2.

1.4. INSTRUMENTOS REGULATORIOS VIGENTES CLAVE PARA LA RESPUESTA DE LA DEMANDA Y PARA LA ACTIVIDAD DE AGREGACIÓN

El Ministerio de Minas y Energía recientemente expidió la Resolución 40283 de 2022, la cual tiene por objeto establecer la política pública para incentivar y aumentar la incorporación de los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs), de forma eficiente, en el sistema eléctrico colombiano con el fin de proporcionar un rol más activo de los usuarios, contribuir a la gestión eficiente de la energía e impulsar la modernización de las redes y la descentralización del mercado.

Acá, se definen los DERs como los recursos energéticos que pueden ser gestionados de forma automática o manual, instalados cerca de los centros de consumo, conectados a la red de distribución, con posibilidad de injectar energía, consumir energía o proveer servicios complementarios a la red de forma dinámica. Dentro de los DERs se incluyen la RD, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Autogeneración a Pequeña y Gran Escala conectados a la red de distribución, entre otros. Con el fin de aprovechar la flexibilidad de estos recursos, las reglas y requisitos de agregación de cada uno de los DERs deben establecerse según sus características particulares.

Dentro de los lineamientos de la RD la CREG deberá promover diferentes mecanismos que brinden incentivos por la modificación o desplazamiento de los consumos de la red, y orientar los mecanismos de forma diferenciada a todos los tipos de consumidores según sus particularidades.

Se prevé que la actividad de agregación combine múltiples consumos de la demanda o electricidad generada por parte de los DERs para su venta o subasta en cualquier mecanismo del mercado de energía (mercado de confiabilidad, en el mercado de corto plazo, servicios complementarios, etc.). También, que los usuarios puedan seleccionar un Agregador diferente al comercializador que los atiende, y puedan mantener relación comercial con ambos agentes de forma simultánea.

Para la flexibilización de la tarifa, la CREG deberá establecer condiciones y/o programas para que los comercializadores ofrezcan tarifas dinámicas a los usuarios y se permita el traslado al consumidor de los cambios en el Costo Unitario de la energía a lo largo del día en la fórmula tarifaria, ya sea mediante programas de tarificación horaria, franjas horarias u otros mecanismos. Con ello, se deberán adoptar las medidas correspondientes para armonizar la regulación vigente referente a AMI y del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI), para que el consumidor pueda percibir estas señales de precio.

La UPME administrará un sistema centralizado de información de proyectos DERs (Ventanilla Única de información) en el país y sus principales características, con el fin de que esté disponible para la consulta pública y para ser incorporada en la planeación. También, información relacionada con los programas de respuesta de la demanda la información y de SAE conectados a la red de los OR.

En relación con los lineamientos de comportamiento, la norma hace referencia a la Resolución CREG 080 de 2019, marco normativo de las reglas de comportamiento como obligaciones, de hacer y no hacer, que deben cumplir los agentes que participen dentro de las actividades de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Esto, señalando por un lado el principio de neutralidad y no discriminación para las interacciones con los agregadores y propietarios de DERs, garantizando el acceso a la red por parte de terceros sin imponer

ningún tipo de barrera para ello. Por otro lado, la CREG tiene la posibilidad de establecer reglas para que no se constituyan barreras para el desarrollo de proyectos de DERs.

A continuación se identifican, a nivel de contexto, los instrumentos regulatorios vigentes que se consideran relevantes para la actividad de agregación, y cuyo análisis, conclusiones y recomendaciones serán desarrolladas en los nuevos modelos de negocio en comercialización de energía y servicios complementarios en el marco de la actividad o nueva figura de agregación de programas de respuesta de la demanda (Producto 3).

1.4.1 Autogeneración y generación distribuida

La CREG 174 de 2021 regula aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En ella se establecen los requisitos para la conexión y operación de los AGPE (según su capacidad instalada) y los GD, con las correspondientes pruebas y verificaciones en sitio en la etapa de entrada en operación. También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW.

En esta norma se establecen los requisitos de medición que deberán cumplir los AGPE y los GD, con o sin entrega de excedentes, y las alternativas de entrega de los mismos según su categoría (uso de FNCER o no). Así como las responsabilidades de los usuarios, del comercializador, el ASIC y el Liquidado y Administrador de Cuentas (LAC), para el tratamiento de excedentes y su reconocimiento.

También, se establecen los procedimientos para el cambio de agente que representa la frontera comercial en la entrega de excedentes de un AGPE, así como las alternativas de comercialización de la generación distribuida, y sus esquemas de precio.

En la norma se menciona de la ventanilla única de la UPME, como herramienta de gestión del trámite de conexión de los proyectos ante el OR, que tiene el propósito de facilitar el intercambio de información con los agentes y hacer transparentes y más eficientes los pasos y los tiempos del trámite de solicitud de conexión.

1.4.2 Almacenamiento de energía

En la Resolución CREG 098 de 2019 se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Acá el Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB) es la instalación de grupos de baterías, con sus correspondientes equipos de conexión, corte y protección, que se utiliza para el almacenamiento temporal de energía eléctrica y su posterior entrega al sistema. También hacen parte la interfaz electrónica y el (los) sistema(s) de medición requerido(s).

Por su parte, la Resolución MME 40283 de 2022 introduce una nueva definición, los Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE), equipamientos tecnológicos detrás del medidor capaces de tomar energía desde el sistema eléctrico o un recurso energético propio, para transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de inyectarla nuevamente al sistema eléctrico.

En su normativa, la CREG establece que en los procesos de selección de adjudicación de proyectos SAEB pueden participar los transmisores nacionales (TN), los operadores de red (OR), los transmisores regionales (TR), los generadores, los comercializadores y los terceros interesados nacionales o extranjeros.

Los procesos de carga y descarga del SAEB serán operadas remotamente o de forma automática por el CND y el ASIC hará la liquidación horaria de la energía tomada y de la energía entregada al sistema. El CND incluirá en el despacho la programación de las horas de carga y las de descarga de las baterías teniendo en cuenta el objetivo de minimizar el costo de operación del sistema y las condiciones para la entrega de energía.

1.4.3 Vehículos eléctricos

La Resolución 40223 de 2021 expedida por el Ministerio de Minas y Energía tiene como propósito establecer las definiciones, criterios de estandarización y condiciones de mercado que permitan el despliegue de infraestructura de carga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables. En ella se menciona que los análisis que realice la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) sobre señales de tarifa horaria, respuesta de la demanda y cualquier otro, considerarán la participación activa de vehículos eléctricos con el objetivo de habilitar nuevos esquemas de transacciones y gestión de energía. También, se establece que el suministro de energía eléctrica para vehículos eléctricos o híbridos enchufables en Estaciones de carga se considera como un servicio de carga y no como un servicio público domiciliario. Tampoco abarca la actividad de comercialización de energía eléctrica en los términos de la Ley 143 de 1994.

Por su parte, la Resolución CREG 171 de 2021 tiene por objeto establecer las condiciones para la medición diferenciada de los consumos de energía de que trata el artículo 49 de la Ley 2099 de 2021 (incentivos a la movilidad eléctrica), y aplica a los comercializadores y a los usuarios de este servicio. En la norma se establecen las condiciones para las dos alternativas de medición diferenciada: la independización de la instalación o sistemas de medición al interior de la instalación.

1.4.4 Medición Avanzada

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI por sus siglas en inglés) es aquella que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enruteadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida (MME R. 40072 de 2018).

A través de la Resolución CREG 101 001 de 2022, se establecieron las condiciones para la implementación de la Infraestructura de AMI en el SIN. En ella se definieron los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada, los lineamientos con respecto a los requisitos de interoperabilidad, ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos, para su adecuado funcionamiento.

Se definió el Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI) como la persona prestadora de servicios públicos domiciliarios, encargada de realizar las funciones de gestión independiente de datos e información y funciones independientes de intercambio, gestión, integración, analítica y valor agregado de datos e información. Será la fuente principal para que los comercializadores facturen a sus usuarios y de visualizar la información detallada de sus consumos y tarifas, y gestión de cambio de comercializador por parte del usuario.

Dentro del conjunto de datos que debe estar disponible para el usuario y demás agentes están todas las transferencias de energía y demás variables registradas en el punto de medición (registros de voltaje, corriente, consumo o producción de energía activa y reactiva periódicos, ausencia/presencia de tensión, cantidad y duración de las interrupciones del servicio). Dentro de estos datos se deberá tener en cuenta la existencia de

aquellos que tengan la calidad de datos personales en el marco de la Ley 1581 de 2012 y sus disposiciones reglamentarias, y serán los OR, los Comercializadores y el GIDI los responsables de garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los Datos.

En la norma se establece que el OR será el encargado de realizar el análisis de eficiencia, sustentando técnicamente, de manera rigurosa y suficiente, los costos, los beneficios, las fuentes de financiación y el resultado neto para el mercado de comercialización o segmento de este. El despliegue de AMI se ejecutará siempre y cuando los análisis identifiquen que el beneficio supera los costos incurridos.

Teniendo en cuenta que el Usuario y el OR tendrán la custodia compartida del medidor avanzado, es responsabilidad de este último adoptar las medidas necesarias para garantizar la seguridad y preservación del buen estado de los equipos que están bajo su responsabilidad, así como garantizar la interoperabilidad de todos los equipos involucrados en AMI.

Actualmente se encuentra en consulta la Resolución 701 011 de 2022, que propone modificar la Resolución 101 001 de 2022, en relación con la propiedad de los equipos de medida avanzada, Cambio de fronteras de agentes y usuarios y los planes de despliegue e implementación de AMI.

1.4.5 Tarifas

A través de la Resolución 31 de 1997, se establecieron los lineamientos de los precios horarios tanto para los costos de transporte (STN, STR, Y SDL), la energía suministrada por franjas horarias, en combinación con estas señales de precios, estimulaban la respuesta de los usuarios en la modelación de sus consumos. En su momento, la discriminación de precios era por franjas máxima, media y mínima, por tipo de día y por estacionalidades de lluvias o estiaje (invierno - verano). Esto solo era posible para los usuarios con telemedida (medidores multifuncionales con integración de 15 minutos).

La Resolución CREG 031 de 1997 aprobó las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el SIN, base del esquema vigente.

CREG 119 de 2007¹⁴ por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el SIN, establecer la fórmula tarifaria general que deben aplicar los Comercializadores Minoristas para el cálculo de los Costos Máximos y de las Tarifas eléctricas aplicables a los usuarios finales regulados. En la norma se establece que el Costo Unitario de prestación del servicio, corresponde a la sumatoria de los componentes de la cadena de prestación del servicio: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Pérdidas, Restricciones. Este Costo se puede diferenciar por franjas horarias acorde con los costos de Transmisión y Distribución

La Resolución CREG 011 de 2009, por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), definió Cargos por uso horarios, diferenciados por periodos de carga (máxima, media y mínima), para el STN.

La Resolución CREG 180 de 2014 por su parte, establece los criterios generales para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

La Resolución CREG 015 de 2018 definió Cargos de distribución horarios por periodos de carga máxima, media y mínima. En el Capítulo 9, modificado por la Resolución 222 de 2021, establece la metodología para definir estos cargos, aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un OR que dispongan de equipo de

¹⁴ Modificada por el Documento CREG 155 de 2015

medida con registro horario, de acuerdo con el artículo 1 del Decreto 2492 de 2014. Esta norma establece que cualquier usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW deberá contratar capacidad de respaldo de la red, en la cantidad que defina dicho usuario y sujeto a la disponibilidad técnica del OR.

En el año 2020, la CREG contrató el estudio Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta de la demanda, realizado por Estudios Energéticos; en el documento se proponen alternativas de tarifa para el sector residencial y no residencial, con opción de tarifa horaria del tipo ToU (Tiempo de Uso) para cada segmento, en sus versiones Por Defecto y Optativas, con variaciones en cuanto al cargo fijo comercial y cargo por potencia. El estudio incluye el análisis de impacto tarifario en el que se compara una serie de opciones tarifarias o escenarios, según las alternativas propuestas, para evaluar el impacto en el ahorro del usuario, reducción de demanda, suficiencia financiera de las empresas y efecto sobre los subsidios y las contribuciones al Fondo de Solidaridad. También se hacen recomendaciones en relación con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y 036 de 2019, de acuerdo con los resultados de las simulaciones realizadas.

Dentro de las alternativas tarifarias, el consultor propone la aplicación del cargo fijo, según la disposición a pagar de los usuarios (por tipo de usuario y estrato), buscando los principios de eficiencia económica de asignar costos, y el desacople entre ventas e ingresos para incentivar la eficiencia energética.

En relación con los sistemas de medición y en respuesta a comentarios de los agentes, Estudios Energéticos menciona “para implementar tarifas ToU binomias no se requiere un medidor inteligente, basta con un medidor electrónico que registre los consumos por hora y mida la potencia demanda. Ése es el caso de Uruguay, donde recién se está comenzando a usar medidores inteligentes no ha impedido aplicar tarifas binomias horarias desde hace más de 20 años.”

Las señales horarias que se proponen en el estudio inducen a cambios en los patrones de consumo de energía de los usuarios en respuesta a una señal de precio; el usuario, de manera directa, asume un rol activo en el mercado a través del comercializador. En este caso, el agregador podría tener un rol de asesor para maximizar los beneficios del usuario en la aplicación de este tipo de señales.

La Hoja de Ruta CREG de respuesta de la Demanda (Documento CREG-001 de 2022), justamente se refiere a la respuesta a la demanda para programas basados en precios, en donde el usuario opta por aumentar o disminuir su demanda en respuesta a señales de precios altos o bajos. Diferente a los programas basados en incentivos, en donde hay un incentivo por cumplir con los compromisos de reducción de la demanda (también parte del documento).

Dentro de los programas basados en precio (por bloques de demanda o por franjas horarias), la CREG tiene previsto, en el corto y mediano plazo, desarrollar las recomendaciones del estudio de tarifas dinámicas que adelantó en el año 2020, y que hace parte de la revisión del costo unitario como parte de la agenda regulatoria del año 2022; así como la incorporación de la tarificación o precio por Tiempo de Uso (ToU) en la definición de las metodologías de las distintas componentes del costo unitario de la prestación del servicio de energía eléctrica también bajo estudio en la agenda regulatoria del presente año.

2. ESTADO DEL ARTE Y REVISIÓN INTERNACIONAL

A continuación, se presenta el análisis de la experiencia internacional en los mercados de Australia, California, Francia y Reino Unido. En cumplimiento de los términos de referencia de esta consultoría, para la identificación de los criterios, lineamientos y buenas prácticas para la regulación de la actividad de agregación y del agente que las realiza en cada uno de los mercados analizados, el consultor ha identificado la definición de la actividad de agregación de demanda y sus características, funciones, responsabilidades y obligaciones, conflictos de interés y reglas de integración y

relacionamiento, esquema de gobernanza, protección de datos, protección de datos técnicos, requerimientos tecnológicos y flujo de datos e información. A continuación se presenta un resumen de cada mercado; en los anexos se expone el detalle completo de cada uno.

2.1. AUSTRALIA

2.1.1 Contexto del Agregador en Australia

La transición energética del mercado australiano¹⁵ se encuentra en un proceso de migración hacia un mercado de servicios de DER más neutro a la tecnología. Estos cambios se prevén estarán operativos en 2024.

Actualmente, el mercado australiano contempla dos categorías de agregador que están operativas: el **Agregador de pequeña generación** (SGA, Small Generation Aggregator) vigente desde 2013, y el **Agregador de Demanda** DRSP, denominado “Proveedor de servicios de respuesta a la demanda”, reglado dentro del mecanismo de respuesta de demanda desde junio de 2020 y operativo desde octubre de 2021. A finales de 2021, el regulador estableció la nueva figura del **Proveedor de recursos integrados** (IRP), que debe quedar operativa a partir de 2024.

El actual Agregador de pequeña generación, según AEMC (2012), se define como¹⁶ un participante registrado que tiene una o más pequeñas unidades de generación clasificadas como unidades generadoras de mercado con su propio punto de conexión. La figura de Agregador de pequeña generación fue creada originalmente para¹⁷ reducir las barreras de entrada, optimizar el costo de registro individual, crear un mercado mayorista más eficiente e inducir precios más bajos para los consumidores.

De otro lado, la figura existente de **Proveedor de servicios de respuesta a la demanda** DRSP, según AEMC (junio 2020), se define como un participante registrado del mercado que acuerda con un grupo de consumidores para vender la respuesta a la demanda en el mercado mayorista a través del mecanismo de respuesta de demanda mayorista y competir con la generación en períodos de punta y en períodos que requieran balance entre la oferta y la demanda. De esta manera, se introduce un mecanismo de bajo costo para la participación transparente del lado de la demanda en el despacho central y ser recompensado por el valor que aporta al sistema. Si un comercializador minorista quisiera proporcionar una respuesta a la demanda mayorista a través del mecanismo, tendría que registrarse como DRSP. El consumidor también puede ir directamente a vender su respuesta de demanda sin contratar con el agregador DRSP.

Según AEMC (junio 2020)¹⁸, el marco vigente de protección al consumidor de energía no se aplicaría a la relación entre los clientes y los agregadores de demanda DRSP dado que el servicio proporcionado por los DRSP a los clientes no es una venta o suministro de energía, no se requeriría que un agregador sea un minorista autorizado y tampoco sería un distribuidor.

El Proveedor de servicios de respuesta de demanda (DRSP por sus siglas en inglés) fue creado para que los grandes consumidores puedan vender su RD al MEM, incentivar el consumo eficiente, competir con la generación en momentos específicos, facilitar un mercado de dos puntas y aumentar el nivel de elección de los clientes. Esta figura de Agregador de demanda logra activar respuesta de demanda infrautilizada y mejorar la eficiencia del

¹⁵ Según informe de AER, en 2020, más de 3700 megavatios (MW) de capacidad de generación solar y eólica a gran escala ingresaron al NEM, principalmente en Nueva Gales del Sur (NSW) y Victoria. También hubo una inversión récord en energía solar fotovoltaica (PV) en techos, con casi 2500 MW de nueva capacidad instalada en todo el NEM en 2020.

¹⁶ La regulación establece umbrales de 5 MW y 30 MW para los procesos del Operador.

¹⁷ AEMC (2012)

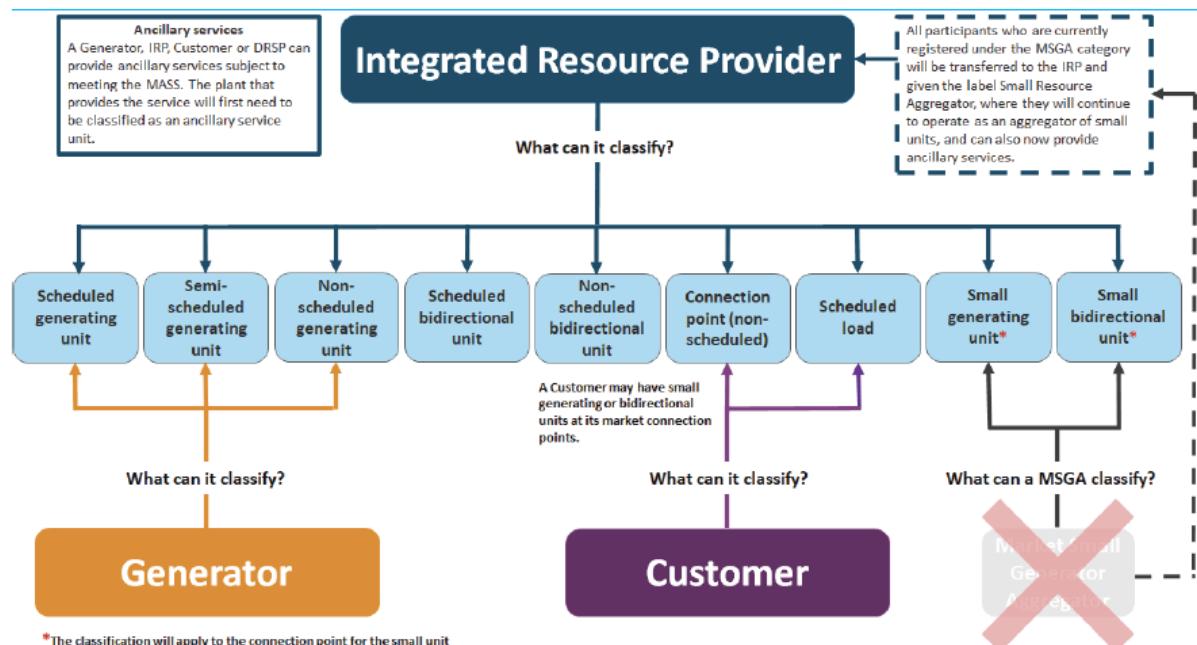
¹⁸ Ver pag.31

proceso de despacho del Operador. No considera la participación inicial de los clientes pequeños ya que podría ser más costoso que los beneficios y no hay certidumbre que la cantidad de respuesta de demanda sea considerable.

Más tarde, el 2 de diciembre de 2021, la Comisión (AEMC) emitió una regla¹⁹ que agrega flexibilidad para crear un marco que facilite la innovación, para integrar mejor el almacenamiento y los sistemas híbridos; estos tendrán flexibilidad para elegir si esas tecnologías son programadas o semiprogramadas. La regla incluye un nuevo agente o nueva categoría de registro, el Proveedor de recursos integrados (IRP), el cual se define como el agente que permite la incorporación del almacenamiento, de los diferentes sistemas híbridos, de los agregadores de generación nuevos y existentes, pudiendo este nuevo agente proporcionar servicios auxiliares de mercado de generación y carga.

El esquema de la clasificación y servicios que se podrá proveer por los agentes agregadores del mercado se ven en el siguiente gráfico²⁰, en el cual el IRP quedará operativo en junio de 2024.

Gráfica 2 – Servicios que proveen los agregadores en Australia



Fuente: AEMC (diciembre 2021)

Ahora, en relación con los **conflictos de interés**, reglas de integración y relacionamiento, las normas australianas permiten el registro de un mismo agente en varias actividades del mercado, y deja en manos de la parte XICA de la Ley de Competencia y Consumo de 2010, las prohibiciones específicas en relación con el comportamiento en la fijación de precios al por menor, la conducta particular en los mercados de contratos financieros y la conducta particular en los mercados al contado. Por ser una actividad en competencia, las normas del mercado eléctrico australiano no explicitan un esquema de gobernanza para los agentes agregadores. Lo que si existe es la mencionada Ley de Competencia y Consumo de 2010 que establece lineamientos de comportamiento para varios sectores de la economía. No se evidenciaron normas de gobernanza explícitas para los agentes agregadores

¹⁹ Ver <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/integrating-energy-storage-systems-nem>

²⁰ De AEMC (diciembre 2021)

australianos. Existen prácticas de gobernanza que no son generalizadas ni aplicables para estos agentes del mercado eléctrico.

En cuanto al marco regulatorio para la implementación de la **protección de datos en el sector energético**, este fue completado por Hacienda en 2021 incluyendo: i) la designación del sector energético y los titulares de los datos, ii) el desarrollo de normas específicas sobre el derecho a los datos del consumidor sobre la energía y, iii) el establecimiento de normas de datos por parte del OSD. Cada uno de estos pasos ahora está completo, dejando el paso final de implementar la tecnología para facilitar el intercambio de datos de CDR de conformidad con la legislación, las reglas y los estándares. La designación de CDR para el sector de la energía obliga a los minoristas y al operador AEMO a cumplir con las solicitudes de datos de CDR como titulares de datos primarios y secundarios, respectivamente. El cronograma de implementación de CDR en Energía se implementará progresivamente durante un período de tiempo hasta mayo de 2024.

La **implementación de datos** del agregador y pese a la característica de descentralización del modelo, las reformas incluyen la formulación de una nueva base de datos por parte del Operador del mercado de energía de Australia (AEMO) a la que las partes interesadas de la industria podrán acceder abiertamente. Se espera que esta información básica comprenda información como el nombre del consumidor, la dirección, el correo electrónico, el número de teléfono, el minorista actual y los detalles de las tarifas, el distribuidor de electricidad y los detalles relacionados con las energías renovables instaladas o el almacenamiento de energía.

En cuanto a **requerimientos tecnológicos** y según AEMC (junio 2020) se consideraba que la interrelación entre los cambios en los sistemas que los minoristas deben realizar antes de octubre de 2021 por la incorporación de la figura del agregador de demanda y el mecanismo de respuesta de demanda mayorista son relativamente menores. Como tal, la Comisión considera que los minoristas pueden gestionar la implementación del mecanismo mayorista de respuesta a la demanda sin realizar cambios en los sistemas y, en su lugar, pueden confiar en soluciones operativas o comerciales en la medida en que sea más rentable.

Ahora, para la implantación del Agregador integral IRP, y según AEMC (diciembre 2021), la Comisión señala que la regla final requerirá cambios en una serie de sistemas, procedimientos y procesos de AEMO. AEMO ha proporcionado un rango estimado de costos iniciales para estos cambios de \$20 millones a \$29 millones.

En relación con la **interoperabilidad de DER** en Australia funciona el Grupo de trabajo técnico de integración de DER con un enfoque pragmático aprovechando los estándares y los modelos existentes de ingeniería (como la AS/NZS 4777.2 y el estándar de comunicación IEEE 2030.5). También se acaba de realizar un estudio de interoperabilidad de DER con FTI Consulting²¹ cuyo objetivo fue evaluar, de manera estructurada, objetiva y consistente, los beneficios, costos y riesgos de los estándares técnicos propuestos para respaldar la interoperabilidad de DER en beneficio de los consumidores, bajo siete criterios que van desde la seguridad y confiabilidad del sistema y los costos hasta la facilitación del mercado, la privacidad de los datos, la flexibilidad y la carga de cumplimiento. Los hallazgos de este trabajo fueron 7 criterios de evaluación, el enfoque, la ponderación de criterios, las políticas de diseño y profundizar en el nivel de detalle; el estudio destaca importante considerar diferentes casos de uso del consumidor para entender bien los impactos de la decisión, y establece una hoja de ruta.

El desarrollo y tendencias de la figura de agregador en Australia, presenta **nuevos productos** que pueden ser referencia para el mercado colombiano, ellos son: flexibilidad energética, servicios complementarios, servicios de red y VPP. Y en cuanto a **nuevos modelos de negocio** que han surgido en la industria destaca baterías de barrio²², mercado de dos puntas, almacenamiento in situ, proyectos de almacenamiento de energía llave en mano totalmente financiados, solar-Plus-Almacenamiento, respuesta mayorista de la demanda, control de frecuencia, generación embebida y network DR.

²¹ FTI Consulting (diciembre 2021)

²² Ransan-Cooper (2022)

2.1.2 Modelos de Negocio en Australia

Baterías de barrio²³. Es una batería de <5 MW ubicada frente al medidor en la red de distribución, conectada a un grupo de hogares o negocios, que puede proporcionar una variedad de funciones, ser propiedad de una variedad de actores para brindar una amplia gama de servicios y valores potenciales. El esquema por un esfuerzo colectivo para garantizar que esta escala de almacenamiento no sólo no agrave la injusticia energética, sino que permita un sistema energético que refleje mejor los deseos de los australianos de un sistema energético limpio y justo.

Mercado de dos puntas. La Comisión²⁴ está estudiando el desarrollo de un mercado de contratos bilaterales para dar participación en los programas de respuesta de la demanda a los clientes más pequeños, como los residenciales. En este mismo sentido el Regulador australiano estudia avanzar hacia un mercado de dos puntas, que “se caracteriza por la participación activa del lado de la oferta y la demanda en el despacho y la fijación de precios. Pasar a un mercado de dos puntas debería permitir la transición a un futuro mercado confiable y seguro que se caracterice por una mayor oferta variable y una demanda más flexible y sensible a los precios”. Debido a que necesariamente hay alguna imprecisión en el proceso de referencia (línea base de consumo) del mecanismo de respuesta de demanda mayorista, la Comisión considera que, con un mercado de dos puntas, ese mecanismo de respuesta de demanda debería ser reemplazado en el futuro por ese mercado de dos puntas.

Almacenamiento in situ. Según EnelX Australia, una batería puede optimizar el perfil de su uso de energía, sirviendo para reducir la demanda y los cargos de capacidad que paga a la empresa de servicios públicos de la red, y puede utilizar la producción solar de sus sitios que, de lo contrario, se exportaría. Una batería, cuando se integra correctamente en una plataforma de planta de energía virtual (VPP), es capaz de proporcionar múltiples servicios valiosos diferentes a la red eléctrica. El software de optimización²⁵ DER de Enel X utiliza técnicas avanzadas de aprendizaje automático para conocer el comportamiento operativo de su instalación y analizarlo junto con datos externos, incluidos pronósticos meteorológicos, precios del mercado energético, estructuras tarifarias y oportunidades comerciales VPP. Cargamos y descargamos automáticamente su batería en los momentos óptimos para ofrecer el mayor rendimiento financiero posible.

Proyectos de almacenamiento de energía llave en mano totalmente financiados. (EnelX Australia). EnelX asume la responsabilidad de instalar y operar los activos de baterías para que el cliente pueda capturar este valor con estructuras comerciales flexibles, incluido un modelo de CAPEX cero. Se gestiona todo, desde la evaluación, el desarrollo y el funcionamiento continuo de una batería. El proveedor invierte y el cliente permite el uso de sus instalaciones. Hay un contrato a largo plazo que le paga una parte fija de todo el valor creado por el SAE, incluidos los ahorros en tarifas minoristas y los ingresos de VPP. En otra modalidad el cliente invierte el capital y es dueño de la batería. El proveedor construye en sus instalaciones y lo opera y mantiene a largo plazo. El proveedor retiene una parte fija de todo el valor creado por la batería, incluidos los ahorros de tarifas minoristas y los ingresos de VPP. Con acceso a la plataforma VPP y DER.OS, y con una estructura que alinea los rendimientos financieros conjuntos, se puede reducir el riesgo del caso de negocio y maximizar el ROI.

Solar-Plus-Almacenamiento. Solar-plus-storage es la integración de un sistema de almacenamiento de energía de batería con energía solar. Con una batería, el exceso de energía solar se puede almacenar para uso futuro, cuando el sol no brilla, cuando los picos de demanda son altos o cuando la red no funciona. El software Enel X DER.OS es un cambio de juego que transforma los proyectos solares en activos inteligentes y estratégicos de energía solar y almacenamiento, al combinar el aprendizaje automático con capacidades de predicción avanzadas; Enel X DER.OS proporciona la inteligencia y el despacho de precisión necesarios para participar en la respuesta a la demanda y otros programas de generación de ingresos que maximizan el valor.

²³ Ransan-Cooper (2022)

²⁴ AEMC (junio 2020)

²⁵ Consultado el 17 agosto 2022 <https://www.youtube.com/watch?v=Ssc0eX2flZc&t=87s>

Respuesta Mayorista de la demanda. Según EnelX Australia. Ofrece un servicio llave en mano que gestiona todos los aspectos de la participación en RD: Evaluación técnica y operativa de DR, Planificación de ingresos y caso de negocio, Medición y controles, Conexión a plataforma VPP, Gestión de licitaciones y despachos 24/7, Negociación y cooptimización del valor DR, Cumplimiento del mercado y gestión de riesgos.

Control de frecuencia. Bajo un despacho de cada 5 minutos. Se recurre a la planta de energía virtual (VPP), que agrega la carga de energía de su cliente o los activos de energía distribuida compuestos por equipos en el sitio, activos de generación de respaldo y soluciones de almacenamiento de energía de batería en todas las empresas en Australia. El proveedor ofrece la capacidad de su cartera al Operador como nueva fuente de suministro eléctrico en estos momentos críticos. Los clientes cambian a fuentes de energía de respaldo (SAE, generación de respaldo) o reducen o modifican el uso de energía cuando se les solicita. Hay tres servicios de control de frecuencia: Rápido, Medio, Lento; cada uno ofrece un potencial de ingresos diferente. Los ingresos que puede obtener serán más altos si participa en los tres servicios, lo que requiere que el equipo responda en menos de 6 segundos. Un evento FCAS dura hasta 10 minutos.

Generación embebida. Se paga el precio 'spot' en tiempo real cada vez que funciona, para respaldar la red cuando hay un déficit de suministro, y se llama el VPP que agrega los activos de generación de respaldo de los clientes en todas las empresas de Australia y ofrece esta capacidad a AEMO como una nueva fuente de suministro de energía durante estos tiempos críticos. Se activa el VPP cuando ocurren picos críticos y se captura los ingresos del mercado al contado. Se brinda el VPP como una "póliza de seguro" para los minoristas de energía que están preocupados por su capacidad para satisfacer la demanda durante los períodos críticos de pico. Se recibe un pago continuo en espera basado en el MW de seguro ofrecido y obligado a entregar.

Network DR. Es un producto que implica reducir el uso de energía para regular la tensión en la red eléctrica, cuando las líneas están alcanzando su capacidad. Esto tiene el beneficio adicional de evitar costosas inversiones en nuevas redes. Las redes eléctricas están ofreciendo más incentivos a los consumidores para reducir la demanda, particularmente durante los períodos pico de la red. Las empresas y algunas agencias gubernamentales ya están siendo recompensadas por una o más formas de respuesta a la demanda.

2.1.3 Buenas Prácticas y Lecciones Aprendidas

- Australia migra hacia un modelo de servicios comerciales independiente de la tecnología de los DER, es decir, hay una estandarización regulatoria de los recursos del mercado, que pueden hacer parte de la cartera de agregación. Las nuevas reglas actualizan también el lenguaje y la terminología para que sean menos específicos de la tecnología y se adapten mejor.
- La incorporación del Agregador de demanda y el mecanismo de respuesta mayorista en Australia se realizó teniendo en cuenta el mínimo impacto en los sistemas de facturación de los comercializadores minoristas y en los sistemas del Operador.
- El Agregador de demanda se enfocó inicialmente en los grandes clientes, ya que puede ser elevado el costo para los pequeños, debido a la adaptación de los sistemas y a que no es adecuado para el despacho central. La penetración de AMI podría incorporar los clientes más pequeños.
- En la definición del marco regulatorio del agregador de demanda²⁶, AEMC concluye que, siempre que sea factible, permitir la elección del consumidor generalmente conduce a decisiones operativas y de inversión más eficientes, también tienden a ser más flexibles a las condiciones cambiantes porque brindan incentivos para que los participantes innoven y minimicen los costos con el tiempo. Los cambios regulatorios no deben distorsionar los resultados eficientes del mercado, es decir, la combinación de menor costo del lado de la oferta y del lado de la demanda.

²⁶ AEMC (junio 2020)

2.1.4 Resumen Australia

Tabla 7 – Resumen Australia

Definición		
Agregador de Demanda: agente que acuerda con un grupo de consumidores para vender su RD en el MEM a través del mecanismo de RD y competir con la generación en períodos de punta y en el balance entre la oferta y la demanda.		
Funciones	Responsabilidades	Interacciones
Agregador de Demanda: <ul style="list-style-type: none"> - Grandes consumidores dejan de ser pasivos. Pueden ir directamente. - Competir con la generación en el balance oferta-demanda. - Facilitar mercado de dos puntas. Agregador pequeña generación: <ul style="list-style-type: none"> - Reducir barreras de pequeños generadores - Optimizar costos de registro - Incentivar un MEM más eficiente. Agregador Integrado: <ul style="list-style-type: none"> - Incorporar SAE e híbridos. - Facilitar DER programables y semiprogramables. - Ampliar los servicios de los DER en el MEM 	<ul style="list-style-type: none"> - Notificar al OM si un DER deja cumplir los estándares. - Tener comunicaciones y/o telemetría - Cumplir con los requisitos técnicos del área eléctrica donde esté el DER. - Planificar sus instalaciones y reportar la información para la planeación del OM. - Establecer acuerdos comerciales con sus DER. - Acordar con los OR los servicios de red. Es transparente frente a cargos de red. 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumidores - Grandes consumidores - Minoristas - Generador de mercado - Cliente del Mercado Mayorista - Agregador de pequeña generación - Proveedor de servicios de red - Proveedor de servicios de respuesta de demanda, equivalente al Agregador de demanda - Proveedor de recursos integrados - Coordinador de medición - Operador AEMO
Límites de integración	Protección de datos	Requerimientos tecnológicos
Permite el registro de un mismo agente en varias actividades; deja en manos de la Ley de Competencia, las prohibiciones específicas de comportamiento en la fijación de precios al por menor, la conducta particular en los mercados de contratos financieros y la conducta particular en los mercados al contado. No se evidencian normas de gobernanza explícitas para los agentes agregadores australianos. Existen prácticas de gobernanza que no son generalizadas ni aplicables para estos agentes del mercado eléctrico.	Se está trabajando para implementar los derechos de datos del consumidor CDR en el SIN. El consentimiento del titular debe ser siempre voluntario, informado, explícito e inequívoco. Puede ser expreso o implícito, pero la forma apropiada de consentimiento dependerá de las circunstancias, expectativas del titular de datos y sensibilidad de mismos. El cronograma de implementación de CDR en Energía llega hasta mayo de 2024.	<ul style="list-style-type: none"> - A septiembre 2021: AMI al 25% nacional - 2'600.000 DER registrados ante el OM - En marcha implantación en sistemas de agregador IRP, Austr.US20 a 29 mil - Diagnóstico de interoperabilidad entre DER por FTI Consulting (diciembre 2021)
Modelos de negocio	Relación contractual	Flujo de Datos
<ul style="list-style-type: none"> - Baterías de barrio - Mercado de dos puntas - VPP - Almacenamiento in situ - Almacenamiento llave en mano - Solar-plus-almacenamiento - RD mayorista - Control de frecuencia - Generación embebida - Network DR 	<ul style="list-style-type: none"> - PPA de energía renovable fuera del sitio - Acuerdo de compra de energía híbrida - Acuerdo de compra de energía todo incluido. 	En marcha el modelo de datos del nuevo agregador IRP, por parte del OM. Incluye el flujo de datos, ofertas, medidas, pronósticos, despachos, instrucciones, controles y datos en tiempo real entre los diferentes agentes y componentes del sistema.

Fuente: elaboración propia

2.2. CALIFORNIA

2.2.1 Contexto del Agregador en California

Las políticas de RD en California se pueden agrupar en dos estrategias: programas de RD integrados en el mercado del Operador de sistema independiente de California (CAISO por sus siglas en inglés), también denominados de RD del lado de la oferta (Supply-Side Demand Response - SSDR) y RD modificación de carga (Load-Modifying Demand Response- LMDR) con tarifas o programas de reducción de carga administrados por las empresas de servicios públicos.

Los programas de respuesta a la demanda son **administrados** por las tres empresas de servicios públicos propiedad de inversores (IOU) reguladas de California, entidades jurisdiccionales de la CPUC, como Community Choice Aggregators (CCA), o entidades comerciales de terceros conocidas como 'Agregadores' o 'Proveedores de Respuesta a la Demanda' (Proveedores RD). Los clientes residenciales, comerciales, agrícolas e industriales pueden elegir participar en los programas de respuesta a la demanda ofrecidos por los IOU, CCA, Agregadores o Proveedores de DR y recibir incentivos financieros o reducir sus facturas de energía por hacerlo.

Los usuarios también pueden inscribirse a los programas de RD ofrecidos por otras compañías bajo el modelo de agregadores. Bajo esta perspectiva, PG&E Corporation, SDG&E y SCE, empresas de servicios públicos de California, han abierto la opción de participar bajo diferentes programas de RD, entre ellos el exigido por la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC), el mecanismo de subasta para la respuesta de la demanda (Demand Response Auction Mechanism - DRAM).

Los agentes agregadores utilizan el **mecanismo de Programa de Licitación de Capacidad** (CBP por sus siglas en inglés) basado en pagos por desconexión de la carga en periodos críticos. El CBP se basa en eventos de desconexión notificados previamente al agregador, el agregador debe notificar a los usuarios del evento de desconexión y desconectar la carga requerida. La capacidad de desconexión de cada agregador debe ofertarse bien sea a través del day ahead market o del real time market de manera mensual. Los precios del CBP son aprobados por la CPUC, la utility paga al agregador por la capacidad ofertada (pago por capacidad) y durante cada evento se paga por la energía desconectada (pago por energía). Posteriormente, el agregador paga al usuario a partir del acuerdo al que se haya llegado. En caso tal que no se logre la desconexión exigida dentro del rango ofertado por el agregador, el agregador recibe una penalización que el mismo traslada a sus usuarios.

De acuerdo con la normativa del Operador de Mercado CAISO, los **mecanismos de respuesta de la demanda** pueden ofertar para participar en el mercado de energía *day ahead* y de tiempo real o al mercado de servicios complementarios operando bajo el modelo de agregador de recursos de energía distribuidos o mediante las utilities. Los Agregadores deben cumplir con toda la normatividad vigente para participar en ambos mercados y presentar su oferta, que demuestre la flexibilidad para ajustar la carga en respuesta al despacho y programación del mercado (estudio de Consultoría GGC No. 435 de 2018 elaborado por CIDET).

También existe la figura del agregador de recursos DER, que agrega estos recursos para prestar servicios al mayorista. CAISO reconoce a un **proveedor de recursos de energía distribuida (DERP)** como un nuevo tipo de participante del mercado que posee u opera recursos de energía distribuida con la capacidad de cumplir con los requisitos de participación, en conjunto, como un nuevo tipo de recursos de mercado capaz de operar en respuesta a un cronograma.

Las agregaciones de recursos de energía distribuida (DERA), que cumplen con un requisito de capacidad mínima de 0.5 MW, pueden participar en los mercados de servicios auxiliares, en tiempo real y diarios de CAISO como un generador participante que se ajusta a las necesidades del DERA.

- Un DERA consiste en 1 o más recursos de energía distribuida (DER), un DER no puede participar en más de un DERA.
- Un DER que participe en un DERA no podrá participar como recurso en el mercado separado del DERA.
- Los DER individuales dentro de una agregación deben tener una capacidad nominal inferior a 1 MW. Las unidades generadoras individuales de 1 MW o más, deben convertirse en generadores.
- La capacidad nominal de un DERA no puede ser inferior a 0.5 MW, ni mayor a 20 MW.
- Participan grandes usuarios y agregadores que posean la facultad de realizar desconexiones mínimas de 500 kW alcanzables dentro del término de 40 minutos. La duración mínima del evento es de 1 hora y máxima de 4 horas.

El agregador es el único punto de contacto con el Operador y es **responsable** de gestionar, despachar, medir y liquidar los recursos energéticos distribuidos individuales. También, es el responsable de proporcionar cualquier información de medición y telemetría.

El DERP primero debe ejecutar un Acuerdo de Proveedor de Recursos de Energía Distribuida (DERPA) para aceptar y cumplir con los términos de la tarifa ISO. Los recursos agregados que opera y los recursos de energía distribuida que conforman la agregación deben cumplir con las tarifas aplicables de la empresa de distribución de servicios públicos (UDC) y los requisitos de la autoridad reguladora local.

La participación de la respuesta de la demanda para confiabilidad requiere una reducción de carga mínima de 0.5 MW, un tiempo de funcionamiento mínimo de 1 hora y un máximo de 4 horas. Participan en el mercado del day ahead y también pueden reducir la carga en tiempo real. Para la prestación de servicios auxiliares la agregación de recursos debe ser mayor a 10 MW.

El RDRR se liquida de forma similar a los generadores. Antes de participar en el mercado mayorista de ISO el proveedor de respuesta de la demanda debe tener un convenio con la entidad responsable de la carga (LSE), convenio con la empresa de servicios públicos de distribución y acuerdo de respuesta de la demanda con ISO para participar en los mercados.

El **Agregador** es una entidad que contrata a clientes de uso final en múltiples ubicaciones para ayudar a proporcionarles servicios de Respuesta de la Demanda (RD). Por ejemplo, un Agregador agregará las cargas de los clientes para que puedan colocarse en un único recurso de respuesta de la demanda de la CAISO. Un agregador también suele realizar funciones de cara al cliente, como el marketing, la inscripción, las comunicaciones y los pagos por la participación. Un agregador puede utilizar un Proveedor de Respuesta de Demanda (DRP por sus siglas en inglés) de la CAISO para ofrecer recursos de RD en el mercado de la CAISO o elegir convertirse en DRP de la CAISO.

Un **Proveedor de Respuesta a la Demanda de la CAISO (CAISO - DRP)** es el agente responsable de la entrega de determinados servicios de RD en el mercado mayorista de la CAISO, que se ha comprometido, por escrito, mediante la ejecución del acuerdo correspondiente, a cumplir todas las disposiciones aplicables de la tarifa de la CAISO.

El **Proveedor de Respuesta a la Demanda de la Comisión de Servicios Públicos de California CPUC** es una entidad responsable de realizar alguna o todas las funciones asociadas a un DRP de la CAISO y/o a un Agregador. Los DRP que atienden a clientes agrupados deben registrarse en la CPUC y los DRP del CAISO también deben registrarse en el CAISO.

Las funciones del DRP de la CAISO incluyen el registro de los Acuerdos de Servicio del cliente en los Sistemas Relevantes de la CAISO y la colaboración con un Coordinador de Programación para ofrecer y liquidar en el mercado de la CAISO.

El servicio RD es ofrecido por el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO), quien permite a los DRP o clientes minoristas, participar en el mercado mayorista. Todos los DRP que no sean ESP deben tener un registro válido con la Comisión y el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) antes de proporcionar el(los) Servicio(s) de RD. Los clientes deben confirmar que los DRP que no son ESP estén debidamente registrados y enumerados en el sitio web de la CPUC, cuando consideren los Servicios.

CAISO requiere de un Coordinador de Programación Certificado para realizar transacciones comerciales directamente con CAISO. Los DRP pueden surtir el trámite para ser coordinador de programación certificado o utilizar un coordinador de programación certificado existente. El DRP debe establecer la relación contractual con un Coordinador de Programación certificado y notificar al CAISO sobre el Coordinador de Programación que utilizará. Al usar un coordinador de programación certificado, todos los requisitos descritos en el Manual de Prácticas Comerciales para Respuesta de la demanda para la certificación y terminación del coordinador de programación serán mantenidos por el coordinador de programación y el DRP no tendrá que cumplir con estos de competencia en el mercado, procedimientos de emergencia y establecimiento de calificaciones para presentar datos del medidor de calidad de liquidación de forma independiente.

La CPUC prohíbe el registro de cuentas de clientes con múltiples DRP en CAISO durante el mismo período o en el Servicio DR con un DRP que no sea ESP mientras participa simultáneamente en un programa de respuesta a la demanda de una ESP. El usuario debe notificar a su DRP para cancelar su inscripción en un servicio o programa de RD antes de inscribirse en otro para el mismo período. Los clientes que solicitan el Servicio de DR no pueden dividir las cargas eléctricas de un Acuerdo de servicio entre diferentes DRP en ningún momento.

Cada cliente firma un Acuerdo de Servicio con un identificador específico que permite rastrear y medir las entregas de servicios de energía con fines de facturación de una carga específica asociada a una ubicación física específica. El Identificador Único del Cliente, es asignado por el distribuidor (Utility Distribution Company – UDC) e ingresado a los Sistemas Correspondientes de la CAISO por un DRP.

Una ESP puede cumplir una o más de las siguientes funciones: empresas de Distribución de Servicios públicos (UDC), Entidades de Servicio de Carga (LSE), Agente de Gestión de Datos de Medidores (MDMA), Proveedor de Servicio de Medidores (MSP) y Proveedor de servicios de Respuesta de la Demanda (DRP).

Las empresas de Servicios Públicos deben procesar las solicitudes de servicios similares, de la misma manera y dentro del mismo plazo para sus afiliados, sus propios clientes y los afiliados de sus clientes, y para todos los participantes del mercado no afiliados y sus respectivos clientes. También, deben dar acceso no discriminatorio a los datos de su medidor, cuando estén disponibles, a los DRP que no sean ESP cuando lo autorice el cliente.

2.2.2 Modelos de Negocio en California

El Operador del Mercado CAISO ofrece dos productos, **Los Recursos de Demanda Proxy (PDR)**, como un suministro en el mercado de energía diario y en el mercado de energía en tiempo real, y los **Reliability Demand Response Resource (RDRR)**, en donde la respuesta de la demanda participa para emergencias en el mercado ISO, frente a eventos de confiabilidad en tiempo real. Se trata de emergencias de la red de transmisión operada por ISO, deficiencias de reservas operativas y emergencias en los sistemas locales de transmisión y distribución.

2.2.3 Buenas Prácticas y Lecciones Aprendidas

- En California existen muchas posibilidades de participación de respuesta de la demanda, tanto desde el punto de vista de agentes como de escenarios, lo que podría hacerlo complejo. Para el caso de Colombia sería adecuado simplificar y definir las posibilidades de participación tanto en el Mercado de Energía Mayorista como con los Operadores de Red acorde con la figura de agregación que se defina.

- Existe una discusión en California acerca de si los incentivos son suficientes para motivar la respuesta de la demanda y si efectivamente la demanda está prestando dicho servicio, o si por el contrario solo está recibiendo el beneficio. Muy importante en el mercado colombiano, definir unas reglas de verificación que garanticen la efectividad de la disminución de la demanda, en beneficio del sistema.
- En California gran variedad de agentes pueden ser proveedores del servicio de respuesta de la demanda, para el caso colombiano se debería garantizar que las actividades de agregación de la demanda sean realizadas por agentes que prestan el servicio público de energía y que sean vigiladas por la SSPD.

2.2.4 Resumen California

Tabla 8 – Resumen California

Definición		
Las actividades de RD son aquellas asociadas con la participación directa de un DRP o un cliente en el mercado mayorista de la CAISO, en donde el cliente minorista, ya sea por su cuenta o inscrito en el Servicio DR de un DRP, cambia su demanda eléctrica de acuerdo con las adjudicaciones de mercado y las instrucciones de despacho establecidas por la CAISO		
Funciones	Responsabilidades	Interacciones
<ul style="list-style-type: none"> - Servicios de respuesta de la demanda - Programas de licitación de capacidad - Programas de emergencia - Gestionar, despachar, medir y liquidar los recursos energéticos distribuidos individuales. - 	<ul style="list-style-type: none"> - Registrar los acuerdos de servicio - Gestionar, despachar, medir y liquidar los recursos energéticos distribuidos individuales. - Proporcionar la información de medición y telemetría 	<ul style="list-style-type: none"> - Usuarios - CAISO - Empresas de Servicios Públicos - DRPs - Coordinador de Programación - Agente del Manejo de Datos del Medidor
Límites de integración	Protección de datos personales	Requerimientos tecnológicos
<ul style="list-style-type: none"> - La capacidad de la agregación de recursos de energía distribuida no puede ser inferior a 0.5 MW ni mayor a 20 MW - El Operador administra el mercado, pero no participa en él. - Las empresas de servicios públicos como agentes de gestión de datos de medidores deben dar acceso no discriminatorio a los datos del medidor. 	<p>Norma sobre política de privacidad y seguridad de los datos de los usuarios pero que a la vez garantizan el acceso a los datos por parte de los clientes y a los terceros para la prestación del servicio</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema de respuesta de la demanda de la CAISO - Sistema de registro de respuesta de la demanda para participar en el Mercado Mayorista.
Modelos de negocio	Relación contractual	Flujo de Datos
<ul style="list-style-type: none"> - Recursos de demanda proxy PDR en el mercado de energía diario y en el mercado de energía en tiempo real. - Reliability Demand Response Resource para emergencias de la red de transmisión, deficiencias de reservas operativas y emergencias en 	<p>Acuerdos de servicio con el cliente</p>	<ul style="list-style-type: none"> - El servicio de RD es ofrecido por el operador independiente del sistema CAISO - Los DRP que no sean de servicios públicos deben tener registro válido con la Comisión y el Operador

los sistemas locales de transmisión y distribución. - Agregación de recursos de energía distribuida para participar en los mercados de servicios auxiliares diarios y en tiempo real.		- Las empresas de servicios públicos actúan como agentes de gestión de datos de medidores
--	--	---

Fuente: elaboración propia

2.3. FRANCIA

2.3.1 Contexto del Agregador en Francia

Francia, perteneciente a la Unión Europea, sigue las políticas trazadas mediante las directivas emitidas, las cuales adopta mediante leyes tramitadas en el Parlamento. Su política nacional se dirige mediante el Ministerio de Energía y las normas regulatorias en el tema de Energía y Gas mediante la Comisión Reguladora de Energía. Por su parte, RTE administra las redes y el mercado de transacciones.

Para el gobierno Francés por intermedio de Comisión de Regulación de Energía (COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE), la transición energética es una política coordinada con la Unión Europea, y tiene el propósito de promover el uso de fuentes no convencionales como la eólica, fotovoltaica, biometano, hidrógeno y almacenamiento; para ello se reducen las restricciones y se facilitan las conexiones a la red. Desde la perspectiva de los usuarios, la implementación de la medición inteligente en Francia inició en el 2021 con la sustitución de 34,2 millones de medidores con un costo de 4000 millones de euros, parte de la inversión se remuneran con reducción de costos de intervención por operaciones remotas. La medición horaria permite a los usuarios hacerse cargo de sus consumos y modelarlos de acuerdo con sus necesidades y responder de acuerdo con los costos e incentivos.

La Directiva (UE) 2019/944 del parlamento europeo y del consejo de 5 de junio de 2019 establece normas en materia de generación, transporte, distribución, almacenamiento de energía y suministro de electricidad, complementando normas relativas a la protección de los consumidores, creación de mercados de la electricidad competitivos realmente integrados, centrados en el consumidor, flexibles, equitativos y transparentes. En esta directiva se define:

Comunidad Ciudadana de Energía : Entidad jurídica basada en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo lo ejercen socios (personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas), cuyo objetivo principal, más que generar una rentabilidad financiera, consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos y/o sociales, tanto para sus miembros o socios como a la comunidad en la que desarrolla su actividad; también participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, suministro, consumo, la agregación, almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética, también puede incluir la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios.

Agregación: función realizada por una persona física o jurídica que combina múltiples consumos de clientes o electricidad generada para su venta, compra o subasta en cualquier mercado de electricidad.

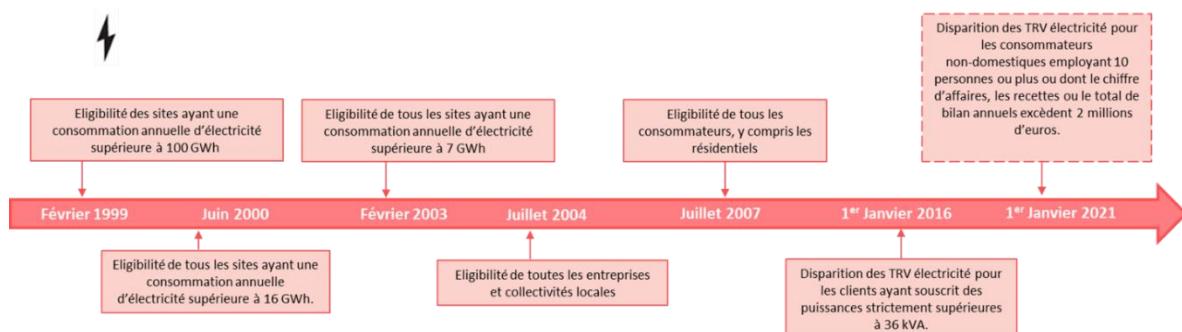
Agregador independiente: participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente.

Respuesta de demanda: cambio de consumo de electricidad por parte de los clientes finales, respecto de sus pautas de consumo normales o actuales como respuesta a las señales del mercado, incluidos aquellos en respuesta a los precios crono variables de la electricidad o los pagos de incentivos, o como respuesta a la aceptación de la oferta de los clientes finales para vender una reducción o un incremento de la demanda a un

precio en un mercado organizado tal como se define en el artículo 2, punto 4, del Reglamento de Ejecución (UE) número 1348/2014 de la Comisión, bien individualmente o mediante agregación.

Francia, y en general la Unión Europea, marchan hacia una liberalización del mercado, como se muestra en la gráfica del informe trimestral de la Comisión de Regulación CREG a continuación, proceso que inició en el 1999 con consumidores anuales superiores a 100 GWh; en el 2007 entraron a los consumidores residenciales, en 2016 a los pequeños autoproductores (mayores 36 kW) y en 2021 empresas con más de 10 empleados y balance económico no exceda 2 millones de euros.

Gráfica 3 – Etapas del mercado eléctrico en la apertura a la competencia



Fuente: OBSEVATORE 1E Trimestre 2022 -Les marches de détail de L'électricité et du gaz naturel

Por intermedio de las **plataformas informáticas del gestor de la red de transmisión de Francia**, que incluye las fronteras con sus vecinos de España, Italia, Reino Unido, Bélgica, Alemania, la RTE (Red de transporte de electricidad francesa, por sus siglas en francés; rte-france.com), brinda a los clientes todas la posibilidades de interactuar, informarse y participar como parte activa de la respuesta a la demanda, como parte de la política de integración de fuentes renovables y alternativas, que cumplan con el objetivo de reducción de gases de efecto invernadero, para mitigar el impacto del cambio climático como objetivo común y global.

Para que la demanda pueda responder por las contingencias y variaciones que puedan afectar la calidad y continuidad del servicio, se requieren herramientas tecnológicas y reglas de juego claras y transparente que definan las responsabilidades de los actores. El mercado francés es avanzado y abierto y presenta muchas **facilidades de intercambio de información**, y tiene protocolizado el sistema de registro y contratación de servicios principales y complementarios y una estructura de licitaciones para proveer los servicios requeridos (ver tablas a continuación).

Tabla 9 – Listado de servicios contratados

Mecanismos	Compromiso contractual	Remuneración
Mecanismo de capacidad	Certificación Te comprometes a estar disponible los días PP2 a través del mecanismo de balance o NEBEF.	Precio marginal (subastas EPEX) o precio de oferta (over-the-counter).
Licitaciones de Reserva Rápida y Complementaria	Convocatoria de licitación anual Usted se compromete a estar disponible en el mecanismo de equilibrio.	Precio marginal
Reserva de contención de frecuencia (FCR)	Licitación transfronteriza diaria en D-1 (cooperación FCR) Usted se compromete a modular automáticamente su procedimiento según la frecuencia.	Precio marginal
Reserva de restauración de frecuencia (aFRR)	Requerimiento diario de obligados o participación a través de negociación secundaria Usted se compromete a modular automáticamente su procedimiento de acuerdo a una señal enviada por RTE (nivel N).	19€/MW/h (prescripción) o precio de oferta (contratación secundaria)
Carga interrumpible	Licitación anual Te comprometes a interrumpir tu consumo en menos de 5 seg o 30 seg durante más de una hora.	Precio de oferta (limitado)
Licitación de respuesta a la demanda	Convocatoria de licitación anual Usted se compromete a estar disponible en el mecanismo de equilibrio o NEBEF.	Precio marginal

Mecanismos	Compromiso contractual	Remuneración
mechanismo de equilibrio	Licitación continua Usted activa su oferta por instrucción de RTE.	precio de oferta
NEBEF	Mercado D-1 e intradiario Activas tu puja a petición de tu operador de respuesta a la demanda.	Precio de contado
Reserva de contención de frecuencia (FCR)	Activación continua ajustada a la frecuencia europea.	Precio de contado
Reserva de restauración de frecuencia (aFRR)	Activación continua configurada en "Señal N"	Precio de contado

Fuente: RTE mechanism Demanda response

Los mecanismos de flexibilización de consumos, autoconsumo, almacenamiento e intercambio con la red, le permite al sistema hacer ahorros en inversiones de crecimiento en redes y subestaciones, también les permite gestionar problemas de congestión en las redes.

El **mecanismo NEBEF**, también conocido como mecanismo de borrado o mecanismo Block Exchange Notification of Demand Response, permite a los consumidores participar en los mercados de energía mediante un agregador y con la función o compromiso de reducción de carga.

Manifiesta RTE que, La se identifica como un vector importante para el éxito de la transición energética. Las flexibilidades permiten gestionar los riesgos de producción, el consumo máximo, las limitaciones de la red y una mejor integración de las energías intermitentes.

La **flexibilidad** es la capacidad de adaptar su inyección y/o retirada durante un período determinado, por orden de RTE o de un agregador, durante un período determinado. Por lo tanto, un borrado es recuperable en todos los

mecanismos de la misma manera que una producción de energía. La cancelación del consumo o Borrado, consiste en reducir total o parcialmente su consumo, por solicitud externa, durante un determinado periodo de tiempo. Es una alternativa a la producción para el sistema eléctrico. Francia es el primer país de Europa que ha abierto todas sus estructuras de mercado nacionales a todos los consumidores, incluidos los conectados a las redes de distribución.

La meta de Francia para 2050 es reducir el consumo de combustibles fósiles para lo cual se proponen aumentar las energías renovables y apoyarse también en el hidrógeno verde para uso térmico; esto implica duplicar el consumo y producción de energía eléctrica lo cual implica un reto mayor desde el punto de vista de capacidad de las redes, por lo tanto, los recursos de energía distribuidos toman un papel relevante, naciendo la necesidad de operadores de intercambio como los Administradores de respuesta a la demanda que deben trabajar muy en llave con los operadores de red.

2.3.2 Modelos de Negocio en Francia

En la actualidad el modelo de negocio está centralizado por la RTE, e involucra sitios mayores y 100 kW y agrupaciones mayores a 1 MW, los operadores de RD están más asociados a la misma operación de red y son independientes de ellos Comercializadores y de los generadores.

2.3.3 Buenas Prácticas y Lecciones Aprendidas

La dinámica del mercado de energía de Francia es un claro ejemplo de las posibilidades de interacción de la Demanda con la producción, calidad, continuidad y sostenibilidad del servicio de energía eléctrica, para Colombia tomamos los siguientes elementos:

- Francia tiene una robusta integración Gas – Electricidad y sus comercializadores integran ambos productos en su canasta energética y también permite mayor flexibilidad en cuanto a respuesta de la demanda.
- Francia ha fomentado diferentes experiencias en el marco de redes inteligentes, haciendo ensayos piloto en sub-medición, almacenamiento de energía, carga de vehículos eléctricos, plataformas que promueven la eficiencia energética y adapta su marco normativo para permitirlo.
- El papel relevante del operador local de red en su gestión de calidad y continuidad de servicio interactuando con la demanda para superar problemas de congestión, voltaje y/o frecuencia.
- La implementación de medición la inteligente para el grueso de los usuarios regulados permite avanzar en las señales horarias para procurar la flexibilidad de la demanda como respuesta a los costos de la energía, no obstante, también cuentan con tarifas reguladas que han tenido que intervenir con la contingencia de precios de los combustibles. Para Colombia ya existe un volumen de demanda importante con medición inteligente que permitiría la aplicación de tarifas diferenciadas por franjas horarias.
- El Agregador de demanda está enfocado en los grandes clientes y una gama de servicios más centrados al respaldo y reducción de demanda en momentos críticos; no obstante, para los clientes más pequeños se ofrecen las comunidades energéticas, que podrían ir creciendo en la medida que aumenten los recursos distribuidos y se haga mayor uso de las baterías de almacenamiento, bien por los autos eléctricos, como complemento de los paneles solares o de manera individual.
- Desde el punto de vista regulatorio es importante resaltar la facilidad que tienen los usuarios para su cambio de comercializador, el cual se encuentra desvinculado del operador de red. Esta facilidad es aconsejable para el caso de cambio de agregador.
- La plataforma del operador de red y de mercado RTE de Francia, es bastante amigable y proporciona la información necesaria sobre los servicios, roles, agentes activos, requisitos de participación, formatos de contratos y garantías para participar en los diferentes roles de servicios.

2.3.4 Resumen Francia

Tabla 10 –Resumen Francia

Definición		
Acción destinada a reducir temporalmente, previa solicitud específica enviada a uno o más Consumidores Finales por un Operador de Respuesta a la Demanda o un Proveedor de Electricidad, el nivel de número de retiro de electricidad en el RPT o RPD de uno o más Sitios de Consumo, comparado con un programa de consumo previsto o un consumo estimado.		
Funciones	Responsabilidades	Interacciones
<ul style="list-style-type: none"> - Contactar y concretar sitios de con capacidad de RD - Supervisar la operación y cumplimiento de los requisitos técnicos - Participar en las licitaciones - Enterarse de las indisponibilidades 	<ul style="list-style-type: none"> - Firmar contratos con cliente y con RTE - Revisar la liquidación, cobrar y pagar al cliente - Informar indisponibilidades 	<ul style="list-style-type: none"> - RTE - OR - Agregadores de respuesta a la Demanda (DRA) - Usuarios
Límites de integración	Protección de datos personales	Requerimientos tecnológicos
<ul style="list-style-type: none"> - Independiente del Comercializador y del generador 	<ul style="list-style-type: none"> - Aplican normas MARE - Respeto privacidad de datos y protege la propiedad intelectual 	<ul style="list-style-type: none"> - Telemedición, medición inteligente, medio de comunicación telefónico o dirección IP (Web), acceso a las plataformas CATALIZ (RTE)
Modelos de negocio	Relación contractual	Flujo de Datos
<ul style="list-style-type: none"> - RTE centraliza la coordinación operación y liquidación - CRE define las normas de remuneración 	<ul style="list-style-type: none"> - Obligación de firmar contratos bajo minutos preestablecidos, que incluye los métodos de liquidación, Normas de participación en licitaciones 	<ul style="list-style-type: none"> - Las fuentes de información nacen en los medidores que son controlados por los OR, estos reportan las medidas al RTE y permiten las consultas a los DRA

Fuente: elaboración propia

2.4. REINO UNIDO

2.4.1 Contexto del Agregador en Reino Unido

El Reino Unido tiene un compromiso de net – zero para el año 2050²⁷, razón por la cual ha venido implementando diferentes estrategias y cambios en su sistema energético. De acuerdo con la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Ofgem), la **flexibilidad energética** debe entenderse como “*la modificación en los patrones de generación y/o consumo en respuesta a señales externas (como el cambio en el precio) para proveer un servicio dentro del sistema energético*”. Así, el concepto implica la generación de incentivos a los usuarios, quienes podrán tomar decisiones de no consumo en momentos de alta demanda o de incremento de este en aquellos en donde

²⁷ “Third-party intermediaries in the retail energy market-Call for Evidence” Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, p7.

existe exceso en la generación, con lo cual se ayuda al administrador del sistema (System Operator – SO) (National Grid ESO) a mantener un balance energético (Balance System)²⁸.

Es dentro de este ecosistema que se han generado nuevas oportunidades de negocio y, por supuesto, nuevos agentes en el mercado como los **Agregadores** en su calidad de proveedores de respuesta de la demanda. Esta actividad ha sido **definida por Ofgem** como “*Un tipo de controlador de carga que coordina o agrega la respuesta de la demanda de clientes individuales para darles acceso a ahorro e ingresos y proveer flexibilidad al sistema energético.*”²⁹

No existe en el Reino Unido **una licencia específica**³⁰ para ejercer la actividad de agregación de demanda y esta puede ser ejercida por los comercializadores licenciados establecidos o por actores independientes del sistema tradicional. Frente a este punto, el documento “*Ofgem Aggregators – Barriers and External Impacts – 2016*”³¹ muestra una tendencia del regulador a incentivar el **ingreso de Agregadores Independientes** al identificar las barreras a la entrada en el mercado que estos enfrentan con un posible detrimento al bienestar de los consumidores.

Las **rutas principales para acceder** al mercado del lado de la demanda son dos; prestando los servicios directamente al SO o trabajando con un Agregador de demanda. El rol de los agregadores dentro de la Respuesta de la Demanda (Demand Side Response - DSR) es el de coordinar la agregación de la demanda de consumidores individuales, y actuar como terceros intermediarios. Ahora bien, son varias las **modalidades de negocio** que han asumido los agregadores, algunos se enfocan exclusivamente en consumidores, otros en consumidores y pequeños generadores, y existe un grupo que ofrece sus servicios tanto a consumidores como a pequeños generadores. La actividad está abierta para que los comercializadores puedan ejercerla de manera libre³². De acuerdo con la información del SO, en la actualidad existen aproximadamente 20 empresas que prestan este tipo de servicios en el Reino Unido³³. De manera general, debido al dinamismo del mercado, **los principales servicios** que se prestan como agregador son respuesta de frecuencia, mecanismo de balance, reserva de operación de corto tiempo, mercado de capacidad, gestión de triada, servicio DNO y administración y comercio de energía³⁴.

En el reciente documento elaborado por el **Comité de Estrategia de Negocios, Energía e Industria de la Cámara de los Comunes**, denominado “*Energy pricing and the future of the energy market*” de julio de 2022, se manifiesta lo siguiente respecto a los TPI, entre los cuales se encuentran los agregadores de demanda: “*El fracaso del gobierno para regular a los terceros intermediarios, en combinación con la falta de regulación de los proveedores de energía por parte de Ofgem, desembocó en que estos terceros ofrezcan a los comercializadores modelos comerciales defectuosos y precios insostenibles. Nos preocupa que los terceros intermediarios no hayan prestado suficiente atención a comprender las necesidades de los clientes y garantizar los estándares de servicio al cliente.*”

El documento, además, **recomienda una intervención regulatoria** a este tipo de agentes con el fin de que garanticen, no solamente los estándares de servicio al cliente, sino la transparencia de los servicios ofrecidos. Esta preocupación no es nueva y, por el contrario, ya había sido abordada a través de mecanismos de

²⁸ “*National Grid ESO, en su rol de Operador del Sistema en Gran Bretaña, tiene un mandato legal para mantener el poder balanceado entre 49.50 – 50.50Hz. Si la demanda excede la oferta, la frecuencia de la electricidad caerá. Si la oferta excede la demanda, la frecuencia aumentará. Es un buen equilibrio como ambos pueden tener graves consecuencias.*” Traducción Libre “*Profiting from Demand Side Flexibility and Storage*”, National Grid ESO 2019, p8.

²⁹ “*Third-party intermediaries in the retail energy market-Call for Evidence*” Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, p43.

³⁰ “*Flex Assure Code of Conduct*” Flex Assure 2021,p6.)

³¹ “*OFGEM Aggregators – Barriers and External Impacts*”, OFGEM, 2016, p0.)

³² Este es el caso de la empresa Flexitricity que inició actividades como el primer agregador de demanda del Reino Unido en 2008 y, posteriormente, en 2018, obtuvo licencia como comercializador)

³³ “*Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage*” NationalgridESO, 2021, p68. Debe aclararse que el mismo SO señala en su documento que se trata de una lista no exhaustiva.

³⁴ Información disponible en: (<https://www.flexitricity.com/services/>)

autorregulación con el fin de generar confianza en los clientes³⁵. Este es el caso del **Código de Conducta “Flex Assure”**, cuya versión 3 fue lanzada en 2021 por la Asociación para la Energía Descentralizada (Association for Decentralized Energy – ADE) y apoyada por el Gobierno. Se trata de una herramienta de autorregulación voluntaria que no cubre a los usuarios domésticos. Por estas razones, es importante tener en cuenta que existen normas generales aplicables a los Agregadores en 3 temas fundamentales: régimen de protección a la competencia, protección al consumidor y protección de datos personales.

Finalmente, al no haber una regulación específica para los agregadores del mercado, se han detectado ciertos **puntos de fisura** a corregir, especialmente relacionados con la transparencia en la información que se provee a los clientes y consumidores y la forma en que estos son tratados antes, durante y después de la relación comercial. Es claro, además, que el rol del SO no involucra ningún tipo de supervisión o garantía de servicio de los agregadores³⁶ por lo que se observa la **ausencia de una autoridad de vigilancia específica para la actividad**. Los aspectos de preocupación puntuales identificados por Ofgem en relación con los TPI son falta de transparencia en la información, procesos de contratación, ausencia de adecuado servicio al cliente y falta de herramientas idóneas para solución de conflictos con los clientes³⁷.

La Oficina de la Secretaría de Estado, a través del Departamento de Negocios, Energía e Estrategia Industrial (*BEIS – Department of Business, Energy and Industrial Strategy*) (en adelante “BEIS”) y Ofgem han reconocido la **importancia de que existan Agregadores Independientes en el mercado**³⁸. Sin embargo, varios de ellos han tomado la decisión de convertirse en comercializadores con licencia debido a la presencia de **barreras a la entrada**, lo cual en sí mismo es una barrera legal y económica, especialmente para los pequeños Agregadores³⁹.

Los **Agregadores de demanda** son entendidos como unos **terceros intermediarios** (TPI por sus siglas en inglés) en el esquema del Reino Unido de manera independiente a que tengan doble condición de Comercializador/Agregador o Agregador Independiente. La **definición de los servicios** que pueden prestar está en constante evolución debido a las innovaciones. Existe una **variedad de actores**, siendo los principales las entidades reguladoras, generadores, fabricantes y proveedores de infraestructura, transportadores, transmisores, operadores y distribuidores. Asimismo, participan los comercializadores y proveedores de servicios de intermediación, tecnología y otros.

Con base en la información obtenida y el contexto planteado, es posible establecer las principales **relaciones contractuales** que deben establecer los Agregadores de Demanda en el Reino Unido de acuerdo con la interacción que deben tener con otros agentes. Debe reiterarse que en la actualidad no existe ningún tipo de relación contractual con el Estado, materializada a través de una licencia, concesión o autorización. No obstante, son los reguladores los que han manifestado preocupaciones respecto a las relaciones contractuales que se mantienen con los clientes, toda vez que, se han identificado **asimetrías en la información proporcionada** y en la protección de los intereses de los clientes. Atendiendo a esta situación, el Código *Flex Assure* contempla ciertas disposiciones en la materia frente a la información precontractual y contractual con los clientes, así como con los contratos que se realizan con terceros proveedores, comercializadores y generadores/prosumidores.

En lo que tiene que ver con el **régimen de protección de datos personales** existen dos actores principales: El Responsable (Controller) quien determina la finalidad y fines del procesamiento de los datos y, el Encargado (Processor) que ejerce una función de mandatario para el tratamiento en nombre del Responsable. Las normas en esta materia aplican tanto a Responsables de datos en el Reino Unido, como a aquellos que utilizan equipos ubicados en el Reino Unido para llevar a cabo procesamiento de datos que no sean simplemente para

³⁵ “Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage” NationalgridESO, 2021, p45.

³⁶ “Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage” NationalgridESO, 2021, p68.

³⁷ “Third-party intermediaries in the retail energy market-Call for Evidence” Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, p16.

³⁸ “OFGEM Aggregators – Barriers and External Impacts,” OFGEM, 2016, p0.

³⁹ “Barriers to Independent Aggregators in Europe,” Rachel Bray and Bridget Woodman, EPG Working Paper: EPG19001, Universidad de Exeter Reino Unido. p18.

procesamiento. Al respecto, **Código Flex Assure**, establece un esquema de **auditorías periódicas** a través del cual se verifica el cumplimiento de los Agregadores en materia de protección de datos y debe entregarse al Administrador del Esquema (figura creada para verificar el cumplimiento de los miembros) la información relacionada con quejas o pleitos relacionados con este tema. En caso de que se encuentren 4 violaciones, se le remite a dicho miembro una advertencia que debe publicar en su página web. Del mismo modo el Administrador del Esquema puede de manera directa contactar a los clientes del Agregador para verificar el cumplimiento de estas reglas⁴⁰. En cuanto a **ciberseguridad**, si bien no existe una norma o regulación específica para los Agregadores, el Código *Flex Assure* contiene unas reglas específicas frente a los procedimientos técnicos aplicables y las mejores prácticas a cumplir⁴¹.

Ahora bien, en cuanto a los posibles **modelos de negocio**, de acuerdo con el National Grid ESO⁴², operador del sistema, son varios los servicios que pueden prestarse a través de la flexibilidad de la demanda y cuyo desarrollo es clave para llegar a la meta zero carbon para 2050. Se mencionan por parte del SO los servicios de reserva, reserva rápida, respuesta a la frecuencia, acceso al mecanismo de balance y mercado de capacidad. Adicionalmente, la flexibilidad permite la exploración de **nuevos negocios y oportunidades** también reconocidas por el National Grid ESO, dentro de los que se pueden mencionar las subastas en la red, intercambios de energía en comunidades energéticas y comparadores⁴³.

El eje de la **Flexibilidad Energética** es la meta del Reino Unido consistente en conseguir net -zero para el año 2050. Es decir, el uso de fuentes alternativas de energía que mitiguen o eliminen la emisión de carbono. De allí surge la posibilidad de utilizar energías alternativas y de hacer un uso más eficiente de las existentes. Esta podría decirse que es la **hoja de ruta principal** sobre la cual oscilan las diferentes políticas energéticas. No obstante, no existe una estrategia específicamente diseñada para el desarrollo de los Agregadores de Demanda. A pesar de esto, recientemente tanto la Cámara de los Comunes⁴⁴ como el regulador han **planteado preocupaciones por la ausencia de regulación en relación con el rol y actuaciones de los TPI en el mercado**. Como ya se describió, las inquietudes actuales se refieren a la ausencia de supervisión en la relación Agregador – cliente, especialmente en temas de poca transparencia en la información sobre servicios y condiciones en que son ofrecidos y prestados. Por otra parte, desde hace varios años se han realizado aproximaciones a la **necesidad de crear mecanismos regulatorios que reduzcan las barreras a la entrada** para Agregadores Independientes que no están integrados verticalmente o relacionados comercialmente con comercializadores establecidos. Por esta razón, también se está considerando crear una licencia o autorización para este tipo de agentes que hasta el momento no cuentan con regulación particular.

2.4.2 Modelos de Negocio en Reino Unido

De acuerdo con el National Grid ESO⁴⁵, operador del sistema, son varios los servicios que pueden prestarse a través de la flexibilidad de la demanda y cuyo desarrollo es clave para llegar a la meta zero carbon para 2050. Se mencionan por parte del SO los servicios de reserva, reserva rápida, respuesta a la frecuencia, acceso al mecanismo de balance y mercado de capacidad.

Servicio de Reserva – Short Term Operating Reserve (STORE)

Para hacer frente a las fluctuaciones imprevistas en demanda o generación, National Grid ESO requiere acceso a fuentes de flexibilidad en forma de generación o demanda. Estas fuentes adicionales de energía se denominan

⁴⁰ "Flex Assure Code of Conduct" Flex Assure 2021. p22.

⁴¹ "Flex Assure Code of Conduct" Flex Assure 2021. p23

⁴² *Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage*" NationalgridESO, 2021, p20 y ss.

⁴³ Ibidem.

⁴⁴ "Energy pricing and the future of the energy market" House of Commons – Business, Energy, and Industrial Strategy Committee. Third Report 2022-2023, 2022.

⁴⁵ *Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage*" NationalgridESO, 2021, p20 y ss.

"reserva" y hay una serie de servicios de reserva que adquiere de proveedores, como grandes empresas de energía usuarios, para ayudar a equilibrar la oferta y la demanda dentro de varias escalas de tiempo. Se trata del servicio más accesible para nuevos proveedores quienes deben tener una capacidad de 3GW y un tiempo de respuesta de 20 minutos a partir de la instrucción. Asimismo, el proveedor debe mantener la provisión de manera continua por un período no menor a 2 horas. En este caso, los Agregadores actúan como intermediarios entre los proveedores y el SO.

Reserva rápida

El SO utiliza servicios de reserva rápida para controlar los cambios repentinos e impredecibles de frecuencia. Normalmente se utilizan para equilibrar picos como el que ocurre cuando una gran cantidad de personas viendo el mismo programa de televisión, encienden sus teteras durante la pausa publicitaria. En este caso, los proveedores deben tener la capacidad de ofrecer mínimo 25MW dentro de los siguiente 4 minutos a la instrucción y poder mantenerse por lo menos 15 minutos. En este caso, los Agregadores también actúan como intermediarios.

Respuesta a la frecuencia

La frecuencia del sistema es una medida para el equilibrio entre la energía generada y consumida. Es un número dinámico que tiene que ser manejado y controlado por el Nacional Grid ESO quien debe mantenerlo dentro de más o menos uno por ciento de 50 Hz, por lo que debe garantizar que haya suficiente generación o demanda disponible automáticamente para equilibrar cualquier caída o aumento de frecuencia. En este caso, el SO requiere respuestas rápidas de frecuencia por parte de los usuarios con el fin de estabilizar la red. Los Agregadores asesoran a los usuarios para participar en el esquema e incluso, en algunos casos, llegan a administrar directamente su infraestructura.

Acceso al Mecanismo de Balance

Se entiende que es la "máxima flexibilidad" del mercado al ser la herramienta principal para que el SO pueda equilibrar la oferta y la demanda. En este caso, se aceptan o rechazan las ofertas de los participantes del mercado con el fin de incrementar o disminuir la generación y el consumo en cada período de negociación de media hora. Con la aceptación de la oferta (Bid Offer Acceptance – BOA), los participantes quedan comprometidos a asegurar sus unidades del mecanismo de balance (Balance Mechanisms Units-BMU). Como se ha mencionado, no participan los Agregadores Independientes sino aquellos que están integrados verticalmente con un comercializador o cuentan con acuerdo comercial con uno.

El Mercado de Capacidad

El objetivo de este mercado es el de garantizar que haya suficiente capacidad eléctrica para satisfacer las necesidades de demanda futura. Así, se ofrece pagos a los generadores y actores de la demanda para que garanticen la provisión de capacidad adicional en caso de necesitarse. Los oferentes pueden participar para proveer capacidad a través de subastas que se realizan con uno y cuatro años de antelación (T-1 auction y T-4 auction). En este caso, los Agregadores prestan un servicio de asesoría y acompañamiento para que los generadores y prosumidores administren de mejor manera sus recursos.

Adicionalmente, la flexibilidad permite la exploración de nuevos negocios y oportunidades también reconocidas por el National Grid ESO. En la siguiente tabla se hace referencia a algunas de ellas, así como a las empresas que en el Reino Unido que las han puesto en marcha.

Tabla 11 – Innovación en los servicios

Servicio	Descripción
Agregación con almacenamiento	Los Agregadores pueden encontrar un inconveniente en los tiempos de respuesta de múltiples clientes para la administración de su energía, razón por la cual, se ha identificado el almacenamiento como un buen servicio complementario a ofrecer.
Comparadores	Desarrollo de modelos económicos y financieros que permitan a los clientes y prosumidores realizar comparaciones sobre los mejores escenarios para la

Servicio	Descripción
	adecuada administración de su infraestructura y capacidad. Este tipo de servicios permite, por ejemplo, que los clientes no tengan pérdidas económicas evitables.
Subastas en la red	Creación de un mercado digital administrado por el Agregador en donde los clientes pueden ofrecer la reducción de su consumo en momentos en que el operador del sistema lo requiera.
Intercambios de energía	Eventualmente, el Agregador puede ser un intermediario ya no entre el operador del sistema y el cliente, sino entre clientes que pueden suplir sus necesidades a través de intercambios directos.

Fuente: NationalgridESO⁴⁶. Elaboración propia.

2.4.3 Buenas Prácticas y Lecciones Aprendidas

Son varios los aspectos a resaltar de la experiencia del Reino Unido. Sin duda, en cuanto a la aproximación regulatoria aplicada, resalta la presencia de un código de autorregulación robusto para los terceros intermediarios, el cual contiene aspectos estructurales de la interacción de este tipo de agentes con el mercado. No obstante, como ya se advirtió en este documento, se trata de un esquema voluntario que, además, no cobija la agregación frente a usuarios finales. De acuerdo con las recientes intervenciones tanto de la Cámara de los Comunes como de los reguladores, el esquema ha sido insuficiente y debe revisarse. De esta forma, probablemente para una etapa inicial como la que vive Colombia, debe analizarse a fondo si la autorregulación planteada de manera única es la posible alternativa a aplicar. En concordancia con lo anterior, las fallas en el mercado identificadas en el Reino Unido tienen que ver con la ausencia de transparencia en la información suministrada a los clientes y en posibles deficiencias respecto de la protección de sus derechos frente a la relación negocial con los agregadores, asunto que debería tenerse en cuenta de manera anticipada en nuestro país. Respecto a la estructura del mercado y posibles barreras a la entrada, el caso del Reino Unido muestra que debe existir una evaluación sobre cómo pueden los agregadores independientes ingresar al mercado, así como de la forma en que los comercializadores que ejercen agregación deben comportarse para evitar restricciones verticales.

2.4.4 Resumen Reino Unido

Tabla 12 – Resumen Reino Unido

Definición		
Terceros intermediarios que se especializan en coordinar o agregar la respuesta de la demanda de consumidores individuales para cumplir mejor con los requisitos técnicos de las partes de la industria para rutas específicas del mercado. Los agregadores envían señales a sus consumidores para que modifiquen su demanda en respuesta a los requerimientos del Operador del Sistema y/o a señales de precio del mercado.		
Funciones	Responsabilidades	Interacciones
<ul style="list-style-type: none"> - Coordinar la agregación de la demanda - Ser un tercero intermediario TPI - Reunir activos pequeños para ser transados de manera colectiva - Ruta hacia los mercados flexibles 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay regulación específica - Existe un código de autorregulación – <i>Flex Assure</i> con responsabilidades específicas. - Cumplir con las normas generales de competencia, protección al consumidor y datos personales. 	<ul style="list-style-type: none"> - National Grid ESO – Operador del sistema - Clientes y consumidores - Generadores

⁴⁶ Ibidem.

Límites de integración	Protección de datos personales	Requerimientos tecnológicos
<ul style="list-style-type: none"> - No existe regulación al respecto - Se ha identificado una falla en el mercado debido a posibles barreras a la entrada para Agregadores Independientes 	<ul style="list-style-type: none"> - Se aplica la norma general (Data Protection Act -2018) 	<ul style="list-style-type: none"> - No existe regulación al respecto - Flex Assure contempla unas reglas específicas frente a la seguridad de la información.
Modelos de negocio	Relación contractual	Flujo de Datos
<ul style="list-style-type: none"> - Intermediarios en servicios de reserva, respuesta de frecuencia, acceso al mercado de balance, mercado de capacidad - Asesoría y acompañamiento en la administración de los recursos de los clientes y prosumidores - Almacenamiento - Comparadores - Subastas en la red - Intercambios de energía 	<ul style="list-style-type: none"> - Clientes - Terceros proveedores de servicios - Prosumidores - Generadores 	<ul style="list-style-type: none"> - Se alimenta principalmente del operador del sistema - Se ha identificado como una falla de mercado la asimetría en el acceso a la información para los Agregadores Independientes

Fuente: elaboración propia

2.5. COMPARATIVO PAÍSES

	Australia	California	Francia	Reino Unido
Definición	<p>Agregador de Demanda: agente que acuerda con un grupo de consumidores la venta de RD en el MEM a través del mecanismo de RD y competir con la generación en períodos de punta y en el balance oferta - demanda.</p> <p>Agregador de pequeña generación tiene una o más pequeñas unidades de generación con su propio punto de conexión.</p> <p>Agregador Integrado permite la incorporación del almacenamiento, sistemas híbridos, de los agregadores de generación, para proporcionar servicios auxiliares de mercado de generación y carga.</p>	<p>Las actividades de RD son aquellas asociadas con la participación directa de un DRP o un cliente en el mercado mayorista de la CAISO, en donde el cliente minorista, ya sea por su cuenta o inscrito en el Servicio DR de un DRP, cambia su demanda eléctrica de acuerdo con las adjudicaciones de mercado y las instrucciones de despacho establecidas por la CAISO</p>	<p>Acción destinada a reducir temporalmente, previa solicitud específica enviada a uno o más Consumidores Finales por un Operador de Respuesta a la Demanda o un Proveedor de Electricidad, el nivel de número de retiro de electricidad en el RPT o RPD de uno o más Sitios de Consumo, comparado con un programa de consumo previsto o un consumo estimado</p>	<p>Terceros intermediarios que se especializan en coordinar o agregar la respuesta de la demanda de consumidores individuales para cumplir mejor con los requisitos técnicos de las partes de la industria para rutas específicas del mercado. Los agregadores envían señales a sus consumidores para que modifiquen su demanda en respuesta a los requerimientos del Operador del Sistema y/o a señales de precio del mercado.</p> <p>Un tipo de controlador de carga que coordina o agrega la respuesta de la demanda de clientes individuales para darles acceso a ahorro e ingresos y proveer flexibilidad al sistema energético</p>
Funciones	<p>Agregador Demanda:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GC dejan de ser pasivos directamente. • Competir con la generación en el balance oferta-demanda. • Facilitar mercado de dos puntas. <p>Agregador pequeña generación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducir barreras de pequeños generadores 	<ul style="list-style-type: none"> • Servicios de respuesta de la demanda • Programas de licitación de capacidad • Programas de emergencia • Gestionar, despachar, medir y liquidar los recursos energéticos distribuidos individuales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Contactar y concretar sitios de con capacidad de RD • Supervisar la operación y cumplimiento de los requisitos técnicos • Participar en las licitaciones • Enterarse de las indisponibilidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Coordinar la agregación de la demanda • Ser un tercero intermediario TPI • Reunir activos pequeños para ser transados de manera colectiva • Ruta hacia los mercados flexibles

	Australia	California	Francia	Reino Unido
Responsabilidades	<ul style="list-style-type: none"> Optimizar costos de registro Incentivar un MEM más eficiente. <p>Agregador Integrado:</p> <ul style="list-style-type: none"> Incorporar SAE e híbridos. Facilitar DER programables y semiprogramables. Ampliar servicios de DER en el MEM 			
	<ul style="list-style-type: none"> Notificar al OM si un DER deja cumplir los estándares. Tener comunicaciones y/o telemetría Cumplir con los requisitos técnicos del área eléctrica donde esté el DER. Planificar sus instalaciones y reportar la información para la planeación del OM. Establecer acuerdos comerciales con sus DER. Acordar con los OR los servicios de red. Es transparente frente a cargos de red. 	<ul style="list-style-type: none"> Registrar los acuerdos de servicio Gestionar, despachar, medir y liquidar los recursos energéticos distribuidos individuales. Proporcionar la información de medición y telemetría 	<ul style="list-style-type: none"> Firmar contratos con cliente y con RTE Revisar la liquidación, cobrar y pagar al cliente Informar indisponibilidades 	<ul style="list-style-type: none"> No hay regulación específica Existe un código de autorregulación – Flex Assure con responsabilidades específicas. Cumplir con las normas generales de competencia, protección al consumidor y datos personales.
	<ul style="list-style-type: none"> Consumidores Grandes consumidores Minoristas Generador de mercado Cliente del Mercado Mayorista Agregador de pequeña generación Proveedor de servicios de red Proveedor de servicios de respuesta de demanda, equivalente al Agregador de demanda Proveedor de recursos integrados Coordinador de medición Operador AEMO 	<ul style="list-style-type: none"> Usuarios CAISO Empresas de Servicios Públicos DRPs Coordinador de Programación Agente del Manejo de Datos del Medidor 	<ul style="list-style-type: none"> RTE Agregadores de respuesta a la Demanda (DRA) Usuarios 	<ul style="list-style-type: none"> National Grid ESO – Operador del sistema Clientes y consumidores Generadores
Límites Integración	<ul style="list-style-type: none"> Permite el registro de un mismo agente en varias actividades; deja en manos de la Ley de Competencia, las prohibiciones específicas de comportamiento en la fijación de precios al por menor, la conducta particular en los mercados de contratos financieros y la conducta particular en los mercados al contado. No se evidencian normas de gobernanza explícitas para los agentes agregadores australianos. Existen prácticas de gobernanza que no son generalizadas ni aplicables para estos 	<ul style="list-style-type: none"> La capacidad de la agregación de recursos de energía distribuida no puede ser inferior a 0.5 MW ni mayor a 20 MW El Operador administra el mercado pero no participa en él. Las empresas de servicios públicos como agentes de gestión de datos de medidores deben dar acceso no discriminatorio a los datos del medidor. 	<ul style="list-style-type: none"> Independiente Comercializador y del generador 	<ul style="list-style-type: none"> No existe regulación al respecto Se ha identificado una falla en el mercado debido a posibles barreras a la entrada para Agregadores Independientes

	Australia	California	Francia	Reino Unido
	agentes del mercado eléctrico.			
Protección Datos	<ul style="list-style-type: none"> Se está trabajando para implementar los derechos de datos del consumidor CDR en el SIN. El consentimiento del titular debe ser siempre voluntario, informado, explícito e inequívoco. Puede ser expreso o implícito, pero la forma apropiada de consentimiento dependerá de las circunstancias, expectativas del titular de datos y sensibilidad de mismos. El cronograma de implementación de CDR en Energía llega hasta mayo de 2024. 	<ul style="list-style-type: none"> Norma sobre política de privacidad y seguridad de los datos de los usuarios pero que a la vez garantizan el acceso a los datos por parte de los clientes y a los terceros para la prestación del servicio 	<ul style="list-style-type: none"> Aplican normas MARE Respeto privacidad de datos y protege la propiedad intelectual 	<ul style="list-style-type: none"> Se aplica la norma general (Data Protection Act -2018)
Requerimientos tecnológicos	<ul style="list-style-type: none"> A septiembre 2021: AMI al 25% nacional 2.600.000 DER registrados ante el OM En marcha implantación en sistemas de agregador IRP, Austr.US20 a 29M Diagnóstico de interoperabilidad entre DER por FTI Consulting (diciembre 2021) eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de respuesta de la demanda de la CAISO Sistema de registro de respuesta de la demanda para participar en el Mercado Mayorista. 	<ul style="list-style-type: none"> Telemedición, medición inteligente, medio de comunicación telefónico o dirección IP (Web), acceso a las plataformas CATALIZ (RTE) 	<ul style="list-style-type: none"> No existe regulación al respecto Flex Assure contempla unas reglas específicas frente a la seguridad de la información.
Modelos de negocio	<ul style="list-style-type: none"> Baterías de barrio Mercado de dos puntas VPP Almacenamiento in situ Almacenamiento llave en mano Solar-plus-almacenamiento RD mayorista Control de frecuencia Generación embebida Network DR 	<ul style="list-style-type: none"> Recursos de demanda proxy PDR en el mercado de energía diario y en el mercado de energía en tiempo real. Reliability Demand Response Resource para emergencias de la red de transmisión, deficiencias de reservas operativas y emergencias en los sistemas locales de transmisión y distribución. Agregación de recursos de energía distribuida para participar en los mercados de servicios auxiliares diarios y en tiempo real. 	<ul style="list-style-type: none"> RTE centraliza la coordinación operación y liquidación CRE define las normas de remuneración 	<ul style="list-style-type: none"> Intermediarios en servicios de reserva, respuesta de frecuencia, acceso al mercado de balance, mercado de capacidad Asesoría y acompañamiento en la administración de los recursos de los clientes y prosumidores Almacenamiento Comparadores Subastas en la red Intercambios de energía
Relación contractual	<ul style="list-style-type: none"> PPA de energía renovable fuera del sitio Acuerdo de compra de energía híbrida Acuerdo de compra de energía todo incluido. 	<ul style="list-style-type: none"> Acuerdos de servicio con el cliente 	<ul style="list-style-type: none"> Obligación de firmar contratos bajo minutos preestablecidos, que incluye los métodos de liquidación, Normas de participación en licitaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Clientes Terceros proveedores de servicios Prosumidores Generadores

	Australia	California	Francia	Reino Unido
Flujo de Datos	<ul style="list-style-type: none"> En marcha el modelo de datos del nuevo agregador IRP, por parte del OM. Incluye el flujo de datos, ofertas, medidas, pronósticos, despachos, instrucciones, controles y datos en tiempo real entre los diferentes agentes y componentes del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> El servicio de RD es ofrecido por el operador independiente del sistema CAISO Los DRP que no sean de servicios públicos deben tener registro válido con la Comisión y el Operador Las empresas de servicios públicos actúan como agentes de gestión de datos de medidores. 	<ul style="list-style-type: none"> Las fuentes de información nacen en los medidores que son controlados por los OR, estos reportan las medidas al RTE y permiten las consultas a los DRA. 	<ul style="list-style-type: none"> Se alimenta principalmente del operador del sistema Se ha identificado como una falla de mercado la asimetría en el acceso a la información para los Agregadores Independientes.

La experiencia internacional consultada en materia de agregación de recursos DER, muestra experiencias de agregación desde la primera década de este siglo (Reino Unido desde 2008, y Australia desde 2013). Además, se observan tres casos de regulación (Australia, California y Francia) y un caso de auto regulación (Reino Unido). En este caso de Reino Unido destaca que la autoridad expresa la posible existencia de una falla en este mercado auto regulado, relacionada con la asimetría en la información y se analiza crear una licencia o autorización formal para este tipo de agentes. Por su parte Australia destaca por estar en un proceso de migración hacia un mercado de servicios de DER con definiciones más neutras a la tecnología, y tendrá operativo en 2024 una tercera figura de agregación que es el Proveedor de Recursos Integrados. En relación con límites mínimos, destaca Francia, que exige un mínimo de agregación de 1 MW.

3. DEFINICIÓN DE LA ACTIVIDAD “AGREGACIÓN DE DEMANDA”

En este capítulo, el consultor propone el marco regulatorio general de la actividad de agregación en Colombia, para lo cual se desarrolla el contexto de la definición, la definición de las actividades de agregación, la definición de los agentes agregadores y finalmente el rol general del agente agregador.

Tabla 13 – Resumen comparativo definición de la actividad

Australia	California	Francia	Reino unido
<p>Agregador de Demanda: agente que acuerda con un grupo de consumidores la venta de RD en el MEM a través del mecanismo de RD y competir con la generación en periodos de punta y en el balance oferta - demanda.</p> <p>Agregador de pequeña generación tiene una o más pequeñas unidades de generación con su propio punto de conexión.</p>	<p>Las actividades de RD son aquellas asociadas con la participación directa de un DRP o un cliente en el mercado mayorista de la CAISO, en donde el cliente minorista, ya sea por su cuenta o inscrito en el Servicio DR de un DRP, cambia su demanda eléctrica de acuerdo con las adjudicaciones de mercado y las instrucciones de despacho establecidas por la CAISO</p>	<p>Acción destinada a reducir temporalmente, previa solicitud específica enviada a uno o más Consumidores Finales por un Operador de Respuesta a la Demanda o un Proveedor de Electricidad, el nivel de número de retiro de electricidad en el RPT o RPD de uno o más Sitios de Consumo, comparado con un programa de consumo previsto o un consumo estimado</p>	<p>Terceros intermediarios que se especializan en coordinar o agregar la respuesta de la demanda de consumidores individuales para cumplir mejor con los requisitos técnicos de las partes de la industria para rutas específicas del mercado. Los agregadores envían señales a sus consumidores para que modifiquen su demanda en respuesta a los requerimientos del Operador del Sistema y/o a</p>

Agregador Integrado permite la incorporación del almacenamiento, sistemas híbridos, de los agregadores de generación, para proporcionar servicios auxiliares de mercado de generación y carga.			señales de precio del mercado. Un tipo de controlador de carga que coordina o agrega la respuesta de la demanda de clientes individuales para darles acceso a ahorro e ingresos y proveer flexibilidad al sistema energético
--	--	--	---

Fuente: elaboración propia

3.1. CONTEXTO DE LA DEFINICION DE AGREGACION

Para la definición de la actividad de agregación de demanda en el mercado de electricidad en Colombia, se han revisado diferentes definiciones de esta actividad en la literatura, así como las definiciones legales y regulatorias de algunas actividades relacionadas con esta actividad.

Al respecto tenemos:

Mercado Mayorista: Mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que vendedores y compradores intercambian energía y potencia en el sistema interconectado nacional, con sujeción al Reglamento de Operación

Comercialización: actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994. (Resolución CREG 156 de 2011).

Autogeneración: Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atienda la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red. (Resolución CREG 174 de 2021)

Autogenerador: Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración. (Resolución CREG 174 de 2021)

Autogenerador a pequeña escala (AGPE). Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 (1 MW) o aquella que la modifique o sustituya. (Resolución CREG 174 de 2021)

Autogenerador a gran escala (AGGE). Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015, (1 MW) o aquella que la modifique o sustituya. (Resolución CREG 174 de 2021)

Generación de energía eléctrica: producción de energía eléctrica a partir de cualquier tipo de fuente (Resolución CREG 076 de 2016)

Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL). (Resolución CREG 174 de 2021)

Generador distribuido (GD). Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización aquí definidos. (Resolución CREG 174 de 2021)

Agente Generador: Es la empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía. (Resolución CREG 024 de 1995)

Operador de Red de STR y SDL, OR. Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional, STR, o de un Sistema de Distribución Local, SDL, incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional, STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos, son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios, ESP. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio. (Resolución CREG 174 de 2021)

Sistema de Distribución Local, SDL. Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización. (Resolución CREG 174 de 2021)

Arbitraje de energía: consiste en aprovechar, mediante sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, las diferencias del precio de la energía a lo largo de un periodo de tiempo para transar (comprar/vender) energía y obtener un beneficio. (Resolución 40283 del Ministerio de Minas y Energía)

Mecanismos de Respuesta de la Demanda: Instrumentos por medio de los cuales se incentiva y se habilita la participación de los consumidores en programas de Respuesta de la Demanda (RD) (Resolución 40283 del Ministerio de Minas y Energía)

Respuesta de la demanda (RD): Está dada como cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos. (Resolución 40283 del Ministerio de Minas y Energía)

Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources-DERs): Recursos energéticos que pueden ser gestionados de forma automática o manual instalados cerca de los centros de consumo, conectados a la red de distribución, con posibilidad de injectar energía, consumir energía o proveer servicios complementarios a la red de forma dinámica. Dentro de los DERs se incluyen la Respuesta de la Demanda-RD, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Autogeneración a Pequeña y Gran Escala, conectados a la red de distribución, entre otros. (Resolución 40283 del Ministerio de Minas y Energía)

Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE): Equipamiento tecnológico detrás del medidor capaz de tomar energía desde el sistema eléctrico o un recurso energético propio, para transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de injectarla nuevamente al sistema eléctrico. (Resolución 40283 del Ministerio de Minas y Energía).

Motivación para la incorporación de la actividad de agregación

En primer lugar, las buenas prácticas encontradas en el referenciamiento internacional indican la evolución y madurez alcanzada en esos mercados gracias a la figura del agente agregador de demanda. En el caso de la comunidad europea, se ha impartido la directiva de creación de la figura del agente agregador independiente (27 países); dicha directiva está siendo implementada por los países miembros. En el caso del mercado de agregación auto-regulado (UK), la autoridad analiza mantener la figura de agregador, pero con mayor regulación creando una licencia o autorización formal para este tipo de agentes. En otros casos, como Australia, el mercado también fortalece la figura del agente agregador avanzando desde agregadores especializados hacia agregadores “universales”.

En segundo lugar, el mercado de energía en Colombia muestra la ausencia de regulación sobre la actividad de agregación y sobre un agente especializado que agregue y coordine la respuesta de demanda de los clientes, que aumente la competencia con otros agentes y que incentive una participación activa de la demanda en los mercados de energía, servicios complementarios, congestión, etc. Adicionalmente, como se explicó en el capítulo 1, existen unos antecedentes y un diagnóstico previo de varios estudios y análisis (contratados por el Ministerio, por la CREG, por algunos gremios y diagnosticados por la Misión de Transformación), que evidencian la necesidad de incorporar en el mercado colombiano la actividad de agregación y la figura del agente agregador.

Por lo tanto, existe una clara brecha en el mercado de energía colombiano actual, frente a los mercados internacionales referentes en los 3 continentes analizados (EEUU, Europa y Asia) y frente a los estudios previos realizados en el país, en el sentido de regular la actividad de agregación y la figura del agregador de demanda, lo cual es, precisamente, el objeto de esta consultoría.

El equipo consultor encuentra dos grandes aspectos a analizar: definir la actividad de agregación, por una parte, de manera independiente a quien presta el servicio, y, de otra parte, la definición del agente agregador. La actividad de agregación corresponde al “**Qué**” y el agente agregador se refiere al “**Quién**”. Primero analizaremos la actividad y posteriormente analizaremos el agente agregador.

Definición de la Actividad de agregación

En este sentido, y en relación con el rol que juegan las actividades en el mercado de la energía, la actividad de generación contempla la producción de energía para ser entregada y vendida al MEM a través del SIN, la actividad de comercialización minorista contempla la compra de energía al MEM para ser vendida al cliente minorista; en esta actividad de comercialización minorista entendemos puede estar incluida la respuesta de la demanda vía tarifas y precios, ya que las señales que recibe un cliente, sensible a los precios o que tiene un consumo elástico, a través del esquema tarifario, se verá reflejado en su comportamiento de consumo y finalmente será medido y facturado por el comercializador minorista. Finalmente, la **actividad de agregación de DER** la entendemos como la suma o adición de los DER (conectados a los SDL) con el fin de entregar y vender servicios al MEM.

Ahora, partiendo desde la fuente de la agregación, es decir, desde los DER, y dado su racional económico y características de mercado, encontramos 3 categorías generales:

- Respuesta de demanda RD vía incentivo, reducir y aumentar
- Generación DER
- DER Híbridos

Veamos cada uno de ellos, denotando su caracterización, el sentido del flujo energético y ejemplos.

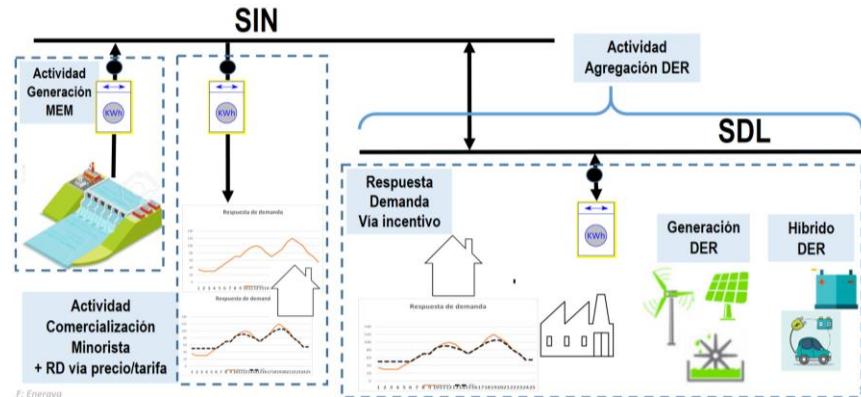
La primera categoría de DER es la respuesta de la demanda **RD vía incentivo**, se entiende como los cambios que se producen en el comportamiento o hábitos de consumo de los clientes como consecuencia de los incentivos explícitos que recibe por parte del Agente Agregador. Esta relación comercial puede convivir simultáneamente con la relación de venta de energía que tiene el comercializador minorista con ese mismo cliente. El flujo energético de la RD siempre es unidireccional desde el SDL hacia el cliente. En esta categoría entendemos los usuarios o clientes que no tienen ningún otro DER instalado, o al menos no lo tienen declarado o registrado. Como ejemplo tenemos los usuarios regulados, los no regulados y las agrupaciones de usuarios (o las llamadas comunidades energéticas en la literatura universal).

Ahora, la segunda categoría es la Generación DER, la cual se entiende como aquellos DER que producen energía y se comportan de manera similar a un generador convencional; el flujo energético siempre es unidireccional desde el DER hacia el SDL. Como ejemplo tenemos un panel solar, una turbina eólica o una planta hidráulica DER.

Y la tercera categoría son los DER híbridos, es decir aquellos elementos individuales DER BTM que se comportan bien sea consumiendo energía desde el SDL o entregando energía hacia el SDL; es decir, el flujo energético es bidireccional, algunas veces es desde el DER hacia el SDL y en otros momentos desde el SDL hacia el DER. Como ejemplo de este tipo híbrido tenemos una batería, un usuario con un panel solar BTM.

En la siguiente gráfica se representa el contexto de nuestra definición de agregación.

Gráfica 4 – Contexto de la definición de Agregación en Colombia



Fuente: construcción propia Energya C.

Ahora analicemos el **racional económico** que ofrecen los diferentes agentes en el mercado, veamos por ejemplo una subasta típica y los agentes que intervienen en ella.

En primer lugar, en un mercado de dos puntas, tenemos la oferta agregada de los **agentes comercializadores** bajo la hipótesis de revelación de la curva elástica. Tendremos entonces una oferta de la demanda, donde se incluye la respuesta de la demanda vía precio, como ya se mencionó anteriormente.

Por parte de los **agentes generadores**, también se presentará una curva agregada de oferta de los generadores, en la que se incluirá el modelo de **agregación de generación DER**, ya que su comportamiento es similar a un generador; aquí viene la primera intervención de la agregación, la de los Agregadores de generación DER.

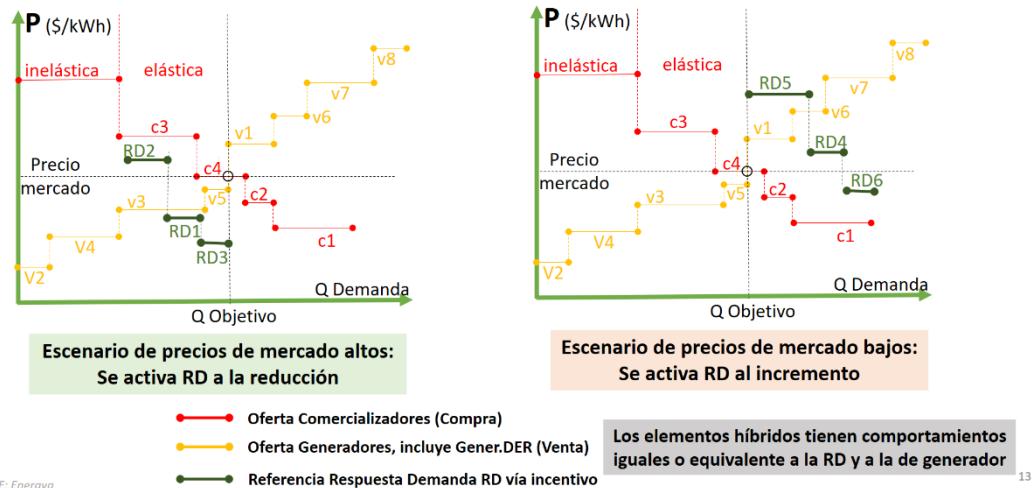
Una vez queda establecido el precio del mercado, al cruzar las curvas de oferta de la demanda y de la oferta, aparece la segunda intervención de la agregación, y es la **Aggregación de la Respuesta de demanda vía incentivo**. En escenarios de precios altos, es muy posible que se active la reducción de la demanda en caso de que el precio del mercado esté por encima del precio de referencia de la activación de reducción de la RD. En caso contrario, en escenarios de precios bajos, es posible que se active el incremento de la RD si el precio del mercado está por debajo del precio de referencia de la activación de incremento⁴⁷. Si cada cliente de RD tiene una percepción distinta, entonces hablamos de una curva de oferta de reducción de RD y otra curva de oferta de incremento RD.

Finalmente, los comportamientos híbridos de DER tienen, en la misma instalación BTM, dos componentes simultáneos: un componente de consumo de energía y otro componente de inyección al mercado.

En la siguiente figura se lustra esta situación del racional del mercado, anteriormente expuesta.

Gráfica 5 – Racional económico de las actividades en el mercado

⁴⁷ Esta situación particular podría darse también en clientes que ven en los precios bajos del mercado un incentivo para disminuir o apagar su autoproducción y por lo tanto aumenten su consumo de la red.



En un escenario de precios altos se activa la reducción de la demanda y en un escenario de precios bajos se activa el incremento de la demanda.

3.2. DEFINICION DE LAS CATEGORÍAS DE AGREGACION

Con base en el contexto presentado en la sección anterior, el equipo consultor propone definir 3 categorías de DER, denominadas “unidades” que tienen unas características propias para efectos del modelo operativo de despacho y que son la fuente de agregación:

- Unidad DER RD, definida como Recursos Energéticos Distribuidos conformado por usuarios que modifican su consumo ante señales o incentivos explícitos por parte del agente agregador. Estos usuarios corresponden a los usuarios regulados, no regulados y agrupaciones de usuarios. Se caracterizan porque su flujo energético siempre es en el sentido desde el SDL hacia el Cliente.
- Unidad DER Generación, definida como Recursos Energéticos Distribuidos conformados por generadores o grupos de ellos con un comportamiento similar a los generadores convencionales. Estos recursos corresponden a Generador Distribuido, plantas menores, cogeneración, generación híbrida. Se caracterizan porque su flujo energético siempre es en el sentido DER-SDL.
- Unidad DER Híbrido, definida como: Recursos Energéticos distribuidos conformados por dispositivos, elementos o agentes que consumen energía del SDL y entregan energía hacia el SDL. Estos recursos corresponden a auto generadores a pequeña y gran escala, sistemas de almacenamiento, baterías detrás del medidor, vehículos eléctricos, plantas hidro reversibles. Se caracterizan porque su flujo de energía es bidireccional.

Ahora, en cuanto al objetivo de la agregación de prestación de servicios hacia el MEM, nuestra propuesta considera que la agregación puede prestar servicios en la mayoría de los mercados del MEM, según la siguiente tabla.

Tabla 14 –Prestación de servicios DER al MEM

Unidad DER	Contratos	Servicios Complementarios	Confiabilidad	Corto plazo	Servicios de Área
------------	-----------	---------------------------	---------------	-------------	-------------------

DER RD		AGC Reserva Rampas Congestión STN Voltaje	Mercado Secundario Respaldo OEF	MDA MID Tiempo Real Balance Sistema	Congestión STR y SDL Inversión STR SDL Voltaje Respaldo Balance Área
DER Generación	Bilaterales M.Regulado Bilaterales M no Regulado Mecanismos Res 114 de 2018 MEM libre Futuros (Derivex)	AGC Reserva Rampas Emergencia Congestión STN Voltaje Respaldo	Mercado primario Mercado Secundario Respaldo OEF	MDA MID Tiempo Real Balance Sistema	Congestión STR y SDL Inversión STR SDL Voltaje Respaldo Balance Área
DER Híbrido		En el corto plazo: AGC Reserva Rampas Emergencia Congestión STN Voltaje	Mercado Secundario Respaldo OEF	MDA MID Tiempo Real Balance Sistema	Congestión STR y SDL Inversión STR SDL Voltaje Respaldo Balance Área
Portafolio	Bilaterales M.Regulado Bilaterales M no Regulado Mecanismos Res 114 de 2018 MEM libre Futuros (Derivex)	AGC Reserva Rampas Emergencia Congestión STN Voltaje Respaldo	Mercado primario Mercado Secundario Respaldo OEF	MDA MID Tiempo Real Balance Sistema	Congestión STR y SDL Inversión STR SDL Voltaje Respaldo Balance Área

Fuente: Elaboración propia Energya C.

Así las cosas, de acuerdo con lo anterior y con el funcionamiento del mercado de energía colombiano y sus expectativas de desarrollo se pueden identificar tres tipos de **actividades de agregación** de recursos:

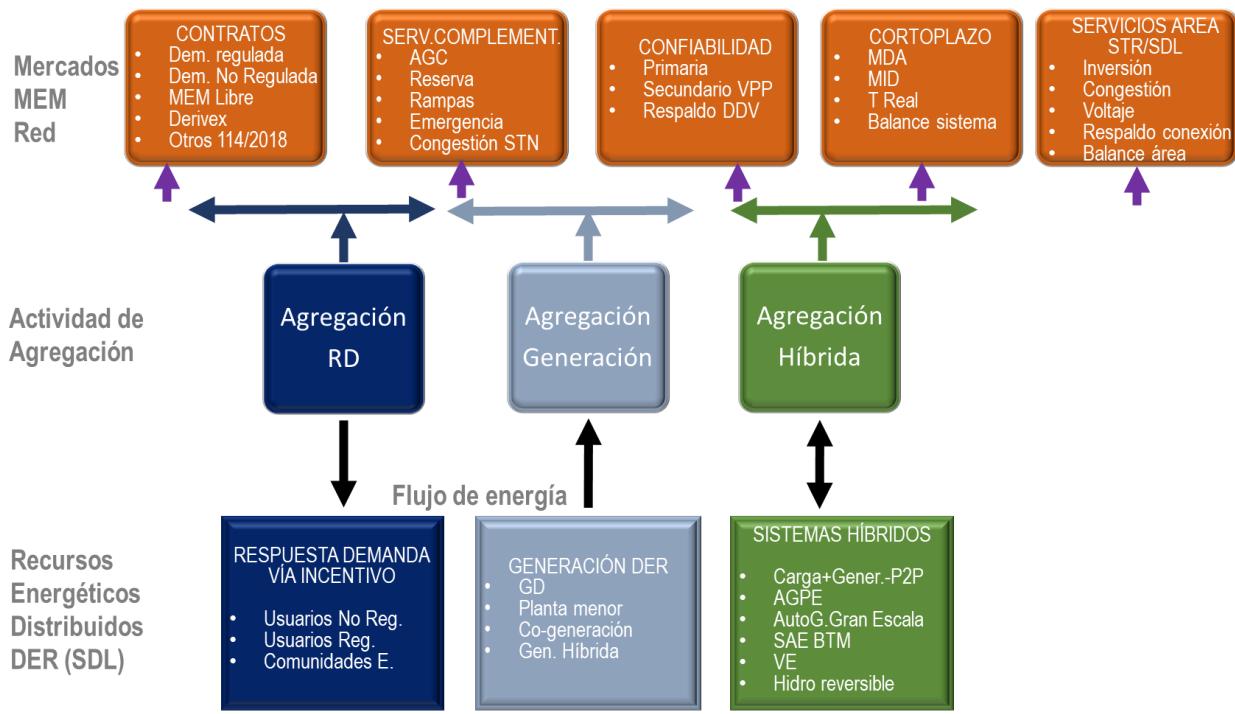
Agregación de Respuesta de la Demanda: Agregación de unidades de DER RD, tales como usuarios regulados y no regulados o asociaciones de ellos (ej: condominios), que en respuesta a incentivos explícitos modifiquen su consumo, con el objetivo de prestar servicios en las diferentes alternativas del Mercado de Energía Mayorista (MEM) o en la red de distribución.

Agregación de Generación: Agregación de unidades de DER Generación, tales como generadores distribuidos, plantas menores, cogeneración, generación híbrida, para prestar servicios en el mercado mayorista de energía, como el mercado Spot o en las subastas de Cargo por Confiabilidad y/o servicios a los sistemas de distribución local.

Agregación Híbrida: Agregación de unidades de DER híbridos, como, auto generadores a pequeña y gran escala, sistemas de almacenamiento, baterías detrás del medidor, vehículos eléctricos y plantas hidro reversibles, para prestar servicios en las diferentes alternativas del MEM y/o la red de distribución.

En la siguiente gráfica se muestra el diseño general de las actividades de agregación que se acaba de proponer.

Gráfica 6 – Propuesta definición Actividades de Agregación



Fuente: Construcción propia Energya C.

3.3. DEFINICION DE LOS AGENTES AGREGADORES

De acuerdo con los anteriores tipos de actividades de agregación identificados, el equipo consultor propone las siguientes tres alternativas para la definición de los Agentes Agregadores que podrían ejercer una o varias de las actividades definidas.

Alternativa 1

Esta alternativa considera un tipo de agente agregador por cada actividad, es una alternativa que reconoce la especialización de cada categoría de unidad DER y por lo tanto del proceso de su agregación. Por lo tanto, la alternativa considera tres Agentes Agregadores en el mercado.

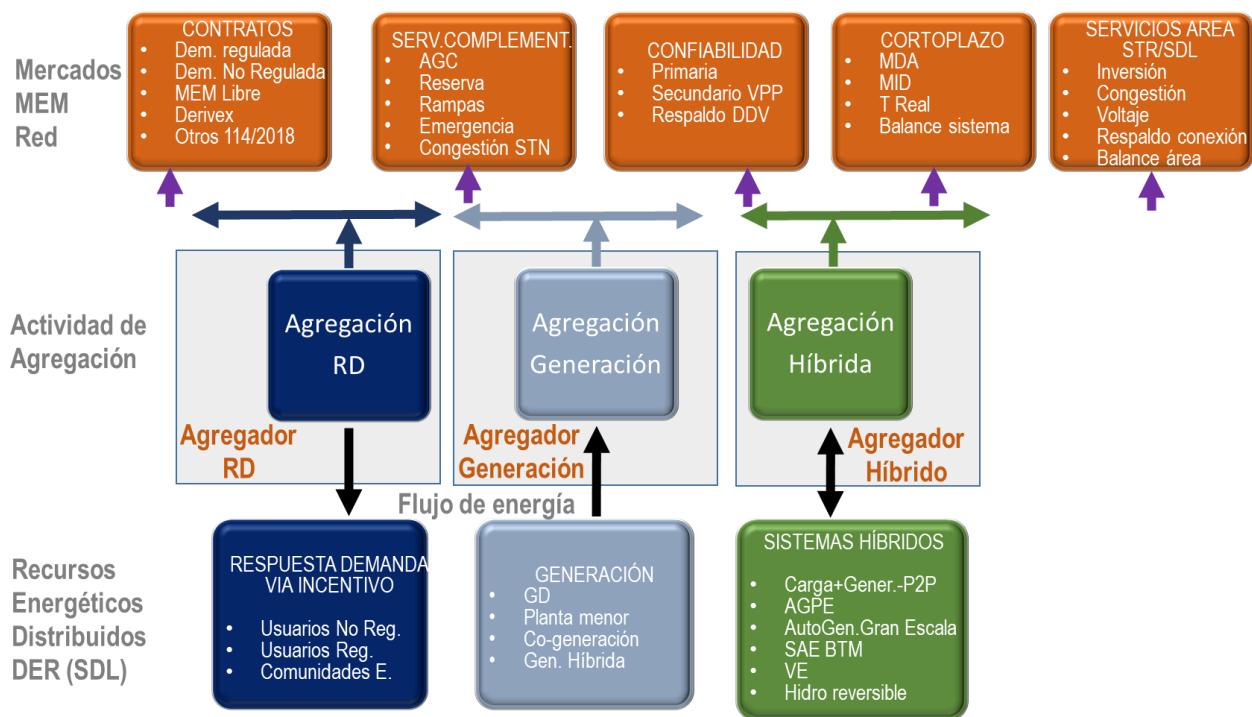
Agregador de Respuesta de la Demanda: Agente que agrega unidades de DER RD, tales como usuarios no regulados, regulados, asociaciones de usuarios y presta servicios de RD al mercado como un recurso agregado. Con este recurso agregado puede prestar servicios de energía, confiabilidad y/o servicios.

Agregador de generación: Agente que agrupa unidades de DER Generación, tales como generadores distribuidos, cogeneradores, plantas menores, generación híbrida para optimizar su operación y prestar servicios con dicha capacidad de manera agregada al MEM.

Agregador de Híbridos: Agente que agrupa unidades de DER híbridos, tales como auto generadores a pequeña y gran escala, sistemas de almacenamiento, baterías detrás del medidor, vehículos eléctricos plantas hidro reversible para optimizar su operación y prestar servicios con su capacidad como un portafolio de recursos agregados en los mercados de energía y/o servicios hacia el MEM.

La siguiente grafica muestra la primera alternativa.

Gráfica 7 – Definición de agente Agregador – Alternativa 1



Fuente: Construcción propia Energya C.

Esta alternativa permite que los agentes agregadores se especialicen en los diferentes tipos de recursos DER y puedan realizar una gestión con sus clientes de manera más especializada según su caracterización, sin embargo, no permitiría la eficiencia que se podría lograr gestionando las diferentes categorías de unidades recursos DER de manera integrada, como la consolidación de portafolio, su potencial impacto en los precios y posiblemente sinergias al combinar las unidades DER.

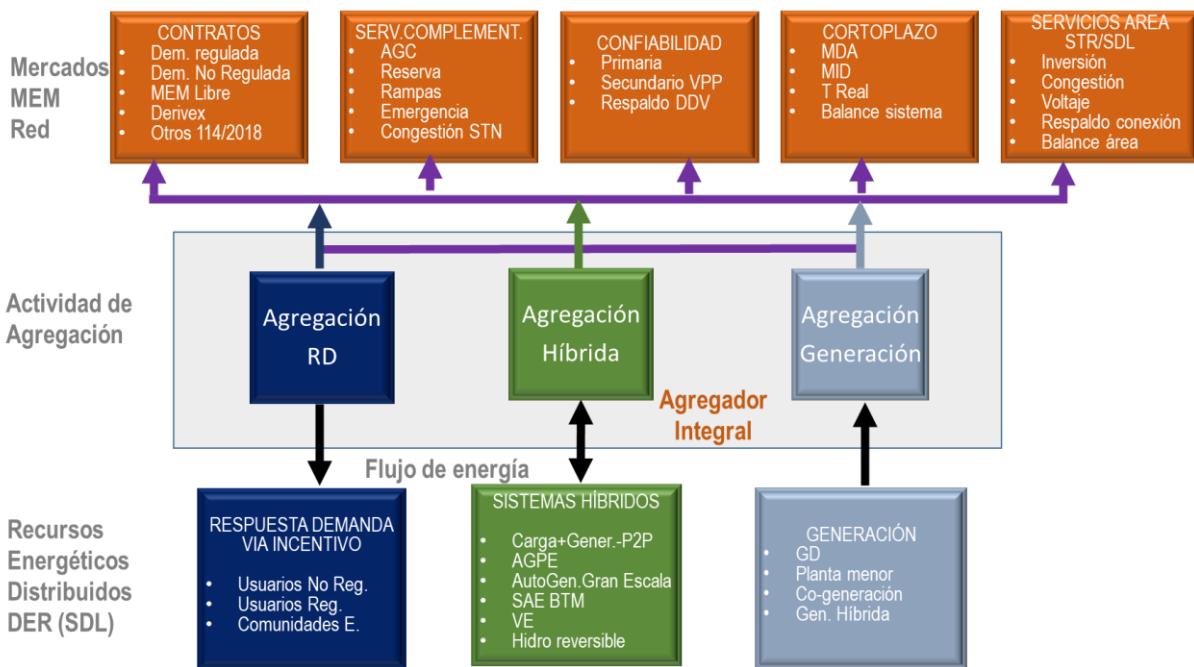
Alternativa 2

En esta alternativa se considera un solo agente agregador que puede ejercer una o varias de las tres actividades de agregación.

Agregador Integral: Agente que agrupa todas las categorías de los Recursos Energéticos Distribuidos DER, combina y crea un portafolio agregado de unidades DER RD, DER Generación y DER híbridos, para prestar los servicios de su capacidad resultante en los mercados de energía y servicios en el MEM.

La siguiente grafica muestra la segunda alternativa.

Gráfica 8 – Definición de agente Agregador – Alternativa 2



Fuente: Construcción propia Energya C.

Esta alternativa podría permitir mejores resultados para el mercado desde el punto de eficiencia económica, en términos de precios. Logra un mejor resultado de la participación de los DERs, tanto para el mercado como para los propios clientes. Su operación podría ser un poco más compleja para el agregador, lo que conlleva a crear algoritmos más complejos para planear y operar este tipo de combinaciones. Se tendría un mayor costo desde el punto de vista de la curva de aprendizaje.

Alternativa 3

Y la tercera alternativa combina las dos alternativas anteriores, permitiendo la coexistencia de agentes especializados y agentes integrales, por lo que comprende tres tipos de agentes agregadores, a saber:

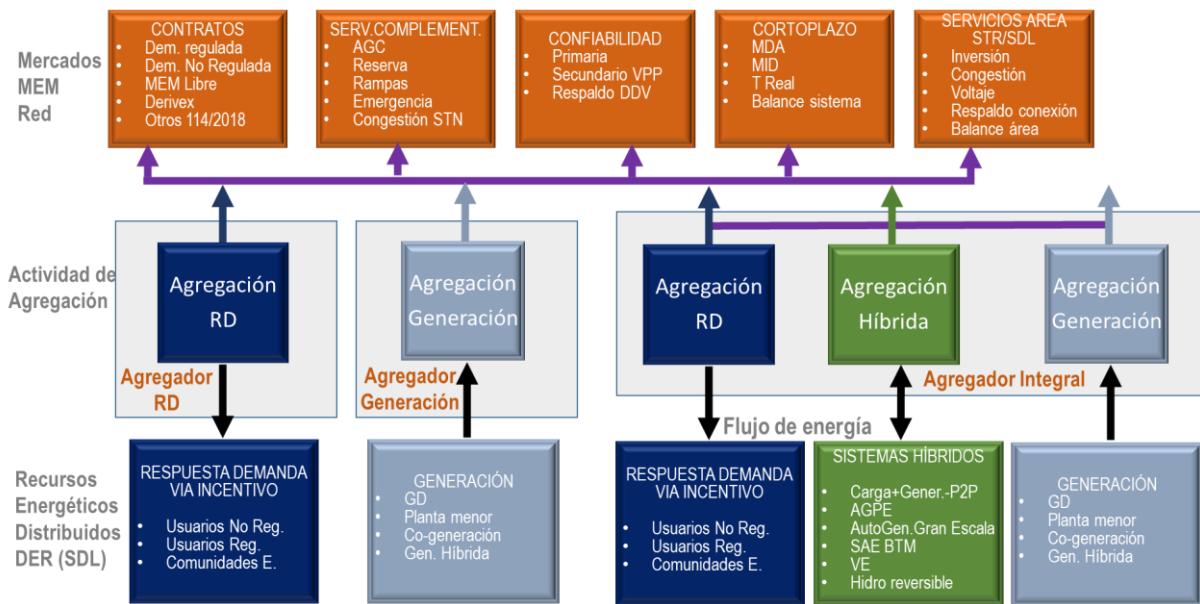
Agregador de Respuesta de la Demanda: Agente que agrega unidades de DER RD, tales como usuarios no regulados, regulados, asociaciones de usuarios y presta servicios de RD al mercado como un recurso agregado. Con este recurso agregado puede prestar servicios de energía, confiabilidad y/o servicios.

Agregador de generación: Agente que agrupa unidades de DER Generación, tales como generadores distribuidos, cogeneradores, plantas menores, generación híbrida para optimizar su operación y prestar servicios con dicha capacidad de manera agregada al MEM.

Agregador Integral: Agente que agrupa todas las categorías de los Recursos Energéticos Distribuidos DER, combina y crea un portafolio agregado de unidades DER RD, DER Generación y DER híbridos, para prestar los servicios de su capacidad resultante en los mercados de energía y servicios en el MEM.

Esta alternativa entonces permite que aquellos clientes y agentes que solo quieran participar desde la RD, o solo quieran participar desde la generación, lo puedan hacer sin tener que registrarse como agentes integrales. La siguiente grafica muestra la tercera alternativa.

Gráfica 9 – Definición de Agente Agregador – Alternativa 3



Fuente: Construcción propia Energya C.

En la siguiente tabla se muestra un resumen comparado de las tres alternativas de agregadores.

Tabla 15 – Análisis de Alternativas de agentes Agregadores

Alternativa	Descripción	Ventajas	Desventajas
Alternativa 1	Agregador de RD Agregador de DER Generación Agregador de DER Híbridos	Por nivel de especialización según la actividad agregada	No logra capturar sinergias entre distintas categorías de DER
Alternativa 2	Agregador Integral	Permite capturar sinergias de portafolio entre DER. Permite especialización	El agente que quiera ejercer una sola categoría de DER se debe registrar para las 3 categorías.
Alternativa 3	Agregador de RD Agregador de DER Generación Agregador Integral	Permite capturar sinergias de portafolio entre DER. Permite especialización	

Fuente: Elaboración propia Energya C.

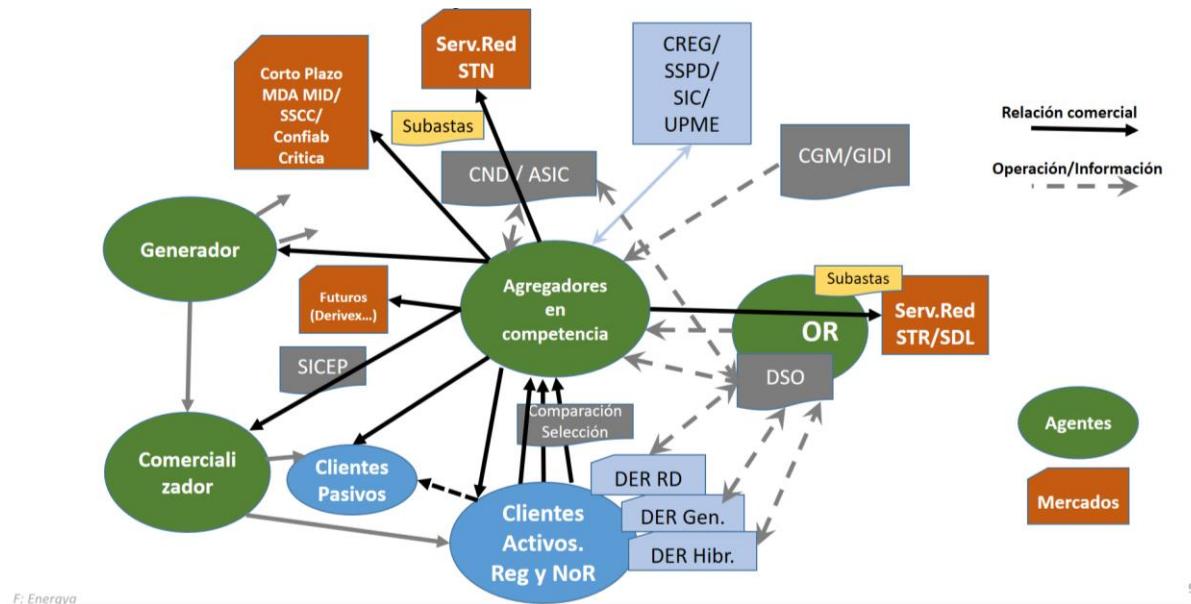
En la alternativa 1 existen tres agregadores especializados según cada una de las categorías de DER, mientras que en las alternativas 2 y 3 se introduce un tipo de agregador “universal” o integral que puede agregar cualquier tipología de DER, con la ventaja que puede crear sinergias en el proceso de agregación y puede ofrecer una mayor diversidad de productos hacia el mercado mayorista, así como mayor posibilidad de prestar servicios a lo largo de las 24 horas del día, porque podría combinar por ejemplo una generación intermitente con un almacenamiento.

En la alternativa 3 se conservan 2 de los agregadores especializados y tiene también el agregador integral. Esta alternativa 3 tiene la ventaja de capturar sinergias entre DER al permitir la operación del agregador integral, pero conserva los agregadores especializados para aquellos casos que solo quieren ofrecer RD (clientes o grupos de clientes con solo RD) o aquellos casos que solo quieran prestar servicios de generación DER. La diferencia de la alternativa 1 y la alternativa 3, es que la primera no permite capturar sinergias entre DER en un único agregador integral.

En mercados donde NO opera la figura del agregador es pertinente iniciar con la figura del agregador de demanda (agregador de RD) y posteriormente ir incorporando más servicios y otros tipos de agentes agregadores, capitalizando las lecciones que se presenten con el funcionamiento del agente inicial de RD.

En el siguiente gráfico se presenta la interacción del agente agregador con los mercados mayorista y minorista, y con los agentes que ejercen las demás actividades de la cadena definidas en la Ley 142 de 1994 (actividades en el marco del servicio público domiciliario de energía eléctrica y actividades complementarias).

Gráfica 10 – Agente Agregador en los mercados de energía – Visión Largo plazo



Fuente: Análisis Energya C.

9

La anterior gráfica representa la visión que el consultor propone para la figura del agregador “universal”, como evolución natural para agregar los diferentes tipos de DER y su participación activa en la gran mayoría de los mercados de energía en Colombia. Por una parte, los clientes y propietarios de DER pueden contratar los servicios con el agregador, quien a su vez competiría tanto en los mercados de energía (bilaterales, futuros tipo derivex, corto plazo) como en servicios complementarios y en servicios de red STN, STR y SDL. De otro lado, el relacionamiento operativo (líneas discontinuas) requiere la coordinación del agregador con el CND y con los Operadores de red OR y, más tarde, con la figura del DSO, en el futuro ámbito de la descentralización del mercado.

A partir de este relacionamiento general del agente agregador visto en el largo plazo, en el producto 2 nos enfocaremos en la figura del agregador de respuesta de demanda o agregador de demanda y haremos el desarrollo de detalle de este tipo particular de agregación.

Adicionalmente, en el producto 4, a partir de lo propuesto en este producto 1, de lo propuesto en los próximos productos 2 y 3, y luego de haber analizado en detalle la caracterización del agregador de RD, se incluirá una hoja de ruta que oriente la implementación, de manera gradual y armónica, las propuestas del consultor.

3.4. ROL GENERAL DEL AGENTE AGREGADOR

En esta sección se propone los roles generales que debe desempeñar el agente agregador en el mercado.

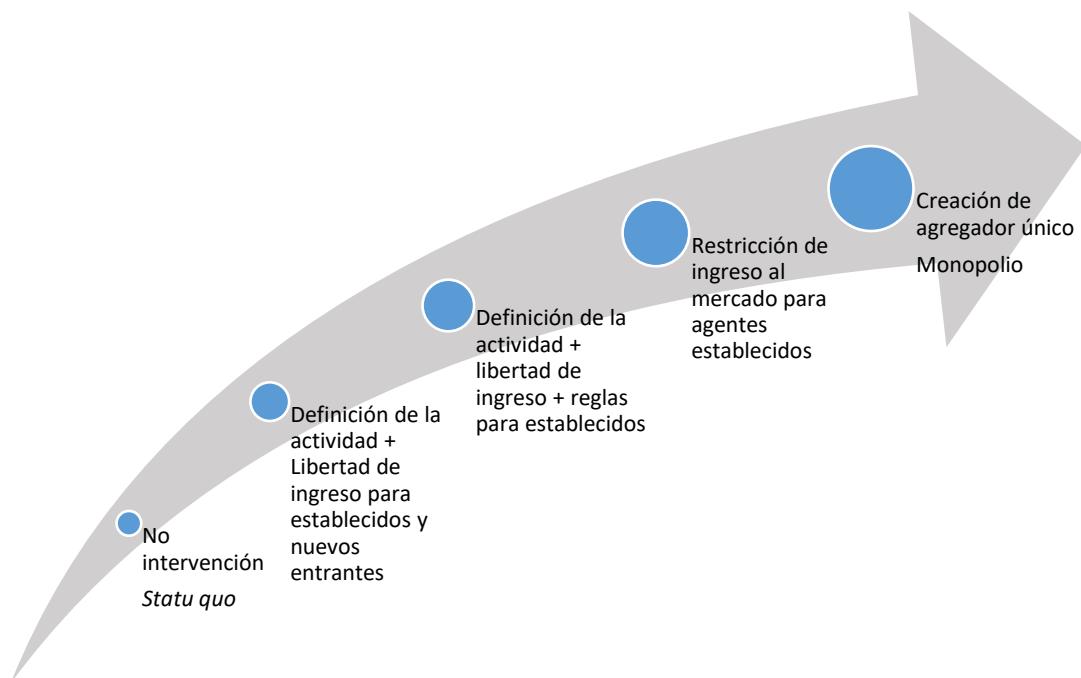
- Establecer los acuerdos con los clientes que van a prestar la Respuesta de la Demanda
- Representar a los usuarios en el programa de Respuesta de la demanda.

- Registrar ante el mercado las fronteras de agregación en los plazos establecidos
- Responsable por la información de medición
- Responsable de la relación con el GIDI y compromiso con el manejo de los datos.
- Garantizar que dichas fronteras cumplan con el Código de Medida
- Supervisar el cumplimiento de los recursos individuales
- Presentar al CND las ofertas de los servicios de Respuesta a la Demanda que va a prestar, en los mismos plazos que los agentes generadores.
- Responsable ante el MEM por los recursos de agregación de demanda que representa y los productos y/o servicios a que se compromete
- Gestionar el portafolio de recursos que representa
- Responsable de la relación con el CND y el ASIC
- Debe cumplir con los requisitos de participación en el mercado establecidos para todos los agentes del mercado.
- En la representación de recursos de generación debe cumplir con los requisitos de una planta no despachada centralmente.
- Entregar señales a los consumidores para que modifiquen su consumo acorde con el precio del mercado o requerimientos del CND.
- Pagar a sus clientes por los servicios de Respuesta de la demanda prestados.
- Realizar campañas educativas sobre las tarifas dinámicas con la frecuencia y características que establezca la CREG
- Reportar a la UPME la información relacionada con los programas de respuesta de la demanda que la UPME considere necesario para la planeación.

Luego de la aproximación realizada sobre la actividad de agregación y sus distintas modalidades técnicas y operativas, resulta fundamental entrar a analizar la forma en que deberían participar estos agentes en el mercado, para lo cual debe tenerse como propósito la eficiencia del sistema, entendida como el mejoramiento de las condiciones de los consumidores y el respeto a los principios de libre competencia. Se trata de un ejercicio en donde se deberán tener en cuenta no solamente las posibles ventajas y desventajas de cada opción, sino las herramientas regulatorias disponibles y principios generales de protección a la libre competencia. Además, es un tema en donde las opiniones de los diferentes agentes, recogidas en las entrevistas programadas serán muy valiosas.

Así, se partirá de dos extremos regulatorios como lo son la no intervención (mantenimiento del *statu quo*) y la creación de un monopolio legal. Entre estas dos posibilidades, se proponen 3 escenarios. El primero de ellos, parte de que la actividad de agregación se limite para nuevos agentes independientes del sector, mientras que el segundo plantea la posibilidad de que los agentes actuales, entre los que se encuentran los comercializadores, intervengan de manera libre y ofrezcan este tipo de servicios. Por último, existe un escenario en el cual, a pesar de permitir la participación de los agentes establecidos, se impongan ciertas reglas regulatorias con el fin de evitar posibles fallas del mercado.

Gráfica 11 - Escenarios de mercado de agregación de acuerdo con el nivel de intervención regulatoria



Fuente: Elaboración propia

El ejercicio concluirá con una comparación de beneficios y dificultades entre los escenarios planteados y, por supuesto, con una recomendación sobre cuál es considerado el más adecuado por parte de esta consultoría. El definir de qué forma deben participar y/o ingresar al mercado los agentes que decidan prestar servicios de agregación e, incluso, si es necesario definir esta actividad, debe ser el punto de partida para analizar otro tipo de temas sustanciales como la interacción operativa, conflictos de interés y gobernanza que eventualmente deben tener dichos agentes.

BIBLIOGRAFÍA

General

Araya Cardoso, Torriti Jacopo, Lorinckz Mate Making (2020). Demand side response happen_ A review of barriers in commercial and public organisations 2020

Annala S., Lukkarinen Jani, Eeva Primmer, Samuli Honkapuro, Kimmo Ollikka, Kanerva Sunila, Tero Ahonen (2018). Regulation as an enabler of demand response in electricity markets and power systems (Finlandia)

Bryony Parrish, Phil Heptonstall, Rob Gross, Benjamin K. Sovacool (2020) A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response.

CIDET (2018). Lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el país, y el uso de infraestructura de almacenamiento de energía.

Di-Avante (2020). Estudio de consultoría para construir propuestas de metodologías basadas en líneas base de consumo o mecanismos alternos para utilizar la flexibilidad de consumo de los usuarios de energía en programas de Respuesta de la Demanda. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/c2b0d45b77f78aaa052586770078091b/\\$FILE/Circular008-2021%20Anexo2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/c2b0d45b77f78aaa052586770078091b/$FILE/Circular008-2021%20Anexo2.pdf)

IRENA (2019). Aggregators Innovation Landscape Brief. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Aggregators_2019.PDF

Karim L. Anaya, Michael G. Pollitt (2021). How to Procure Flexibility Services within the Electricity Distribution System: Lessons from an International Review of Innovation Projects. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/15/4475/htm>

Colombia

Document.Site (2016). Resultados Campaña Apagar Paga. Disponible en: https://documen.site/download/resultados-campaa-apagar-paga_pdf

Congreso de Colombia (2014). Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

CREG (2020). Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta de la demanda Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/5d44ab7a34e3a42a052586620063ceab/\\$FILE/Circular001-2021%20Informe.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/5d44ab7a34e3a42a052586620063ceab/$FILE/Circular001-2021%20Informe.pdf)

CREG (2006). Resolución 071 de 2016, Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiability en el Mercado Mayorista de Energía.

CREG (2010). Resolución 063 de 2010, Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiability denominado Demanda Desconectable Voluntariamente.

CREG (2015). Resolución 011 de 2015, Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.

CREG (2016). Resolución 029 de 2016, Por la cual se define un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía.

CREG (2021). Resolución 135 de 2021, Por la cual se establecen los mecanismos de protección y deberes de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que ejercen la actividad de Autogeneración a Pequeña Escala y entregan o venden sus excedentes al Comercializador que le presta el servicio.

CREG (2021). Resolución 174 de 2021, Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

CREG (2022). Documento CREG-001, Respuesta de la demanda en el sistema interconectado nacional, Hoja de ruta.

MME (2022). Resolución 40283 de 2022, Por la cual se establecen lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos.

Australia

AEMC. Small generation aggregator framework (November 2012). Disponible en <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/4cdd8f5c-f56d-4b61-bfdb-3b9d3444225f/Final-determination.pdf> Consultado el 3 de agosto de 2022

AEMC (junio 2020). Wholesale demand response mechanism - Rule determination June 2020. Disponible en https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/final_determination - for_publication.pdf Consultado el 3 de agosto de 2022

AEMC (septiembre 2021) Metering Review Directions paper FINAL Disponible en <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2021-09/EMO0040%20Metering%20Review%20Directions%20paper%20FINAL.pdf> Consultado el 8 de agosto de 2022

AEMC (2022) Australian Energy Market Commission, National Electricity Rules NER, Versión 183. Disponible en <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/396> Consultado 25Jul2022

AEMC (diciembre 2021). Final_determination_-_integrating_energy_storage_systems_into_the_NEM. December 2021. Disponible en https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2021-12/1_final_determination - integrating_energy_storage_systems_into_the_nem.pdf Consultado el 2 de agosto de 2022

AEMO. Derecho de los datos del consumidor. Disponible en <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/cdr-at-aemo> Consultado el 10 agosto de 2022

AEMO (Julio 2022) Integrating Energy Storage Systems High Level Design. Disponible en <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/submissions/2021/iess/integrating-energy-storage-systems--high-level-design--final.pdf?la=en> Consultado el 2 agosto de 2022

AEMO Integrating Energy Storage Systems - Implementation Strawperson - Draft July 2022. Disponible en <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/submissions/2021/iess/integrating-energy-storage-systems--implementation-strawperson--draft.pdf?la=en> Consultado el 2 de agosto de 2022

AEMO Integrated Energy Storage Systems HLD Stakeholder QA Forum 4 Feb 2022. Disponible en <file:///D:/Albeiro%20Arias/Downloads/AEMO%20Integrated%20Energy%20Storage%20Systems%20HLD%20Stakeholder%20QA%20Forum%20%204%20Feb%202022.pdf> Consultado el 2 agosto 2022.

AEMO Australian Energy Market Operator (June 2020) Wholesale Demand Response: High-level Design. Disponible en <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/submissions/2020/wdrm/wdrm-high-level-design-june-2020.pdf> Consultado el 2 agosto 2022.

AER (2021) State of the energy market. Disponible en <https://www.aer.gov.au/publications/state-of-the-energy-market-reports/state-of-the-energy-market-2021> Consultado el 30 julio 2022

AER (2021) Wholesale Demand Response Participation Guidelines - Final Decision. Disponible en <https://www.aer.gov.au/system/files/Wholesale%20Demand%20Response%20Participation%20Guidelines%20-%20Final%20Decision.pdf> consultado el 30jul2022

AER (2022). Retailer authorisation and exemption review - Issues paper April 2022

AER (2022) Annual Compliance and enforcement report. Disponible en <https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20Annual%20Compliance%20and%20enforcement%20report%202021-22.pdf> consultado el 30jul2022

Australian Competition and Consumer Commission <https://www.accc.gov.au/> (Regulador de la Competencia)

ASX Corporate Governance Council <https://www2.asx.com.au/about/regulation/asx-corporate-governance-council>
Consultado el 14 de agosto de 2022

Consumer Data Standards CDS (Australia). Disponible en <https://consumerdatastandardsaustralia.github.io/standards/#introduction> Consultado el 10 de agosto de 2022.

ESB (Julio 2021). Infographics-v9-combined july 202. Disponible en <https://esb-post2025-market-design.aemc.gov.au/>
Consultado el 2 de agosto de 2022

FTI consulting. Assessment-framework-for-der-interoperability-policy-december-2021. Disponible en <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/2021-12/FTI%20-%20Assessment%20Framework%20for%20DER%20interoperability%20policy%20-%20December%202021.pdf>
Consultado el 2 de agosto de 2022.

ICRC Independent Competition and Regulatory Commission <https://www.icrc.act.gov.au/>

ICRC Marco regulatorio de la competencia <https://www.icrc.act.gov.au/utilities-licensing/utilities-regulatory-framework>

ICRC Marco regulatorio del cliente de energía <https://www.icrc.act.gov.au/utilities-licensing/national-energy-customer-framework>

ISC Common smart inverter profile, june 2022. Disponible en <https://arena.gov.au/assets/2021/09/common-smart-inverter-profile-australia.pdf> descargado el 10sep2022

N. Lashmar, B. Wade, L. Molyneaux, P. Ashworth, (2022). Motivations, barriers, and enablers for demand response programs_ A commercial and industrial consumer perspective (Australia) Disponible? <https://www.sciencedirect.com.sire.ub.edu/science/article/pii/S2214629622001712?via%3Dihub> consultado el 30jul2022

Ponds, Kody; Arefi, Ali; Sayigh, Ali; Ledwich, Gerard (2018). Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats. disponible en <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/9/2391/htm> consultado el 30jul2022

Ransan-Cooper, Hedda; Shaw, Marnie; C.P. Sturmberg, Björn; Blackhall, Lachlan. "Neighbourhood batteries in Australia: Anticipating questions of value conflict and (in) justice. Energy Research & Social Science 90 (2022) 102572

California

CAISO. Proxy Demand Resource (PDR) & Reliability Demand Response Resource (RDRR) Participation Overview. Disponible en: http://www.caiso.com/Documents/PDR_RDRRParticipationOverviewPresentation.pdf

CAISO (2020). Business Practice Manual for Demand Response - BMP. Disponible en: <https://bpbcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Demand%20Response/BPM%20for%20Demand%20Response%20V3%20clean.pdf>

CAISO (2022). Demand-Response Issues and Performance. Disponible en: <http://www.caiso.com/Documents/Demand-Response-Issues-Performance-Report-Jan-12-2022.pdf>

CAISO (2016). Distributed Energy Resource Provider. Participation Guide with Check List. Disponible en: <https://www.caiso.com/documents/distributedenergyresourceproviderparticipationguideandchecklist.pdf>

CAISO (2020). Demand Response Registration User Guide. Disponible en: <http://www.caiso.com/Documents/DemandResponseRegistrationUserGuide-clean.pdf>

Comisión Federal Reguladora de Energía – FERC. Orden No. 2222 (2020). Disponible En: <https://www.ferc.gov/media/ferc-order-no-2222-fact-sheet>

CPUC (2022). White Paper Advanced Strategies for Demand Flexibility Management. Disponible en: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-response/demand-response-workshops/advanced-der---demand-flexibility-management/ed-white-paper---advanced-strategies-for-demand-flexibility-management.pdf>

CPUC (2022). Distributed Energy Resource (DER) Action Plan. Disponible en: <https://www.cpuc.ca.gov/about-cpuc/divisions/energy-division/der-action-plan>

CPUC (2011). Decision 11-07-056. Decision adopting rules to protect the privacy and security of the electricity usage data of the customers of Pacific Gas And Electric Company, Southern California Edison Company, and San Diego Gas & Electric Company. Disponible en: <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/energy-division/documents/demand-response/drp-registration-information/direct-participation-customer-notification-letter-updated-april-2016.pdf>

SDGE (2016). Demand Response Provider (DRP) Service Agreement. Disponible en: https://tariff.sdge.com/tm2/pdf/ELEC_ELEC-SF_144-0821.pdf

Francia

CRE (2021). Informe de Actividades. Disponible en: [Activity Report 2021 - CRE consultado](#)

CRE (2022). A market open to competition. Disponible en: <https://www.cre.fr/en/Electricity/retail-electricity-market>

CRE (mayo 2022). Reporte anual a la Comisión Europea 2021

CRE (julio 2022). Reporte anual a la Comisión Europea 1º semestre 2022

OBSERVATOIRE (CRE) (MARZO 2022) Mercado minorista de Electricidad y Gas. Disponible en: [Observatoire des marchés de détail du 1e trimestre 2022 - CRE](#)

CRE (2022). Experiencia de demostradores de red inteligente. Disponible en: [Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents - CRE](#)

Directiva 2019/944 UE (CELEX_32019L0944_Es), expedida el 5 de junio de 2019

[Directiva \(UE\) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo... - EUR-Lex \(europa.eu\)](#)

[Consultado 11 de julio 2022](#)

Reglas_NEBEF_8577_en español

Reglas_MA-RE_section_1_7310_Es

Portal clientes RTE. Disponible en: [See our solutions to access the grid or the electricity markets - Cataliz - RTE Services Portal \(services-rte.com\)](#)

Energy pathways 2050 - Key results of the study. Disponible en: rte.fr-portal

Abstrac Universidad Europea sobre Agregadores de demanda

Tim Schittekatte, Vincent Deschamps and Leonardo Meeus (2021). The regulatory framework for independent aggregators. Disponible en:

https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/71236/RSC%202021_53.pdf?sequence=1&isAllowed=y%20%20%20consultado%2025%20de%20julio%202022

Reino Unido

Departament for Business, Energy & Industrial Strategy (2021) Third-party intermediaries in the retail energy market- Call for Evidence. Disponible en: ([retail-energy-tpi.pdf](#)).

National Grid ESO (2019). Profiting from Demand Side Flexibility and Storage. Disponible en: ([Profiting-from-Demand-Side-Flexibility.pdf](#) ([powerresponsive.com](#))).

Departament for Business, Energy & Industrial Strategy (2021). Third-party intermediaries in the retail energy market- Call for Evidence. Disponible en: [retail-energy-tpi.pdf](#)

Flex Assure (2021). Flex Assure Code of Conduct. Disponible en: <https://www.flexassure.org>

House of Commons Business, Energy and Industrial Strategy Committee (2022). Energy pricing and the future of the energy market" Third Report 2022-2023. Disponible en: <https://committees.parliament.uk/publications/23255/documents/169712/default/>

Icebreaker One (2022). The UK energy data ecosystem, Briefing / Reports. Disponible en: <https://icebreakerone.org/2020/07/13/the-uk-energy-data-ecosystem/>.

NationalgridESO, (2021). Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage. Disponible en: http://powerresponsive.com/wp-content/uploads/2021/04/NG_MEUC-book-2021.pdf

OFGEM (2016). OFGEM Aggregators – Barriers and External Impacts. Disponible en: [aggregators_barriers_and_external_impacts_a_report_by_pa_consulting_0.pdf](#)

OFGEM (2022). Electricity Supply Standard License Conditions Consolidated. Disponible en: <https://epr.ofgem.gov.uk//Content/Documents/Electricity%20Supply%20Standard%20Licence%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf>

OFGEM (2019). OFGEM Future Insights Series – Flexibility Platforms in electricity markets. Disponible en: (https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/09/ofgem_fi_flexibility_platforms_in_electricity_markets.pdf)

Rachel Bray and Bridget Woodman, EPG Working Paper: EPG19001, Universidad de Exeter Reino Unidos (2019). Barriers to Independent Aggregators in Europe. Disponible en: https://www.centrica.com/media/4376/barriers_to_independent_aggregators_in_europe.pdf

The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, Vol 65, No. 12, p2255 (2016). Review of Virtual Power Plant Applications for Power System Management and Vehicle-to-Grid Market Development Disponible en: <http://koreascience.kr/article/JAKO201609064339955.pdf>

NOTA

El Consultor/Asesor adelanta la Consultoría con base en la información que le ha sido suministrada por El Cliente durante su desarrollo, consultando la información pública disponible, de acuerdo con el estado del conocimiento, el estado del arte en cada una de las áreas y temas durante su ejecución, y aportando el conocimiento propio y la experiencia del Consultor/Asesor. No obstante, debido a la naturaleza y dinámica del sector energético, de sus variables, de los sistemas y de los mercados, El Consultor/Asesor no puede garantizar que no se presentarán situaciones y eventos futuros que superen o modifiquen las hipótesis existentes al momento de presentar sus conceptos, opiniones, cálculos e informes. Por su naturaleza, esta asesoría es de medio y no de resultado.

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1 – AUSTRALIA

ANEXO 2 – CALIFORNIA

ANEXO 3 – FRANCIA

ANEXO 4 – REINO UNIDO

ANEXO 1 – AUSTRALIA

1. Definición de la Actividad

La transición energética del mercado australiano⁴⁸ se encuentra en un proceso de migración hacia un mercado de servicios de DER más neutro a la tecnología. Estos cambios se prevén estarán operativos en 2024.

En efecto, actualmente, el mercado contempla dos categorías de agregador que están operativas: el **Agregador de pequeña generación** (SGA, Small Generation Aggregator) vigente desde 2013, y el Agregador de Demanda DRSP, denominado “Proveedor de servicios de respuesta a la demanda”, reglado dentro del mecanismo de respuesta de demanda desde junio de 2020 y operativo desde octubre de 2021). A finales de 2021, el regulador estableció la nueva figura del Proveedor de recursos integrados (IRP), que debe quedar operativa a partir de 2024.

Actualmente, según las reglas australianas NER, un *Participante de mercado* lo puede ser en una de las categorías siguientes (se cita la cláusula de las reglas eléctricas nacionales australianas NER, por sus siglas en inglés)⁴⁹:

- Generador de mercado (2.2 de las NER)
- Cliente del Mercado (2.3 de las NER)
- Agregador de pequeña generación (2.3A de las NER)
- Proveedor de servicios de red (cláusula 2.5 de las NER)
- Proveedor de servicios de respuesta de demanda (2.3B de las NER), equivalente al Agregador de demanda
- Comercializador (cláusula 2.5A de las NER)

Para la actual figura de Agregador de pequeña generación, según AEMC (2012), se define como⁵⁰:

“Un Agregador de Pequeña Generación es un Participante Registrado que tiene una o más pequeñas unidades de generación. La nueva categoría de Agregador de Pequeña Generación de Mercado (MSG) es un Participante del Mercado con cada pequeña unidad generadora clasificada como una unidad generadora de mercado. Cada unidad generadora de mercado tiene su propio punto de conexión”.

Según el informe de AER⁵¹, las centrales eléctricas virtuales (VPP) permiten a los consumidores con formas activas de DER (como almacenamiento de baterías, vehículos eléctricos o respuesta a la demanda) agregarse a otros proveedores en múltiples puntos de la red para coordinar decisiones sobre carga y descarga. La agregación crea oportunidades para que los recursos a pequeña escala participen en mercados como los de gestión de la demanda y servicios de control de frecuencia. Un VPP (generalmente administrado por un minorista o un agregador) puede agrupar la electricidad producida o almacenada por DER junto con la de otros consumidores y luego vender esta energía.

De otro lado, la figura de Proveedor de servicios de respuesta a la demanda DRSP, según AEMC (junio 2020), se define como un participante registrado del mercado que acuerda con un grupo de consumidores para vender la respuesta a la demanda en el mercado mayorista a través del mecanismo de respuesta de demanda

⁴⁸ Según informe de AER, en 2020, más de 3700 megavatios (MW) de capacidad de generación solar y eólica a gran escala ingresaron al NEM, principalmente en Nueva Gales del Sur (NSW) y Victoria. También hubo una inversión récord en energía solar fotovoltaica (PV) en techos, con casi 2500 MW de nueva capacidad instalada en todo el NEM en 2020.

⁴⁹ Ver AEMC (2022) NER

⁵⁰ La regulación establece umbrales de 5 MW y 30 MW para los procesos del Operador.

⁵¹ AER (2021) State of the energy market

mayorista y competir con la generación en períodos de punta y en períodos que requieran balance entre la oferta y la demanda. De esta manera, se introduce un mecanismo de bajo costo para la participación transparente del lado de la demanda en el despacho central y ser recompensado por el valor que aporta al sistema. Si un comercializador minorista quisiera proporcionar una respuesta a la demanda mayorista a través del mecanismo, tendría que registrarse como DRSP. El consumidor también puede ir directamente a vender su respuesta de demanda sin contratar con el agregador DRSP.

Según AEMC (junio 2020)⁵², el marco vigente de protección al consumidor de energía no se aplicaría a la relación entre los clientes y los agregadores de demanda DRSP dado que el servicio proporcionado por los DRSP a los clientes no es una venta o suministro de energía, no se requeriría que un agregador sea un minorista autorizado y tampoco sería un distribuidor.

Además, existe la figura de *Coordinador de medición* (AEMC, 2022, cláusula 2.4) como la persona que se dedica a la coordinación y prestación de servicios de medición en un punto de conexión, con restricciones para los participantes del mercado. También existe el Reasignador (2.5B) o el participante especial (2.6).

De otro lado, según AER focus informe 2022, en octubre de 2021, el mercado pasó a una liquidación de 5 minutos. Este cambio fue diseñado para proporcionar una mejor señal de precio para la inversión en tecnologías más rápidas y flexibles, como baterías y generación pico, y participación del lado de la demanda. Sin embargo, dado que los participantes ahora reciben un precio cada 5 minutos, esto presenta nuevas implicaciones para la competencia y la eficiencia.

Mas tarde, el 2 de diciembre de 2021, la Comisión (AEMC) emitió una regla⁵³ que hace varios cambios para integrar mejor el almacenamiento y los sistemas híbridos, y permitir una mayor participación en el mercado. También agrega flexibilidad a las reglas para crear un marco que facilite la innovación en la forma en que el mercado suministra energía de manera confiable y segura para satisfacer los intereses a largo plazo de los consumidores de energía. Esta regla quedará operativa en junio de 2024.

La regla realiza una serie de cambios que integran mejor el almacenamiento, también dan forma a las reglas para facilitar el mercado futuro donde los sistemas híbridos y de almacenamiento, por ejemplo, una batería y una granja solar detrás de un único punto de conexión, probablemente desempeñen un papel mucho más importante en la consolidación de la creciente cantidad de energía renovable. Los cambios incluyen:

- Nuevo agente o nueva categoría de registro, el Proveedor de recursos integrados (IRP), el cual se define como el agente que permite la incorporación del almacenamiento, de los diferentes sistemas híbridos, de los agregadores de generación nuevos y existentes, pudiendo este nuevo agente proporcionar servicios auxiliares de mercado de generación y carga.
- Claridad para las obligaciones de programación que se aplican a las diferentes configuraciones de los sistemas híbridos. Esto incluye los sistemas acoplados de CC (que tienen diferentes tecnologías detrás de un solo inversor) que tendrán flexibilidad para elegir si esas tecnologías son programadas o semiprogramadas.
- Trasladar los agregadores de pequeña generación existentes a la nueva categoría, y permitir que nuevos agregadores de pequeñas unidades generadoras y/o unidades de almacenamiento se registren en esta categoría (es unidad pequeña hasta 5 MW). Los clientes del mercado aún podrán incluir pequeñas unidades de generación y almacenamiento en sus carteras.
- Habilitación de agregadores registrados en esta nueva categoría para prestar servicios complementarios al mercado de generación y carga.

⁵² Ver pag.31

⁵³ Ver <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/integrating-energy-storage-systems-nem>

- Modificar el marco para recuperar costos no energéticos en función de la energía consumida y enviada por un participante en intervalos relevantes, independientemente de la categoría de participante en la que esté registrado.

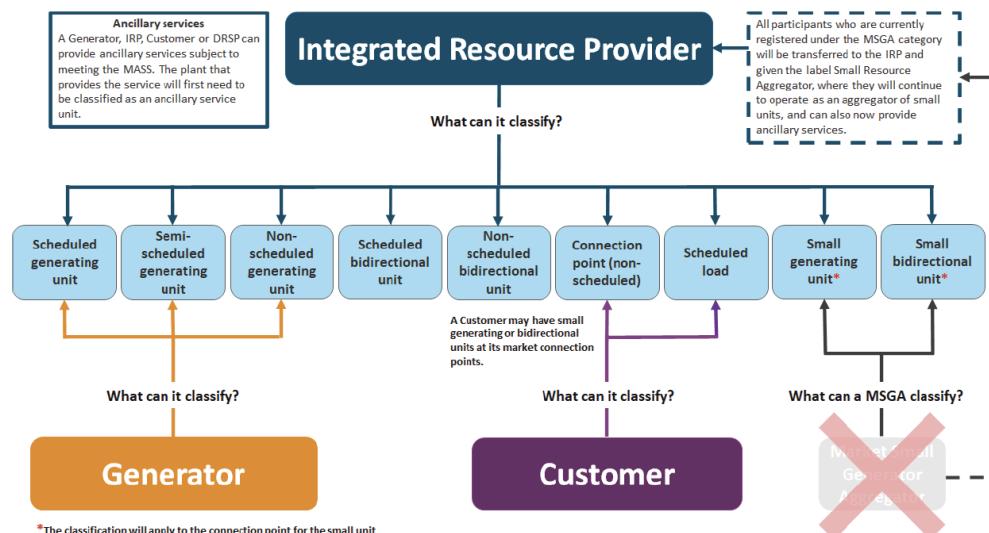
La decisión de la Comisión mantiene el marco existente para permitir que el almacenamiento conectado a la transmisión elija entre conectarse bajo un acuerdo negociado a un precio negociado, o el servicio prescrito y el cargo por uso del sistema de transmisión prescrito correspondiente (TUOS).

La Comisión señala que el almacenamiento a escala de red existente se transferirá a la categoría IRP y no incurrirá en un cargo por hacerlo. Bajo la regla final:

- Los acuerdos de conexión existentes permanecen sin cambios ya que los estándares de desempeño y otros términos no se ven afectados como resultado de la introducción del IRP.
- Los nuevos participantes de almacenamiento conectados a la transmisión se conectarán bajo el mismo marco que tienen los participantes de almacenamiento existentes. Y que los Proveedores de Servicios de Redes de Transmisión (TNSP) negociarán precios y niveles de servicio que sean consistentes con los que se han negociado para otros clientes de transmisión que reciben el mismo servicio.
- Los nuevos participantes de almacenamiento conectados a la distribución recibirán una tarifa de servicio de control directo o una opción de prueba de tarifa de almacenamiento, cuando se ofrezca.

El esquema de la clasificación y servicios que se podrá proveer por los agentes agregadores del mercado se ven en el siguiente gráfico⁵⁴, en el cual el IRP quedará operativo en junio 2024.

Gráfica 12 – Servicios que proveen los agregadores en Australia

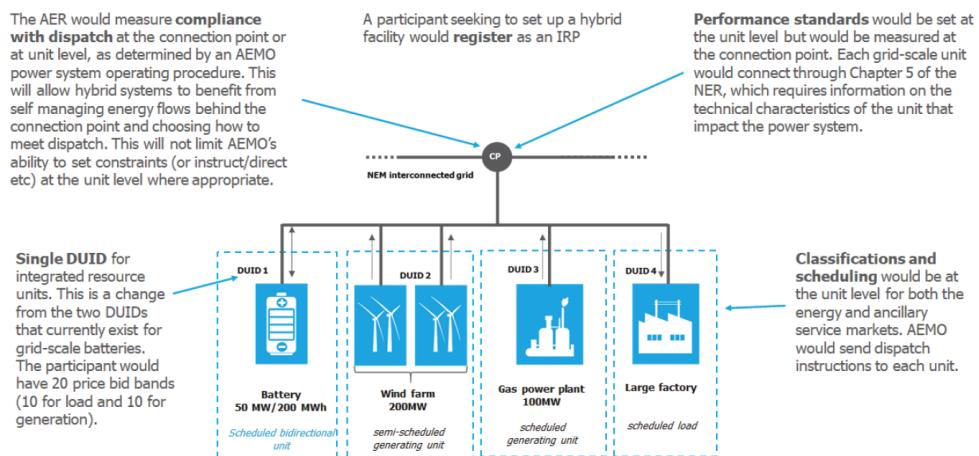


Fuente: AEMC (diciembre 2021)

Para complementar la definición del nuevo esquema diseñado por el regulador, las dos siguientes gráficas muestran ejemplos de configuraciones de varias tecnologías y la manera como se modelan e insertan en el esquema regulatorio.

⁵⁴ De AEMC (diciembre 2021)

Gráfica 13 – Ejemplo de sistemas híbridos registrados como agregador IRP



Fuente: AEMC (diciembre 2021, Fig.2)

Gráfica 14 – Registro y participación de instalaciones DC a escala de red

DC-coupled system proponents (above 5MW) would register as an IRP and would then have the option to classify the units in their system in one of the following ways:

Scheduled bidirectional unit:

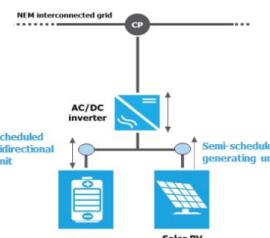
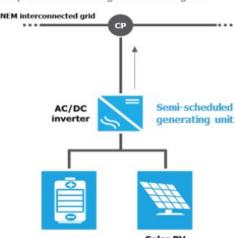
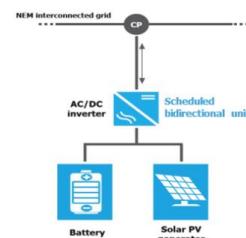
- Participate in the same manner as a grid-scale battery (over 5MW) would, as a scheduled IRU.
- Single DUID with 20 price bid bands (10 for load and 10 for generation).

Semi-scheduled generating unit:

- Participate in the same manner as an existing stand-alone grid-scale intermittent generator (over 30MW) as a semi-scheduled generating unit.
- Registered capacity would be limited to the size of the intermittent generator(s).
- Dispatch limited by AEMO's unconstrained intermittent generation forecast (UIGF) as well as the level specified by AEMO during 'semi-dispatch' intervals (as per existing requirements).
- Consumption from the grid limited to auxiliary load; battery cannot be charged from the grid.

Multiple classifications:

- Plant behind the inverter classified as separate units with individual DUIDs allowing independent operation.
- Plant that satisfies existing criteria to be classified as a semi-scheduled generating unit.
- Plant that satisfies the draft rule's new criteria can be classified as an integrated resource unit.
- Specific requirements (telemetry/metering etc) to be set out in an AEMO guide to registration.



This diagram is an example of a stand alone DC coupled system. These options could also be used in a hybrid facility. A DC coupled system could vary in the number and type of plant behind the inverter.

Fuente: AEMC (diciembre 2021, Fig.A.3)

2. Funciones

A continuación, se detallan las funciones que han sido asignadas a los 3 tipos de agregadores, mencionadas en la sección anterior.

Funciones del Proveedor de Servicios de Respuesta de Demanda (Agregador de demanda)

El Proveedor de servicios de respuesta de demanda (DRSP por sus siglas en inglés) fue creado para:

- Permitir que los grandes consumidores puedan pasar de ser pasivos a poder vender su respuesta al mercado mayorista, a través del Agregador o directamente, y mejorar la confiabilidad.

- Incentivar el consumo eficiente por los consumidores
- Competir con la generación en momentos específicos de equilibrio entre oferta y demanda
- Facilitar un mercado de dos puntas, con disposición explícita en cantidad y precio del lado de la demanda.
- Aumentar el nivel de elección de los clientes en relación con la respuesta a la demanda mayorista.

Esta figura de Agregador de demanda logra activar respuesta de demanda infrautilizada y mejorar la eficiencia del proceso de despacho del Operador. No considera la participación inicial de los clientes pequeños ya que podría ser más costoso que los beneficios y no hay certidumbre que la cantidad de respuesta de demanda sea considerable.

Funciones del Agregador de pequeña generación

La figura de Agregador de pequeña generación fue creada originalmente para⁵⁵:

- Reducir las barreras de entrada que enfrentan los propietarios de pequeños generadores para participar activamente en el Mercado Eléctrico Nacional (NEM).
- Vender la producción de múltiples unidades generadoras pequeñas sin el costo de registrar individualmente cada unidad generadora.
- Conducir a que las pequeñas unidades generadoras tengan una exposición más directa a los precios del mercado y, por lo tanto, crear un mercado mayorista más eficiente.
- Conducir a beneficios a largo plazo para los consumidores a través de precios más bajos pagados por la electricidad, especialmente en las horas pico.
- Ser financieramente responsables de vender al precio spot en el NEM la producción de las unidades generadoras en sus carteras.
- Ser responsables de las tarifas de servicios auxiliares de la misma manera que los Generadores de Mercado.

Las pequeñas unidades generadoras que venden su generación a través de un agregador deberán utilizar medidores de intervalo de lectura remota.

En su concepción original, esta figura de agregador de pequeña generación debería aumentar la probabilidad de que los generadores exentos⁵⁶ reciban precios más basados en el mercado por su producción. Esto debería conducir a un mercado mayorista más eficiente y, por lo tanto, a precios más bajos a largo plazo para los consumidores.

Bajo la nueva regla emitida por el regulador AEMC en diciembre de 2021, la figura del Agregador de Pequeña generación desaparecerá y será asumida, a partir de 2024, por la nueva figura del Agregador Integrado (“Proveedor de Recursos Integrados”, IRP).

Funciones del Proveedor de Recursos Integrados (IRP, nuevo agente agregador)

⁵⁵ AEMC (2012)

⁵⁶ Los generadores con una capacidad de placa de menos de 5MW tenían una exención automática del requisito de registro. A los generadores con una capacidad nominal de entre 5 y 30 MW, pero con una generación inferior a 20 GWh al año, se les podía otorgar una exención del registro a discreción de AEMO.

- Permitir que el almacenamiento y los híbridos se registren y participen en una sola categoría de registro en lugar de en dos categorías diferentes.
- Proporcionar claridad para las obligaciones de programación que se aplican a diferentes configuraciones de sistemas híbridos, incluidos los sistemas acoplados a CC con diferentes tecnologías detrás de un solo inversor, que tendrá flexibilidad para elegir si esas tecnologías son programadas o semiprogramadas
- Proporcionar cumplimiento de despacho agregado para sistemas híbridos, sujeto a limitaciones de seguridad del
- Sistema
- Permitir que las baterías participen en el envío como una sola unidad bidireccional
- Aclarar el enfoque de los estándares de rendimiento que se establecen y miden en el punto de conexión se aplicará a las unidades de almacenamiento a escala de red, incluso cuando formen parte de un sistema híbrido
- Transferir pequeños agregadores de generación existentes a la nueva categoría
- Permitir que nuevos agregadores de pequeñas unidades generadoras y/o unidades de almacenamiento se registren en esta nueva categoría o como Clientes del Mercado
- Permitir que los agregadores registrados en la nueva categoría proporcionen servicios auxiliares de mercado de generación y carga.

3. Responsabilidades

A continuación, se presentan las responsabilidades y obligaciones de los 3 tipos de agregadores que contempla la norma australiana.

Responsabilidades del Proveedor de servicios de respuesta a la demanda DRSP (agregador de demanda)

Según el capítulo 2 de las Reglas Nacionales de Electricidad NER en AEMC (2022)⁵⁷, el Agregador de Demanda (denominado “Proveedor de servicios de respuesta a la demanda”, y también el “Cliente de Mercado” en relación con las acciones de respuesta de demanda), tiene las siguientes responsabilidades:

En general:

- a. Registrarse ante el OM
- b. Obtener aprobación del OM para clasificar una carga como carga de servicio auxiliar o como unidad de respuesta de demanda mayorista.
- c. Participar en el despacho central, siguiendo las instrucciones del Operador.
- d. Ser liquidados en el mercado mayorista según la respuesta de demanda que han entregado.

En relación con una carga para proporcionar servicios auxiliares de mercado:

- a. Cumplir los términos y condiciones impuestos que el Operador del mercado OM (AEMO) le imponga para asegurar que se cumplan las reglas aplicables a los servicios auxiliares de mercado. (de sanción civil nivel 1).

⁵⁷ Ver cláusula 2.3.5 (g)

- b. Debe garantizar que los servicios auxiliares de mercado prestados utilizando la carga de servicios auxiliares pertinente se preste conforme con el despacho centralizado coordinado por el operador AEMO con arreglo al capítulo 3 de las “Reglas” y la especificación de servicios auxiliares del mercado. (sanción civil nivel 1).
- c. Podrá presentar al operador AEMO ofertas de servicios complementarios en relación con la carga de servicios complementarios de conformidad con el capítulo 3 de las “Reglas”.
- d. Si presenta una oferta de servicios auxiliares de mercado con respecto a la carga de servicios auxiliares, debe cumplir con las instrucciones de despacho del operador AEMO de acuerdo con las “Reglas”. (sanción civil de nivel 1).
- e. Solo debe vender los servicios auxiliares de mercado utilizando una carga de servicios auxiliares a través del mercado spot de acuerdo con el capítulo 3 de las “Reglas” (sanción civil de nivel 1).
- f. No tiene derecho a recibir pagos del operador OM (AEMO) por los servicios auxiliares de mercado por los servicios auxiliares de mercado excepto cuando utilice una carga de servicios auxiliares según capítulo 3 o una instrucción o cláusula 4.8.9
- g. Debe notificar inmediatamente al operador AEMO si una carga de servicios auxiliares deja de cumplir los requisitos según la cláusula 2.3.5

En relación con una unidad de respuesta de carga mayorista para proporcionar servicios de respuesta a la demanda mayorista⁵⁸, el Agregador de demanda tiene las siguientes responsabilidades:

- a. Debe solicitar al OM la aprobación de una carga “calificada” como unidad de respuesta de demanda mayorista, definiendo la respuesta máxima, la metodología de referencia (con línea de base satisfactoria) y los ajustes de referencia.
- b. Debe tener comunicaciones y /o telemetría para apoyar las instrucciones de despacho.
- c. Debe firmar con el OM los términos y condiciones del servicio de respuesta de demanda mayorista.
- d. Debe cumplir las instrucciones de despacho cuando presente una oferta de despacho.
- e. Debe notificar al OM cuando una carga calificada deja de serlo, dentro de los 10 días hábiles después de conocerlo.

En la normativa australiana, Carga calificada es:

- Un único punto de conexión o un punto de conexión padre
- Es un punto de conexión hijo que también es punto de conexión con el mercado
- Ninguno de sus puntos de conexión es punto de conexión para una pequeña carga de cliente
- No es una carga de mercado que es carga programada
- El Agregador tiene acuerdos para respuesta de demanda mayorista
- El punto de conexión tiene medición tipo 1,2,3 o 4

Responsabilidades del Agregador de pequeña generación

Según las reglas vigentes actuales⁵⁹ las responsabilidades del Agregador de pequeña generación son:

1. Debe registrarse ante el OM

⁵⁸ Este servicio de respuesta a la demanda mayorista solo lo presta el Agregador y no un cliente de mercado, como si ocurre con la prestación de servicios auxiliares.

⁵⁹ AEMC Australian Energy Market Commission (2022), National Electricity Rules NER, Versión 183

2. La unidad de generación de mercado debe cumplir los requisitos de la *jurisdicción participante* en el que se encuentre el punto de conexión.
3. Debe registrar cada unidad degeneración de mercado con punto de conexión independiente.
4. Debe vender toda su la generación a través del mercado spot al precio spot del punto de conexión.
5. Debe comprar toda energía desde el mercado spot
6. No puede dejar de representar una pequeña generación, a menos que otro agente asuma su representación como Agregador de pequeña generación y que el correspondiente distribuidor local asuma la responsabilidad comercial de la energía suministrada a los puntos de conexión de la pequeña generación⁶⁰.
7. Debe pagar las tarifas de servicios complementarios de la misma manera que los demás generadores de mercado, y por los otros servicios.
8. Debe tener un acuerdo comercial con cada una de las unidades de generación que representa.

Responsabilidades del Proveedor de Recursos Integrados

Son responsabilidades del nuevo Proveedor de Recursos Integrados a partir de junio de 2024⁶¹:

- Registrarse ante el Operador (AEMO)
- Registrar las cargas o DER que representa ante el Operador
- Igualar o superar los estándares de desempeño de las cargas y los DER registrados, y reportar el año de cierre esperado de los generadores que representa.
- Proporcionar información al operador y al proveedor de servicios de red cuando aplique sobre datos del sistema de potencia, características
- Presentar las ofertas de los recursos que representa
- Cumplir las instrucciones impartidas por el Operador en el despacho del sistema
- Comprar y vender los servicios al mercado mayorista y en particular su generación al spot, conforme las reglas
- Efectuar los pagos por las transacciones comerciales y por los servicios del sistema
- Cumplir con las obligaciones de liquidez para sus operaciones en el mercado
- Planificar y diseñar sus instalaciones y asegurarse que cumplen con las normas de desempeño, el acuerdo de conexión y demás normas.
- Cumplir con los términos y condiciones de un acuerdo de conexión para sus sistemas que contemplan la implementación, operación, mantenimiento o desempeño de un esquema de remediación de la fortaleza del sistema.
- Establecer los acuerdos comerciales con las unidades de carga, generación, bidireccionales y otros agentes que representa.
- Acordar con los operadores de la red los términos de los servicios de red que pueda prestar.
- Asumir la responsabilidad de la confiabilidad del minorista frente a sus cargas, cuando la carga agregada supera 10 GWh/año en una región específica.
- El agregador IRP es transparente frente a los acuerdos de conexión existentes, incluidos los estándares de rendimiento existentes, los servicios de red y los acuerdos de tarificación de la red, es decir, la

⁶⁰ Ver (AEMC, 2022, cláusula 2.10.1 d1)

⁶¹ Ver también AEMC (diciembre 2021, Tabla E1)

responsabilidad de la conexión recae sobre el propietario de la instalación, y no sobre el agregador IRP. Asimismo, es transparente frente al esquema de cargos de red.

4. Conflictos de Interés y Reglas de Integración y Relacionamiento

En términos generales, y de acuerdo con la Australian Competition & Consumer Commission ACCC⁶², la ACCC es responsable de monitorear y hacer cumplir la prohibición de ciertas conductas (parte XICA) de la Ley de Competencia y Consumo de 2010 a los generadores y minoristas de electricidad que generan electricidad o suministran electricidad a pequeños clientes. Esta norma está en vigor desde el 10 de junio de 2020 hasta el 1 de enero de 2026, y establece tres prohibiciones específicas relacionadas con: la fijación de precios al por menor (relativa a los minoristas de electricidad que trasladan las reducciones de costos a sus pequeños clientes), la conducta particular en los mercados de contratos financieros (provisión de liquidez de contratos financieros de electricidad) y la conducta particular en los mercados al contado de electricidad (relativas a la conducta de licitación de los propietarios de generadores de electricidad, cuando están participando en mercados spot de electricidad). No se evidencia una actualización de esta norma en relación con el comportamiento de los agentes agregadores.

Por su parte, para operar una red de distribución de electricidad y proporcionar servicios de conexión de electricidad, una empresa de servicios públicos debe tener una licencia en virtud de la Ley de Servicios Públicos de 2000.

Ahora, en relación con la participación de agentes en varias actividades del mercado, según (AEMC, 2022, cláusula 2.8.1 b)⁶³ un agente puede participar en más de una de las categorías, siempre que cumpla los requisitos técnicos y de registro establecidos para cada categoría de registro. Las categorías de participante son: Generador de mercado (2.2), Cliente del Mercado (2.3), Agregador de pequeña generación (2.3A), Proveedor de servicios de red (cláusula 2.5), Proveedor de servicios de respuesta de demanda (2.3B), equivalente al Agregador de demanda, Comercializador (cláusula 2.5A) y Participante especial; el registro en alguna de las categorías de agente anteriores puede ser transferido a otra persona o agente, siempre que cumpla los requisitos⁶⁴.

Las normas NER no pretenden regular el comportamiento anticompetitivo de los Participantes del Mercado que, como en todos los demás mercados australianos, está sujeto a las disposiciones pertinentes de la Ley de Competencia y Consumo de 2010 (Cth) y los Códigos de Competencia de las jurisdicciones participantes (NER 3.1.4 b).

En conclusión, en relación con los conflictos de interés, reglas de integración y relacionamiento, las normas australianas permiten el registro de un mismo agente en varias actividades del mercado, y deja en manos de la parte XICA de la Ley de Competencia y Consumo de 2010, las prohibiciones específicas en relación con el comportamiento en la fijación de precios al por menor, la conducta particular en los mercados de contratos financieros y la conducta particular en los mercados al contado o mercados spot.

⁶² Ver <https://www.accc.gov.au/business/anti-competitive-behaviour/electricity-market-misconduct>

⁶³ Ver en <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/396%20Consultado%2025jul2022/127031#2.8> Consultado 14 agosto 2022

⁶⁴ Según (AEMC, 2022, cláusula 2.9)

5. Esquema de Gobernanza

Por ser una actividad en competencia, las normas del mercado eléctrico australiano no explicitan un esquema de gobernanza para los agentes agregadores. Lo que si existe es la mencionada Ley de Competencia y Consumo de 2010 que establece lineamientos de comportamiento para varios sectores de la economía.

Algunos de los agentes agregadores (como AGL Hydro Partnership que está registrado como Agregador de pequeña generación) que cotizan en ASX⁶⁵, deben comparar sus prácticas de gobierno corporativo con las recomendaciones del Consejo y, cuando no se ajusten, deben revelar ese hecho y los motivos. La regla alienta efectivamente a las entidades enumeradas a adoptar las prácticas recomendadas por el Consejo, pero no las obliga a hacerlo. Otorga a una entidad que cotiza en bolsa la flexibilidad de adoptar prácticas alternativas de gobierno corporativo, si su directorio las considera más adecuadas a sus circunstancias particulares, sujeto al requisito de que el directorio explique sus razones para adoptar esas prácticas alternativas.

La función principal del Consejo de ASX es desarrollar y emitir recomendaciones basadas en principios sobre las prácticas de gobierno corporativo que deben adoptar las entidades que cotizan en la ASX. Las recomendaciones están destinadas a promover la confianza de los inversores y ayudar a las entidades que cotizan en bolsa a cumplir con las expectativas de las partes interesadas en relación con su gobierno.

En conclusión, no se evidenciaron normas de gobernanza explícitas para los agentes agregadores australianos. Existen prácticas de gobernanza que no son generalizadas ni aplicables para estos agentes del mercado eléctrico.

6. Protección de Datos y Seguridad de la Información

6.1 Protección de Datos Personales

El Derecho de Datos del Consumidor (CDR, por sus siglas en inglés) en Australia es una reforma de toda la economía del Commonwealth diseñada para ofrecer a los australianos un mayor control sobre sus datos y empoderar a los consumidores de Australia para elegir entre una variedad de productos y servicios personalizados e innovadores⁶⁶.

El CDR está activo en el sector bancario y en 2022 se está trabajando para implementar estas reformas en el Mercado Nacional de Electricidad (NEM), es decir, el mercado de electricidad en la costa este de Australia (Queensland, Nueva Gales del Sur, Territorio de la Capital Australiana, Victoria, Tasmania y Sur de Australia).

El Tesoro australiano lidera la política de CDR, incluido el desarrollo de reglas y asesoramiento al gobierno sobre a qué sectores se debe aplicar CDR en el futuro. Dentro del Tesoro, el Organismo de Estándares de Datos (DSB, por sus siglas en inglés) desarrolla los estándares que prescriben cómo se comparten los datos bajo CDR. El Tesoro también trabaja en estrecha colaboración con los dos reguladores, la Comisión Australiana de Competencia y Consumidores (ACCC) y la Oficina de la Comisión de Información Australiana (OAIC) para implementar y regular el CDR.

⁶⁵ Es un organismo independiente que reúne a una amplia gama de grupos empresariales, de accionistas y de la industria, cada uno de los cuales ofrece sus puntos de vista y perspectivas individuales sobre cuestiones de gobierno corporativo. Opera bajo una carta aprobada en noviembre de 2012. Ver:

<https://www2.asx.com.au/about/regulation/asx-corporate-governance-council>

⁶⁶ AEMO. Ver en <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/cdr-at-aemo>

La Comisión Australiana de Competencia y Consumidores ACCC es responsable del proceso de acreditación, incluida la gestión del Registro de Derechos de Datos del Consumidor. La ACCC se asegura de que los proveedores cumplan con las Reglas y toma medidas de cumplimiento cuando sea necesario.

La Oficina de la Comisión de Información Australiana OAIC es responsable de regular la privacidad y confidencialidad bajo el CDR. La OAIC también maneja quejas y notificaciones de violaciones de datos elegibles relacionadas con datos de CDR.

Este trabajo del gobierno federal brindará a los consumidores y terceros, un acceso simple a los datos, además, contemplan una posible vulnerabilidad adicional: la suposición de que terceros, como las empresas de soluciones de plataformas de datos y los comercializadores de energía, crearán las plataformas ellos mismos, estableciendo otra posible ruta o barrera para los consumidores.

La legislación de privacidad clave en el país es la Ley de privacidad, la cual se aplica al sector privado y al sector público. Los principios fundamentales de manejo de datos aplicables tanto al sector público como al privado están contenidos en los Principios de Privacidad de Australia (APPs por sus siglas en inglés) los cuales fueron emitidos por la autoridad competente Office of the Australian Information Commissioner (OAIC).

La "información personal" se define en la ley nacional como "información o una opinión sobre una persona identificada o una persona que es razonablemente identificable":

- Si la información u opinión es verdadera o no; y
- Si la información u opinión se registra en forma material o no.
- Los principios APP establecen que el concepto de que la información es "razonablemente identificable" puede incluir alguna que no es "información personal" por derecho propio y, por lo tanto, puede estar sujeta a la ley en la materia si existe la posibilidad de que se combine con otra información que permita que un individuo sea razonablemente identificable.
- La regulación nacional se aplica a los actos y prácticas de las entidades con respecto a la información personal, incluyendo:
- La gestión abierta y transparente de la información personal (incluidas políticas de privacidad claras y tecnológicamente neutrales);
- El anonimato, la recopilación de información solicitada y no solicitada, notificación de recopilación, uso, divulgación, marketing directo, divulgación transfronteriza, uso de identificadores relacionados con el gobierno, calidad y seguridad de la información almacenada; y
- El acceso y corrección de la información almacenada.

La definición de la UE de "tratamiento" no se utiliza en la ley nacional australiana. Esta última se aplica a la información personal almacenada en papel y electrónicamente, y al manejo de datos tanto manual como automatizado. La regulación del país se aplica a las entidades que realicen cualquiera de los actos o prácticas cubiertos por los principios APP. No se hace distinción entre las entidades que controlan la información personal y las que la procesan en nombre de otras entidades.

La ley nacional en la materia se aplica a actos y prácticas:

- Realizados en Australia en relación con la información personal, por una entidad que está sujeta a la ley australiana (que no sean las autoridades estatales o territoriales); y
- Realizados fuera de Australia en relación con la información personal de un ciudadano australiano o una persona que vive en Australia por una entidad que tiene un vínculo con Australia (como ser una agencia gubernamental de la Commonwealth, una sociedad formada en Australia o una persona jurídica

incorporada en Australia); o que realiza negocios en Australia (incluso teniendo presencia en línea en Australia) y que recopiló o mantuvo la información en Australia en el momento del acto o la práctica.

- Asimismo, la regulación no aplica frente a actos o prácticas:
- De individuos solamente en conexión con sus asuntos personales, familiares o domésticos, o de otra manera que no sea en el curso de un negocio llevado a cabo por ese individuo;
- De pequeñas empresas con una facturación de AUD \$3 millones o menos (excepto aquellas que: están relacionadas con una entidad que tiene una facturación superior a AUD \$3 millones, prestan un servicio de salud o satisfacen otros criterios especificados en la ley);
- Relacionados con los registros de sus empleados; o
- Realizadas en el extranjero y que son requeridas por leyes extranjeras.

Por datos sensibles, la regulación del país entiende aquella información personal relacionada con el origen racial o étnico, opiniones políticas, membresía de una asociación política, asociación profesional o comercial o sindicato, creencias o afiliaciones religiosas, creencias filosóficas, preferencias o prácticas sexuales, antecedentes penales, información biométrica o información de salud. Por lo que una empresa no debe recolectar este tipo de información a menos de que obtenga consentimiento del titular de los datos, entre otras excepciones dispuestas en la ley.

Respecto del consentimiento, no existe un requisito expreso para que una empresa lo obtenga de un individuo para recopilar información personal, siempre que la empresa solo use esa información para el propósito para el que fue recolectada o para un propósito relacionado (o un propósito secundario directamente relacionado en el caso de datos sensibles) para los que el individuo esperaría razonablemente que se usara la información. Excepto en circunstancias limitadas, una empresa debe obtener el consentimiento del individuo para utilizar los datos personales para cualquier otro propósito.

El consentimiento del titular debe ser siempre voluntario, informado, explícito e inequívoco. El consentimiento puede ser expreso o implícito, pero la forma apropiada de consentimiento dependerá de las circunstancias, expectativas del titular de datos y sensibilidad de mismos. Cuando el titular da su consentimiento, generalmente se entiende que solo cubre los fines identificados. No existe un requisito obligatorio de que el consentimiento debe ser por escrito para que sea válido. Por lo general, se puede proporcionar de forma oral o en diferentes formas y formatos. El titular de los datos también tiene derecho a retirar el consentimiento en cualquier momento. Además, no es necesario que el consentimiento se realice en el idioma local siempre que el interesado comprenda el idioma en el que se otorga. Una empresa que recopila datos personales debe proporcionar a sus titulares información sobre:

- La identidad de la organización
- Si los datos personales se recopilan de un tercero o, si el titular no es consciente de que la empresa ha recopilado sus datos personales, el hecho de que la empresa ha recopilado tales datos y las circunstancias de su recolección.
- Si la recolección es requerida o autorizada por la ley australiana u orden judicial, el hecho de que la colección es requerida por esa ley u orden judicial (incluyendo los detalles de la ley o tribunal que emitió la orden).
- Los tipos de datos personales que se recopilan.
- Los propósitos de la recopilación de datos personales.
- El hecho de que la empresa tiene una política de privacidad que contiene información sobre cómo el titular de los datos puede acceder a los mismos, solicitar su corrección y, los procesos de quejas asociados.
- Terceros a los que la empresa revelará los datos personales.

- Las consecuencias para el interesado si no se recopilan los datos personales.
- Si es probable que los datos personales se divulguen fuera de Australia y, de ser así, a qué países (si se conoce y es factible especificar esos países).
- Además, una empresa que trata datos personales debe:
- Limitar el uso de datos personales solo a aquellas actividades que sean necesarias para cumplir con los propósitos identificados para los cuales se recopilaron.
- Anonimizar los datos personales siempre que sea posible.
- Proporcionar al titular de los datos la opción de utilizar un seudónimo o permanecer en el anonimato siempre que sea posible.
- Eliminar o anonimizar los datos personales una vez que se hayan cumplido los propósitos indicados y se hayan cumplido las obligaciones legales.

Las empresas están obligadas a tomar medidas para:

- Garantizar que los datos personales en su posesión y control estén protegidos del acceso y uso no autorizados.
- Implementar salvaguardas de seguridad físicas, técnicas y organizativas apropiadas para proteger los datos personales.
- Garantizar que el nivel de seguridad esté en consonancia con la cantidad, la naturaleza y la sensibilidad de los datos personales involucrados.
- Los requisitos de notificación de violación de datos se aplican a toda la información personal y a todas las industrias. Una violación de datos elegible, que requiere notificación, se desencadena cuando hay un acceso no autorizado, divulgación o pérdida de información personal del cual una persona razonable podría concluir que probablemente resultará en un daño grave a las personas con quienes se relaciona la información personal. Una empresa estará exenta de notificación si:
 - Toma suficientes medidas correctivas en respuesta al acceso no autorizado o la divulgación de información personal, de modo que el acceso o la divulgación probablemente no resulten en daños graves;
 - Toma suficientes medidas correctivas en respuesta a la pérdida de información personal, de modo que no haya acceso no autorizado a la información o su divulgación o que cualquier acceso o divulgación probablemente no resulte en un daño grave; y
 - La notificación sería incompatible con cualquier ley del *Commonwealth* que prohíba o regule el uso o la divulgación de información ("disposiciones de confidencialidad").

Tan pronto como sea posible después de informar a la autoridad competente, la empresa debe notificar a cada individuo con quien se relaciona la información personal, o los individuos que están en riesgo de la violación de datos elegible. Si la empresa no puede seguir ninguno de estos pasos para notificar la violación, la empresa debe publicar una copia del reporte en su sitio web (si tiene uno) o, de lo contrario, tomar las medidas razonables para publicitar el contenido de su reporte.

Las empresas que divulgan datos personales a terceros deben asegurarse de que existan medios contractuales o de otro tipo para proteger los datos personales. Puede haber obligaciones adicionales para cumplir con los requisitos para sectores específicos, incluido, por ejemplo, el sector financiero. En caso de un incidente de violación de datos, la empresa de subcontratación puede ser considerada responsable junto con el proveedor externo.

6.2 Protección de Datos Técnicos

Implementación de CDR en el sector energético

El marco regulatorio para la implementación de CDR en el sector energético fue completado por Hacienda en 2021 incluyendo: i) la designación del sector energético y los titulares de los datos, ii) el desarrollo de normas específicas sobre el derecho a los datos del consumidor sobre la energía y, iii) el establecimiento de normas de datos por parte del OSD.

Cada uno de estos pasos ahora está completo, dejando el paso final de implementar la tecnología para facilitar el intercambio de datos de CDR de conformidad con la legislación, las reglas y los estándares.

La designación de CDR para el sector de la energía obliga a los minoristas y al operador AEMO a cumplir con las solicitudes de datos de CDR como titulares de datos primarios y secundarios, respectivamente.

El cronograma de implementación de CDR en Energía se implementará progresivamente durante un período de tiempo hasta mayo de 2024 con hitos clave:

- A partir de junio de 2022: pruebas industriales de las API del operador AEMO
- Noviembre de 2022: integración del tramo 1 con minoristas iniciales (y otros que opten por participar) y excluye solicitudes complejas.
- Mayo de 2023: integración del Tramo 2 con los minoristas iniciales (y otros que opten por participar) para solicitudes complejas.
- Noviembre de 2023: integración del tramo 3 con todos los minoristas con más de 10 000 clientes, sin incluir las solicitudes complejas.
- Mayo de 2024: integración del Tramo 4 con todos los minoristas

Los estándares de datos del consumidor⁶⁷ se han desarrollado como parte de la introducción por parte del gobierno australiano de la legislación sobre derechos de datos del consumidor para dar a los australianos un mayor control sobre sus datos. Estos estándares son mantenidos por el Organismo de Estándares de Datos (DSB), con el Presidente de Estándares de Datos como quien toma las decisiones. El DSB es parte del Tesoro. El trabajo de desarrollo de estándares se lleva a cabo en consulta con la Comisión Australiana de Competencia y Consumidores (ACCC) como co-regulador del Derecho de Datos del Consumidor, junto con la Oficina del Comisionado de Información de Australia (OAIC).

Modelo de intercambio de datos CDR en Energía

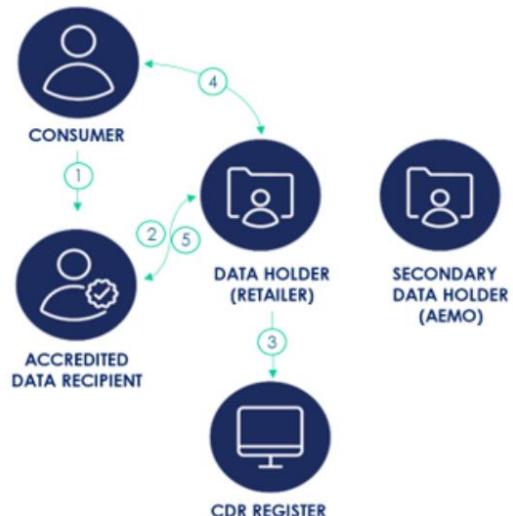
Pese a la característica de descentralización del modelo, las reformas incluyen la formulación de una nueva base de datos por parte del Operador del mercado de energía de Australia (AEMO) a la que las partes interesadas de la industria podrán acceder abiertamente. Se espera que esta información básica comprenda información como el nombre del consumidor, la dirección, el correo electrónico, el número de teléfono, el minorista actual y los detalles de las tarifas, el distribuidor de electricidad y los detalles relacionados con las energías renovables instaladas o el almacenamiento de energía.

Autenticación y Autorización, el Consumidor solicita un servicio del “Destinatario de Datos Acreditado” (ADR por sus siglas en inglés) (1), quien pasa el Consumidor a su Minorista para la Autenticación (2). El Minorista

⁶⁷ Ver lista completa de APIs en <https://consumerdatastandardsaustralia.github.io/standards/#energy-apis>
Consultado el 10 de agosto de 2022

verifica las credenciales del ADR (3), autentica al Consumidor que autoriza el intercambio de sus datos (4) y confirma con el ADR (5). Ver siguiente gráfica.

Gráfica 15 – Australia. Modelo de intercambio de datos CDR⁶⁸



Fuente: AEMO (consultado 10 agosto 2022)

Suministro de datos

Una vez Autorizado, el ADR solicita los datos que necesita para prestar su servicio, al Minorista (1). Cuando el Minorista necesita datos suministrados por AEMO (datos de situación, uso o DER) la solicitud es remitida (2). AEMO recupera y proporciona los datos al Minorista (3) quien, junto con los datos que proporciona, los transmite al ADR (4) que los utiliza para prestar el servicio al Consumidor. Ver siguiente gráfica.

Gráfica 16 – Australia: Suministro de datos



Fuente: AEMO (Consultado 10 agosto 2022)

⁶⁸ <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/cdr-at-aemo> (10agosto 2022)

Protección de datos Sector de Energía

Para la energía, todas las solicitudes de datos de un Destinatario de datos acreditado se envían al minorista del consumidor. Los minoristas son responsables de autenticar a los consumidores y gestionar el consentimiento de los consumidores para compartir sus datos. Cuando se envía una solicitud a un minorista de datos en poder del operador AEMO, los minoristas solicitarán datos de operador AEMO para cumplir con la solicitud de datos. Solo un minorista registrado puede solicitar datos al operador. Todas las solicitudes de datos del consumidor se envían a través de interfaces de programación de aplicaciones (API, por sus siglas en inglés).

Solicitudes de API

De acuerdo con los Estándares de Datos del Consumidor, el operador implementará nuevas API específicamente para el Derecho de Datos del Consumidor:

API de datos permanentes: Obtener puntos de servicio: devuelve detalles de alto nivel solo para una lista de NMI, Obtener detalles del punto de servicio: devuelve datos permanentes detallados para un solo NMI, incluidos los detalles del NMI, la dirección, los participantes, el medidor y los detalles del registro

API de uso de energía: para obtener uso para punto de servicio: datos de uso para un NMI específico. Para obtener uso para puntos de servicio específicos: datos de uso para una lista de NMI

API de recursos de energía distribuida: para obtener DER para un punto de servicio en el sistema: datos DER para un NMI específico, y para obtener DER para puntos de servicio específicos: datos de DER para obtener una lista de NMI

Las especificaciones de API se pueden encontrar en el Portal de desarrolladores de API del operador AEMO.

Notas sobre protección al consumidor

En relación con la protección del consumidor para productos y servicios energéticos, hay dos fuentes: el Marco Nacional de Clientes de Energía (NECF) y la Ley del Consumidor de Australia (ACL). La ACL es la principal ley de protección al consumidor y comercio justo en Australia. El NECF regula la venta y el suministro de electricidad y gas a clientes minoristas y armoniza la mayoría de las protecciones al consumidor de energía en las jurisdicciones participantes. El NECF complementa y opera junto con las protecciones genéricas al consumidor en la ACL y los regímenes estatales y territoriales.

El NECF se desarrolló en el contexto de la regulación de los servicios tradicionales y la apertura a la competencia del mercado minorista de energía australiano. En el centro de este marco se encuentra el principio de que los consumidores tienen derecho a acceder a la energía (como un servicio esencial) en condiciones justas y razonables. Desde que se estableció NECF, el mercado de la energía ha experimentado una transformación significativa debido a las nuevas tecnologías, la innovación en productos y servicios y los cambios en las preferencias de los consumidores. La forma en que se suministra electricidad a los consumidores y cómo los consumidores interactúan con el mercado está cambiando. Estos cambios tienen implicaciones regulatorias potenciales, en particular en las regulaciones diseñadas para proteger a los consumidores de energía.

El Marco Nacional de Clientes de Energía (NECF)⁶⁹ es un conjunto de instrumentos legales que regulan la venta y el suministro de electricidad y gas a clientes minoristas. Los principales documentos NECF son, según AER (2021):

la Ley Nacional de Comercialización de Energía, Ley de Comercialización NERL (National Electricity Retail Law)

⁶⁹ Ver <https://www.aemc.gov.au/regulation/energy-rules/national-energy-retail-rules/regulation>

las Reglas Nacionales de Venta Minorista de Energía (Reglas Minoristas) (NERR National Electricity Retail Rules), y

el Reglamento Nacional de Comercialización de Energía (Reglamento)

Según⁷⁰ informe de AER de abril de 2022 estos documentos NECF están siendo revisados con el fin de adecuar el marco a los cambios que está trayendo la transición energética.

La Ley del Consumidor de Australia (ACL)⁷¹ incluye:

una ley nacional sobre cláusulas contractuales abusivas que abarque los contratos estándar de consumidores y pequeñas empresas;

una ley nacional que garantice los derechos del consumidor al comprar bienes y servicios;

una ley nacional de seguridad de productos y un sistema de cumplimiento;

una ley nacional para los acuerdos de consumo no solicitado que cubre las ventas a domicilio y las ventas telefónicas;

reglas nacionales simples para acuerdos de reserva; y

sanciones, facultades de ejecución y opciones de compensación para los consumidores.

La ACL se aplica a nivel nacional y en todos los estados y territorios, ya todas las empresas australianas. Para las transacciones que ocurrieron antes del 1 de enero de 2011, las leyes del consumidor nacionales, estatales y territoriales anteriores continúan aplicándose.

La ACL es administrada por la ACCC y las agencias de protección al consumidor de los estados y territorios y es aplicada por todos los juzgados y tribunales australianos, incluidos los juzgados y tribunales de los estados y territorios.

Las protecciones en la ACL generalmente se reflejan en disposiciones similares en la Ley de la Comisión de Inversiones y Valores de Australia de 2001 (Ley ASIC), por lo que los productos y servicios financieros se tratan de la misma manera.

La ACL es una reforma cooperativa del gobierno australiano y los estados y territorios. Un Acuerdo Intergubernamental (IGA) [PDF 217KB] firmado por los Primeros Ministros respalda el establecimiento de la ACL.

La ACL fue la recomendación clave de la Revisión de 2008 de la Comisión de Productividad del Marco de Políticas del Consumidor de Australia. La Comisión de Productividad descubrió que la ACL podría generar entre \$ 1.5 y \$ 4.5 mil millones en beneficios para la comunidad australiana.

7. Requerimientos Tecnológicos

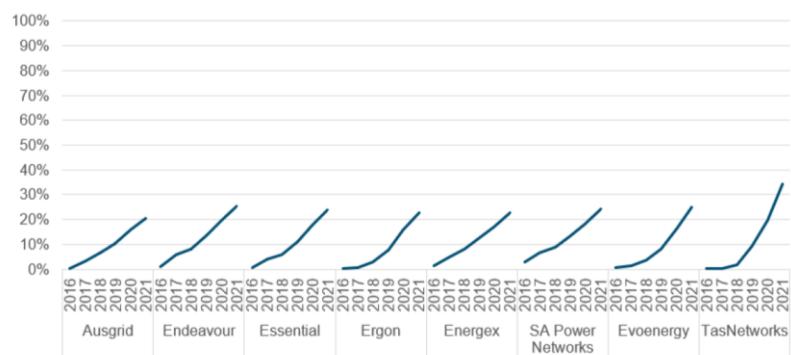
La penetración de los medidores inteligentes en los clientes pequeños en Australia se observa en la siguiente gráfica según AEMC⁷², donde el promedio a nivel nacional alcanza alrededor del 25% a septiembre de 2021.

⁷⁰ Ver Retailer authorization and exemption review AER, de abril 2022

⁷¹ Ver <https://consumer.gov.au/>

⁷² Ver AEMC (septiembre 2021, fig.A1)

Gráfica 17 – Australia: penetración medidores inteligentes en pequeños clientes



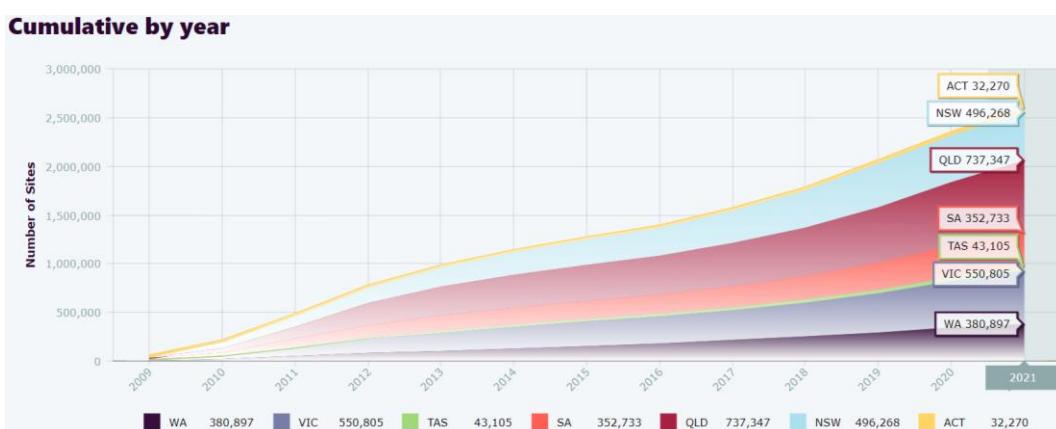
Source: AEMC analysis of AEMO MSATS data.

Note: This chart shows the penetration of smart meters among small customers (residential and small business) as at 30 June of each year.

Fuente: AEMC (septiembre 2021)

Ahora, en relación con la penetración de los DER, al corte del 2021, Australia tiene registrados ante el operador, alrededor de 2'600.000 DER⁷³. Veamos en la siguiente gráfica la evolución de estas instalaciones desde 2009.

Gráfica 18 – Australia. Registro anual acumulado de DER por región

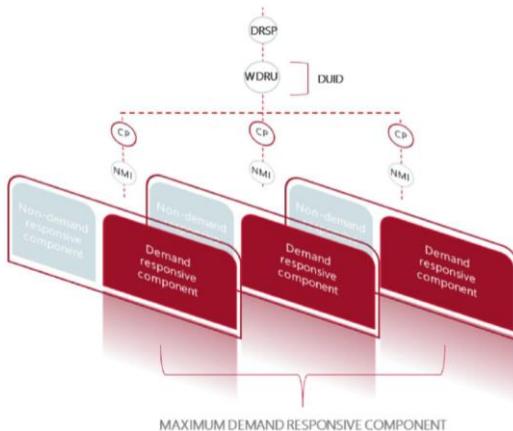


Fuente: AEMO (consultado 7 agosto 2022)

En relación con la implantación del mecanismo de respuesta de demanda por parte del operador entre 2020 y 2021, consideró el esquema conceptual que se observa a continuación, en él se muestra la representación de los componentes de RD que pueden existir en un punto de conexión.

⁷³ Ver informe de AEMO disponible en <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/der-register/data-der/data-dashboard> Consultado el 7 de agosto de 2022

Gráfica 19 – Australia. Componentes de RD detrás de la conexión



Fuente: AEMO (junio 2020, Fig.2)

En esta gráfica, entendamos los siguientes términos, por sus siglas en inglés:

- DRSP : proveedor de servicios de respuesta de demanda
- WDRU : unidad de respuesta a la demanda mayorista
- DUID : identificador de unidad despachable
- CP : punto de conexión
- NMI : identificador nacional de medición

La implantación del mecanismo de RD requirió acceso por parte del Agregador RD a los sistemas de medición y se incluye como un nuevo rol en la Liquidación del mercado.

Según AEMO (2020, pag.27), los agregadores deben seguir la política de comunicación y telemetría del operador; esta política está basada en consideraciones de incertidumbre y riesgo en la operación del sistema. En general, el criterio de la política de comunicación y telemetría es que las cargas calificadas que pueden proporcionar una respuesta de demanda de 5 MW⁷⁴ o más, o que ya tienen alimentaciones SCADA en la red, deben proporcionar telemetría en tiempo real, es decir, SCADA. Sin embargo, a medida que evoluciona la participación del lado de la demanda en un mercado de dos puntas, el operador está trabajando con la industria para desarrollar nuevas formas de telemetría más rentables para respaldar la visibilidad de este tipo de participante. El operador busca adoptar este tipo de protocolo tan pronto como sea práctico hacerlo. El operador también puede establecer límites máximos en MW por áreas o regiones geográficas, para fronteras de respuesta de demanda que no sean visibles en tiempo real dentro de cada área.

Según AEMC (junio 2020) se consideraba que la interrelación entre los cambios en los sistemas que los minoristas deben realizar antes de octubre de 2021 por la incorporación de la figura del agregador de demanda y el mecanismo de respuesta de demanda mayorista son relativamente menores. Como tal, la Comisión considera que los minoristas pueden gestionar la implementación del mecanismo mayorista de respuesta a la demanda sin realizar cambios en los sistemas y, en su lugar, pueden confiar en soluciones operativas o comerciales en la medida en que sea más rentable.

⁷⁴ El sistema nacional de Australia ha alcanzado una demanda máxima del orden de 35 GW.

Ahora, para la implantación del Agregador integral IRP, y según AEMC (diciembre 2021), la Comisión señala que la regla final requerirá cambios en una serie de sistemas, procedimientos y procesos de AEMO. AEMO ha proporcionado un rango estimado de costos iniciales para estos cambios de \$20 millones a \$29 millones. Es necesario seguir trabajando para investigar los problemas de carga de la red para el almacenamiento y otros participantes. La Comisión observa que las reglas existentes relacionadas con las tarifas de servicios de transmisión prescritas no fueron diseñadas para cargas como el almacenamiento que pueden responder a señales de precios dinámicas y pueden controlarse para minimizar su impacto en, o incluso reducir, la congestión de la red. El marco de servicios negociados existente puede acomodar este tipo de cargas sin imponer cargos TUOS prescritos. La Comisión señala que la regla final requerirá cambios en una serie de sistemas, procedimientos y procesos de AEMO.

La intención de la Comisión es que el cambio a la nueva categoría no cambie los acuerdos de conexión existentes, incluidos los estándares de rendimiento existentes, los servicios de red y los acuerdos de tarificación de la red. Esto se especifica en las cláusulas 11.145.5 y 11.145.14. La Comisión entiende que muchos defensores del almacenamiento han negociado cargos de red muy bajos o nulos con su TNSP, y no considera que ningún cambio realizado en este cambio de regla deba alterar los cargos acordados.

Los sistemas, procedimientos y procesos de AEMO que integrarán mejor el almacenamiento, lo que incluye permitir que los sistemas acoplados de CC y los agregadores de pequeñas unidades de generación y almacenamiento brinden servicios auxiliares.

Recordemos que Australia ya tiene operando 2 tipos de agregadores, el agregador de pequeña generación y el agregador de demanda. El alcance de la implementación de sistemas híbridos y del agregador IRP requiere cambios materiales en muchas aplicaciones existentes del operador, así como un número significativo de actualizaciones de procedimientos. Los principales cambios en los sistemas y proceso del operador AEMO se muestran a continuación.

Tabla 16 – Australia: Requerimiento de cambios en procesos del operador AEMO para incorporar agregador IRP

Proceso	Cambios principales
Registro, conexión y clasificación	<ul style="list-style-type: none"> • Nueva categoría de registro – el IRP – que puede clasificar recursos integrados (incluye un b¡nidad direccional (BDU)), generadores de mercado, cargas programadas de mercado y puntos de conexión de mercado (anteriormente cargas de mercado y pequeños puntos de conexión de generación) a través de procesos y sistemas de registro de AEMO. • Nuevo tipo de unidad despachable, la BDU, que tiene la capacidad de enviar y consumir energía (que no se considera carga auxiliar). • Eliminar la categoría de participante registrado del agregador de pequeña generación (SGA) del mercado y hacer la transición de todos los SGA registrados a la categoría de participante IRP. Un IRP clasificará un punto de conexión de recursos pequeños en lugar de una unidad generadora pequeña (SGU), en su capacidad como agregador de recursos pequeños (SRA). • Atender las normas transitorias que permiten a los Agregadores de Pequeña Generación del Mercado participar en Mercados FCAS con respecto a sus SGU. (HLD Sección 2.3.2 proporciona más información sobre las disposiciones transitorias).
Despacho	<ul style="list-style-type: none"> • Nuevo formato de licitación de BDUs a través de un formulario de oferta única con 20 bandas de oferta de energía (10 para capacidad del lado de carga y 10 para capacidad del lado de generación). • Una opción para tener conformidad de despacho agregada para dos o más DUID detrás de un punto de conexión (o conformidad de despacho de DUID individual) con información de conformidad emitida en las instrucciones de despacho.
Pronóstico y planificación operativa	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en el sistema para dar cuenta de los nuevos formatos de licitación, información de BDU y pronóstico de VRE en una unidad de producción acoplada a DC.
Liquidaciones y prudenciales	<ul style="list-style-type: none"> • Recopilación, almacenamiento y uso de datos de energía de liquidación en función de la dirección de la energía en lugar de la categoría de la fuente de energía, es decir, el consumo y la energía enviada, no la carga y la generación del cliente. • Modificación de varios mecanismos de recuperación de costos no energéticos (NECR) para utilizar el consumo y enviar valores de energía. • Actualizar el cálculo del límite de crédito máximo (MCL) para incluir valores para servicios complementarios recuperación en el cálculo del límite de crédito.
Venta al por menor y medición	<ul style="list-style-type: none"> • Refinamiento de la liquidación de la red integrada por cálculos de diferencia para atender el consumo energía y cambios de energía enviados.

Fuente: AEMO (Julio 2022, Tab.2)

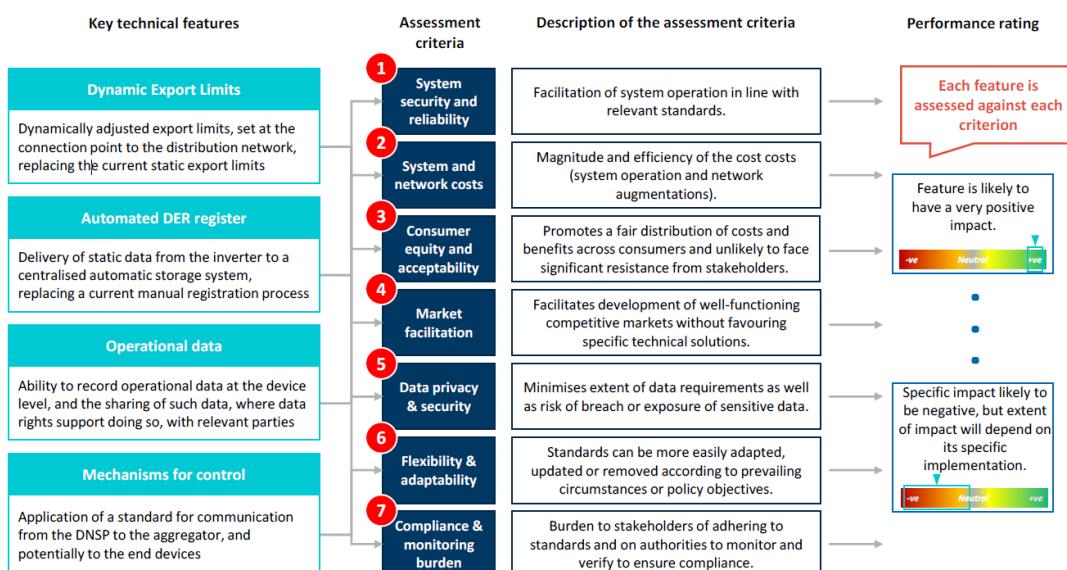
Los procedimientos relevantes se actualizarán en cada uno de los procesos que se enumeran en la Tabla anterior. Cuando se requieran cambios importantes en los procedimientos, se seguirá el proceso de consulta

estándar. Otros procedimientos se actualizarán con cambios menores o administrativos (como actualizaciones de terminología).

Interoperabilidad de DER

Según FTI Consulting⁷⁵, los formuladores de políticas deben comprender hasta qué punto un grado de interoperabilidad entre DER, facilitado por una mayor estandarización de ciertos elementos de la cadena de suministro, puede ayudar a que estos beneficios para el consumidor se materialicen, y cómo estos beneficios se distribuyen entre los consumidores (incluso entre los propietarios de DER y no titulares de DER). El objetivo del trabajo de FTI Consulting fue evaluar, de manera estructurada, objetiva y consistente, los beneficios, costos y riesgos de los estándares técnicos propuestos para respaldar la interoperabilidad de DER en beneficio de los consumidores, bajo siete criterios que van desde la seguridad y confiabilidad del sistema y los costos hasta la facilitación del mercado, la privacidad de los datos, la flexibilidad y la carga de cumplimiento. Ver en la siguiente gráfica un esquema de trabajo de este consultor.

Gráfica 20 – Australia: Interoperabilidad DER. 4 características vs. 7 criterios



Fuente: FTI Consulting (diciembre 2021)

Los hallazgos de este trabajo fueron:

- Los 7 criterios presentados son una base razonable de evaluación
- El enfoque de evaluación debe ser una combinación de costo-beneficio y factores no monetarios
- La ponderación de criterios debe ser dada por discreción regulatoria basada en principios y no por asignación de pesos cuantitativos, que resultan arbitrarios e inexactos.
- Políticas de diseño de mercado amplias pueden impulsar la evaluación de los estándares.

⁷⁵ FTI Consulting (diciembre 2021)

- La decisión final de adopción de un estándar requiere examinar los detalles muy finos de cada alternativa, no es suficiente un diseño de alto nivel de alternativas.
- Necesario considerar conjuntamente paquetes de estándares con características para evaluar correctamente una alternativa.
- Importante considerar diferentes casos de uso del consumidor para entender bien los impactos de la decisión.
- Debe adoptarse una hoja de ruta adecuada que considere el impacto de una aplicación retroactiva frente a los consumidores que ya tomaron decisiones DER.

De otro lado, y según ISC (2022), en Australia funciona el Grupo de trabajo técnico de integración de DER⁷⁶ que opera bajo los principios de que los DER deben tener comunicaciones, aprovechar los estándares y modelos existentes de ingeniería (como la AS/NZS 4777.2 y el estándar de comunicación IEEE 2030.5), asumir que serán necesarias futuras revisiones, crear una especificación mínima con interfaz simple, centrarse en casos de uso común y adoptar un enfoque pragmático.

8. Flujo de Datos e Información

En esta sección nos referimos al diseño e implantación del flujo de los datos e información relacionadas con la respuesta de demanda y demás elementos alrededor de los agregadores en Australia.

En la implantación, el operador AEMO emite una instrucción de despacho a los agregadores de demanda con un nivel específico de desviación de la línea de base, es decir, una instrucción para proporcionar una cantidad de respuesta de la demanda que se aleja de la línea de base. Hay un tope en la liquidación tal que una sola carga no se puede liquidar excediendo su componente máximo de respuesta. Esto limitaría la liquidación del agregador por la respuesta de la demanda que surja de los cambios en la carga subyacente que no fueron pronosticados por la línea de base.

Según el operador⁷⁷ la nueva categoría de proveedor de recursos integrados IRP podrá asumir una variedad de roles que actualmente están separados. Una razón principal para establecer la categoría IRP es facilitar la inclusión de recursos bidireccionales (como baterías y otras formas de almacenamiento). No obstante, esta categoría también podrá clasificar unidades dentro de sistemas híbridos, unidades acopladas a portafolios agregados, así como unidades generadoras, carga programada e incluso carga minorista (puntos de conexión de usuario final). En consecuencia, esta categoría se aproxima a un tipo de participante “universal”. También se crearán nuevos tipos de clasificaciones de recursos para facilitar este modelo, como se describe más adelante en esta sección.

En consecuencia, como IRP, un agente con recursos de almacenamiento a escala de red ya no necesitará registrarse en las dos categorías de Generador y Cliente de Mercado. Entonces, los recursos de almacenamiento programado podrán ofertarse y enviarse bajo un solo DUID, en virtud del nuevo tipo de recurso bidireccional.

En la siguiente gráfica de AEMO (julio 2022)⁷⁸ se observa el modelo funcional del flujo de datos entre las diferentes áreas que considera la incorporación del nuevo agregador IRP (que operará desde junio 2024).

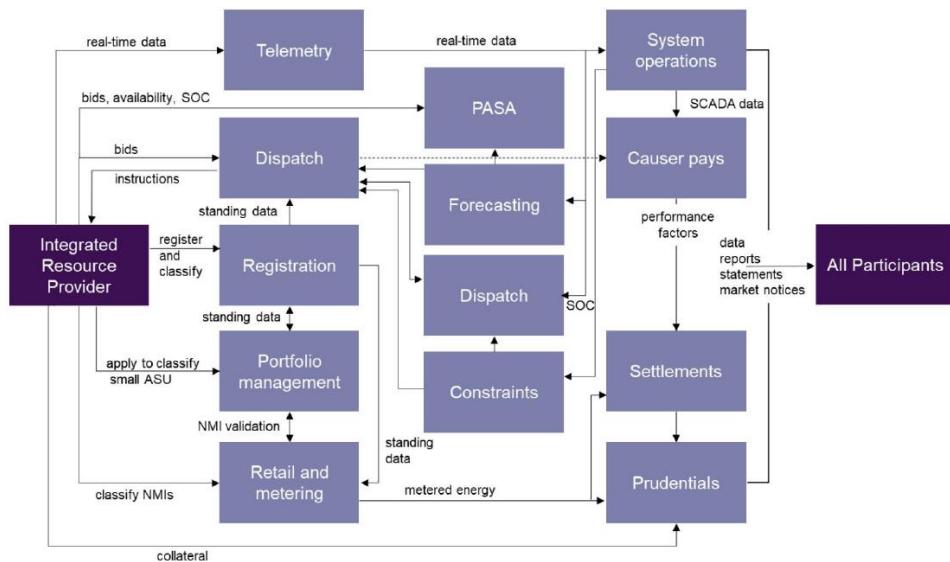
⁷⁶ Ver en <https://arena.gov.au/knowledge-innovation/distributed-energy-integration-program/interoperability-steering-committee/>

⁷⁷ AEMO (Julio 2022)

⁷⁸ Ver AEMO (Julio 2022) Figura 3.

Actualmente, el sistema tiene operando los agregadores de demanda y los agregadores de pequeña generación. Se determinan en este modelo el flujo de datos, ofertas, medidas, pronósticos, despachos, instrucciones, controles y datos en tiempo real entre los diferentes agentes y componentes del sistema.

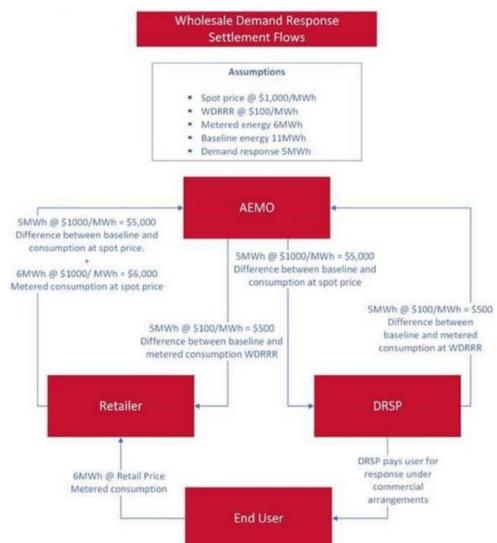
Gráfica 21 – Australia: Modelo funcional de datos entre áreas con agregador IRP.



Fuente: AEMO (julio 2022 Fig.3)

Además, en las siguientes dos figuras se brinda ilustración adicional de los flujos de liquidación bajo el mecanismo de RD en este mercado, en la siguiente se detallan los flujos financieros que se cruzan entre el cliente, el comercializador minorista, el agregador DRSP y el Operador.

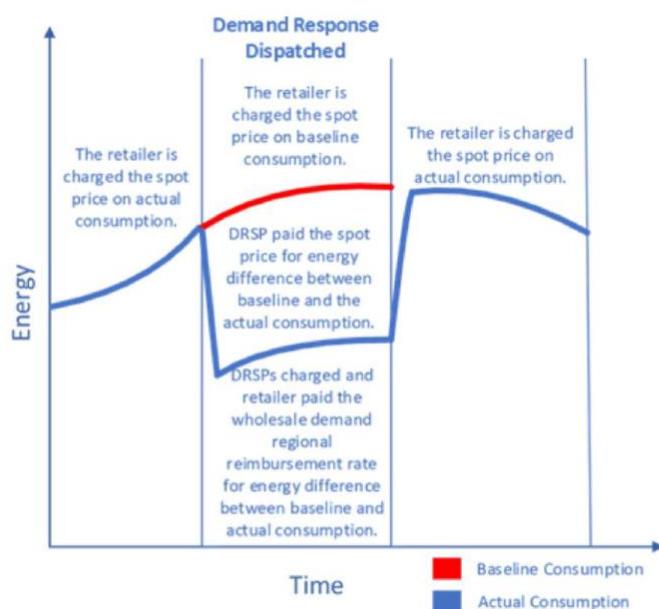
Gráfica 22 – Australia: Flujos financieros RD mayorista



Fuente: AEMO (junio 2020, fig.4)

En cuanto a la liquidación del mecanismo de RD en el MEM se procede así: la cantidad de energía de respuesta a la demanda que se puede liquidar en un intervalo de liquidación con respecto a cualquier carga individual está limitada por el componente de respuesta máxima (convertido a MWh durante el intervalo de liquidación) para esa carga. Un agregador DRSP es un participante registrado en el mercado y estará obligado a gestionar la liquidación de los importes adeudados o poseídos de acuerdo con el calendario, los sistemas y los procesos de liquidación establecidos. Actualmente, esto implica la liquidación a través de Austraclear, y los montos adeudados se pagan antes de las 10:30 am del día de liquidación. De lo contrario, se iniciará, como para todos los participantes del mercado, un proceso de incumplimiento. Todos los agregadores DRSP deben conocer y tener procesos implementados para poder cumplir con sus obligaciones de liquidación. A continuación, se ilustra este concepto.

Gráfica 23 – Australia: liquidación financiera RD



Liquidación de la respuesta de demanda negativa

Si la línea de base es menor que la energía medida para cualquier WDRU individual dada, lo que da como resultado una cantidad de respuesta de demanda negativa a nivel de NMI, entonces esto resulta en un pago del DRSP a AEMO y de AEMO al minorista.

Fuente: AEMO (junio 2020, fig.5)

La implantación del mecanismo de respuesta de demanda requirió (operativo desde octubre 2021) los siguientes ajustes:

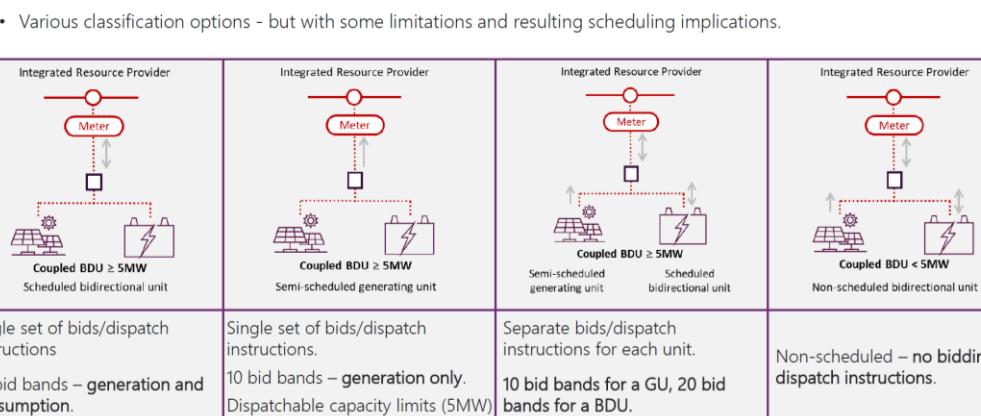
- Medición adecuada en cada punto de conexión.
- Telemetría para visibilizar la operación del sistema.
- Un sistema de cálculo de la línea de base de RD, elegibilidad de cargas, metodología y cálculo de la RD efectivamente ejecutado.
- Agregaciones en una región determinada aceptables por el operador, dado el impacto en el funcionamiento del sistema.
- Ajuste en el modelamiento y pronóstico de las cargas conforme su capacidad de RD.
- Acceso del agregador de demanda DRSP a los sistemas de medición.
- Envío a los agregadores de demanda DRSP de informes de transacción de sus cargas.

- Sistema de registro de agregadores de demanda DRSP y clasificación de entidades del mecanismo de RD.
- Liquidaciones, cálculos y flujos financieros.
- Gestión del riesgo del agregador DRSP.
- Despacho y pronóstico operativo y de energía del mecanismo de RD.
- Requisitos de datos del agregador de demanda DRSP.
- Ajustes en los sistemas minoristas incluyendo la función de agregador de demanda DRSP.

En diciembre del 2021⁷⁹, el mercado australiano determinó la nueva figura del agregador integrado IRP, para lo cual su implementación empieza con la configuración de las unidades que hacen parte del nuevo esquema integrado. Veamos la siguiente figura donde se muestran las diferentes opciones de parejas de unidades de producción y su representación para efectos el despacho.

Gráfica 24 – Australia: Modelo de generación integrando SAE

- | | | | |
|--|---|---|--|
| <p>Coupled BDU $\geq 5\text{MW}$
Scheduled bidirectional unit</p> | <p>Coupled BDU $\geq 5\text{MW}$
Semi-scheduled generating unit</p> | <p>Coupled BDU $\geq 5\text{MW}$
Semi-scheduled generating unit
Scheduled bidirectional unit</p> | <p>Coupled BDU $< 5\text{MW}$
Non-scheduled bidirectional unit</p> |
| <p>Single set of bids/dispatch instructions
20 bid bands – generation and consumption.</p> | <p>Single set of bids/dispatch instructions.
10 bid bands – generation only.
Dispatchable capacity limits (5MW)</p> | <p>Separate bids/dispatch instructions for each unit.
10 bid bands for a GU, 20 bid bands for a BDU.</p> | <p>Non-scheduled – no bidding or dispatch instructions.</p> |
- Coupled production unit: A production unit with separate plant that share equipment (e.g., inverter – DC coupled).
- Operator registers as an IRP.
- Various classification options - but with some limitations and resulting scheduling implications.



Fuente: AEMO (julio 2022, QA fórum)

En la siguiente gráfica se muestra la clasificación de los diferentes tipos de DER y los agentes elegibles asociados.

Gráfica 25 – Australia: tipología de DER y agentes asociados

⁷⁹ AEMO (diciembre 2021)

What is classified	Label (NER)	Eligible Categories		
		IRP	Generator	Customer
Scheduled bidirectional unit	Scheduled IRP	✓		
Non-scheduled bidirectional unit	Non-Scheduled IRP	✓		
Scheduled generating unit	Scheduled Generator	✓	✓	
Semi-scheduled generating unit	Semi-Scheduled Generator	✓	✓	
Non-scheduled generating unit	Non-Scheduled Generator	✓	✓	
Small resource connection point (small GU / small BDU)	Small Resource Aggregator	✓		
Scheduled load	Market Customer	✓		✓
Market connection point	Market Customer	✓		✓
Ancillary service unit	Ancillary Service Provider	✓	✓	✓

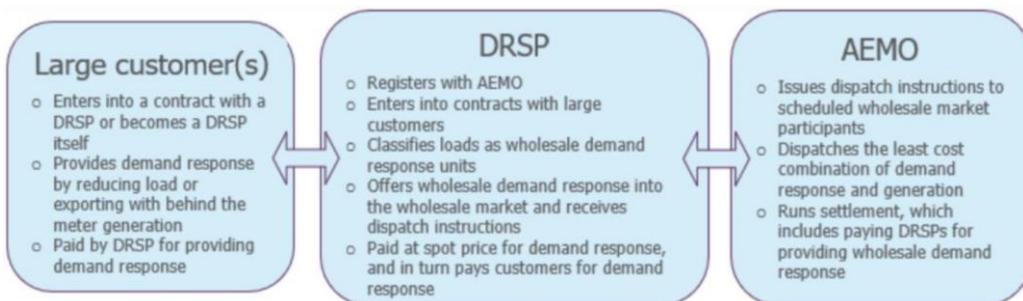
Fuente: AEMO (julio 2022)

9. Otros Temas Relevantes para la Definición del Agregador

9.1 Nuevos Roles

En el siguiente gráfico de AEMC (junio 2020)⁸⁰ se muestran los roles que asumen los grandes clientes, el agregador de demanda DRSP y el Operador del mercado, a partir de octubre de 2021, cuando inició la operación de la figura del agregador DRSP.

Gráfica 26 – Australia. Roles bajo esquema de Agregador DRSP



Fuente: AEMC (junio 2020)

Bajo este escenario, actualmente en funcionamiento, los grandes consumidores podrán contratar su RD con los agregadores DRSP y recibir un pago por ello. El agregador se registra con el operador AEMO, registra el contrato de RD, agrega la RD, ofrece servicios al MEM y cumple las transacciones resultantes con el operador. Por su parte, el operador ejecuta la operación, imparte instrucciones y liquida el mercado.

⁸⁰ Ver figura 1

9.2 Nuevos Productos

El desarrollo y tendencias de la figura de agregador en Australia, presenta nuevos productos que pueden ser referencia para el mercado colombiano.

Flexibilidad energética. En el caso de EnelX⁸¹ menciona registrarse como el primer proveedor de servicios de respuesta a la demanda del mercado australiano, lo que le permite ofrecer **flexibilidad energética** al mercado a sus clientes comerciales e industriales en momentos críticos. Los clientes participantes competirán junto con las centrales eléctricas tradicionales en el mercado al contado y se les pagará para reducir su consumo de energía cuando se les solicite.

Servicios complementarios. El esquema de agregación permite proporcionar una respuesta a la demanda en diferentes mercados, incluidos los mercados de servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS). Hoy, el VPP de Enel X, por ejemplo, ha registrado más de 250 MW para participar en los mercados FCAS, y el operador AEMO ha notado el impacto positivo que esta respuesta de la demanda ha tenido en los resultados del mercado.

Servicios de red. El esquema de incentivos de gestión de la demanda (DMIS) incentiva a los distribuidores a realizar gastos eficientes en alternativas como la generación a pequeña escala y contratos de respuesta a la demanda con grandes clientes de la red (o agregadores de electricidad de terceros) para programar su uso de electricidad para reducir las limitaciones de la red. El esquema brinda a los distribuidores un incentivo de hasta el 50% de sus costos de gestión de la demanda esperados para proyectos que brinden un beneficio neto en todo el mercado de la electricidad. A medida que evoluciona el mercado, el marco regulatorio debe alentar a las empresas de redes a tomar decisiones eficientes entre los gastos de capital y operativos. Una solución de red tradicional para satisfacer la creciente demanda de los consumidores en un área podría requerir una ampliación de una subestación de zona, por ejemplo, pero una solución más eficiente podría ser comprar servicios de un proveedor de baterías, o un agregador de baterías, para administrar la demanda máxima.

VPP. Según ENELX Australia⁸²: “Un VPP es una colección de activos de energía distribuida (baterías, generadores y equipos en el sitio) que se agregan para respaldar la red con capacidad de despacho. Nuestro VPP agrega recursos del lado de la demanda y ofrece la capacidad como una sola 'planta de energía virtual' a los mercados de energía para mantener el sistema confiable y seguro, mientras paga a los usuarios de energía por su participación. La participación se orquesta a través de nuestro Centro de operaciones de red de última generación, disponible las 24 horas, los 7 días de la semana. Las empresas pueden ser flexibles cuando ofrecen DR para satisfacer sus necesidades operativas”

9.3 Relaciones Contractuales

Se identifican en el mercado varios tipos de relación contractual entre los agregadores y los propietarios de DER.

Según EnelX Australia: “Ya sea que tenga un sistema solar (PV) en el sitio o un **Acuerdo de compra de energía (PPA)** de energía renovable fuera del sitio, un BESS puede ayudar a equilibrar la variabilidad de su suministro renovable. Esto podría permitirle aumentar su utilización de energía renovable mientras reduce los riesgos de precio que enfrenta cuando el sol no brilla.”

⁸¹ En su web dice que es el operador de la central eléctrica virtual (VPP) más grande de Australia y pionera en los mercados de respuesta a la demanda del país.

⁸² Consultado 17 agosto 2022 <https://www.enelx.com/au/en/explore>

Acuerdo de compra de energía híbrida (hPPA) Compra directa. El cliente paga una tarifa plana por la energía solar creada. Los ahorros de batería se transfieren a través de un acuerdo de participación en los beneficios, estos consisten en un descuento en las tarifas de servicios públicos de energía solar; incentivos alineados con el rendimiento del almacenamiento de energía.

Acuerdo de compra de energía todo incluido (PPA) El cliente paga una tarifa plana por la energía creada y consumida a través del sistema solar más almacenamiento. Los beneficios son una estructura de pago simple; descuento en las tarifas de los servicios públicos. El cliente compra el sistema y paga la operación y mantenimiento continuos y la inscripción en los programas del mercado energético. El cliente se queda con el 100% del valor financiero después de incurrir en los costos del proyecto.

9.4 Hoja de Ruta

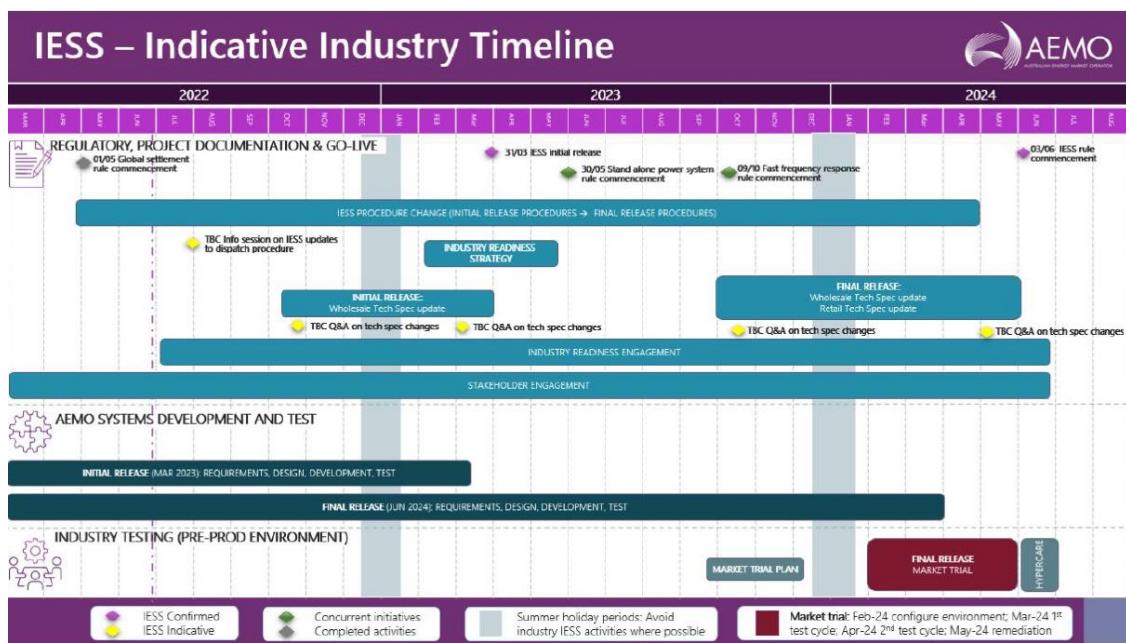
La implementación de la nueva figura del agregador integral IRP, a partir de los 2 agregadores existentes actualmente (el agregador de pequeña generación y el agregador de demanda) requerirá cambios significativos en los sistemas de mercado, procesos comerciales y procedimientos del operador AEMO⁸³, que incluyen:

- Registro: Implementación de la categoría IRP e integración de sistemas downstream.
- Despacho y operaciones del sistema: Facilitación de la licitación bajo los esquemas programados, y arreglos de conformidad agregados para sistemas de generación híbridos.
- Liquidaciones y venta al por menor: Cambios en los cálculos de liquidación, medición y sistemas de venta al por menor, así como la integración de las reformas más amplias del IESS en los procesos y sistemas de liquidación y prudenciales.

Una dependencia de la solución de medición fue la finalización del cambio de la regla Global Settlements con una puesta en marcha exitosa en mayo de 2022. Esta solución de medición es una entrada clave para los cambios de liquidación que sustentan la implementación de la regla. AEMO ha comenzado la planificación detallada para la implementación del IESS (Ver figura), que ocurrirá en un período de 2,5 años. La implementación de la Regla requerirá cambios significativos en los sistemas de mercado, procesos comerciales y procedimientos de AEMO. La entrega de los nuevos arreglos ocurrirá en dos etapas, siendo la liberación inicial programada para el 31 de marzo de 2023 y la liberación final programada para el 3 de junio de 2024, luego de la prueba de mercado.

Gráfica 27 – Australia. Mapa de ruta implantación nuevo agregador IRP

⁸³ AEMO (Julio 2022)



Fuente: AEMO (Julio, 2022)

ANEXO 2 – CALIFORNIA

1. Definición de la Actividad

Las actividades de RD son aquellas asociadas con la participación directa de un DRP o un cliente en el mercado mayorista de la CAISO, en donde el cliente minorista, ya sea por su cuenta o inscrito en el Servicio DR de un DRP, cambia su demanda eléctrica de acuerdo con las adjudicaciones de mercado y las instrucciones de despacho establecidas por la CAISO.

Las políticas de RD en California se pueden agrupar en dos estrategias: programas de RD integrados en el mercado del Operador de sistema independiente de California (CAISO por sus siglas en inglés), también denominados de RD del lado de la oferta (Supply-Side Demand Response - SSDR) y RD modificación de carga (Load-Modifying Demand Response- LMDR) con tarifas o programas de reducción de carga administrados por las empresas de servicios públicos.

El panorama de adquisiciones de SSDR en California, a pesar de haber evolucionado, ha sido criticado como complejo y confuso. Los mecanismos que existen hoy para los recursos SSDR en las áreas de servicio de la Comisión de Servicio Públicos de California (CPUC) son:

- Programas de emergencia (con participación de clientes inscritos directamente o agregadores de terceros), que pueden ser solicitados por CAISO solo para emergencias.
- Programas de licitación de capacidad (con participación de agregadores externos que inscriben principalmente a clientes comerciales), donde los recursos de RD son ofertados en el mercado de CAISO por los pagarés sobre una base en competencia con los generadores.
- Solicitudes de todas las fuentes realizadas por las IOU para adquirir contratos a más largo plazo (multianuales) (por ejemplo, contratos de requisitos de capacidad local). Los recursos SSDR ofrecidos por agregadores de terceros son elegibles para competir en las licitaciones.

Los programas SSDR se enfocan principalmente en la reducción de carga durante quizás 30 a 60 horas de los precios de mercado más altos en el año.

Actualmente, los programas de respuesta a la demanda son administrados por las tres empresas de servicios públicos propiedad de inversores (IOU) reguladas de California; entidades jurisdiccionales de la CPUC, como Community Choice Aggregators (CCA); o entidades comerciales de terceros conocidas como 'Agregadores' o 'Proveedores de Respuesta a la Demanda' (Proveedores RD). Los clientes residenciales, comerciales, agrícolas e industriales pueden elegir participar en los programas de respuesta a la demanda ofrecidos por los IOU, CCA, Agregadores o Proveedores de DR y recibir incentivos financieros o reducir sus facturas de energía por hacerlo. En el estudio Consultoría GGC No. 435 de 2018 elaborado por la Corporación Centro de Innovación y Desarrollo del Sector Eléctrico (CIDET) se indica que "de acuerdo con la normativa de CAISO, los mecanismos de respuesta de la demanda (RD) pueden postularse para participar en el mercado de energía *day ahead* y de tiempo real o al mercado de servicios complementarios operando bajo el modelo de agregador de recursos de energía distribuidos o mediante las utilities. Los Agregadores deben cumplir con toda la normatividad vigente para participar en ambos mercados y presentar su oferta, que demuestre la flexibilidad para ajustar la carga en respuesta al despacho y programación del mercado".

Los usuarios también pueden inscribirse a los programas de RD ofrecidos por otras compañías bajo el modelo de agregadores. Bajo esta perspectiva, PG&E Corporation, SDG&E y SCE, empresas de servicios públicos de

California, han abierto la opción de participar bajo diferentes programas de RD, entre ellos el exigido por la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC), el mecanismo de subasta para la respuesta de la demanda (Demand Response Auction Mechanism - DRAM).

Los agentes agregadores utilizan el mecanismo de Programa de Licitación de Capacidad (CBP por sus siglas en inglés) basado en pagos por desconexión de la carga en períodos críticos. El CBP se basa en eventos de desconexión notificados previamente al agregador, el agregador debe notificar a los usuarios del evento de desconexión y desconectar la carga requerida. La capacidad de desconexión de cada agregador debe ofertarse bien sea a través del day ahead market o del real time market de manera mensual. Los precios del CBP son aprobados por la CPUC, la utility paga al agregador por la capacidad ofertada (pago por capacidad) y durante cada evento se paga por la energía desconectada (pago por energía).

Posteriormente, el agregador paga al usuario a partir del acuerdo al que se haya llegado. En caso tal que no se logre la desconexión exigida dentro del rango ofertado por el agregador, el agregador recibe una penalización que el mismo traslada a sus usuarios.

Agregador: entidad que contrata a clientes de uso final en múltiples ubicaciones para ayudar a proporcionarles servicios de Respuesta de la Demanda (RD). Por ejemplo, un Agregador agregaría las cargas de los clientes para que puedan colocarse en un único recurso de respuesta de la demanda de la CAISO. Un agregador también suele realizar funciones de cara al cliente, como el marketing, la inscripción, las comunicaciones y los pagos por la participación. Un agregador puede utilizar un Proveedor de Respuesta de Demanda (DRP por sus siglas en inglés) de la CAISO para ofrecer recursos de RD en el mercado de la CAISO o elegir convertirse en DRP de la CAISO. Un Proveedor de Respuesta a la Demanda de la CAISO (CAISO - DRP): es un agente responsable de la entrega de determinados servicios de RD en el mercado mayorista de la CAISO, que se ha comprometido, por escrito, mediante la ejecución del acuerdo correspondiente, a cumplir todas las disposiciones aplicables de la tarifa de la CAISO.

Proveedor de Respuesta a la Demanda de la Comisión de Servicios Públicos de California CPUC: Una entidad que es responsable de realizar alguna o todas las funciones asociadas a un DRP de la CAISO y/o a un Agregador. Los DRP que atienden a clientes agrupados deben registrarse en la CPUC y los DRP de la CAISO también deben registrarse en el CAISO.

Cualquiera de las siguientes entidades puede optar por convertirse en un DRP: entidades que no sean de servicios públicos, como proveedores de servicios eléctricos y entidades de agregación de elección comunitaria (CCA) que opten por participar en los servicios de DR de la CAISO, con clientes de servicios agrupados, cualquier otro tercero que desee licitar en acuerdos de servicios agrupados en el mercado mayorista de la CAISO. o un cliente minorista de servicios agrupados (que lice en su propia carga).

CAISO reconoce a un proveedor de recursos de energía distribuida (DERP) como un nuevo tipo de participante del mercado que posee u opera recursos de energía distribuida con la capacidad de cumplir con los requisitos de participación, en conjunto, como un nuevo tipo de recursos de mercado capaz de operar en respuesta a un cronograma.

Las agregaciones de recursos de energía distribuida (DERA), que cumplen con un requisito de capacidad mínima de 0.5 MW, pueden participar en los mercados de servicios auxiliares, en tiempo real y diarios de CAISO como un generador participante que se ajusta a las necesidades del DERA.

- Una DERA consiste en 1 o más recursos de energía distribuida (DER), un DER no puede participar en más de una DERA.
- Un DER que participe en un DERA no podrá participar como recurso en el mercado separado del DERA
- Los DER individuales dentro de una agregación deben tener una capacidad nominal inferior a 1 MW. Las unidades generadoras individuales de 1 MW o más, deben convertirse en generadores

- La capacidad nominal de un DERA no puede ser inferior a 0.5 MW, ni mayor a 20 MW.
- Participan grandes usuarios y agregadores que posean la facultad de realizar desconexiones mínimas de 500 kW alcanzables dentro del término de 40 minutos. La duración mínima del evento es de 1 hora y máxima de 4 horas.

Los Reliability Demand Response Resource (RDRR) son usados por el ISO para atender emergencias del sistema de transmisión y para cubrir faltantes de reserva y participa económicamente en el mercado del día anterior (Estudio de Consultoría Di Avante, 2021).

La Comisión Federal Reguladora de Energía mediante la Orden 2222 de septiembre de 2020, solicitó a los operadores revisar sus reglamentos y presentar un plan para eliminar las barreras a la participación de los recursos energéticos distribuidos agregados en los mercados de los operadores del sistema. Para lo cual debe presentar un programa de cumplimiento. Es decir, permitir que los agregadores de recursos energéticos distribuidos participen en el mercado, y que puedan registrar sus recursos bajo uno o más modelos de participación que se acomoden a las características físicas y operativas de dichos recursos.

2. Funciones

La Respuesta de la Demanda presta servicios de confiabilidad y de programas de emergencia. Los PDR pueden hacer ofertas en los mercados del día anterior, de tiempo real reserva rodante y reserva no rodante con intervalos de 5 minutos y una capacidad de desconexión mínima de 100kW. (Estudio de Consultoría Di Avante, 2021).

Las funciones del DRP de la CAISO incluyen el registro de los Acuerdos de Servicio del cliente en los Sistemas Relevantes de la CAISO y la colaboración con un Coordinador de Programación para ofertar y liquidar en el mercado de la CAISO.

El Acuerdo de Servicio de un cliente se refiere a un identificador específico de las Empresas de Servicios Públicos para rastrear y medir las entregas de servicio de energía para propósitos de facturación al por menor de una carga específica asociada a una ubicación física específica.

El agregador es el único punto de contacto con el Operador y es responsable de gestionar, despachar, medir y liquidar los recursos energéticos distribuidos individuales.

El agregador es el responsable de proporcionar cualquier información de medición y telemetría. El DERP primero debe ejecutar un Acuerdo de Proveedor de Recursos de Energía Distribuida (DERPA) para aceptar y cumplir con los términos de la tarifa ISO.

Un DERP, los recursos agregados que opera y los recursos de energía distribuida que conforman la agregación deben cumplir con las tarifas aplicables de la empresa de distribución de servicios públicos (UDC) y los requisitos de la autoridad reguladora local.

Los proveedores de Respuesta de la Demanda DRP deben:

- Cumplir con las obligaciones y plazos para facilitar la inscripción de los clientes en los servicios de Proveedor de Respuesta de la Demanda.
- Establecer los acuerdos contractuales con sus clientes para implementar el servicio de DRP de acuerdo con las normas y los requisitos del operador.
- Contratar un coordinador de programación antes de registrar una ubicación en los sistemas del operador.
- Se prohíbe a los DRP tener un contrato de servicio de un cliente registrado en los sistemas del Operador que ya estaba registrado por el operador para el mismo periodo.

- Asegurar que los acuerdos de servicio de los clientes no entren en conflicto con las normas del operador sobre Respuesta de la Demanda.
- Registrar las ubicaciones de RD en el sistema del Operador
- Utilizar los MDMA (Agente del Manejo de Datos del Medidor) elegido por el cliente para acceder a los datos del contador de los ingresos
- El MDMA es el responsable enviar los datos del contador de los ingresos de los clientes individuales al DRP. El DRP procesa los datos y los envía al coordinador de programación
- Todos los DRP que oferten la carga del cliente del servicio agrupado en el mercado mayorista del operador deben presentar ofertas iguales o por encima de la prueba de beneficios netos.
- Los DRP que no son de servicios públicos y pretenden inscribir clientes residenciales y pequeños comercios en los servicios de RD deben cumplir unos requisitos adicionales de la Comisión de Servicios Públicos (CPUC)antes de presentar los acuerdos de servicio de dichos clientes. Los DRP deben obtener una aprobación y una carta para el cliente indicando que pueden perder la protección de la factura.

Servicios que provee: desplazamiento de curva de carga (despacho optimizado), capacidad de reserva operativa, flexibilidad, pronóstico y comercio de DER, servicios complementarios

3. Responsabilidades

Los DRP no pertenecientes a la empresa de servicios públicos que inscriben a los clientes del servicio agrupado deben cumplir los siguientes requisitos:

Requisitos de registro de la CPUC:

- Firmar un contrato de servicio de proveedor de respuesta a la demanda
- Satisfacer los requisitos de crédito de la empresa de servicios públicos
- Diligenciar el formulario de registro de proveedor de la CPUC
- Los DRP que inscriban clientes residenciales y comerciales pequeños deben proporcionar a la CPUC una garantía financiera.
- Presentar a la CPUC la carta de notificación al cliente.
- Deben mantener actualizado su registro en la CPUC

4. Conflictos de Interés y Reglas de Integración y Relacionamiento

Una ESP puede cumplir una o más de las siguientes funciones: empresas de Distribución de Servicios públicos (UDC), Entidades de Servicio de Carga (LSE), Agente de Gestión de Datos de Medidores (MDMA), Proveedor de Servicio de Medidores (MSP) y Proveedor de servicios de Respuesta de la Demanda (DRP).

Las empresas de Servicios Públicos deben procesar las solicitudes de servicios similares, de la misma manera y dentro del mismo plazo para sus afiliados, sus propios clientes y los afiliados de sus clientes, y para todos los participantes del mercado no afiliados y sus respectivos clientes. También, deben dar acceso no discriminatorio a los datos de su medidor, cuando estén disponibles, a los DRP que no sean ESP cuando lo autorice el cliente. Las ESP no debe tener mayor acceso a los datos del medidor con el fin de cumplir con sus deberes y obligaciones de DRP que un DRP que no sea ESP.

5. Protección de Datos y Seguridad de la Información

A través de la Decisión D1107056 el CPUC adoptó las normas de protección privacidad y seguridad de los usuarios, aplicables a PG&E, SCE y SDG&E, las empresas que les asisten en las operaciones de servicios

públicos, empresas bajo contrato con las empresas de servicios públicos y otras empresas, que previa autorización de un cliente tengan acceso a la información directamente de la ESP.

Esta decisión adopta políticas para regular el acceso a los datos de uso de los clientes por parte de los clientes y por terceros autorizados. Cada empresa de servicios públicos debe proporcionar datos de precios, uso y costos a los clientes. La información debe incluir datos de uso diario, junto con los detalles de costos y precios aplicables, y con una granularidad por hora o de 15 minutos (que coincidan con la granularidad de tiempo programada en el medidor inteligente del cliente), deben estar disponibles al día siguiente. Los cambios de tarifas deben ofrecer a los clientes residenciales datos actualizados de facturación, proyección de datos de facturación, tarifas escalonadas proyectadas a fin de mes y notificaciones a medida que los clientes cruzan los niveles de tarifas como parte de los datos de precios proporcionados a los clientes.

También, adopta requisitos de informes y auditoría con respecto a las prácticas de privacidad y seguridad de los datos de los clientes de las empresas de servicios públicos, el acceso de terceros a la información de uso del cliente y cualquier violación de seguridad de la información de uso del cliente.

Las reglas y políticas de privacidad y seguridad protegen la privacidad y la seguridad de los datos de uso de los clientes al tiempo que garantizan el acceso de los clientes a la información de uso y permiten que las empresas de servicios públicos y terceros autorizados utilicen la información para proporcionar servicios útiles de gestión y conservación de energía. Estas reglas están alineadas con las mejores prácticas nacionales de privacidad y seguridad.

La información confidencial incluye información específica del cliente, transmitida por la ESP al DRP con respecto a la ubicación de las cuentas de servicio al cliente en la red CAISO, voltaje de servicio, números y tipos de medidores, la identidad de los clientes MDMA, proveedor de servicios de medición y entidad de servicio de carga, y cualquier identificador único de cliente asignado por la ESP ingresado en el sistema de respuesta a la demanda de CAISO por un DRP.

6. Requerimientos Tecnológicos

En la orden 2222 se indica que cada Operador revise su tarifa para establecer reglas de mercado que aborden los requisitos de hardware y software de medición y telemetría necesarios para que las agregaciones de recursos de energía distribuida participen los mercados de los operadores.

La norma no establece requisitos estándar de medición y telemetría para los operadores, les da flexibilidad de establecer los requisitos de medición y telemetría para las agregaciones de recursos de energía distribuida. Se exige que cada operador explique en su presentación de cumplimiento, que dichos requisitos son justos y razonables y no representan una barrera para la participación de los recursos distribuidos de manera agregada.

Los servicios de medición se componen de tres funciones principales: Propiedad del medidor, servicios de medición (instalación, mantenimiento y pruebas) y servicios de MDMA. Cada cliente del servicio DRP participante debe tener un medidor de intervalo que cumpla con los requisitos del operador que sea leído remotamente por la empresa de servicios públicos cuando esta cumpla la función de MDMA.

La empresa de servicios públicos que presta servicio de MDMA debe proporcionar a los DRP no utilitarios un acceso razonable y oportuno a los datos de los contadores para permitir las funciones de facturación, liquidación, programación.

Para los programas de RD se utilizan medidores y sistemas de comunicación capaces de medir, almacenar y transferir los datos mínimos requeridos para los procesos de liquidación de CAISO.

Entre los sistemas de tecnología de la información (TI) que viabilizan la prestación de servicios de RD, están el sistema de respuesta a la demanda de CAISO y el Sistema de registro de respuesta a la demanda (DRRS) y sus sucesores.

El Sistema de Registro de Respuesta a la Demanda (DRRS) es la aplicación desarrollada para permitir la participación en el mercado mayorista de los clientes usuarios finales, denominados ubicaciones, bajo los modelos de participación PDR y RDRR. La aplicación DRRS facilita el proceso de registro que identifica a los clientes de uso final que brindan reducción de carga en respuesta a una instrucción de despacho CAISO PDR/RDRR. El sistema también realiza una serie de controles de proceso que incluyen validación de datos, verificación de duplicación y proceso de revisión por parte de LSE y UDC, para garantizar que el cliente de uso final identificado de manera única se registre correctamente y no participe en registros superpuestos o programas minoristas. La aplicación DRRS proporciona una interfaz de usuario (UI) sólida y una interfaz de programa de aplicación (API) para facilitar un proceso de registro optimizado para todas las funciones de usuario de DRRS. Esto incluye una API para cargar datos de ubicación a granel para acomodar la entrada de volúmenes de ubicaciones que participan, en conjunto, como Recurso de demanda Proxy (PDR) / Recurso de Respuesta de la demanda de confiabilidad (RDRR). Se proporcionan (Interfaz de Aplicación de Usuario (API) DRRS adicionales para la creación, modificación, revisión y terminación de ubicaciones y sus registros.

El surgimiento de tecnologías de hogares inteligentes y el desarrollo de estándares tecnológicos para facilitar comunicaciones ha hecho más factible la posibilidad de una gestión automatizada del lado de la demanda residencial.

Plataformas de Hogares Inteligentes: Oportunidades de DR Residencial

En los últimos años, las principales empresas de tecnología como Google, Amazon, Apple y Samsung han ingresado al mercado de hogares inteligentes, todas con su propio estilo de plataformas y ecosistema. Estas plataformas pueden conectar grandes ecosistemas de dispositivos utilizando la infraestructura IoT con una variedad de niveles de integración.

Cada producto de hogar inteligente (dispositivo conectado) utiliza varias tecnologías y protocolos de comunicación para intercambiar información entre varios otros dispositivos y sistemas con fines de monitoreo y control. Los protocolos de comunicación permiten que los dispositivos conectados se comuniquen entre dispositivos dentro de un hogar y permiten que los dispositivos se comuniquen con dispositivos y sistemas fuera del hogar. Estos protocolos de comunicación permiten que los dispositivos conectados brinden comodidad personal, mayor acceso, recopilación de datos y control. Por ejemplo, un refrigerador conectado puede comunicarse con varios dispositivos/sistemas dentro y fuera del hogar utilizando diferentes protocolos de comunicación. Esto permite que un cliente, un proveedor de servicios de red y una empresa de servicios públicos tengan la capacidad de monitorear y controlar el refrigerador conectado.

En el contexto de la respuesta a la demanda, hay algunos protocolos de dominios de aplicación que se adoptan y utilizan de manera significativa en la industria actual. Estos protocolos se desarrollan para permitir que una empresa de servicios públicos o un proveedor de servicios de red envíe información adecuada en forma de señal al dispositivo conectado para monitorear y controlar su consumo de energía.

Protocolos de comunicación de respuesta a la demanda

Open ADR

Desarrollado originalmente en LBNI, es un estándar de datos de capa de aplicación que facilita la comunicación de eventos DR entre la empresa de servicios públicos o el proveedor de servicios y el cliente. OpenADR ha pasado

por múltiples iteraciones siendo OpenADR 1.0 una especificación abierta y orientada a programas y eventos DR específicos. OpenADR 2.0 es un estándar mucho más articulado, que se ajusta al marco de interoperabilidad de redes inteligentes del NIST y amplía el estándar para incluir información como el precio, la duración del evento y la magnitud de la carga a controlar.

Para obtener un uso más generalizado de OpenADR en lugares sensibles a los costos, como residencias, los investigadores de LBNL propusieron un subconjunto de OpenADR 2.0b denominado "OpenADR Lite", cuyo objetivo es reducir los costos y la carga del proveedor mediante el envío de comandos de DR reducidos. Estas señales de comando más simples contienen información esencial como el precio y comandos DR ampliamente utilizados como Shed.

Las señales de precios requieren solo una comunicación unidireccional. Este concepto aún está en desarrollo

IEEE 2030.5 (perfil de energía inteligente 2.0)

El perfil de energía inteligente (SEP) de Zigbee se desarrolló originalmente como parte de la capa de aplicación de la pila de Zigbee, creada para la gestión de energía de dispositivos domésticos de red inteligente, como termostatos inteligentes, enchufes, iluminación y electrodomésticos. SEP ha pasado por varias iteraciones desde su inicio, con SEP 1.0 en 2007, 1.x en 2012 y 2.0 en 2015 [25]. La versión 2.0 de SEP (oficialmente conocida como IEEE 2030.5) es independiente de la red y se puede usar en cualquier capa física basada en IP, incluidas las comunicaciones por línea eléctrica, Ethernet, Wi-Fi y el estándar de capa física Zigbee. Zigbee en sí mismo ha ganado una tracción considerable con su creciente alianza de fabricantes que han trabajado para crear productos que se comunican a través del SEP de Zigbee.

Los proveedores están diseñando dispositivos que se pueden actualizar a IEEE 2030.5, lo que permite a las empresas de servicios públicos aprovechar el conjunto de funciones de SEP 1.1 ahora y actualizar a IEEE 2030.5 en el futuro. Si bien se usa principalmente para inversores inteligentes, IEEE 2030.5 podría usarse para controlar dispositivos de uso final en edificios residenciales o comerciales. El tipo de información que se envía entre dispositivos incluye el precio de la electricidad, el uso de la electricidad y las alertas.

CTA-2045

Estándar desarrollado por Consumer Technology Association y es promovido, certificado y avanzado por Utility Smart Network Access Port (USNAP) Alliance. El estándar proporciona una línea de comunicación entre ciertos productos residenciales y cualquier sistema de gestión de carga a través de un módulo de comunicación enchufable. CTA-2045 es como poner oídos y cuerdas vocales en un electrodoméstico o puertos USB en una computadora. El estándar permite que las empresas de servicios públicos se comuniquen con los dispositivos de uso final a través de una interfaz física estándar que es independiente de cualquier protocolo de comunicación actual o futuro.

Arquitecturas de comunicación

Una arquitectura de comunicación muestra el camino sobre cómo una señal relacionada con DR iniciada por un operador de red eléctrica llega al usuario final para alterar su consumo de energía. Este intercambio de datos ocurre entre los jugadores del ecosistema DR: proveedor de servicios de energía (ESP) o agregador, operador de sistema independiente (ISO), una empresa de servicios públicos u operador de sistema distribuido (DSO) y, uso final (cliente) en un hogar.

Interoperabilidad de comunicaciones

Para asegurar las comunicaciones de DR, se recomienda utilizar protocolos y estándares de código abierto y se debe fomentar la interoperabilidad entre estos estándares y protocolos. Centrarse en arquitecturas adecuadas para WIFI o conexión celular.

En 2017, la CPUC promulgó la Regla 21, que especificaba IEEE 2030.5 como el estándar de comunicación predeterminado para inversores en California que conectan DER a la red eléctrica masiva. Este fallo podría, en el futuro, permitir que el DER ayude a moderar las cargas máximas del sistema, además de las cargas residenciales.

JuiceNet y JuiceBox31

JuiceNet es una plataforma de Internet de las cosas basada en la nube para la gestión y optimización de la carga de vehículos eléctricos desarrollada por E-MotorWerks (una empresa de Enel X, anteriormente EnerNOC) y utilizada por una variedad de estaciones de carga y fabricantes de vehículos para coordinar cargas eléctricas desplazables asociadas con vehículos eléctricos. Su plataforma de comunicación, control e inteligencia combina dinámicamente los patrones de carga históricos de los conductores, la entrada en tiempo real y las señales de los operadores de la red para agregar efectivamente las cargas de las estaciones de carga y coordinar su disponibilidad con las condiciones de la red.

Ciberseguridad / Privacidad del cliente

SCE y los proveedores de hogares inteligentes externos asociados deben garantizar que las redes domésticas de los clientes estén protegidas contra el secuestro de dispositivos o ataques de denegación de servicio. Los sistemas vulnerables tienen el potencial de ser infiltrados, lo que compromete los sistemas de seguridad del hogar, las cámaras u otros dispositivos [59].

Código de Construcción y DR

El Código de Construcción del Título 24 de California de 2019, la Sección 110.12 y el Apéndice Conjunto 5 especifican los requisitos obligatorios para los termostatos inteligentes controlados por el ocupante OpenADR VEN certificados que son capaces de comunicarse a través de Wi-Fi, ZigBee, Ethernet u otra capa física cableada. Esta Código va un paso más allá para abordar la necesidad del estado de un control de calentador de agua más inteligente, con el Apéndice Conjunto 13 del Título 24, que especifica los requisitos para los calentadores de agua con bomba de calor programables habilitados para TOU.

Uno de los conceptos originales de OpenADR era que, como protocolo de comunicación de la capa de aplicación, la visión a largo plazo era que pudiera integrarse o estar disponible en muchos sistemas de control de uso final como característica estándar. Si este fuera el caso, los costos para habilitar a un cliente del edificio serían extremadamente bajos porque la comunicación estaría disponible a bajo costo o sin costo alguno. El logro de esta visión está respaldado por el requisito del Título 24 que requiere la capacidad de OpenADR en algunos usos finales de edificios nuevos. Sin embargo, la experiencia hasta la fecha sugiere que se necesita más investigación para comprender cómo lograr el objetivo a largo plazo de usar este protocolo en la mayoría o en todos los sistemas de control de uso final en el hogar.

7. Flujo de Datos e Información

El servicio RD es ofrecido por el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO), quien permite a los DRP o clientes minoristas, participar en el mercado mayorista.

Todos los DRP que no sean ESP deben tener un registro válido con la Comisión y el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) antes de proporcionar el(s) Servicio(s) de RD. Los clientes deben confirmar que los DRP que no son ESP estén debidamente registrados y enumerados en el sitio web de la CPUC, cuando consideren los Servicios.

CAISO requiere de un Coordinador de Programación Certificado para realizar transacciones comerciales directamente con CAISO. Los DRP pueden surtir el trámite para ser coordinador de programación certificado o utilizar un coordinador de programación certificado existente. El DRP debe establecer la relación contractual con un Coordinador de Programación certificado y notificar al CAISO sobre el Coordinador de Programación que utilizará. Al usar un coordinador de programación certificado, todos los requisitos descritos en el Manual de Prácticas Comerciales para Respuesta de la demanda para la certificación y terminación del coordinador de programación serán mantenidos por el coordinador de programación y el DRP no tendrá que cumplir con estos de competencia en el mercado, procedimientos de emergencia y establecimiento de calificaciones para presentar datos del medidor de calidad de liquidación de forma independiente.

La CPUC prohíbe el registro de cuentas de clientes con múltiples DRP en CAISO durante el mismo período o en el Servicio DR con un DRP que no sea ESP mientras participa simultáneamente en un programa de respuesta a la demanda de una ESP. El usuario debe notificar a su DRP para cancelar su inscripción en un servicio o programa de RD antes de inscribirse en otro para el mismo período.

Los clientes que solicitan el Servicio de DR no pueden dividir las cargas eléctricas de un Acuerdo de servicio entre diferentes DRP en ningún momento

Cada cliente firma un Acuerdo de Servicio con un identificador específico que permite rastrear y medir las entregas de servicios de energía con fines de facturación de una carga específica asociada a una ubicación física específica. El Identificador Único del Cliente, es asignado por el distribuidor (Utility Distribution Company – UDC) e ingresado a los Sistemas Correspondientes de la CAISO por un DRP.

Las empresas de servicios públicos, en la medida en que actúan como agentes de gestión de datos de medidores (MDMA), aceptan proporcionar datos de medidores al DRP, (Regla 24/32). Estos servicios, solicitados por DRP o sus clientes, pueden ser proporcionados a través de un acuerdo por separado u otra tarifa aplicable.

El DRP puede solicitar acceso a los datos de uso de energía eléctrica específicos del cliente a las empresas de servicio públicos, sujeto a la obtención de la autorización del cliente y de conformidad con los precedentes y órdenes de la Comisión que rigen el acceso a los datos del cliente. (REGLA). Los datos del cliente también se pueden obtener a través de registradores de pulso de datos, instalados por las empresas de servicios públicos, siempre que el DRP haya obtenido el consentimiento del cliente para dicha utilización y siempre que estos equipos no interfieran con el medidor de la ESP.

El DRP debe notificar a la ESP el inicio y terminación del servicio de respuesta a la demanda de un usuario para efectos de la transmisión de los datos al DRP.

Los DRP deben obtener la aprobación para el uso de cualquier Metodología de Evaluación del Desempeño (PEM) antes de que el DRRS permita que sea una opción seleccionable en el Proceso de registro. Las solicitudes de PEM serán recibidas, revisadas y aprobadas por el CAISO. Una vez aprobado, el CAISO iniciará las actualizaciones de DRRS necesarias para que se convierta en una opción de registro disponible para esa ID de DRP.

8. Otros Temas Relevantes para la Definición del Agregador

8.1 Relaciones Contractuales

El Proveedor de Respuesta de Demanda debe diligenciar un acuerdo de servicio con la empresa de servicios públicos, el cual gobierna la relación entre las partes. Este acuerdo debe cumplir con las directivas de la CPUC (regla 24/32), y ser presentado y aprobado por la CPUC de los agentes que participa en el mercado mayorista.

ANEXO 3 – FRANCIA

1. Definición de la Actividad

Francia perteneciente a la Unión Europea, sigue las políticas trazadas mediante las directivas emitidas, las cuales adopta mediante leyes tramitadas en el Parlamento; su política nacional se dirige mediante el Ministerio de Energía y las normas regulatorias en el tema de Energía y Gas mediante la Comisión Reguladora de Energía. Por su parte, RTE administra las redes y el mercado de transacciones.

Para el gobierno Francés por intermedio de Comisión de Regulación de Energía (COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE), la transición energética es una política coordinada con la Unión Europea, y tiene el propósito de promover el uso de fuentes no convencionales como la eólica, fotovoltaica, biometano, hidrógeno y almacenamiento; para ello se reducen las restricciones y se facilitan las conexiones a la red. Desde la perspectiva de los usuarios, la implementación de la medición inteligente en Francia inició en el 2021 con la sustitución de 34,2 millones de medidores con un costo de 4000 millones de euros, parte de la inversión se remuneran con reducción de costos de intervención por operaciones remotas. La medición horaria permite a los usuarios hacerse cargo de sus consumos y modelarlos de acuerdo con sus necesidades y responder de acuerdo con los costos e incentivos.

La Directiva (UE) 2019/944 del parlamento europeo y del consejo de 5 de junio de 2019 establece normas en materia de generación, transporte, distribución, almacenamiento de energía y suministro de electricidad, complementando normas relativas a la protección de los consumidores, creación de mercados de la electricidad competitivos realmente integrados, centrados en el consumidor, flexibles, equitativos y transparentes. En esta directiva se define:

Comunidad Ciudadana de Energía : Entidad jurídica basada en la participación voluntaria y abierta, y cuyo control efectivo lo ejercen socios (personas físicas, autoridades locales, incluidos los municipios, o pequeñas empresas), cuyo objetivo principal, más que generar una rentabilidad financiera, consiste en ofrecer beneficios medioambientales, económicos y/o sociales, tanto para sus miembros o socios como a la comunidad en la que desarrolla su actividad; también participa en la generación, incluida la procedente de fuentes renovables, la distribución, suministro, consumo, la agregación, almacenamiento de energía, la prestación de servicios de eficiencia energética, también puede incluir la prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos a sus miembros o socios;

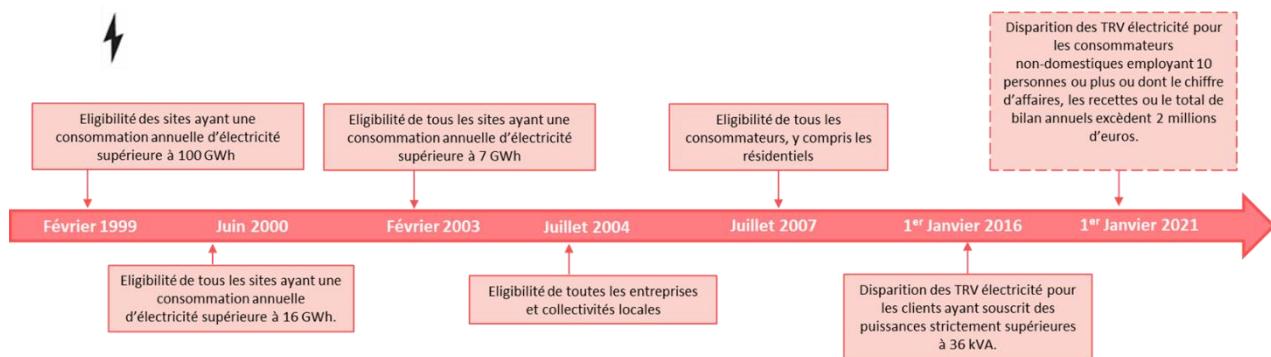
Agregación: función realizada por una persona física o jurídica que combina múltiples consumos de clientes o electricidad generada para su venta, compra o subasta en cualquier mercado de electricidad.

Agregador independiente: participante en el mercado que presta servicios de agregación y que no está relacionado con el suministrador del cliente.

Respuesta de demanda: cambio de consumo de electricidad por parte de los clientes finales, respecto de sus pautas de consumo normales o actuales como respuesta a las señales del mercado, incluidos aquellos en respuesta a los precios crono variables de la electricidad o los pagos de incentivos, o como respuesta a la aceptación de la oferta de los clientes finales para vender una reducción o un incremento de la demanda a un precio en un mercado organizado tal como se define en el artículo 2, punto 4, del Reglamento de Ejecución (UE) número 1348/2014 de la Comisión, bien individualmente o mediante agregación.

Francia y en general la Unión Europea marchan hacia una liberalización del mercado, como se muestra en la gráfica del informe trimestral de la Comisión de Regulación CREG a continuación, proceso que inició en el 1999 con consumidores anuales superiores a 100 GWh; en el 2007 entraron a los consumidores residenciales, en 2016 a los pequeños autoproductores (mayores 36 kW) y en 2021 empresas con más de 10 empleados y balance económico no exceda 2 millones de euros.

Gráfica 28 –Etapas del mercado eléctrico en la apertura a la competencia



Fuente: OBSEVATORE 1E Trimestre 2022 -Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel

Por intermedio de las plataformas informáticas del gestor de la red de transmisión de Francia que incluye las fronteras con sus vecinos de España, Italia, Reino Unido, Bélgica, Alemania, la RTE (Red de transporte de electricidad francesa, por sus siglas en francés; rte-france.com) brinda a los clientes todas la posibilidades de interactuar, informarse y participar como parte activa de la respuesta a la demanda, como parte de la política de integración de fuentes renovables y alternativas, que cumplan con el objetivo de reducción de gases de efecto invernadero, para mitigar el impacto del cambio climático como objetivo común y global.

El control del sistema para responder por la demanda y atender las contingencias por variaciones bruscas que afecten la calidad y continuidad del servicio, requieren de herramientas tecnológicas y reglas de juego claras que definan las responsabilidades de los actores; al incrementar los actores con recursos energéticos distribuidos y la capacidad de responder a compromisos prestablecidos, incrementa la necesidad de soportes tecnológicos y estructuración de reglas de mercado claras y transparentes.

El mercado francés es avanzado y abierto y presenta muchas facilidades de intercambio de información, y tiene protocolizado el sistema de registro y contratación de servicios principales y complementarios y una estructura de licitaciones para proveer los servicios requeridos (ver tablas a continuación).

Tabla 17 – Listado de servicios contratados

Mecanismos	Compromiso contractual	Remuneración
Mecanismo de capacidad	Certificación Te comprometes a estar disponible los días PP2 a través del mecanismo de balance o NEBEF.	Precio marginal (subastas EPEX) o precio de oferta (over-the-counter).
Licitaciones de Reserva Rápida y Complementaria	Convocatoria de licitación anual Usted se compromete a estar disponible en el mecanismo de equilibrio.	Precio marginal
Reserva de contención de frecuencia (FCR)	Licitación transfronteriza diaria en D-1 (cooperación FCR) Usted se compromete a modular automáticamente su procedimiento según la frecuencia.	Precio marginal
Reserva de restauración de frecuencia (aFRR)	Requerimiento diario de obligados o participación a través de negociación secundaria Usted se compromete a modular automáticamente su procedimiento de acuerdo a una señal enviada por RTE (nivel N).	19€/MW/h (prescripción) o precio de oferta (contratación secundaria)
Carga interrumpible	Licitación anual Te comprometes a interrumpir tu consumo en menos de 5 seg o 30 seg durante más de una hora.	Precio de oferta (limitado)
Licitación de respuesta a la demanda	Convocatoria de licitación anual Usted se compromete a estar disponible en el mecanismo de equilibrio o NEBEF.	Precio marginal

Mecanismos	Compromiso contractual	Remuneración
mecanismo de equilibrio	Licitación continua Usted activa su oferta por instrucción de RTE.	precio de oferta
NEBEF	Mercado D-1 e intradiario Activas tu puja a petición de tu operador de respuesta a la demanda.	Precio de contado
Reserva de contención de frecuencia (FCR)	Activación continua ajustada a la frecuencia europea.	Precio de contado
Reserva de restauración de frecuencia (aFRR)	Activación continua configurada en "Señal N"	Precio de contado

Fuente: RTE mechanism Demand response

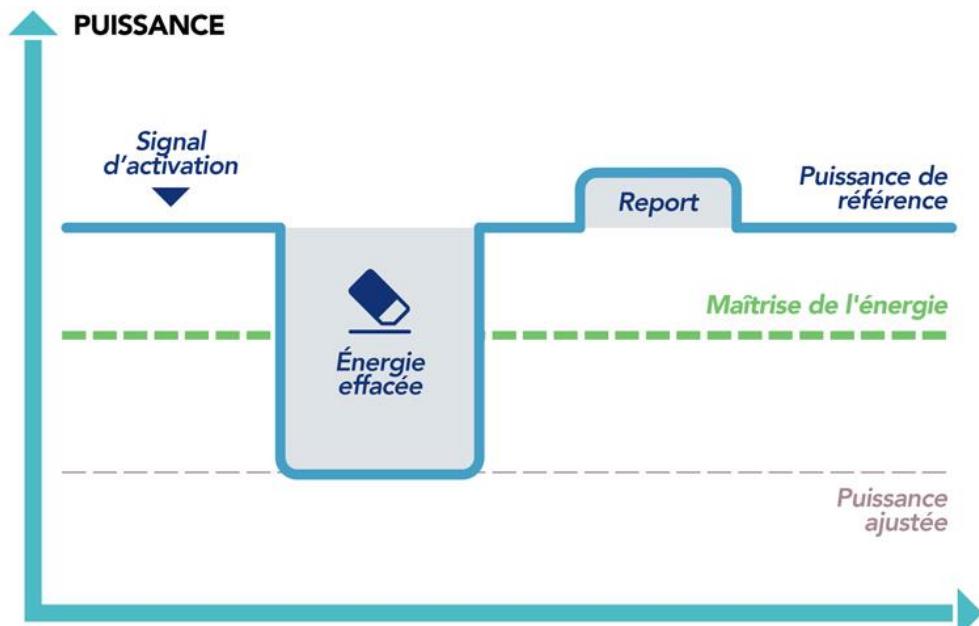
Los mecanismos de flexibilización de consumos, autoconsumo, almacenamiento e intercambio con la red, le permite al sistema hacer ahorros en inversiones de crecimiento en redes y subestaciones, también les permite gestionar problemas de congestión en las redes.

El mecanismo NEBEF también conocido como mecanismo de borrado o mecanismo Block Exchange Notification of Demand Response, permite a los consumidores participar en los mercados de energía mediante un agregador y con la función o compromiso de reducción de carga.

Manifiesta RTE que, La "flexibilización" del sistema eléctrico se identifica como un vector importante para el éxito de la transición energética. Las flexibilidades permiten gestionar los riesgos de producción, el consumo máximo, las limitaciones de la red y una mejor integración de las energías intermitentes.

La flexibilidad es la capacidad de adaptar su inyección y/o retirada durante un período determinado, por orden de RTE o de un agregador, durante un período determinado. Por lo tanto, un borrado es recuperable en todos los mecanismos de la misma manera que una producción de energía. La cancelación del consumo (Borrado), consiste en reducir total o parcialmente su consumo, por solicitud externa, durante un determinado período de tiempo. Es una alternativa a la producción para el sistema eléctrico. Francia es el primer país de Europa que ha abierto todas sus estructuras de mercado nacionales a todos los consumidores, incluidos los conectados a las redes de distribución.

Gráfica 29 – Mecanismo de Borrado eléctrico (*balance*)



Fuente: rte-francia/services/devenir-responsable-dequilibre

Capacidad (MW): se le paga por una potencia que se compromete a poner a disposición en una franja horaria determinada, activable por orden de RTE o un agregador. Se le paga de acuerdo con una prima fija (en €/MW).

Energía (MWh): se le remunera tras una activación efectiva (inyección o cancelación de consumo) por una potencia y duración fijas (en €/MWh).

De conformidad con el artículo L. 271-1 del Código de Energía, es la acción destinada a reducir temporalmente, previa solicitud específica enviada a uno o más Consumidores Finales por un Operador de Respuesta a la Demanda o un Proveedor de Electricidad, el nivel de número de retiro de electricidad en el RPT o RPD de uno o más Sitios de Consumo, comparado con un programa de consumo previsto o un consumo estimado. De acuerdo con el artículo R 271-1 del Código de Energía, la reducción del consumo de energía eléctrica no incluye las variaciones en el consumo resultantes del comportamiento natural o recurrente del consumidor final. En el contexto de la sección 1 de las Reglas, una Respuesta de Demanda de Consumo de Electricidad significa una respuesta de demanda de consumo de electricidad valorada por un Actor de Equilibrio en el Mecanismo de Equilibrio.

2. Funciones

El Agregador de Demanda reúne y gestiona la representación de los clientes o sitios de conexión superiores a 100 kW y que agrupen como mínimo 1 MW y contrata con el cliente y con RTE los servicios de acuerdo con

los precios que correspondan y a los mecanismos elegidos, todos los actores tienen que declarar que conocen las reglas de operación y liquidación. El agregador protocoliza la constitución del punto vinculado a la respuesta a la demanda cumpliendo con los requisitos técnicos; El agregador puede participar en las diferentes ofertas de servicios anuales o intradiarios y define el calendario de compromisos registrados, de acuerdo con su capacidad. Paga a su cliente por los servicios prestados.

El cliente adscrito a los mecanismos de RD autoriza al Agregador y a RTE su participación en los mecanismos y proporciona las condiciones técnicas de su instalación para cumplir sus obligaciones.

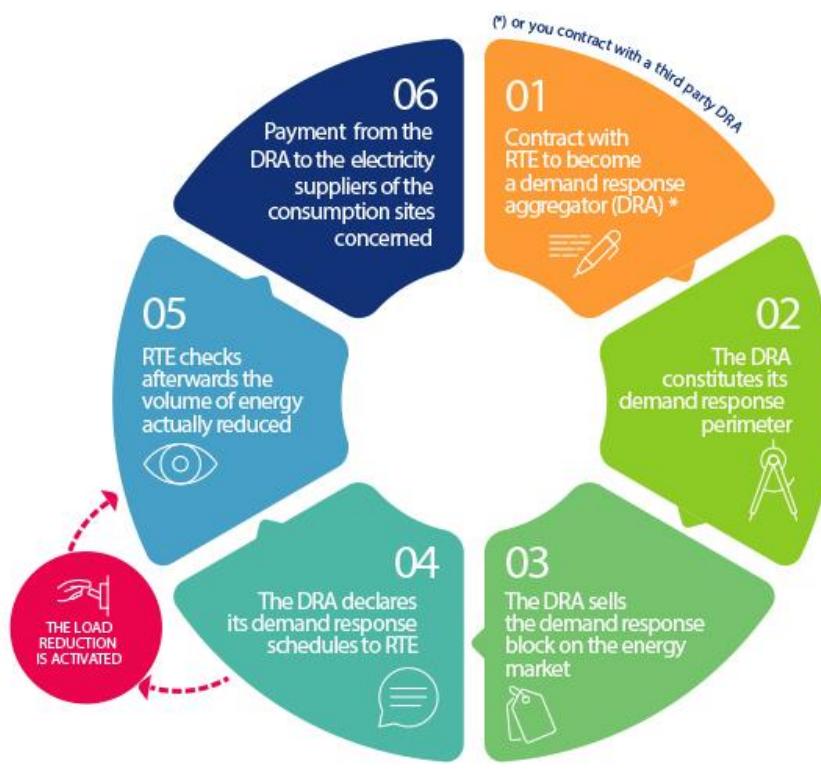
Por su parte, el Operador de Red permite el acceso del Agregador a los datos del medidor del cliente para su monitoreo y seguimiento de compromisos, desarrolla las plataformas de interacción con los clientes, define los requisitos técnicos de operación e intercambio de datos. Paga a los clientes y/o agregadores por los servicios prestados.

En cada zona hay un responsable de balance que hace la supervisión y liquidación de cuentas entre los participantes.

RTE supervisa, controla y ejecuta los mecanismos de respuesta a la demanda incluida la parte legal y contractual, pues todos los agentes y participantes deben cumplir los requisitos técnicos y legales. Verifica el cumplimiento de los contratos de RD y desarrolla las plataformas de interacción con los agentes clientes, define los requisitos técnicos de operación e intercambio de datos. Paga por los servicios prestados

La Comisión de Regulación de Energía (CRE) dicta las normas, supervisa y reporta al gobierno, al parlamento y la UE.

Gráfica 30 – Mecanismo de Notificación de Intercambio de Bloques de Respuesta a la Demanda - NEBEF



Fuente: RTE

La actividad de los agregadores de Demanda en el programa NEBEF, están enfocados a reducción de demanda en momentos críticos. Se requiere que cada sitio comprometa como mínimo 100 kW de capacidad y se contrata por bloques mínimos de 1 MW.

Requisitos:

- Firmar un acuerdo de participación
- Obtener una aprobación técnica que certifique su capacidad para gestionar borrados, sobre la base de un archivo y pruebas
- Tener un perímetro de balance siendo responsable del equilibrio usted mismo o contratando con un administrador de saldo de terceros.

Procedimiento:

- RTE verifica la energía realmente borrada de su entidad sobre la base del método que ha elegido. Existen varios métodos de control de lo realizado, para beneficiarse de estos métodos por pronóstico y por historia, el sitio debe realizar pruebas de homologación para asegurarse de que el método se adapta a su proceso.
- Si valora el borrado difuso, es decir, el borrado de individuos o pequeñas unidades de consumo no agrupadas dentro de un sitio industrial, debe obtener una calificación de RTE, sobre la base de auditorías realizadas en una selección de sitios.
- Si desea participar en el experimento de submedición, usted y los sitios de recolección remota en cuestión deben obtener una calificación de RTE.

Como operador de borrado, debe tener acceso al sistema de información de RTE y poder intercambiar datos de la manera descrita en las reglas NEBEF SI.

- Tener acceso al sistema de información de RTE
- NEBEF SI aplicable a partir del 1 de enero de 2022
- NEBEF 1 API User Manual (transmisión y consulta de datos de borrado)
- Manual de usuario de RMC
- Guía de implementación de DSO Exchange - Operadores de borrado

Para una mayor transparencia, RTE le proporciona un conjunto de servicios de datos:

- NEBEF borrado de volúmenes y borrados de crónicas realizados agregados a la malla de Francia
- Lista de operadores de borrado
- Los importes del pago
- Protocolos de prueba
- Indicadores de fiabilidad de los borrados en la activación

3. Responsabilidades

Las partes son responsables de daños o perjuicios que se occasionen a la contraparte

El Agregador es responsable por:

- Efectuar los trámites y cumplir los requisitos ante el operador de red y de RTE
- Responder por el resultado de las operaciones efectuadas
- Pagar al cliente por los servicios prestados
- Supervisa y hace cumplir los compromisos
- Revisa las liquidaciones que hace RTE

El cliente vinculado al Mecanismo RD responde por:

- Cumplir con los requisitos técnicos
- Mantener activa la comunicación del medidor para la consulta y supervisión de los consumos
- Responder por los incumplimientos

- Informar oportunamente de las indisponibilidades

El Operador de Red responde por:

- El monitoreo de la medición y consumo del cliente
- Establecer mecanismos y requisitos técnicos exigibles para la vinculación a mecanismos de RD
- La calidad y continuidad del servicio
- Prever problemas de congestión
- Gestionar la ampliación de la capacidad de la red

RTE responde por:

- Calidad y continuidad, frecuencia y Balance del sistema de Gestión de recursos con parámetros de eficiencia y economía
- Planeación, coordinación y desarrollo de proyectos que garanticen la operación, la seguridad y confiabilidad
- Registro, control y liquidación de operaciones

Los Agregadores están obligados a:

- Pagar a sus clientes por los servicios contratados
- Cobrar por los servicios a RTE
- Responder por los incumplimientos y/ perjuicios que se occasionen.

El cliente vinculado al Mecanismo RD están obligados a:

- Cumplir con las obligaciones pactadas
- Pagar los perjuicios que se occasionen por incumplimiento
- Mantener el sistema de comunicaciones del medidor activo

El operador de Red está obligado a:

- Dar acceso a la red sin discriminación
- Dar acceso a los datos del medidor
- Mantener la calidad continuidad y confiabilidad de la operación de la red

RTE está obligado a:

- Proporcionar las plataformas de interacción con los recursos energéticos y los agentes del mercado
- Proporcionar calidad, continuidad y confiabilidad del sistema de interconexión incluidos los enlaces de exportación e importación de energía
- Efectuar la supervisión y liquidación de las operaciones de mercado
- Gestionar los recursos técnicos y económicos para garantizar la operación
- Hacer cumplir los compromisos y ejecutar las garantías que se establezcan legalmente
- Cumplir y hacer cumplir las normas y protocolos establecidos.

4. Conflictos de Interés y Reglas de Integración y Relacionamiento

El mercado francés y en general la Unión Europea se han empeñado en la desintegración vertical, para cumplir las metas de liberalización de mercado, buscando que se amplie la gama de participantes en la comercialización

de energía; de tal manera que en la actualidad los operadores de red ya operan de manera separada de los comercializadores.

RTE ofrece sus plataformas digitales para la interacción con el mercado; El Portal de datos le da la posibilidad de crear fácilmente aplicaciones para acceder a los datos disponibles por RTE a través de API intuitivas, la mayoría de las cuales están sujetas a un nuevo modo de autenticación OAuth2 a través de un token de acceso.

5. Esquema de Gobernanza

La política energética en Francia está ligada en general a las Directivas del Parlamento Europeo, las cuales deben ser ratificadas e internalizadas mediante leyes del parlamento de cada país, en coordinación con el Ministerio de Energía de Francia. De manera específica, la normatividad de la operación de la red eléctrica y el mercado de energía derivado de esta interconexión, está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía (CRE) que también involucra el gas. El encargado de gestionar y operar la red nacional es RTE y los operadores locales se encargan de la gestión y operación de red de distribución. Todo bajo el amparo del Código de Electricidad de Francia.

Desde el punto de vista práctico las operaciones se enmarcan en las denominadas reglas MARE, que son los mecanismos de programación de ajustes y pago de compensaciones; en estas reglas se discrimina entre otras:

- Marco legal
- Condiciones de Participación
- Propiedad intelectual
- Privacidad
- Responsabilidades
- Intercambio de datos
- Fuerza Mayor
- Solución de controversias
- Redondeo
- Condiciones de Terminación
- Programación
- Mecanismos de Ajuste y equilibrio
- Recuperación de cargos
- Compensación por pérdidas
- Actuaciones del Mercado en caso de alarma y restablecimiento de la Red eléctrica
- Pronósticos y Provisiones
- Ofertas específicas y explícitas

6. Protección de Datos y Seguridad de la Información

La suscripción de un Acuerdo de Participación no podrá en ningún caso interpretarse como el otorgamiento a una Parte, implícita o explícitamente, de una autorización de uso, un derecho de licencia o cualquier derecho de propiedad sobre cualquier derecho de propiedad industrial o propiedad intelectual adjunto al mismo, información o herramientas que podrían ponerse a disposición o transmitirse en el marco del Acuerdo de Participación (Numeral 2.6 Reglamento MARE).

7. Requerimientos Tecnológicos

Para el desarrollo de los mecanismos de Respuesta de la Demanda RD, el primer requisito Tecnológico son los medidores de energía eléctrica multifuncionales y telemedidos, mediante líneas de comunicación y/o dirección IP mediante la Web, que puedan ser consultados a determinadas horas y con permisos controlados. Se requiere un concentrador regional y una central de datos operada por RTE, también una plataforma tecnológica para interactuar con los usuarios. El operador de RD requiere tener los accesos a datos, información operativa y liquidaciones. También, del lado del consumidor pueden existir dispositivos que monitorean los consumos de energía y tiene la potestad de interrumpirlos.

8. Flujo de Datos e Información

De conformidad con los artículos L321-9 y L322-9 del Código de Energía y para asegurar técnicamente el acceso a la red, los Productores, para cada instalación conectada a la Red Pública de Transporte, y cuando no sean marginales, para cada instalación conectada a una Distribución Pública Red, establecer horarios de llamadas.

Los Programas de Llamadas para Sitios pertenecientes a un Perímetro de Programación se transmiten directamente a RTE.

Asimismo, los Sitios de Inyección conectados al RPD con instalaciones productivas no marginales, participen o no de la MA, deberán enviar su Call Schedule a su DSO de conexión. A partir de estos datos declarativos y de la información de que disponga para el resto de las instalaciones de generación, el DSO de Nivel 1 elabora un Programa de Llamadas Agregadas que envía a RTE de acuerdo con el artículo 3.3

9. Otros Temas Relevantes para la Definición del Agregador

9.1 Nuevos Roles

En el caso de Francia están en prueba nuevas forma de interactuar con la red, como las baterías estacionarias y los sistemas de recarga de vehículos, todos relacionados con el desarrollo de redes inteligentes y la movilidad eléctrica que para el año 2050 proyecta duplicar el consumo de electricidad.

El operados de respuesta a la demanda son nuevos roles especializados en el comportamiento de los consumos, para buscar eficiencias y solucionar de manera puntual temas de congestión de red y aplazamiento de inversiones.

9.2 Nuevos Productos

La interacción de la energía solar combinado con almacenamiento presenta nuevos retos tecnológicos y de mercado; las primeras pruebas de interacción con baterías a baja escala no han salido por el momento rentables.

9.3 Relaciones Contractuales

Todos los actores deben registrarse ante el RTE mediante contratos donde se definen los requisitos, las funciones y responsabilidades.

9.4 Hoja de Ruta

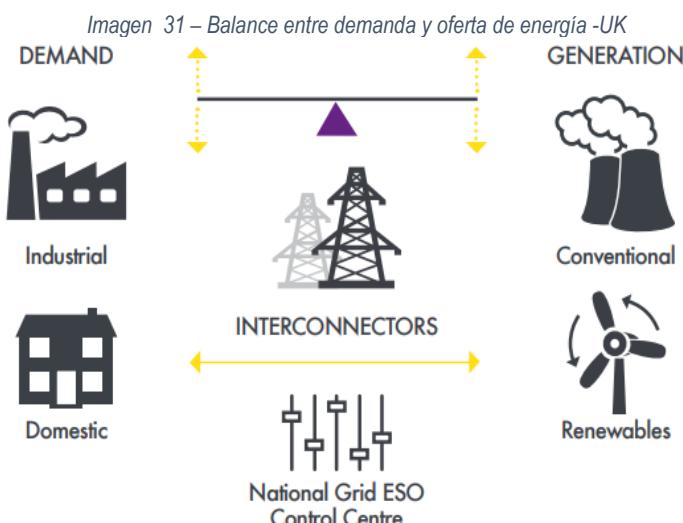
La meta de Francia para 2050 es reducir el consumo de combustibles fósiles para lo cual se proponen aumentar las energías renovables y apoyarse también en el hidrógeno verde para uso térmico; esto implica duplicar el consumo y producción de energía eléctrica lo cual implica un reto mayor desde el punto de vista de capacidad

de las redes, por lo tanto, los recursos de energía distribuidos toman un papel relevante, naciendo la necesidad de operadores de intercambio como los Administradores de respuesta a la demanda que deben trabajar muy en llave con los operadores de red.

ANEXO 4 – REINO UNIDO

1. Definición de la Actividad

El Reino Unido tiene un compromiso de net – zero para el año 2050⁸⁴, razón por la cual ha venido implementando diferentes estrategias y cambios en su sistema energético. Para cumplir con este objetivo, el regulador ha diseñado un sistema más flexible que ha permitido la apertura de nuevos mercados y oportunidades de mejora en eficiencia para los usuarios. De acuerdo con la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Ofgem), la flexibilidad energética debe entenderse como “*la modificación en los patrones de generación y/o consumo en respuesta a señales externas (como el cambio en el precio) para proveer un servicio dentro del sistema energético*”. Así, el concepto implica la generación de incentivos a los usuarios, quienes podrán tomar decisiones de no consumo en momentos de alta demanda o de incremento de este en aquellos en donde existe exceso en la generación, con lo cual se ayuda al administrador del sistema (System Operator – SO) (National Grid ESO) a mantener un balance energético (Balance System)⁸⁵. En la siguiente imagen, extraída del documento denominado “*Profiting from Demand Side Flexibility and Storage*” y publicado por dicha entidad, se ilustra el mecanismo de balance de este mercado:



Fuente: National Grid ESO⁸⁶

Es dentro de este ecosistema que se han generado nuevas oportunidades de negocio y, por supuesto, nuevos agentes en el mercado como los Agregadores en su calidad de proveedores de respuesta de la demanda - Demand Side Response (DSR). De manera general, esta actividad ha sido definida en los siguientes términos:

⁸⁴ “Third-party intermediaries in the retail energy market-Call for Evidence” Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, p7.

⁸⁵ “National Grid ESO, en su rol de Operador del Sistema en Gran Bretaña, tiene un mandato legal para mantener el poder balanceado entre 49.50 – 50.50Hz. Si la demanda excede la oferta, la frecuencia de la electricidad caerá. Si la oferta excede la demanda, la frecuencia aumentará. Es un buen equilibrio como ambos pueden tener graves consecuencias.” Traducción Libre “Profiting from Demand Side Flexibility and Storage, National Grid ESO 2019, p8.

⁸⁶ “Profiting from Demand Side Flexibility and Storage, National Grid ESO 2019, p7.

“Los agregadores se definen como terceros intermediarios que se especializan en coordinar o agregar la respuesta de la demanda de consumidores individuales para cumplir de manera más efectiva con los requisitos técnicos de las partes de la industria para rutas específicas del mercado. Los agregadores envían señales a sus consumidores para que modifiquen su demanda en respuesta a los requerimientos del Operador del Sistema y/o señales de precio del mercado.”⁸⁷

Una definición más simplificada utilizada por Ofgem es la de entender a los agregadores como “*Un tipo de controlador de carga que coordina o agrega la respuesta de la demanda de clientes individuales para darles acceso a ahorro e ingresos y proveer flexibilidad al sistema energético.*”⁸⁸

No existe en el Reino Unido una licencia específica⁸⁹ para ejercer la actividad de agregación de demanda y esta puede ser ejercida por los comercializadores licenciados establecidos o por actores independientes del sistema tradicional. Frente a este punto, el documento “*Ofgem Aggregators – Barriers and External Impacts – 2016*” muestra una tendencia del regulador a incentivar el ingreso de Agregadores Independientes al identificar las barreras a la entrada en el mercado que estos enfrentan con un posible detrimento del bienestar de los consumidores. Asimismo, este documento señala que existen diferentes modelos ejercidos por los Agregadores quienes en algunos casos se enfocan en usuarios únicamente, pero que también pueden ofrecer sus servicios a Generadores Integrados, entendidos como generadores que tienen una capacidad menor a 100 MW y están conectados con la red de distribución en lugar de la red de transmisión. También se puede ofrecer estos servicios de manera mixta a usuarios y Generadores Integrados.

2. Funciones

Las rutas principales para acceder al mercado del lado de la demanda son dos, por una parte, prestando los servicios directamente al SO o, por la otra, trabajando con un Agregador de demanda. El rol de los agregadores dentro de la Respuesta de la Demanda (Demand Side Response - DSR) es el de coordinar la agregación de la demanda de consumidores individuales, y actuar como terceros intermediarios (Third Party Intermediary - TPI) entre los proveedores de flexibilidad energética (directos o a través de comercializadores) y aquellos que requieren dicha flexibilidad, como lo son el SO y los distribuidores (Distribution Network Operator - DNO). De esta manera, los Agregadores establecen relaciones contractuales con clientes individuales-proveedores y transmiten las señales de los compradores de flexibilidad a dichos proveedores.

Esta relación contractual no implica el suministro de energía, actividad que está a cargo de los comercializadores licenciados⁹⁰. De acuerdo con Ofgem, los agregadores “*pueden reunir numerosos activos pequeños para ser transados de manera colectiva en mercados más grandes, lo cual no sería posible de otra manera. La agregación también proporciona una ruta hacia los mercados flexibles para usuarios finales que pueden no tener activos para DER (Distributed Energy Resources)*”⁹¹ pero que desean beneficiarse proveyendo flexibilidad del lado de la demanda.”⁹²

Ahora bien, son varias las modalidades de negocio que han asumido los agregadores, algunos se enfocan exclusivamente en consumidores, otros en consumidores y pequeños generadores, y existe un grupo que ofrece

⁸⁷ “*OFGEM Aggregators – Barriers and External Impacts,*” OFGEM, 2016, p0.

⁸⁸ “*Third-party intermediaries in the retail energy market-Call for Evidence*” Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, p43.

⁸⁹ “*Flex Assure Code of Conduct*” Flex Assure 2021.p6.

⁹⁰ *OFGEM Aggregators – Barriers and External Impacts,*” OFGEM, 2016, p16.

⁹¹ Activos de generación o almacenamiento conectados con el sistema de distribución.

⁹² “*OFGEM Future Insights Series – Flexibility Platforms in electricity markets*” OFGEM, 2019, p12

sus servicios tanto a consumidores como a pequeños generadores. La actividad está abierta para que los comercializadores pueden ejercerla de manera libre⁹³. De acuerdo con la información del SO, en la actualidad existen aproximadamente 20 empresas que prestan este tipo de servicios en el Reino Unido⁹⁴. De manera general, debido al dinamismo del mercado, los siguientes son los principales servicios que se prestan como agregador:

Tabla 18 – Principales servicios prestados por los agregadores en el Reino Unido

Servicio	Descripción
Respuesta de frecuencia	Es el tipo de respuesta de la demanda más rápido. Se actúa en segundos para responder a fallas en grandes centrales eléctricas y/o ayudar en la administración de las frecuencias segundo a segundo en las fluctuaciones. Incluye el almacenamiento de energía (Baterías), Diesel Rotary Uninterrupted Power Supply (DRUPS). Se ofrecen servicios de pronóstico y herramientas de <i>pricing</i> , así como un monitoreo remoto 24/7.
Mecanismo de balance	Se ofrece la administración del sistema de balance energético a las empresas interesadas, el cual incluye el registro en el sistema, estrategias de optimización y maximización de retornos y monitoreo remoto constante.
Reserva de operación de Corto Tiempo (Short Term Operating Reserve – STOR)	Se trata de la fuente más importante de energía de reserva. Se paga a los agentes de demanda por estar preparados para responder a un evento STOR con disponibilidad y entrega de energía. Los agregadores ejercen la actividad de intermediación para conectar a los consumidores con el sistema de una manera eficiente y lucrativa.
Mercado de Capacidad	Asesoramiento y acompañamiento a clientes que participen en este mercado. Se les paga para mantener disponibilidad de energía cuando existe un alto riesgo de un evento de desabastecimiento que pueda llevar a cortes de energía. Existen dos subastas al año para convertirse en un proveedor CM (Capacity Market). El agregador transforma los activos en ofertas para las respectivas subastas.
Gestión de triada	En el Reino Unido las triadas son los 3 períodos de media hora de mayor demanda de electricidad entre noviembre y febrero, cada pico con al menos 10 días de diferencia entre ellos. Son usados por el SO para incentivar la reducción de consumo. Los agregadores prestan servicios a los consumidores para la eficiente administración de sus recursos con base en esta política.
Servicios DNO	Los agregadores prestan servicios a los DNO para que administren de la mejor manera su capacidad e infraestructura en las 14 áreas geográficas del Reino Unido. De esta manera, se monitorean las posibles subastas en donde pueden participar y la mejor manera en que los DNO pueden generar eficiencias y reducir costos.
Administración y comercio de energía	Existen normalmente dos modalidades para este tipo de servicios. Por una parte, el “hand us the keys” en donde se entrega la administración de la estrategia de optimización al agregador y, por la otra, la posibilidad de que las estrategias de comercialización sean manejadas directamente por los clientes, pero a través del acceso a las plataformas del agregador.

Fuente: Flexitricity elaboración propia⁹⁵.

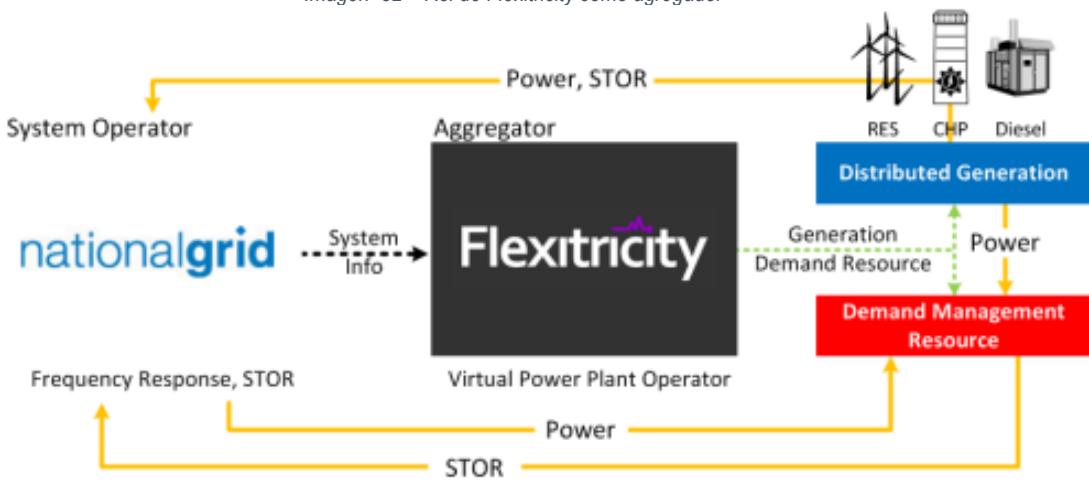
En la siguiente imagen, elaborada dentro de un ejercicio académico por parte del Instituto Coreano de Ingenieros Eléctricos, puede visualizarse la forma como Flexitricity, como agregador de la demanda, se ubica en la estructura del mercado con base en algunos de los servicios descritos:

⁹³ Este es el caso de la empresa Flexitricity que inició actividades como el primer agregador de demanda del Reino Unido en 2008 y, posteriormente, en 2018, obtuvo licencia como comercializador.

⁹⁴ “Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage” NationalgridESO, 2021, p68. Debe aclararse que el mismo SO señala en su documento que se trata de una lista no exhaustiva.

⁹⁵ Información disponible en: (<https://www.flexitricity.com/services/>)

Imagen 32 – Rol de Flexitricity como agregador



Fuente: *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*⁹⁶.

3. Responsabilidades

En el reciente documento elaborado por el Comité de Estrategia de Negocios, Energía e Industria de la Cámara de los Comunes, denominado “*Energy pricing and the future of the energy market*” de julio de 2022, se manifiesta lo siguiente respecto a los TPI, entre los cuales se encuentran los agregadores de demanda:

“El fracaso del gobierno para regular a los terceros intermediarios, en combinación con la falta de regulación de los proveedores de energía por parte de Ofgem, desembocó en que estos terceros ofrezcan a los comercializadores modelos comerciales defectuosos y precios insostenibles. Nos preocupa que los terceros intermediarios no hayan prestado suficiente atención a comprender las necesidades de los clientes y garantizar los estándares de servicio al cliente.”

El documento, además, recomienda una intervención regulatoria a este tipo de agentes con el fin de que garanticen, no solamente los estándares de servicio al cliente, sino la transparencia de los servicios ofrecidos. Esta preocupación no es nueva y, por el contrario, ya había sido abordada a través de mecanismos de autorregulación con el fin de generar confianza en los clientes⁹⁷. Este es el caso del Código de Conducta cuya versión 3 fue lanzada en 2021 por la Asociación para la Energía Descentralizada (Association for Decentralized Energy – ADE) y apoyado por el Gobierno, el cual se denomina “Flex Assure”. Debe mencionarse que este código no cobija actividades relacionadas con clientes domésticos y menciona expresamente que en caso de que el mercado de flexibilidad en energía doméstica se desarrolle, se deberá revisar la extensión del código a este⁹⁸. Respecto a su cobertura, se establece que incluye a los proveedores de servicios de flexibilidad o a comercializadores que ofrezcan este tipo de servicios. En la siguiente tabla, se muestra la estructura temática del código:

⁹⁶ “The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, Vol 65, No. 12, p2255. Disponible en (<http://koreascience.kr/article/JAKO201609064339955.pdf>)

⁹⁷ “Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage” NationalgridESO, 2021, p45.

⁹⁸ “Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage” NationalgridESO, 2021, p70.

Tabla 19 – Estructura temática Flex Assure

Actividades del negocio	Aspectos que se cobijan
Ventas y mercadeo	Publicidad y promociones, comportamiento en las ventas, protección de la competencia, registro de las transacciones.
Debida diligencia técnica y visitas	Protección de datos personales, ciberseguridad, medio ambiente, aseguramiento de las actividades, conducta durante las visitas, estándares e instalación de equipos.
Propuestas e información precontractual	Propuesta y transparencia en su alcance y registro de transacciones.
Contratos con los clientes	Aspectos precontractuales, términos del contrato y registro de los contratos.
Quejas y disputas	Procedimientos para atención de quejas, resolución de quejas, representantes de los clientes y registro de las quejas.

Fuente: Flex Assure elaboración propia⁹⁹

Flex Assure es una herramienta de autorregulación voluntaria que no cubre a los usuarios domésticos. Por esta razón, es importante tener en cuenta las normas generales que aplican a los Agregadores en 3 temas fundamentales: régimen de protección a la competencia, protección al consumidor y protección de datos personales.

Competencia

La Autoridad de Competencia y Mercados del Reino Unido (Competition and Markets Authority – CMA) es la entidad encargada de aplicar la ley de competencia en todos los mercados, incluyendo el energético. De esta manera, los agregadores de demanda deben cumplir con la norma y están sujetos a la supervisión de dicha autoridad. La ley de competencia (Competition Act -1998) prevé que ningún agente del mercado puede realizar acuerdos anticompetitivos relacionados con precios, descuentos, repartición de mercados, limitación de productos u obstrucción de cualquier tipo. De igual forma, está prohibida cualquier conducta de abuso de posición dominante en el mercado.

Protección al consumidor

En materia de clientes domésticos, los agregadores deben cumplir con las normas generales de protección al consumidor (Consumer Rights Act – 2015 y otras¹⁰⁰), lo cual incluye protecciones contra actos comerciales engañosos, desleales o agresivos y el respeto a los derechos de cancelar el servicio, a informarse sobre el proveedor y los servicios adquiridos. Asimismo, son prohibidas las cláusulas contractuales abusivas. La autoridad principal en la materia es la CMA, sin embargo, existen algunas regulaciones relacionadas con temas contractuales en donde Ofgem cuenta con facultades de investigación y sanción. En lo que tiene que ver con clientes empresariales, existe la Regulación para la Protección Empresarial frente al Mercadeo Engañoso (Business Protection from Misleading Marketing Regulations – 2008 BPMMR)¹⁰¹.

Protección de Datos Personales

⁹⁹ "Flex Assure Code of Conduct" Flex Assure 2021.

¹⁰⁰ Consumer Protection from Unfair Trading Regulations 2008; Consumer Contracts Regulations 2013 y Consumer Rights Regulations 2012.

¹⁰¹ "Third-party intermediaries in the retail energy market-Call for Evidence" Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, p36.

La Ley de Protección de Datos del Reino Unido (Data Protection Act – 2018) se expidió como implementación del Reglamento General de Protección de Datos Europeo (GDPR) y se aplica al procesamiento de cualquier dato ("datos personales") relacionado con un individuo vivo identificado o identificable ("titulares de datos"). La autoridad competente es la Oficina del Comisionado de Información (Information Commissioner's Office - ICO). El tratamiento de datos personales se define de manera amplia y cubre cualquier operación o conjunto de operaciones realizadas con datos personales, incluida la recopilación, el registro, la organización y la eliminación. La ley nacional se aplica tanto al procesamiento de datos manual como al automatizado y recae sobre todas aquellas personas que determinan los fines y la manera en que se procesan o se procesarán los datos personales ("responsables"), y sobre las personas que procesan datos personales en nombre de un responsable de datos ("encargados").

Finalmente, al no haber una regulación específica para los agregadores del mercado, se han detectado ciertos puntos de fisura a corregir, especialmente relacionados con la transparencia en la información que se provee a los clientes y consumidores y la forma en que estos son tratados antes, durante y después de la relación comercial. Es claro, además, que el rol del SO no involucra ningún tipo de supervisión o garantía de servicio de los agregadores¹⁰² por lo que se observa la ausencia de una autoridad de vigilancia específica para la actividad. Los aspectos de preocupación puntuales identificados por Ofgem en relación con los TPI son los siguientes¹⁰³:

- Falta de transparencia en la información relacionada con cobertura y acuerdos comerciales con los comercializadores y otros agentes relevantes que impide una comparación idónea.
- Aspectos relacionados con los procesos de contratación, especialmente relacionados con información engañosa y falta de transparencia.
- Ausencia de un adecuado servicio al cliente
- Falta de herramientas idóneas para la solución de conflictos con los clientes.

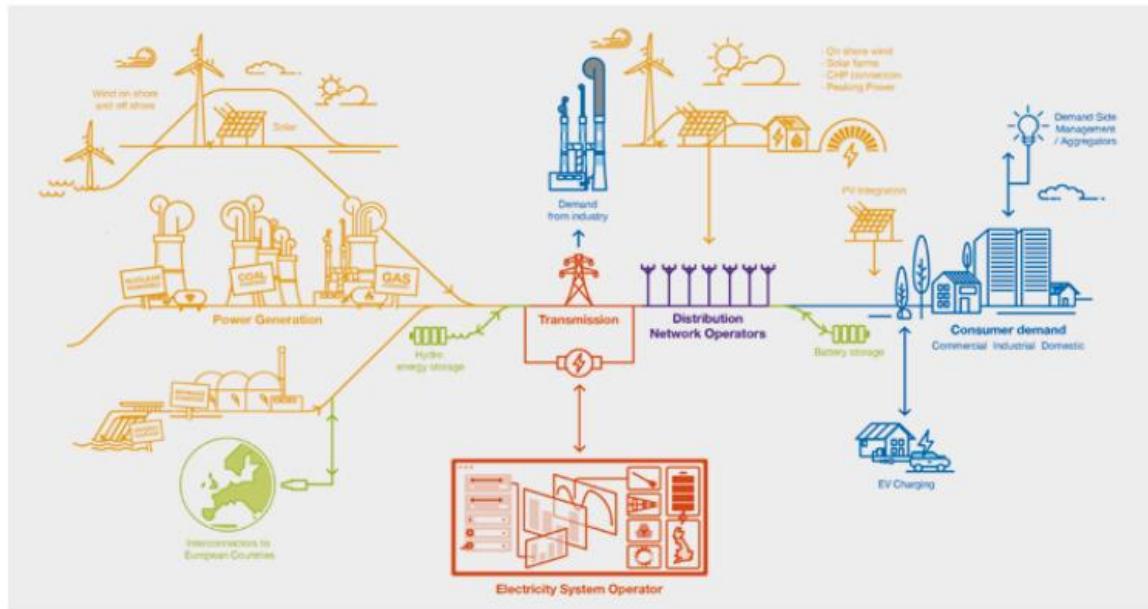
4. Conflictos de Interés y Reglas de Integración y Relacionamiento

Como ya se ha mencionado, el Reino Unido se encuentra en un proceso de revisión regulatoria sobre los TPI, entre los que se encuentran los Agregadores de Demanda. A pesar de que su participación en el mercado y servicios ofrecidos han sido analizados en varias ocasiones, no existe una regla regulatoria relacionada con la forma en que interactúan con los demás agentes del mercado, esto es, conflictos de interés o reglas de integración o relacionamiento. No obstante, los dos aspectos sobre los que reiteradamente se han planteado situaciones a resolver son la protección de los clientes debido a las fallas en la transparencia de la información y las barreras a la entrada para los Agregadores Independientes. Se considera importante en este aparte, hacer referencia a este último punto. En la siguiente imagen, extraída del documento "*Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage*", se puede visualizar el entendimiento que tiene el NationalgridESO, como operador del sistema, sobre la red de distribución energética:

¹⁰² "Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage" NationalgridESO, 2021, p68.

¹⁰³ "Third-party intermediaries in the retail energy market-Call for Evidence" Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021, p16.

Imagen 33 – La red de distribución desde la transmisión hasta los clientes



Fuente: NationalgridESO¹⁰⁴

Para el año 2019, de los 19 Agregadores enlistados en la página web del SO, 6 contaban con licencia como comercializadores (comercializador/agregador), mientras 4 trabajaban en sociedad con algún comercializador con licencia, siendo 9 los agregadores puros o independientes. A través de varios reportes tanto de la Oficina de la Secretaría de Estado, a través del Departamento de Negocios, Energía e Estrategia Industrial (BEIS – *Department of Business, Energy and Industrial Strategy*) (en adelante “BEIS”) como Ofgem han reconocido la importancia de que existan Agregadores Independientes en el mercado¹⁰⁵. Sin embargo, varios de ellos han tomado la decisión de convertirse en comercializadores con licencia debido a la presencia de barreras a la entrada, lo cual en sí mismo es una barrera legal y económica, especialmente para los pequeños Agregadores¹⁰⁶. Al respecto, de acuerdo con Ofgem en su documento “Aggregators – Barriers and External Impacts-2016”, las siguientes son las barreras a la entrada más importantes para los Agregadores Independientes.

Servicios de Balance

De acuerdo con el regulador, la información en este tipo de servicios es diversa, incompleta o no es clara. Adicionalmente, las estructuras no se ajustan a los DSR y los servicios son percibidos como transitorios. Estas barreras pueden impedir el acceso a nuevos entrantes y, por ende, la evolución del mercado. Para el punto, se recomendó el mejoramiento de la transparencia y reporte de información y mayor flexibilidad en los requisitos para prestar el servicio.

Mecanismo de balance y mercado mayorista

¹⁰⁴ “Balancing the electricity system with demand side flexibility and storage” NationalgridESO, 2021, p18.

¹⁰⁵ “OFGEM Aggregators – Barriers and External Impacts,” OFGEM, 2016, p0.

¹⁰⁶ “Barriers to Independent Aggregators in Europe,” Rachel Bray and Bridget Woodman, EPG Working Paper: EPG19001, Universidad de Exeter Reino Unido. p18.

Los agregadores deben registrarse como comercializadores para acceder a este mercado o actuar como socio de un comercializador. Los independientes no tienen acceso. Se propone una regulación para el acceso de los Agregadores independientes a través de un registro ante la Unidad del Mecanismo de Balance.

Mercado de capacidad

Los contratos dispuestos para los Agregadores en este tipo de servicios tienen una duración de 1 año mientras, por ejemplo, nuevos generadores tienen contratos de mayor duración. Se propone incrementar la duración de los contratos con el fin de dar continuidad a los servicios ofrecidos.

Licencias para Agregadores

Se entiende que la ausencia de una regulación a través de licencias o autorizaciones para los Agregadores puede generar poca visibilidad para el regulador sobre la actividad, lo que a su vez genera bajo control en su expansión y desarrollo.

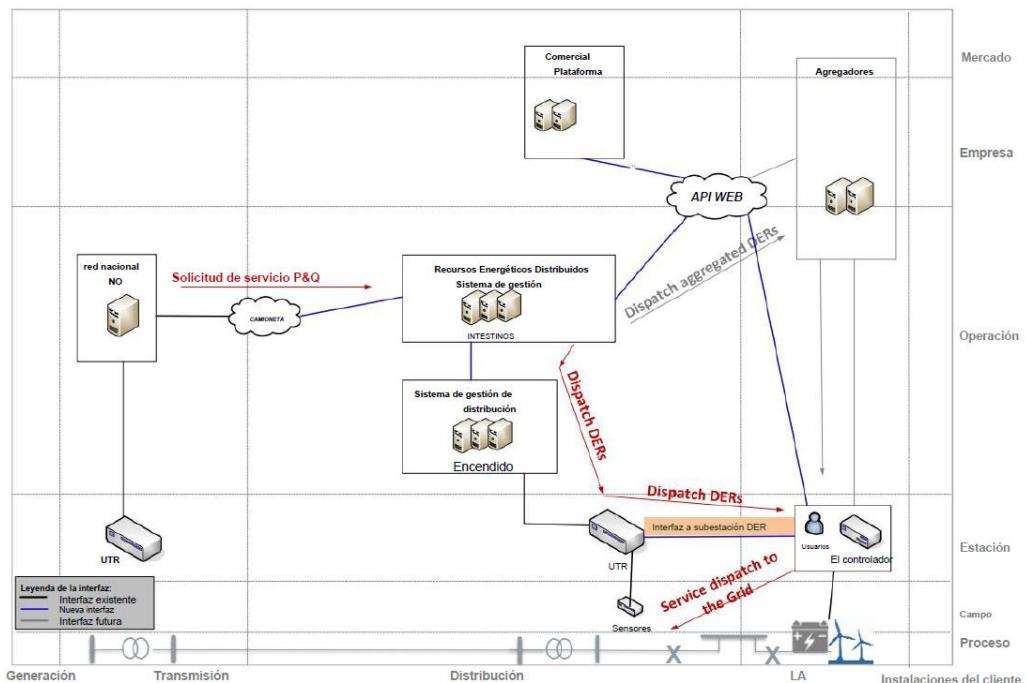
El documento en mención plasmó varias de las bases sobre las cuales se sigue buscando hoy en día una intervención regulatoria en la actividad de Agregación en el Reino Unido que parece ir encaminada hacia la creación de licencias para su ejercicio. Bajo este contexto, puede afirmarse además, que no existen normas particulares sobre la gobernanza de los Agregadores, entendidas como las reglas para su administración y control. Al respecto, vale la pena mencionar que, por ejemplo, Flexitricity inició como una *start up* de infraestructura energética. En lo que respecta a los comercializadores, bajo el Modelo Estándar de Licencia para comercializadores de Ofgem tampoco es posible visualizar una regla al respecto¹⁰⁷. A pesar de lo anterior, las empresas que se dediquen a la agregación deben cumplir con las normas generales societarias que existen en el Reino Unido sobre gobernanza como lo es el Código de Gobernanza del Reino Unido (UK Corporate Code) publicado por el Concejo de Reportes Financieros (Financial Reporting Council-FRC)¹⁰⁸. En relación con la operatividad del funcionamiento de la agregación y para tener un entendimiento claro de cómo es la relación de estos agentes agregadores con sus clientes y de cómo es su participación en el mercado mayorista, en el siguiente gráfico¹⁰⁹ se observan las relaciones del agente agregador con los clientes, con los demás agentes y con el operador.

¹⁰⁷"Electricity Supply Standard License Conditions Consolidated"

¹⁰⁸ El UK Corporate Code contiene disposiciones relacionadas con la administración de las compañías, entre las que se encuentran el rol de las juntas directivas, división de responsabilidades de los diferentes órganos societarios y control interno.

¹⁰⁹ Tomado de: DER_Aggregator_Interface_to_DERMS_-_Feasibility_Study_v1.0

Gráfica 34 – Reino Unido: Operatividad y relacionamiento Agregador



Fuente: National Grid ESO.

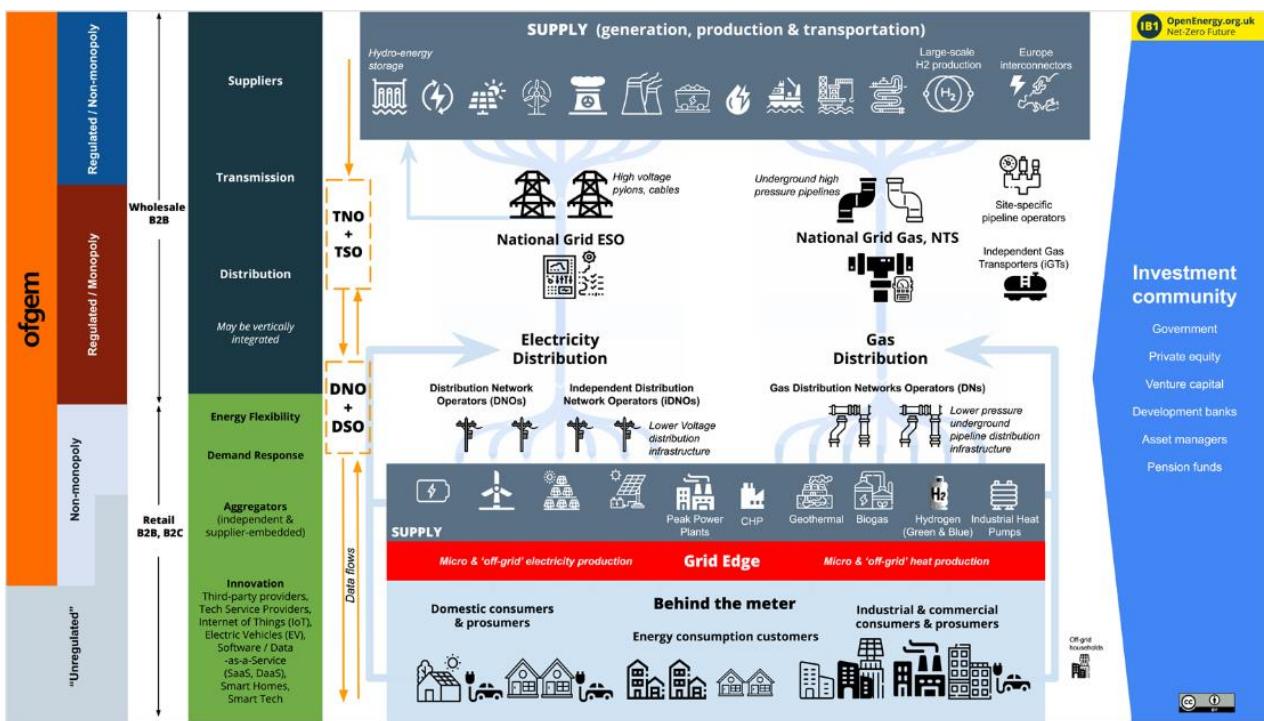
En la figura anterior se muestra también la arquitectura del sistema de alto nivel y las interfaces para DER, tanto a nivel de subestación como a través de agregadores a nivel de mercado y empresa (basado en el modelo de arquitectura de red inteligente). Existen requisitos técnicos detallados para que los DER participen en el sistema. La interfaz DER a nivel de subestación consta de una conexión de red entre UK Power Networks y el equipo DER propiedad del cliente e instalado en la subestación del cliente. La interfaz del agregador a nivel de mercado y de empresa consta de una conexión empresarial segura entre el agregador y la red de área de UK Power Networks. Esta ruta de la interfaz DER es seleccionada por los clientes que eligen proporcionar servicios de energía activa y reactiva a través de un conjunto agregado de DER.

5. Interacciones con los agentes del Sistema

Los Agregadores de demanda son entendidos como unos TPI en el esquema del Reino Unido de manera independiente a que tengan doble condición de Comercializador/Agregador o Agregador Independiente. La definición de los servicios que pueden prestar está en constante evolución debido a las innovaciones. Existe una variedad de actores, siendo los principales las entidades reguladoras, generadores, fabricantes y proveedores de infraestructura, transportadores, transmisores, operadores y distribuidores. Asimismo, participan los comercializadores y proveedores de servicios de intermediación, tecnología y otros. En la siguiente imagen, elaborada por la organización independiente sin ánimo de lucro *Icebreaker One*¹¹⁰, se puede observar su entendimiento actual del ecosistema del mercado energético.

¹¹⁰ Ver en <https://icebreakerone.org/mission/>

Imagen 35 – Ecosistema del sistema eléctrico y de gas en el Reino Unido



Fuente: Icebreaker One IB¹¹¹

Son varios los aspectos que ameritan comentario. El primero de ellos, tiene que ver con que es clara la situación de no regulación respecto a los agregadores tal como se ha venido describiendo y que no existe un monopolio creado para ninguna de las actividades que hacen parte de la Flexibilidad Energética. Como segundo aspecto relevante, se observa que dentro del esquema, los Agregadores deben no solo interactuar con los agentes tradicionales sino con aquellos que desarrollan innovación, como los proveedores de tecnología, IoT, vehículos eléctricos, minería de datos entre otros.

En lo que se refiere al flujo de los datos del sistema, se observa que tiene dos puntos a partir de los cuales se genera la información, esto es, por una parte, la generación, producción y transporte y, por la otra la demanda (entendida como los consumidores domésticos y prosumidores, los clientes y los consumidores y prosumidores industriales y comerciales). Esta demanda tiene además un rol de oferta de energía alternativa. Ahora bien, como principales agentes que administran este flujo del cual se alimentan los actores que hacen parte de la Flexibilidad Energética, se encuentran el SO (National Grid ESO), los transmisores (Transmission Network Operator -TNO; Transmission System Operator -TSO) y distribuidores que en ocasiones pueden estar integrados verticalmente, del mismo modo se encuentran los Operadores de la Red de Distrito (District Network Operator – DNO algunas veces denominado District System Operator - DSO).

5.1.1.1 Relaciones Contractuales

Con base en la información obtenida y el contexto planteado, es posible establecer las principales relaciones contractuales que deben establecer los Agregadores de Demanda en el Reino Unido de acuerdo con la interacción que deben tener con otros agentes. Debe reiterarse que en la actualidad no existe ningún tipo de relación

¹¹¹ The UK energy data ecosystem, Briefing /Reports, Icebreaker One. Página última vez revisada el 15 de agosto de 2022.

contractual con el Estado, materializada a través de una licencia, concesión o autorización. No obstante, son los reguladores los que han manifestado preocupaciones respecto a las relaciones contractuales que se mantienen con los clientes, toda vez que, se han identificado asimetrías en la información proporcionada y en la protección de los intereses de los clientes. Atendiendo a esta situación, el Código *Flex Assure* contempla ciertas disposiciones en la materia:

Frente a las propuestas e información precontractual con los clientes¹¹²

De acuerdo con el citado código de autorregulación, debe proveerse a los clientes desde la misma oferta con la información idónea para que tomen su decisión. Se incluyen los siguientes aspectos:

- La oferta debe ser enviada por escrito y de manera previa a la aceptación. Debe ser detallada en cuanto alcance del servicio y valores del mismo. Del mismo modo debe incluir el término de validez.
- La información proporcionada debe ser transparente, entendible y firmada por el representante autorizado del oferente.
- Debe haber claridad sobre los mecanismos de pago y la forma como se calculan los valores a pagar, consecuencias de posibles incumplimientos en la prestación de los servicios.
- Información clara sobre los parámetros técnicos de prestación del servicio.
- Claridad respecto a posibles servicios adicionales y costos de estos.
- Tiempos estimados de instalación de infraestructura en caso de requerirse.
- Debe haber trazabilidad de las ofertas por dos años.

Respecto a los contratos con los clientes¹¹³

Luego de la aceptación de la oferta, el contrato debe contener por los menos estos puntos:

- Todos los términos del contrato deben ser comunicados en escrito y de manera clara y concisa.
- El contrato debe contener la ley aplicable y jurisdicción competente.
- Sistema de renovación y sus requerimientos
- Reglas sobre responsabilidades en la prestación del servicio e instalación de equipos.
- Reglas de terminación de la relación contractual.
- Debe haber trazabilidad de los contratos por dos años.

Contratos con terceros proveedores¹¹⁴

De acuerdo con el Código *Flex Assure* es posible que para la prestación de los servicios de flexibilidad se requiera de proveedores (terceras partes), casos en los cuales, debe garantizarse a los clientes que dichos terceros cumplen con las todas y cada una de las reglas del código. Asimismo, debe informarse en todo caso al cliente que el prestador de los servicios responde en su integralidad por las actividades realizadas por el tercero proveedor.

Contratos con comercializadores

Como ya se ha mencionado, aquellos Agregadores Independientes que quieran entrar al Mercado de Balance, no pueden hacerlo si no existe algún tipo de sociedad con alguno de los comercializadores establecidos. Esto supone que debe existir en estos casos una relación contractual entre estos agentes específicamente para el ingreso a dicho mercado.

Contratos con generadores y prosumidores

Los Agregadores también prestan servicios a los generadores y prosumidores de energía con el fin de que administren de la mejor manera su capacidad.

¹¹² "Flex Assure Code of Conduct" Flex Assure 2021. p27

¹¹³ "Flex Assure Code of Conduct" Flex Assure 2021. P30

¹¹⁴ "Flex Assure Code of Conduct" Flex Assure 2021. P13

6. Protección de Datos y Seguridad de la Información

En este aspecto, se hace conveniente abordar dos aspectos que, si bien se relacionan, tienen distinta naturaleza. El primero, la protección de datos personales como una de las obligaciones a cargo de los agregadores y, el segundo, posibles reglas sobre ciberseguridad que puedan aplicarse.

Principales reglas en materia de protección de datos personales

Este régimen al igual que la mayoría que aborda este tema mantiene la existencia de dos actores principales: El Responsable (Controller) quien determina la finalidad y fines del procesamiento de los datos y, el Encargado (Processor) que ejerce una función de mandatario para el tratamiento en nombre del Responsable. Las normas en esta materia aplican tanto a Responsables de datos en el Reino Unido, como a aquellos que utilizan equipos ubicados en el Reino Unido para llevar a cabo procesamiento de datos que no sean simplemente para procesamiento. Del mismo modo, se existen requisitos adicionales para el tratamiento de datos personales sensibles, es decir, datos personales relacionados con el origen racial o étnico, opiniones políticas, creencias religiosas o de otro tipo, afiliación sindical, salud o condición física o mental, vida sexual, comisión o presunta comisión de cualquier delito o proceso penal. Específicamente, el tratamiento de datos personales sensibles está prohibido a menos de que se cumpla una de las condiciones establecidas, dentro de las que se incluye el consentimiento otorgado por el titular de estos¹¹⁵.

De acuerdo la ICO, una empresa que recopila datos personales debe proporcionar a los interesados información sobre:

- El nombre del responsable de los datos;
- Los fines para los que se pretenden procesar; y
- Cualquier información adicional que sea necesaria para garantizar que el procesamiento sea justo según las circunstancias del caso.

Los datos personales solo pueden obtenerse para uno o más propósitos identificados y no deben procesarse de ninguna manera que sea incompatible con esos propósitos. Además, deben asegurarse los Responsables de que los datos personales sean adecuados, relevantes y no excesivos en relación con los fines para los que se procesan. No deben conservar los datos personales durante más tiempo del necesario según el propósito para el que se procesan. Asimismo, los Responsables deben asegurarse de que los datos personales sean precisos y, cuando sea necesario, se mantengan actualizados. Además, deben adoptar las medidas de seguridad técnicas y organizativas adecuadas, cumplir con las reglas sobre transferencias internacionales de datos y respetar los derechos de los titulares de datos. Frente a este punto la ICO considera el cifrado como una medida de seguridad importante (aunque no es un requisito expreso) y ha emitido una guía sobre cifrado. Cuando los datos personales se procesan a través de un Encargado, el Responsable tiene las siguientes obligaciones:

- Asegurarse de que ha elegido un encargado de datos que brinde garantías suficientes con respecto a las medidas de seguridad técnicas y organizativas que rigen el tratamiento correspondiente.
- Tomar las medidas razonables para garantizar el cumplimiento por parte del encargado de datos de esas medidas; y
- Celebrar un contrato por escrito con el encargado de datos para asegurarse de que actúa solo siguiendo instrucciones del responsable de datos y cumple con obligaciones equivalentes impuestas con respecto a la adopción de medidas técnicas y organizativas apropiadas contra el tratamiento no autorizado o ilegal de datos personales.

¹¹⁵ Información obtenida de la página web de la Oficina del Comisionado de Información del Reino Unido (*Information Commissioner's Office*).

Finalmente, la ICO ha orientado respecto a la importancia de la debida diligencia del responsable de datos y el monitoreo continuo (por ejemplo, informes o inspecciones regulares) del encargado de datos elegido por el responsable de datos. Precisamente respecto a este punto, vale la pena hacer referencia a que frente a los Agregadores, el Código *Flex Assure*, establece un esquema de auditorías periódicas a través del cual se verifica el cumplimiento de los Agregadores en materia de protección de datos y debe entregarse al Administrador del Esquema (figura creada para verificar el cumplimiento de los miembros) la información relacionada con quejas o pleitos relacionados con este tema. En caso de que se encuentren 4 violaciones, se le remite a dicho miembro una advertencia que debe publicar en su página web. Del mismo modo el Administrador del Esquema puede de manera directa contactar a los clientes del Agregador para verificar el cumplimiento de estas reglas¹¹⁶.

Ciberseguridad

Si bien no existe una norma o regulación específica para los Agregadores en materia de ciberseguridad y manejo de datos en el sistema, el Código *Flex Assure* contiene unas reglas específicas en la materia que se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 20 – Reglas en materia de ciberseguridad del Código *Flex Assure*

Regla	Principales obligaciones
Deben contar con un procedimiento escrito para garantizar la ciberseguridad en la organización.	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplir con la norma ISO/IEC 27000 sobre seguridad de la información. • Seguir la Guía de Ciberseguridad del Centro de Ciberseguridad del Reino Unido (NCSC). • Nombrar a una persona idónea en la materia al interior de la organización. • Contar con un procedimiento para revisar la revisar la ciberseguridad al menos una vez al año. • Debe reconocerse la importancia de que en sistema eléctrico ocurra una brecha de seguridad. • En caso de una brecha de seguridad se debe informar inmediatamente al NCSC y Ofgem su naturaleza y magnitud.
Información a clientes	<ul style="list-style-type: none"> • Debe informarse a los clientes respecto a las precauciones relacionadas con riesgos de ciberseguridad, así como de los pasos necesarios para asegurar los datos.
Deben aplicarse las mejores prácticas para proteger la información de los clientes.	<ul style="list-style-type: none"> • Contar con herramientas adecuadas de encriptación e identificación de malware. • Contar con software que asegure que los accesos son autenticados. • Contar con sistemas adecuados de firmas electrónicas. • Realizar pruebas para confirmar que las medidas funcionan.
Deben aplicarse las mejores prácticas de manera posterior a una brecha de seguridad para prevenir nuevos eventos.	<ul style="list-style-type: none"> • Notificar a los clientes por escrito dentro de los 5 días siguientes a la brecha. • A los clientes afectados por la brecha debe informárseles qué información está comprometida y las medidas de mitigación.

Fuente: *Flex Assure* elaboración propia¹¹⁷

¹¹⁶ *Flex Assure Code of Conduct*” Flex Assure 2021. p22.

¹¹⁷ *“Flex Assure Code of Conduct”* Flex Assure 2021. p23

7. Otros Temas Relevantes para la Definición del Agregador

7.1 Hoja de Ruta

El eje de la Flexibilidad Energética es la meta del Reino Unido consistente en conseguir net -zero para el año 2050. Es decir, el uso de fuentes alternativas de energía que mitiguen o eliminen la emisión de carbono. De allí surge la posibilidad de utilizar energías alternativas y de hacer un uso más eficiente de las existentes. Esta podría decirse que es la hoja de ruta principal sobre la cual oscilan las diferentes políticas energéticas. No obstante, no existe una estrategia específicamente diseñada para el desarrollo de los Agregadores de Demanda. A pesar de esto, recientemente tanto la Cámara de los Comunes¹¹⁸ como el regulador han planteado preocupaciones por la ausencia de regulación en relación con el rol y actuaciones de los TPI en el mercado, entre los que se encuentran los Agregadores. Como ya se describió, las inquietudes actuales se refieren a la ausencia de supervisión en la relación Agregador – cliente, especialmente en temas de poca transparencia en la información sobre servicios y condiciones en que son ofrecidos y prestados. Por otra parte, desde hace varios años se han realizado aproximaciones a la necesidad de crear mecanismos regulatorios que reduzcan las barreras a la entrada para Agregadores Independientes que no están integrados verticalmente o relacionados comercialmente con comercializadores establecidos. Por esta razón, también se está considerando crear una licencia o autorización para este tipo de agentes que hasta el momento no cuentan con regulación particular.

¹¹⁸ “Energy pricing and the future of the energy market” House of Commons – Business, Energy, and Industrial Strategy Committee. Third Report 2022-2023, 2022.