

**CONTRATO CREG 2021 - 062 ENTRE
LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS Y
GERMÁN ENRIQUE BACCA MEDINA**



**CONSULTORÍA PARA APOYAR LA DEFINICIÓN DE LAS CONDICIONES
REGULATORIAS Y LOS ASPECTOS JURÍDICOS RELEVANTES BAJO LOS
CUALES SE IMPLEMENTARÁ LA ACTIVIDAD DE LA GESTIÓN
INDEPENDIENTE DE DATOS E INFORMACIÓN -GIDI-**

PRODUCTO 1

**REVISIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES Y NACIONALES SOBRE
ASPECTOS GENERALES Y DE “MECANISMOS” DE SELECCIÓN Y
“CONTRATACIÓN” DE AGENTES COMPARABLES A LAS DEL GIDI**

Tabla de contenido

1. DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL CONTRATO.....	6
2. INTRODUCCIÓN.....	9
3. REVISIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES Y MECANISMOS DE SELECCIÓN	12
3.1. Reino Unido (DCC).....	12
3.1.1. Contexto.....	12
3.1.2. Mecanismo de selección y relacionamiento con el regulador o nominador.....	14
3.1.3. Aspectos relacionados con el funcionamiento	26
3.2. Australia (AEMO).....	40
3.2.1. Contexto.....	40
3.2.2. Descripción de la selección del modelo y relacionamiento con el regulador o nominador	44
3.2.3. Aspectos relacionados con el funcionamiento	52
3.3. Noruega (Elhub)	57
3.3.1. Contexto.....	57
3.3.2. Mecanismo de selección y relacionamiento con el regulador	59
3.3.3. Aspectos relacionados con el funcionamiento	63
4. Revisión del caso nacional: Ente Procesador de Información del Servicio de Aseo – EPISA	72
4.1. Descripción del mecanismo de creación.....	72
4.2. Funciones y condiciones de operación del EPISA y SIGAB.....	74
4.3. Condiciones de remuneración del EPISA como Gestor de Información.....	77
4.4. Condiciones de relacionamiento de EPISA	78
5. CUADRO COMPARATIVO	80
BIBLIOGRAFÍA.....	82
ANEXO 1 – CUADRO COMPARATIVO	91
ANEXO 2 – CÁLCULOS PARA CARGOS POR USO DEL DCC EN REINO UNIDO	97

CONTROL DE VERSIONES		
FECHA	DESCRIPCIÓN	VERSIÓN
Octubre 11 de 2021	<p>Producto 1 entregado a la CREG y que incluye los comentarios y observaciones formulados por la Entidad en las reuniones de trabajo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 7 de septiembre (Acta de inicio) • 13 de septiembre • 5 de octubre • 12 de octubre 	0
Noviembre 11 de 2021	Producto 1 con los comentarios de la CREG (9 de noviembre).	1.0

Lista de Tablas

Tabla 1 - Criterios de evaluación planteados en la consulta.....	18
Tabla 2 - Conceptos incluidos en la tarifa que paga el DCC.....	22
Tabla 3 - Interacciones adicionales relevantes	24
Tabla 4 - Cargos fijos mensuales por punto para año regulatorio 2021 – 2022.....	29
Tabla 5 - Cargos fijos mensuales por punto CH para año regulatorio 2021 – 2022	29
Tabla 6 - Cargos fijos mensuales por punto Alt HAN para año regulatorio 2021 – 2022	30
Tabla 7 - Cálculos para cargos fijos en la etapa UITMR	31
Tabla 8 - Criterios para la definición del modelo "Gateway".....	45
Tabla 9 - Agencias encargadas de la implementación del CDR.....	47
Tabla 10 - Elementos relevantes del MOU entre AEMO y AEMC	50
Tabla 11 - Elementos relevantes del MOU entre AEMO y AER	51
Tabla 12 - Elementos relevantes del MOU entre AEMO y CER.....	52
Tabla 13 - Ejemplos de cobros de registro y acreditación de AEMO	54
Tabla 14 - Responsabilidades de Elhub en el Acuerdo con los usuarios del Data Hub.....	61
Tabla 15 - Tarifas por punto de medición para cada actor	64
Tabla 16 - Porcentaje del costo de operación total según tipos de actores.....	66
Tabla 17 - Relación con otros agentes del mercado	78

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1 - Mecanismos de selección DCC.....	16
Ilustración 2 - Etapas del proyecto según SEC	26
Ilustración 3 - Medidores inteligentes operativos en Reino Unido	27
Ilustración 4 - Instalación por trimestre de SMS No Residenciales 2013 - 2020	27
Ilustración 5 - Instalación por trimestre de SMS Residenciales 2013 - 2020.....	28
Ilustración 6 - Ecosistema de la DCC.....	33
Ilustración 7 - Flujos del ecosistema energético de Reino Unido	35
Ilustración 8 - Flujos de datos en el ecosistema DCC.....	38
Ilustración 9 - Contenidos de los mensajes vs datos del sistema	39
Ilustración 10 - Ecosistema regulatorio de energía en Australia	41
Ilustración 11 -Penetración de medidores inteligentes por territorio en el periodo 2016 - 2020	43
Ilustración 12 - Flujo de información del CDR en energía.....	48
Ilustración 13 - Esquema de los proveedores de servicio de medición en el mercado energético.....	53
Ilustración 14 – Flujos de información en el ecosistema de medición de consumo energético	56
Ilustración 15 - Elementos para el cálculo anual de tarifas de Elhub	66
Ilustración 16 - Principal objetivo de la creación de Elhub en Noruega	67
Ilustración 17 - Flujos en el ecosistema energético de Noruega	69
Ilustración 18 - Etapas del proceso de Selección del EPISA	74
Ilustración 19 - Modelo conceptual del servicio público de aseo en Bogotá D.C.....	76
Ilustración 20 - Esquema de relacionamiento del EPISA	79

1. DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL CONTRATO

El 27 agosto de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante “CREG”) adjudicó a Germán Enrique Bacca Medina, como persona natural, el contrato 2021-062 el cual tiene como objeto apoyar la definición de las condiciones regulatorias y los aspectos jurídicos relevantes bajo los cuales se implementará la actividad de la Gestión Independiente de Datos e Información (en adelante también “GIDI”), como nueva actividad dentro de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, lo cual incluye el mecanismo de “selección” del agente que lleve a cabo la actividad. Lo anterior, como elemento integral y fundamental para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el SIN.

El alcance del contrato se desarrolla en 3 entregables, distribuidos a lo largo de su ejecución, cuyas actividades se enuncian a continuación:

- Primer entregable (Producto 1)

Se realizará una revisión de experiencias internacionales sobre aspectos generales y de “mecanismos” de selección y “contratación” de agentes con características comparables a las del GIDI. Esta actividad, a su vez, estará compuesta por dos bloques de información. Por una parte, una recopilación sobre los diferentes mecanismos de selección y/o designación de los agentes centralizadores de datos, así como una evaluación de ventajas y desventajas de cada mecanismo, exponiendo las razones que llevaron a considerarlo para Australia, Reino Unido y Noruega. En este punto, se hará énfasis en la relación jurídica entre el agente centralizador de datos y el regulador, la intervención de este dentro del proceso de definición de relación contractual con aquel y las condiciones que garantizan la independencia e imparcialidad del agente.

En un segundo bloque, se hará referencia a los aspectos propios del funcionamiento del agente como son: (a) los diferentes modelos/mecanismos de remuneración; (b) las alternativas para la monetización; (c) las condiciones de entrada y salida del agente (periodo de operación garantizado); (d) términos sobre funcionamiento y gestión de quien haga las veces de GIDI (indicadores de gestión y de calidad de manejo de información, garantías de funcionamiento y responsabilidad de operación, revisiones o auditorías de cumplimiento, causales de terminación anticipada) y; (e) condiciones de intercambio de información con los agentes interesados y usuarios finales (tipo, cantidad, frecuencia, calidad y flujo de la información entregada por el gestor).

Adicionalmente y de manera específica en lo que se refiere a los mecanismos de selección, será presentado un caso nacional relacionado con el servicio público de recolección de residuos sólidos en Bogotá D.C., en donde se creó el Ente Procesador de Información del Servicio de Aseo – EPISA.

- Segundo entregable (Producto 2)

Teniendo como base las funciones y competencias legales con las que cuenta la CREG en el marco de las leyes 142 y 143 de 1994 y el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019 y, considerando la propuesta contenida en la Resolución CREG 219 de 2020, los estudios previos contratados por la CREG, la estructura y

operación del sector energético colombiano y las referencias internacionales de países y modelos relevantes de que trata el Producto 1, se propondrán diferentes mecanismos de competencia a la entrada que sean viables y válidos desde el punto de vista regulatorio y jurídico para la selección del GIDI. Para este objetivo, se realizará una evaluación de ventajas y desventajas de cada mecanismo. Como parte de este análisis se evaluará la relación jurídica entre el agente designado y el regulador o el nominador que lleve a cabo su selección. Asimismo, se realizará una comparación entre los diferentes mecanismos planteados en la cual se abordarán sus diferencias estructurales y el vínculo jurídico que se deriva de su aplicación. En este ejercicio, se tendrán en cuenta las referencias internacionales y nacionales incluidas en el Producto 1.

Finalmente, con base en la recopilación y análisis efectuado, se sugerirá un mecanismo de selección a aplicar en Colombia para la estructuración del GIDI.

- Tercer entregable (Producto 3)

Se realizará un taller virtual con las partes interesadas (convocado por la CREG), con el fin de presentar las propuestas de la consultoría. Además, se elaborará un documento final en el que se atenderán los comentarios recibidos.

Si bien el contrato fue adjudicado a una persona natural, para su ejecución se solicitó la conformación de un equipo de trabajo multidisciplinario con experiencia y preparación en las distintas áreas fundamentales para la tarea encargada.

El presente documento corresponde al primer entregable del contrato, para el cual se han sostenido 2 reuniones virtuales con el equipo de la CREG.

EQUIPO DE TRABAJO

Germán Enrique Bacca Medina

Gloria Liliana Calderón Cruz

Julián Gómez Pineda

2. INTRODUCCIÓN

La Ley 1955 de 2019, *“Por la cual expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022”*, estableció en su artículo 290, que la CREG en el marco de sus funciones de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos de gas combustible, energía eléctrica y alumbrado público, puede establecer regulación con respecto a nuevos agentes que desarrollen nuevas actividades en la cadena de prestación de estos servicios, para lo cual deberá determinar la actividad en la que el agente puede participar y las condiciones de gobernanza de datos e información aplicables al ejercicio de las actividades de los agentes, entre otros (Congreso de la República de Colombia, 2019).

La Resolución CREG 219 de 2020 publicó el proyecto de resolución *“Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”*, cuyo objeto fue establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada -AMI- por sus siglas en inglés, en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional- SIN-. Se definieron los agentes responsables de la instalación, operación, mantenimiento y reposición de AMI; se impartieron lineamientos sobre requisitos de interoperabilidad, ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos que garanticen el funcionamiento adecuado de esta infraestructura, requisitos para el acceso a la información y elementos para determinar la remuneración de AMI (CREG, 2020).

Según lo dispuesto en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, en el artículo 40 del proyecto regulatorio de la Resolución CREG 219 de 2020 se establece la actividad de Gestión Independiente de Datos e Información como parte de la actividad complementaria de medición avanzada dentro de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía; el cual consiste en recopilar, administrar, mantener, procesar, transferir y publicar los datos de energía eléctrica obtenidos de los medidores avanzados, y los resultantes de agregaciones o análisis en los términos requeridos en la regulación. También incluye los procesos asociados con el diseño de la herramienta tecnológica que permita al usuario realizar el cambio de comercializador en línea, la garantía para el acceso a la información de tarifas, así como de productos y servicios ofrecidos por los prestadores del servicio y las demás funciones que defina esta resolución y la regulación adicional donde se especifique el modelo de su remuneración.

El referido proyecto de resolución se ocupó de definir en sus artículos 3 y 41, al Gestor Independiente de Datos e Información -GIDI- como la persona prestadora de servicios públicos domiciliarios, organizada en los términos del artículo 15 de la Ley 142 de 1994, 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. El agente que lleve a cabo el desarrollo de estas actividades deberá hacerlo de manera neutral, transparente, objetiva e independiente, para lo cual no podrá encontrarse en situación de control directo e indirecto, conflictos de interés o acuerdos con agentes que desarrollen alguna de las actividades de la cadena de prestación del servicio y sus actividades complementarias.

Las responsabilidades del GIDI según la propuesta regulatoria (artículo 13 del proyecto de resolución), comprenden principalmente el montaje, administración y operación del sistema de datos derivados de la implementación de AMI, el cual deberá responder a las necesidades particulares de los usuarios de la información y asegurar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de la misma, para lo cual deberá

desarrollar todas las actividades tendientes a recibir y mantener los datos entregados por los Operadores de Red y Comercializadores; establecer procedimientos para el reemplazo de información; implementar un sistema de verificación automático de la información y desarrollar una plataforma web de intercambio de información para que los usuarios puedan acceder a ella y consultar a través de dispositivos móviles y diseñar e implementar una plataforma que permita al usuario efectuar el cambio de comercializador en línea. El proyecto de regulación también establece los datos que deben estar disponibles para consulta de los usuarios y agentes del mercado del servicio público de energía eléctrica.

Luego de definidas las condiciones generales para la implementación de AMI, del GIDI y sus responsabilidades, la comisión debe continuar con la estructuración de condiciones regulatorias bajo las cuales se implementará el rol de dicho Gestor como una nueva actividad dentro de la cadena de valor de la prestación del servicio público de energía eléctrica y en particular, establecer el mecanismo de selección o creación de este agente en concordancia con lo establecido en el artículo 45 del proyecto de resolución publicado por la Resolución CREG 219 de 2020.

El análisis de esta Consultoría apoyará la recomendación y/o sugerencia del mecanismo idóneo para la selección del GIDI en Colombia, partirá de la revisión de experiencias internacionales en materia de selección y/o creación y las condiciones de operación de los agentes gestores de administración de AMI en Reino Unido (*Data Communications Company -DCC-*), Australia (*Australian Energy Market Operator -AEMO-*) y Noruega (*Elhub*). Adicionalmente, se revisará el caso nacional sobre el Ente Procesador de Información del Servicio de Aseo (EPISA), lo que permitirá un marco de referencia completo para la formulación de la propuesta de mecanismo de selección y/o creación del Gestor Independiente de Datos e Información como actor fundamental para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el SIN en Colombia.

Las experiencias analizadas resultan disímiles entre sí, lo cual permitirá un estudio rico en perspectivas para determinar el mecanismo idóneo de selección del GIDI. En efecto, en el caso del Reino Unido, se destaca el mecanismo de otorgamiento de la licencia a DCC por parte del Gobierno, precedido por la conformación de un comité asesor conformado por representantes de los proveedores de red, compañías de energía y consumidores, que apoyaron el proceso de implementación y licenciamiento. En contraste, para la creación del AEMO en Australia, no se llevó a cabo un proceso de selección contractual público o privado; dicho agente es una compañía de carácter público, creada por el Consejo Australiano de Gobiernos y es de propiedad mixta del estado y la industria. Por otra parte, en el caso de Noruega, Elhub es operado por Statnett, empresa de naturaleza estatal que desarrolla funciones de operador de sistemas de transmisión de energía y es de propiedad del estado noruego en cabeza del Ministerio de Petróleo y Energía, cuya creación no estuvo antecedida por un proceso de selección, sino por la designación o encargo directo a Statnett.

La experiencia nacional analizada con respecto a un ente procesador de información centralizada de un servicio público corresponde a EPISA, cuya creación fue establecida por la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos -UAESP- en 2017, en el marco del proceso de licitación pública para el otorgamiento de las concesiones bajo la modalidad de Áreas de Servicio Exclusivo en Bogotá, como una obligación a cargo de los concesionarios del servicio de aseo.

Finalmente, debe señalarse que la definición de las condiciones regulatorias bajo las cuales se implementará el mecanismo de selección y/o creación del GIDI en Colombia y sus condiciones de operación, se enmarcan en las actividades regulatorias a desarrollar en el Foco 3 “Descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda de energía” de la Hoja de Ruta de la Transformación Energética propuesta por el Ministerio de Minas y Energía (Misión de Transformación Energética).

3. REVISIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES Y MECANISMOS DE SELECCIÓN

En el presente capítulo se abordarán los casos internacionales estudiados, esto es, Reino Unido, Australia y Noruega. Con el fin de darle una estructura lógica al escrito, para cada caso se presentará la información en tres bloques temáticos principales. En el primero de ellos, se realizará una contextualización de país y de la forma como se llegó a contar con un gestor de datos. En segunda medida, se describirá lo relacionado con el mecanismo de selección y el relacionamiento con el regulador o nominador. Finalmente, el tercer bloque contendrá todos aquellos elementos propios del funcionamiento práctico como son la remuneración, monetización de datos, intercambio de información, entre otros.

3.1. Reino Unido (DCC)

3.1.1. Contexto

Reino Unido es un país insular ubicado al noreste de Europa, con una extensión de 243.610 km² (The World Bank, 2018). Para el 2020 registraba un PIB per cápita, PPA de USD 44.916,2 y albergaba una población de sesenta y siete millones de personas, repartidas en las cuatro naciones constitutivas: Inglaterra, Escocia, Gales e Irlanda del Norte (Office of National Statistics, 2021).

A través de la directiva 2006/32/EC del 2006, la Unión Europea instó a los estados miembros para que los clientes finales de electricidad reciban contadores individuales que proporcionen información real de consumo y tiempo de uso, siempre y cuando sea técnica y financieramente posible y represente un potencial ahorro de energía. Además, la facturación debe ser clara, comprensible y acorde con la información real de consumo (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2006). Posteriormente, mediante la directiva 2009/72/EC, la Unión Europea estableció que debía alcanzarse una meta de al menos 80% de penetración de medidores inteligentes para el 2020 en aquellos países donde su implementación tuviera una valoración positiva tras una evaluación de costes y beneficios (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2009). Sin embargo, se espera que sólo hasta el 2024, un 77% de la población europea dispondrá de un medidor inteligente de electricidad y un 44% de gas (European Commission, 2019).

En el año 2012, la Comisión Europea también proporcionó algunas propuestas de implementación y despliegue de sistemas de contadores inteligentes, con la recomendación 2012/148/UE, en donde establece consideraciones de seguridad, protección de datos personales, metodologías de evaluación de costes y beneficios económicos y requisitos funcionales mínimos para los contadores inteligentes (European Commission, 2012).

La primera ley que permite la medición inteligente de la electricidad en Reino Unido es la Ley de Energía de 2008, modificada después por la Ley de Energía de 2011 y la Ley de Medidores Inteligentes de 2018. En ellas se plantean las bases y se realizan ajustes regulatorios del Programa de Implementación de Medidores Inteligentes (SMIP: *Smart Metering Implementation Program*) (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2018).

La importancia de la ejecución del SMIP se fundamenta en que la implementación de medidores inteligentes proporciona al usuario información real de su consumo de energía, por lo que podrá reducir gastos innecesarios y revisar el costo real asociado. El proceso de facturación también se verá beneficiado, pues los comercializadores de energía podrán acceder a información precisa con mayor celeridad y mejorar el cobro y atención al usuario. Por otro lado, la gestión y optimización del transporte de energía eléctrica será más eficaz, debido a que los operadores de red tendrán acceso constante a información actualizada del estado de la red (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2018).

Las metas principales del programa contemplan la instalación de veintisiete millones de puntos de medidores inteligentes de electricidad, dispositivos de comunicación y monitores IHD (*In-Home Display*); además de veintitrés millones de medidores inteligentes de gas. La responsabilidad de instalación es de los comercializadores de energía (Sovacool, 2017).

Se tiene previsto un costo total del proyecto de aproximadamente once billones de libras esterlinas. Sin embargo, con unos beneficios totales de diecisiete billones de libras esterlinas, los beneficios netos estimados del programa serían de alrededor de seis billones de libras esterlinas. El SMIP plantea, además, que los costos por medidor sean cubiertos por los usuarios en la factura (alrededor de £215). Adicionalmente, se contempla que el programa reduzca los reclamos y las visitas presenciales para la lectura de consumo por parte de los comercializadores, reduzca el consumo energético de los usuarios, minimice los costos y procesos de mantenimiento de la red y disminuya las emisiones de CO₂ en el país (Sovacool, 2017).

El programa estableció que las comunicaciones, transferencia y gestión de datos necesarias para respaldar la medición inteligente serían organizadas por un nuevo organismo central de comunicaciones, denominado *Data Communications Company* (DCC), el cuál operaría como un monopolio regulado. La DCC se encarga de proporcionar un servicio de comunicación remota para los contadores inteligentes en nombre de las partes, incluidos los proveedores de electricidad y gas, las empresas de distribución de electricidad, empresas transportadoras de gas y otros terceros autorizados por el consumidor. Sin embargo, la DCC no opera dichos servicios por sí misma, sino que debe realizar contrataciones con empresas de datos y comunicaciones, con previa licitación competitiva (Department of Energy & Climate Change, 2012).

3.1.2. Mecanismo de selección y relacionamiento con el regulador o nominador

Al revisar en retrospectiva las acciones realizadas por el gobierno del Reino Unido para llegar a la actual licencia, debe iniciarse con la propuesta sometida a consulta en agosto de 2011 (Department of Energy & Climate Change, 2011). Este documento tiene como uno de sus ejes principales el reconocimiento del DCC como elemento fundamental para el acercamiento, desarrollo e implementación de los medidores inteligentes en el Reino Unido. Asimismo, plantea que el marco regulatorio y comercial del DCC debe basarse en las normas existentes tanto en la industria de energía como en la de gas. Debido a la importancia de este proyecto, la Oficina de la Secretaría de Estado, a través del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (*Department of Business, Energy and Industrial Strategy BEIS*) hizo parte activa en su diseño e implementación siendo incluso la primera licencia otorgada directamente por dicho despacho. El documento en cuestión cubre los siguientes 7 elementos clave para el establecimiento del DCC:

- Propuesta sobre la forma en que se implantará la nueva actividad licenciada en la legislación de energía y gas.
- Propuesta para las condiciones de la licencia para el DCC.
- Incentivos para el desempeño del DCC.
- Costos de recuperación y cargos.
- Requisitos de WAN (*Wide Area Network*) para la provisión de los servicios principales del DCC.
- Adopción de los contratos de comunicaciones con los medidores inteligentes en la etapa inicial de implementación.
- Aplicación para el proceso de licencia.

Un aspecto relevante para el desarrollo del presente capítulo tiene que ver con la existencia del Comité Asesor del DCC (DCCG – *Data and Communications Company Advisory Group*), constituido para la realización del proyecto, el cual contaba con la participación de representantes de los proveedores de red, compañías de energía y consumidores. A partir de este grupo, se crearon subgrupos de trabajo, siendo el Grupo de Trabajo 1 (WG1) el encargado de aportar en el desarrollo de las condiciones de la licencia para el DCC y la regulación para aplicar a la misma.

Teniendo en cuenta el anterior contexto, a continuación, se abordarán dos temas fundamentales para la consultoría, como lo son, el mecanismo de selección utilizado y, la relación entre el gestor y el regulador o nominador. Para este efecto, se tendrá como fuente el documento arriba descrito y serán citados distintos aspectos contenidos en los 7 elementos enunciados.

3.1.2.1. Descripción del mecanismo

El proceso de selección tuvo lugar de acuerdo con los términos de la propuesta inicial formulada por el gobierno del Reino Unido que, una vez sometida a consulta, dio lugar a una decisión final en donde las diferentes respuestas presentadas fueron tenidas en cuenta. Los términos contenidos en la propuesta, así

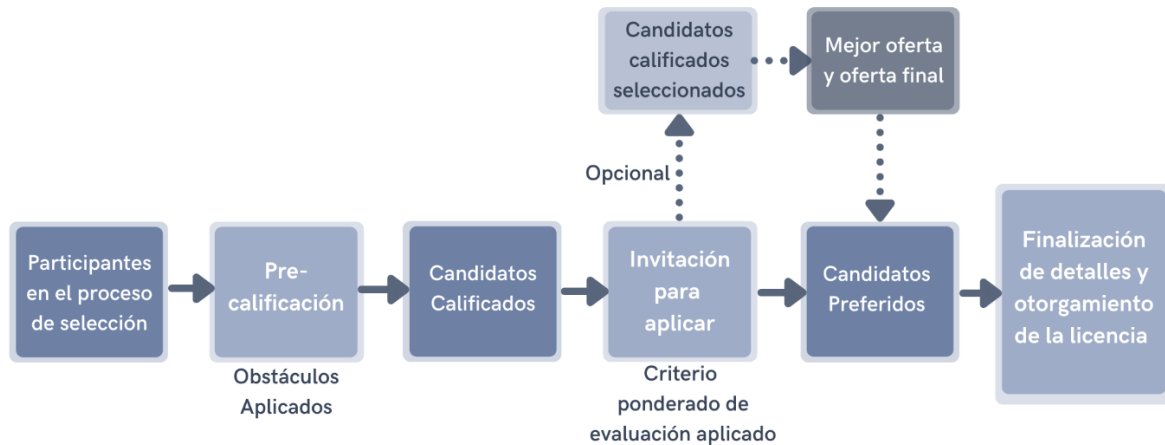
como su respectiva consulta y las recomendaciones que derivaron de ella, respondieron a la necesidad de escoger un adecuado agente centralizador de datos con el fin de asegurar el éxito del programa de medición inteligente. La aproximación inicial del gobierno fue licenciar el servicio bajo la inspección del regulador OFGEM, por un periodo que inicialmente fue previsto por diez años pero que posteriormente se extendió a 12, concebidos para permitir que el DCC pudiera establecer un estado de prestación de servicio estable (Department of Energy & Climate Change, 2011).

Debido a la naturaleza de los servicios que prestaría el DCC, en su diseño se determinó que debía obtener licencias tanto para electricidad como para gas, razón por la cual, los interesados en aplicar debían estar dispuestos a gestionar este doble trámite. No obstante, en la práctica las licencias en uno y otro caso confluían en un mismo documento de términos y condiciones. Otra característica relevante del diseño del mecanismo inicial es que se proyectaron diferencias entre el primer proceso de selección y los procesos subsecuentes; específicamente a partir del vencimiento de la primera licencia, las siguientes tendrían, entre otras, las siguientes características: (i) no estarían a cargo de la Oficina del Secretario de Estado, a través del BEIS, sino de OFGEM; (ii) ya existiría un incumbente como DCC; (iii) habría un proveedor de servicios con contratos activos y; (iv) la naturaleza y alcance de las obligaciones del DCC podrían cambiar con el tiempo y, consecuentemente, el tipo de organización y/o criterios de selección relacionados con el rol del DCC podría modificarse.

Respecto a procesos similares tomados en cuenta como referencia en el diseño y buenas prácticas regulatorias, se estudió el modelo de licitación utilizado para las licencias de transmisión *offshore* usado por OFGEM y que había sido a su vez afinado con las experiencias de otros procesos como el de las licitaciones del Espectro por parte de OFCOM y del Departamento de Transporte en el modelo de franquicias ferroviarias (Department of Energy & Climate Change, 2011, pág. 116).

En términos generales, el proceso diseñado por el gobierno y sometido a consulta, contiene cuatro etapas secuenciales, a saber: (i) precalificación; (ii) invitación a participar; (iii) mejor oferta y oferta final (opcional); (iv) finalización de detalles con los candidatos preferidos. En la siguiente ilustración se muestra el flujograma del proceso como fue planteado en su momento:

Proceso de Selección del DCC



Fuente: *Smart Metering Implementation Programme – A consultation on the detailed policy design of the regulatory and commercial framework for DCC*. Elaboración propia.

A continuación, se hará una descripción de las principales características de cada una de las etapas arriba enunciadas:

Etapa de precalificación (PQ – pre-qualification)

Consiste en un cuestionario dirigido a los participantes de la convocatoria abierta cuyas respuestas se evalúan por un panel, quienes al confrontar las respuestas en contra de ciertos impedimentos, determinan qué proponentes son apropiados para ser invitados a aplicar (Department of Energy & Climate Change, 2011, págs. 117, 122). El propósito principal de esta etapa es proveer al Panel de Selección de la información necesaria para la correcta evaluación de los participantes, cuyos seleccionados serán recomendados a la Oficina de la Secretaría de Estado, a través del BEIS. Para tal efecto, se cuenta con el documento denominado Cuestionario de Precalificación (PQQ – *pre-qualification questionnaire*) el cual, de manera general, solicita a los participantes el siguiente tipo de información:

- Información del proponente y, de ser el caso, de los miembros de consorcios que debe incluir accionistas y estructura organizacional.
- Información económica y financiera, incluyendo la posibilidad e intención de presentar una garantía financiera en caso de ser requerido.
- Descripción de la gestión de administración y capacidad operacional.

- Experiencia relevante en licitaciones, contratos, sector de las comunicaciones y energía, incluyendo referencias.
- Información relacionada con la capacidad legal del proponente, incluyendo cualquier litigio pendiente.
- Conflictos de interés, incluyendo evidencia de independencia frente a cualquier prestador de servicios actual o futuro o frente a cualquier usuario del servicio.
- Disposición y capacidad de cumplir con la propuesta de licencia para DCC y otros requerimientos legales, incluyendo el hecho de aplicar para la respectiva licencia en gas y energía. Esta capacidad y disposición también deben existir para el cumplimiento del SEC y las obligaciones contractuales con los prestadores de servicios.

El proceso de selección para la siguiente etapa está compuesto por dos partes. En la primera, los proponentes deben cumplir con el PQQ, así como unos estándares mínimos relacionados con la capacidad de cumplir con las condiciones de la licencia. En caso de no contar con estos estándares mínimos, el participante no es analizado bajo las especificaciones de la Parte 2. Ahora bien, si la falencia en la aplicación es menor y subsanable, se le dan 48 horas para remediar la situación. A quienes cumplan con la Parte 1, se les requiere para obtener información más precisa y profunda sobre los ítems arriba anotados, con el fin realizar una evaluación más robusta sobre la información proveída. Finalmente, aquellos participantes seleccionados para la siguiente etapa son notificados sobre la decisión y se les entrega la información necesaria correspondiente. Aquellos no seleccionados, también reciben una notificación junto con la respectiva retroalimentación.

[Etapa de invitación a aplicar \(ITA-Invitation to Apply\)](#)

En esta etapa, los candidatos invitados a aplicar entregan sus propuestas detalladas acerca de cómo van a establecer la centralización de datos, cómo va a funcionar el agente centralizador de datos y la estructura de gastos esperados (Department of Energy & Climate Change, 2011, pág. 117). Al iniciar esta etapa, se entrega a los participantes información relacionada con los aspectos logísticos¹ y de planeación del proyecto, entre la que se resalta las reglas de la etapa en cuestión; descripción del proceso de evaluación; detalles sobre los contratos propuestos con los proveedores de servicios, cronogramas esperados para el DCC así como indicadores de desempeño. Del mismo modo, los proponentes deben aceptar cualquier cambio en el marco regulatorio o comercial entre la etapa de precalificación y la de invitación a aplicar. Teniendo esto en consideración, es necesario que presenten su aplicación junto con la siguiente información específica:

- Un resumen ejecutivo de la propuesta.
- Cualquier información adicional sobre experiencia relevante.

¹ De manera general, se proporciona la siguiente información: (i) las reglas de la etapa ITA; (ii) los cambios que ha tenido el proceso desde la etapa de precalificación; (iii) detalles de los contratos que se firmarían con los operadores; (iv) aproximación a los cronogramas e indicadores de desempeño que se espera de los oferentes; (v) guía para el acceso y manejo del cuarto de datos del proceso y; (vi) descripción del proceso de evaluación.

- Una carta de crédito expedida por una institución financiera, la cual se haría efectiva si el aspirante se convierte en el DCC.
- Plan de negocios que incluya estructura organizacional y planes de continuidad del negocio para el DCC.
- Una propuesta del plan de transición tanto para el inicio de la licencia como para su final.
- La estructura de costos proyectada para el DCC, en donde se debe incluir el margen propuesto para cada año de la licencia.
- Una propuesta para el esquema de incentivos y metas para la administración del DCC.

Al igual que en la etapa anterior, la evaluación se propuso en dos partes. En la primera de ellas, se verifica el cumplimiento de los requisitos de información anotados, sin los cuales, el proponente no puede continuar en el proceso. Sin embargo, en caso de omisiones menores, se otorga un plazo de 48 horas para subsanación. En la Parte 2, se evalúan los candidatos bajo los siguientes criterios y porcentajes:

Tabla 1 - Criterios de evaluación planteados en la consulta

Criterio de Evaluación	Peso
Experiencia relevante del proponente y de su equipo directivo	30%
Cómo el licenciatario va a cumplir con las obligaciones de la licencia	15%
Calidad de plan de negocios, incluyendo el plan de continuidad y transición	15%
Costos operacionales propuestos en los que se incluye el margen propuesto y el costo de funcionamiento del DCC	15%
Propuesta de esquema de incentivos y cantidad de ingresos que está dispuesto a arriesgar para este fin	15%
Experiencia en el mercado de las comunicaciones y en el mercado de la energía (en este punto se hace la salvedad de que es probable que sea mayor el peso de la experiencia en el sector de las comunicaciones)	10%

Fuente: *Smart Metering Implementation Programme – A consultation on the detailed policy design of the regulatory and commercial framework for DCC*. Elaboración propia.

Etapa de mejor oferta y oferta final (BAFO -Best and final offer)

Etapa concebida en el evento de existir dos o más propuestas similares, cuyo objeto es crear mayor tensión competitiva. Los detalles de esta etapa dependen de la necesidad de su utilización, basada en el número de candidatos que continúan. De acuerdo con la propuesta, se deben definir unos criterios de evaluación adicionales a partir de los cuales sea posible seleccionar a uno o más participantes para la siguiente etapa.

Etapa de candidatos preferidos y otorgamiento de licencia

En esta etapa se busca confirmar los que serían los “candidatos preferidos” del Panel, los cuales deben llenar los requerimientos de la licencia para convertirse en DCC. En caso de que alguno deje de cumplir, debe ser retirado del proceso y las deliberaciones continuarán con los restantes. Si por alguna razón, todos los “candidatos preferidos” son eliminados, aquellos participantes en reserva serán nominados como preferidos.

Una vez resuelta cualquier vicisitud en el proceso, el Panel recomienda a la Oficina de la Secretaría de Estado, a través del BEIS, a uno de los “candidatos preferidos” para convertirse en el licenciatario del DCC.

Finalmente, en la propuesta se previó la situación en la cual la licencia es revocada para lo cual se incluyó la posibilidad de que la autoridad pueda designar un licenciatario temporal para el DCC, a través de un proceso *fast track*, en cuyo caso la licencia debería ser aproximadamente por 18 meses².

3.1.2.2. Relacionamiento con el regulador o nominador

En este aparte del documento se describirá la interacción del DCC con su regulador o nominador en el proceso, para lo cual se tendrán como fuentes de información el Código de Energía Inteligente (*Smart Energy Code* – SEC, por sus siglas en inglés) y, por supuesto, la licencia otorgada ya que ambos documentos constituyen la base del funcionamiento del DCC. Como parte de este ejercicio, se hará referencia al nivel de independencia del DCC dentro de la estructura implementada en el Reino Unido.

Código de Energía Inteligente (SEC – *Smart Energy Code*)

Como parte del programa de implementación de la medición inteligente lanzado en 2011, se incluyó como una necesidad la de agregar un nuevo Código de Energía Inteligente. De esta manera, debería existir una obligación de cumplimiento de dicho código a cargo de los agentes del mercado con licencias, con el fin de convertirse en el código de la industria (Department of Energy & Climate Change, 2011, pág. 31 y ss). Igualmente, en la licencia que se otorgara al DCC, habría de incluirse de manera expresa esa misma obligación.

El SEC entró en vigor bajo la licencia del DCC en septiembre de 2013 y define los derechos y obligaciones de los proveedores de energía, los operadores de red y todas aquellas partes involucradas en el proceso

² El **proceso rápido o *fast-track*** se eliminó dado que los gastos del proceso de selección se elevarían y algunos interesados se inhibirían de hacer parte del proceso. Como medida para suplir la eventual ausencia del licenciatario se sugirió un régimen especial de administración (*Special Administration Regime* – SAR) que se obtiene a través de legislación primaria o un régimen de intervención (*Intervention Regime*) que se encuentra contemplado en el texto de la licencia.

de medición inteligente en Gran Bretaña (SEC, s.f.). El SEC tiene su propio gobierno corporativo dirigido por el Comité del SEC, el cual tiene vigilancia por parte de OFGEM. Sus objetivos principales son:

- Facilitar la eficiente provisión, instalación, operación e interoperabilidad de los sistemas de medición inteligente.
- Apoyar al DCC en el cumplimiento de las obligaciones adquiridas en virtud de la licencia otorgada.
- Facilitar a los usuarios el manejo de su energía y gas proveyendo información apropiada a través de los sistemas de medición inteligente.
- Facilitar la competencia efectiva entre las personas involucradas o conectadas con el suministro de energía.
- Facilitar la innovación en el diseño y operación de las redes de energía.
- Asegurar la protección de datos y seguridad de los datos en los sistemas de operación del SEC.

El Comité del SEC está compuesto por: 2 representantes de los grandes proveedores, 2 representantes de los pequeños proveedores, una persona elegida por parte de la red de electricidad, una persona elegida de la red de gas, 2 personas elegidas de otros participantes del SEC, un representante nominado por el DCC y 2 personas nominadas por el Consejo para Ciudadanos (organización independiente especializada en el apoyo y asesoría a ciudadanos). Un aspecto relevante en cuanto al relacionamiento tiene que ver con el hecho de que en este comité también participan un miembro de OFGEM y un representante de la Oficina de la Secretaría de Estado (SEC, s.f.). No obstante, estos últimos tienen voz pero no voto en las deliberaciones.

Adicionalmente, debe mencionarse que con el fin de contar con un vehículo corporativo para el ejercicio de las funciones del Comité del SEC, se creó la compañía “*The Smart Energy Code Company-SECCo*”, cuya junta directiva es muy similar a la del mencionado comité y en donde, cada uno de sus miembros, a excepción de los representantes del OFGEM y la Oficina de la Secretaría de Estado, a través del BEIS son designados por el director de la empresa.

Licencia otorgada

Como ya se mencionó, la empresa *Smart DCC Ltd.* opera la licencia otorgada en septiembre de 2013 por el BEIS y regulada por OFGEM, la cual le permite el manejo de los datos de la medición inteligente y la infraestructura de comunicaciones. Esta licencia tiene una duración de 12 años e impone una obligación de control *ex post* de precios para poder inspeccionar la estructura de costos del DCC por parte de OFGEM. Esta última, junto al BEIS, tienen la capacidad de modificar dicha facultad.

A pesar de la activa participación de la Oficina de la Secretaría de Estado a lo largo del proceso, en el acápite de definiciones de la licencia, específicamente en el numeral 1.4 de la Parte A, se establece que debe entenderse como “Autoridad” a la OFGEM (Department of Energy & Climate Change, 2013). Esto tiene gran relevancia, toda vez que, a lo largo del documento existen distintas referencias sobre las

facultades con que cuenta para la vigilancia del cumplimiento de las obligaciones de la licencia. A continuación, se hará una relación de los aspectos más relevantes en el relacionamiento entre *Smart DCC Ltd.* con el BEIS y OFGEM.

En cuanto a licencia en sí misma considerada

De acuerdo con la licencia, OFGEM está facultada para tomar decisiones frente a la continuación y revocación de la licencia. Asimismo, tienen la posibilidad de modificar las condiciones de esta, especialmente, aquellas relacionadas con el control de precios. A continuación, se hará referencia a cada uno de estos aspectos:

- Extensión de la licencia

De manera posterior al 31 de marzo de 2018, previa consulta con el licenciatario, OFGEM tiene la facultad de extender la licencia por un período máximo de 6 años, contados a partir de la expiración de la licencia inicial, para lo cual, deben tenerse en cuenta factores relacionados con: facilitar un proceso eficiente y competitivo en la elección de un licenciatario sucesor, permitir un proceso de empalme eficiente con él y garantizar la continuidad en la prestación del servicio. La extensión se puede aplicar en más de una ocasión, pero no puede exceder en total el término de 6 años anotado. Finalmente, esta puede realizarse incluso sin consentimiento del licenciatario, pero en este caso, solo es permitido por una vez y no por más de un año.

- Revocación de la licencia

Otra de las facultades con las que cuenta OFGEM es la de revocar en cualquier momento la licencia otorgada. El esquema está planteado bajo la existencia de 3 tipos de eventos distintos: (i) evento de revocación de emergencia (*Emergency Revocation Events*); (ii) evento de revocación en la concesión (*Grant Revocation Event*) y; (iii) otra revocación (*Other Revocation*). La primera categoría se refiere a situaciones de tipo económico o legales que impiden al licenciatario continuar con sus obligaciones (por ejemplo, la imposibilidad de pagar sus deudas o una orden judicial). En el segundo caso, ocurre un error significativo por parte del licenciatario en el proceso de selección para convertirse en DCC, el cual amerita la revocación en opinión de la autoridad. Finalmente, pueden existir otro tipo de eventos en donde el licenciatario se ve expuesto a la revocación como puede ser el mutuo acuerdo, el incumplimiento de los pagos que debe hacerse a OFGEM o el incumplimiento a órdenes dictadas por esta autoridad. Un punto para resaltar es que se incluye como evento de revocación en esta categoría, el incumplimiento con las normas de protección de datos y protección de la libre competencia. Por lo tanto, el no acatar las órdenes de las autoridades de estos dos regímenes, también puede constituir una causal de revocación. En caso de revocación de emergencia, OFGEM debe notificar con por lo menos 24 horas de anticipación, mientras que para la revocación por evento en la concesión son mínimo 7 días y, para las demás, por lo menos 30 días (pág. 4 y ss).

- Modificaciones de la licencia

La facultad de modificación de la licencia se compartía entre la Oficina de la Secretaría de Estado y OFGEM. Sin embargo, esta se extinguió para la primera de ellas el 21 de octubre de 2018. En otras palabras, en la actualidad solo OFGEM puede proponer cambios a la licencia bajo los procedimientos aplicables y bajo el poder de dirección de la Oficina de la Secretaría de Estado. Uno de los aspectos más relevantes al respecto, lo constituye el control de precios previsto en el Capítulo 9 de la licencia, inicialmente diseñado por la Oficina de la Secretaría de Estado y cuyas modificaciones, seguimiento y ajustes están a cargo de OFGEM.

Respecto a la tarifa que paga el licenciatario a OFGEM

De acuerdo con la licencia, *Smart DCC Ltd.* debe pagar a OFGEM una tarifa anual compuesta por los siguientes conceptos (pág. 41 y ss):

Tabla 2 - Conceptos incluidos en la tarifa que paga el DCC

Concepto 1	Tarifa anual aplicable al licenciatario, relacionado con los Costos Relevantes probables, en los que la Oficina de la Secretaría de Estado incurrirá en el siguiente año de la licencia en el ejercicio de sus funciones.
Concepto 2	Tarifa anual aplicable al licenciatario, relacionado con los Costos Relevantes probables, en los que OFGEM incurrirá en el siguiente año de la licencia en el ejercicio de sus funciones.
Concepto 3	Proporción Relevante de los costos estimados en que ha incurrido la Comisión de Competencia en el año anterior, en conexión con cualquier requerimiento o indagación realizada con respecto a la licencia otorgada o cualquier otra licencia bajo la legislación principal de energía. En caso de no existir ningún tipo de actuación, la Proporción Relevante es igual a 0.
Concepto 4	Proporción Relevante de los costos en que hubiera podido incurrir OFGEM en el año anterior frente a una situación como la propuesta en el Concepto 3.

Fuente: *Smart Meter Communication License*. Elaboración propia.

El valor total debe ser cancelado en dos pagos durante el año. El primero se realiza el 20 de junio, para lo cual OFGEM notifica a *Smart DCC Ltd.* (antes del 31 de mayo) el valor que debe pagar. El segundo, por su parte, se debe cancelar el 31 de enero, siendo notificado el licenciatario del monto el 1 de enero de cada año.

Sobre los servicios de valor adicionales

En caso de que el licenciatario tenga la intención de ofrecer un servicio de valor adicional, debe primero notificar a OFGEM para obtener la fecha en la cual puede iniciar dicha actividad. Para este efecto, el *Smart DCC Ltd.*, debe aportar información relacionada con los siguientes aspectos: (i) descripción detallada de

la naturaleza del servicio de valor adicional; (ii) confirmación de que el licenciatario ha notificado la naturaleza y alcance de su propuesta a los reguladores relevantes (regulador de comunicaciones, regulador de agua y el Comisionado de Información como garante de la protección de datos); (iii) evaluación sobre el impacto de la propuesta en materia de costos, eficiencia y seguridad y; (iv) explicación sobre cómo la propuesta de un servicio de valor adicional es consistente con los objetivos generales de la licencia (pág. 45 y 46).

En cuanto a la Independencia

El Capítulo 3 de la licencia aborda la cuestión de la independencia del licenciatario y se enfoca en 4 condiciones fundamentales, las cuales se explican a continuación. En primer lugar, la Condición 9 se refiere a la independencia y autonomía del licenciatario. Por su parte, la Condición 10 hace alusión a la protección de la información confidencial, mientras que la Condición 11 incluye los deberes emanados de la posición especial del licenciatario. Por último, la Condición 12 guarda relación con la designación y obligaciones del Oficial de Cumplimiento (pág. 55 y ss).

- Independencia y autonomía de *Smart DCC Ltd.*

Existe una prohibición general a cargo del licenciatario para llevar a cabo cualquier negocio o actividad diferente a aquellas autorizadas por la licencia. Sin embargo, existen unas excepciones que deben ser autorizadas por OFGEM y que se relacionan con la propiedad total del licenciatario en subsidiarias: (i) cuya única actividad gire alrededor de los negocios autorizados o (ii) cuya razón de ser es la obtención de financiamiento para realizar los negocios autorizados. Asimismo, están autorizadas las inversiones adquiridas en el giro ordinario de la administración de la licencia.

Además de lo anterior, existen ciertas restricciones relacionadas con la estructura corporativa. Ni el licenciatario ni ninguna de sus subsidiarias puede en ningún momento mantener o adquirir ningún tipo de inversiones en alguna empresa a la que se le hayan proveído servicios autorizados por la licencia, así como tampoco en ningún proveedor externo necesario para prestar dichos servicios. En esta misma línea, el licenciatario debe asegurarse de que ninguno de sus directores se convierta en director o empleado, o tenga intereses financieros en empresas a las que se les suministra el servicio o en proveedores necesarios para su prestación. Estas obligaciones incluyen al SEC. Adicionalmente, se tienen 2 Directores Suficientemente Independientes (*Sufficiently Independent Directors*) en la administración del Licenciatario. Estos directores deben ser personas naturales con las capacidades técnicas necesarias pero sin vínculo alguno ni con el licenciatario ni con sus empresas vinculadas.

- Protección de la información confidencial

Esta condición implica que el licenciatario debe tomar todas las acciones apropiadas para detectar y prevenir cualquier divulgación no autorizada de información confidencial, la cual solo puede ser utilizada para el desarrollo de las actividades permitidas por la licencia. Como parte de su cumplimiento, debe

además contar con una declaración de cumplimiento (*Compliance Statement*), aprobada de manera previa por parte de OFGEM.

- Deberes emanados de la posición especial del licenciatario

En este caso, se aborda la obligación del licenciatario de comportarse, especialmente en el mercado, de manera adecuada y acorde con su posición especial en él. Específicamente, esta condición exige que *Smart DCC Ltd.*, (i) administre y opere en todo momento los servicios autorizados en una forma en que pueda asegurar que no restringe, previene o distorsiona la competencia; (ii) no otorgue o reciba subsidios cruzados de ninguna empresa relacionada; (iii) no tenga preferencias indebidas o discrimine y; (iv) tome todos los pasos apropiados dentro de su poder para asegurarse de que sus contratistas cumplan de la misma manera con estas obligaciones.

- Designación y obligaciones del Oficial de Cumplimiento

El licenciatario debe designar un oficial de cumplimiento encargado de verificar el acatamiento de las obligaciones previstas en el Capítulo 3. Debe ser una persona independiente que cumpla con las competencias necesarias, cuya designación es consultada con OFGEM. Este oficial produce un reporte anual para los directores del licenciatario, el cual debe remitírsele a la autoridad, y debe ser publicado en la página web de la empresa. En dicho reporte deben describirse las actividades realizadas por el oficial durante el año, las investigaciones realizadas y los hallazgos; las quejas presentadas y cualquier acción de remedio aplicada, entre otros asuntos relacionados con sus tareas.

Sobre algunas interacciones relevantes adicionales

Como se puede observar de los aspectos descritos, el relacionamiento con *Smart DCC Ltd.* ha sido intenso por parte de las dos autoridades involucradas en el proyecto desde un primer momento, siendo OFGEM la que tiene una intervención más activa en el desarrollo y supervisión de la licencia y, como se verá más adelante, en su continuidad y renovación. A continuación, se citarán algunos otros temas en donde existe, de una u otra forma, una interacción relevante.

Tabla 3 - Interacciones adicionales relevantes

Tema	Interacción
Interpretación de las obligaciones adquiridas	La Oficina de la Secretaría de Estado tiene la facultad de dirigir, consentir, aprobar y designar en lo que respecta a las obligaciones previstas en la licencia.
Sobre los objetivos de la licencia	La Oficina de la Secretaría de Estado tiene la facultad de modificar los objetivos inicialmente propuestos.
Manejo de riesgos	Tanto la Oficina de la Secretaría de Estado como OFGEM, tienen injerencia en el diseño y aprobación de los procedimientos y políticas sobre manejo de riesgos del licenciatario.

Transición	La Oficina de la Secretaría de Estado estableció todos los parámetros y ajustes en la licencia en el SEC para facilitar la transición inicial en la entrada del licenciatario.
Ajustes de evolución en la red	La Oficina de la Secretaría de Estado tiene la facultad de realizar las modificaciones necesarias para que, de manera económica, eficiente y coordinada, logre los ajustes de evolución en la red.
Servicio centralizado de registro	La dirección de este objetivo está a cargo de OFGEM.
Solución de controversias	OFGEM está facultada para resolver las controversias entre el licenciatario y cualquier persona respecto de los términos en que los servicios son ofrecidos y prestados.
Smart Energy Code – SEC	Fue diseñado por la Oficina de la Secretaría de Estado.
Aspectos financieros	OFGEM está a cargo de la supervisión de los aspectos financieros (recursos, políticas de cumplimiento, dividendos, estabilidad, seguridad, entre otros) del DCC.
Suministro de información por parte del licenciatario	Tanto la Oficina de la Secretaría de Estado como OFGEM, tienen la facultad de solicitar información en cualquier momento. Asimismo, debe haber un reporte anual sobre la calidad del servicio, disponible para OFGEM, quien ejerce la vigilancia y supervisión de este tema.
Orden de Administración	OFGEM tiene la facultad de expedir una Orden de Administración con el fin de corregir alguna situación relacionada con el manejo del DCC. Con esta orden incluso se puede remover a los directivos del licenciatario.
Sucesión de la licencia	OFGEM está a cargo de determinar las condiciones de la sucesión de la licencia, para lo cual, entre otras facultades, debe aprobar el plan de sucesión que debe ser presentado por el licenciatario.

Fuente: *Smart Meter Communication License*. Elaboración propia.

Respecto de la convocatoria para revisar los ajustes regulatorios para el DCC

El 21 de febrero de 2021, OFGEM realizó la convocatoria para la revisión de los posibles ajustes para el DCC, en donde, la entidad señala claramente que no revisará los aspectos relacionados con la licencia, sino que, por ahora, iniciará con la revisión del marco regulatorio del gestor, cuyos posibles cambios deberían implementarse cuando la actual licencia expire en septiembre de 2025 (OFGEM, 2021). La primera fase de la revisión se enfocará en los siguientes aspectos:

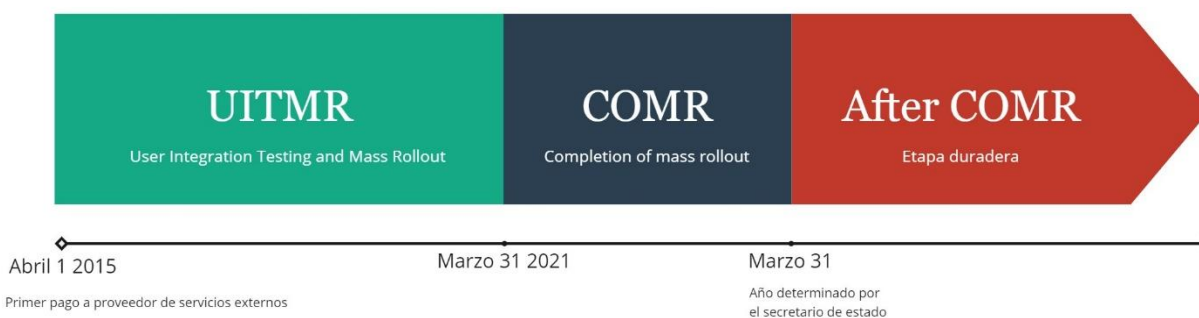
- Establecer los resultados que se esperan de la gestión del DCC en el período 2025-2040.
- Evaluar la efectividad de los compromisos actuales a la luz de la experiencia adquirida, así como acordar temas claves a tener en cuenta como parte del proceso en 2025.
- Determinar qué partes del marco regulatorio actual del DCC deben ser revisadas.
- Determinar los principios y objetivos que guíen la revisión.

3.1.3. Aspectos relacionados con el funcionamiento

Como ya se ha mencionado en este documento, el DCC es regulado por la OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*), bajo estándares específicos de control de precios (Data Communications Company, 2020), metodología de cargos (Data Communications Company, 2020), código de energía inteligente SEC (SEC, 2021) y política de seguridad de la información (Data Communications Company, 2019).

Como lo muestra la Ilustración 2, el proyecto estructuró sus actividades y cobros a usuarios en tres etapas principales. La primera etapa, UITMR, cubre las pruebas de integración de los usuarios y el despliegue masivo de los sistemas *Smart Metering System* (SMS). Una vez terminada la primera etapa, en marzo 31 de 2021, concluían las pruebas de integración y se daba inicio el periodo para completar la implementación masiva, COMR. Por último, desde el momento en el cual la Oficina de la Secretaría de Estado lo considere pertinente, después de una consulta con las autoridades, el SEC y los actores, comienza la última etapa en la que el programa debe estar ya completamente desplegado y los cargos y la normativa se mantienen en el tiempo (SEC, 2021).

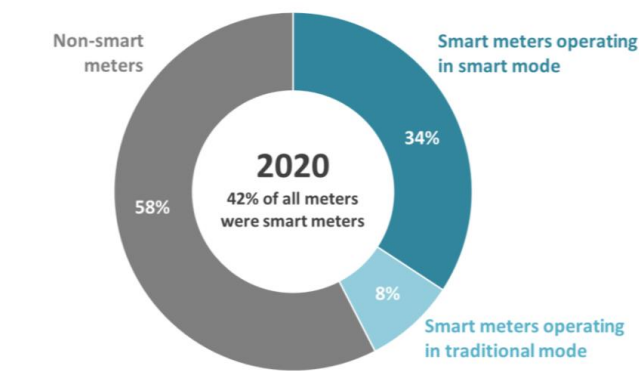
Ilustración 2 - Etapas del proyecto según SEC



Fuente. Elaboración propia a partir de (Data Communications Company, 2021).

A diciembre de 2020, Reino Unido contaba con casi veintitrés millones de medidores inteligentes instalados, de los cuales alrededor de diecinueve millones se encuentran operando en modo inteligente (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021). Esta cantidad representa un 42% de penetración de medidores inteligentes, incluyendo un 8% de medidores operando en modo tradicional:

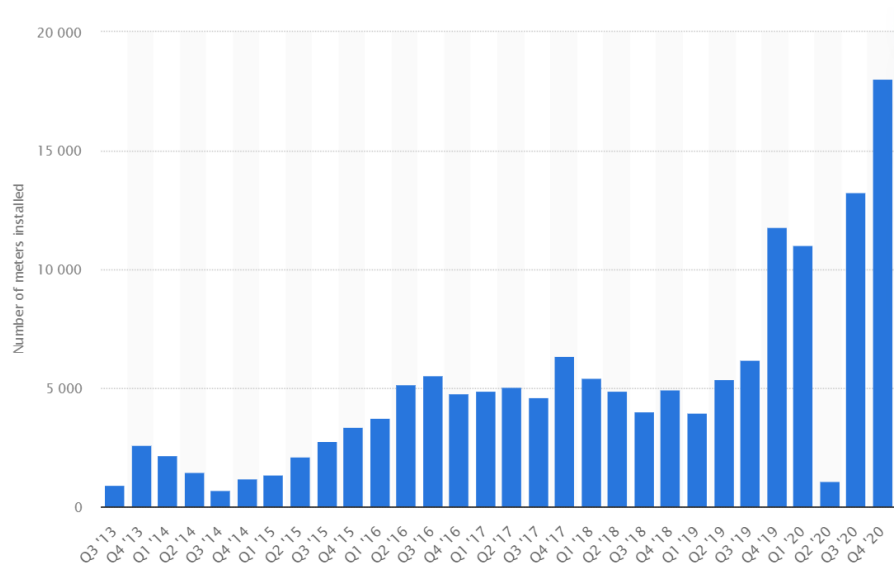
Ilustración 3 - Medidores inteligentes operativos en Reino Unido



Fuente: (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2021).

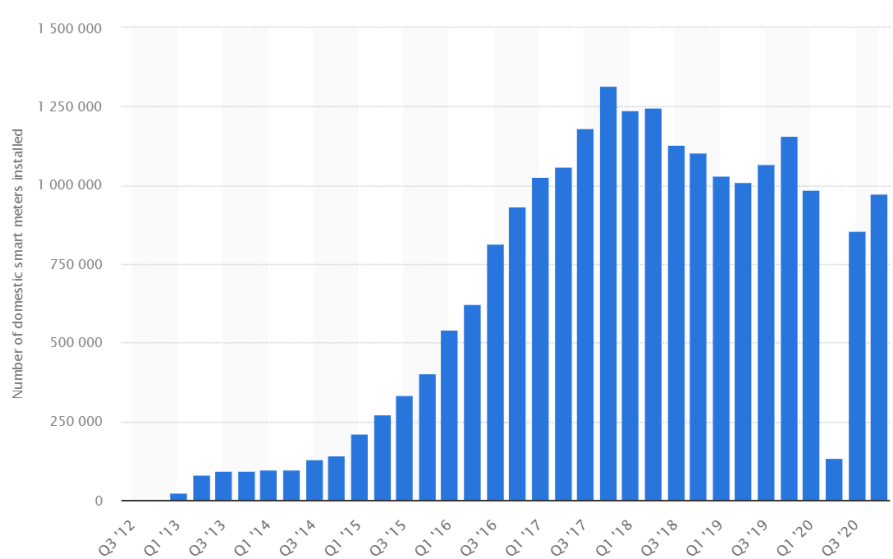
El proceso de instalación de medidores inteligentes desde el 2013 puede verse en la Ilustración 4 – Instalación por trimestres de SMS No residenciales 2013 – 2020; y, en la Ilustración 5 – Instalación por trimestres de SMS residenciales 2013 – 2020, donde se evidencia que, tanto para puntos residenciales como no residenciales, se afectó notablemente la cantidad de medidores inteligentes instalados debido a la pandemia del coronavirus (COVID-19).

Ilustración 4 - Instalación por trimestre de SMS No Residenciales 2013 - 2020



Fuente: (Statista, 2021).

Ilustración 5 - Instalación por trimestre de SMS Residenciales 2013 - 2020



Fuente: (Statista, 2021).

A continuación, se explican los aspectos mencionados y se entra en detalle en las condiciones operativas, de flujo de información, los modelos de remuneración y las alternativas de monetización para los datos.

3.1.3.1. Modelos de Remuneración

La DCC recupera sus costos a través de cargos aplicados a proveedores de energía, operadores de red y otros usuarios autorizados. Anualmente, la DCC emite una revisión a su Metodología de Cargos, que debe explicar de forma documentada, completa, y coherente, los métodos y principios que se aplican para determinar los cargos por servicio en conformidad con el código de energía SEC para ese año (Department of Energy & Climate Change, 2013).

Adicionalmente, los cargos aplicables deberán ser enunciados regularmente en la Declaración de Cargos, en donde además debe existir un pronóstico de los posibles cargos futuros, de manera que los actores puedan documentarse y actuar bajo esas estimaciones (SEC, 2021).

En la Declaración de Cargos, la DCC establece cinco diferentes grupos y cuatro principales tipos de cargos, de manera que cada grupo tiene unos cargos asociados según su actividad económica. Los grupos están definidos de la siguiente manera (Data Communications Company, 2021):

- G1: Proveedores de importación (*Import Suppliers*)³

³ Significa, para un sistema de medición inteligente:

(a) la Parte Proveedora de electricidad y/o gas Registrada durante ese período o en ese momento con respecto a la MPAN de Importación relacionada con ese Sistema o Dispositivo de Medición Inteligente; o

- G2: Proveedores de exportación (*Export Suppliers*)⁴
- G3: Proveedores de gas
- G4: Proveedores de electricidad
- G5: Transportadores de gas

Por otro lado, los cargos se clasifican según cuatro principales tipos. Algunos de ellos diferencian la tarifa según si el punto SMS (*Smart Metering System*) posee un código MPAN (*Meter Point Administration Number*) doméstico (clases 1 y 2) o no doméstico (clases 3 a 8). Se puede encontrar un mayor detalle en (Energy Linx, 2014). A continuación, se enuncian los cargos y se muestra el valor actual de los mismos para el periodo 2021 – 2022, durante la etapa COMR:

- Cargos fijos. Son aplicables a todos los grupos de la siguiente manera:

Tabla 4 - Cargos fijos mensuales por punto para año regulatorio 2021 – 2022

GRUPO	CARGO FIJO MENSUAL POR PUNTO (COP/MSMS ⁵) ⁶	
	Doméstico	No - Doméstico
G1	4.775	4.775
G2	780	780
G3	3.600	3.600
G4	565	565
G5	0	0

Fuente: Elaboración propia a partir de (Data Communications Company, 2021).

- Cargos fijos CH. Asociados a dispositivos con funcionalidad *Communications Hub*.

Tabla 5 - Cargos fijos mensuales por punto CH para año regulatorio 2021 – 2022

GRUPO	CARGO FIJO MENSUAL POR PUNTO CH (COP/ESMS ⁷)	
	Doméstico	No - Doméstico
G1	1.705	3.080

(b) cuando no exista MPAN de Importación relacionada para ese Dispositivo o Sistema de Medición Inteligente, la Parte Proveedora Registrada durante ese período o en ese momento con respecto a la MPAN de Exportación relacionada con ese Dispositivo o Sistema de Medición Inteligente.

⁴ Significa, para un Sistema o Dispositivo de Medición Inteligente, la Parte Proveedora de electricidad y/o gas Registrada durante ese período con respecto a la MPAN de Exportación relacionada con ese Dispositivo o Sistema de Medición Inteligente.

⁵ *Mandated Smart Metering System*. Cada MPAN asociado con una locación o vivienda, independientemente de si allí ha sido instalado o inscrito a un SMS.

⁶ Se utiliza una tasa de cambio de COP 5.231,49 por 1 GBP

⁷ *Enrolled Smart Metering System*. Se refiere a un SMS inscrito en DCC.

G2	290	530
G3	1.275	2.310

Fuente: Elaboración propia a partir de (Data Communications Company, 2021).

- Cargos fijos Alt HAN. Asociados a servicios de información, fabricación e instalación de dispositivos alternativos de red de área residencial Alt HAN. Estos sistemas permiten la conexión del 5% de los *Smart Metering Systems* en Reino Unido que no pueden comunicar de manera exitosa sus dispositivos al interior de una residencia, ya sea debido a inconvenientes de localización o problemas de materiales y tipo de edificación (Alt HAN Co., 2018). La compañía opera bajo contratos con los proveedores de energía, es financiada por la DCC y es regulada según la última sección del SEC (Alt HAN Co., 2018).

Tabla 6 - Cargos fijos mensuales por punto Alt HAN para año regulatorio 2021 – 2022

GRUPO	CARGO FIJO MENSUAL POR PUNTO Alt HAN (COP/MSMS)	
	Doméstico	No - Doméstico
G1	1.705	3.080
G2	290	530

Fuente: Elaboración propia a partir de (Data Communications Company, 2021).

- Cargos explícitos. Se cobran de forma independiente al grupo del actor y pueden ser:
 - Establecidos: Aplicados cuando un actor solicita equipos tipo *Communications Hub* auxiliares o de prueba, o por usuarios que los devuelven, pierden o averían.
 - Indicativos: Se refieren a aquellos pagos cuyo valor depende de variables solo calculables en el momento de la orden, como evaluaciones de seguridad y privacidad de los usuarios, cargos debido a costos de reubicación o conexión a la puerta de enlace de DCC; evaluaciones, pruebas o asistencia respecto a los servicios de DCC; retornos de dispositivos tipo *Communication Hub* a la ubicación incorrecta o instrucciones de envío no convencionales.

Los cargos fijos se cobran a cada actor según la cantidad de puntos SMS de los cuales disponga o sobre los que actúe. Adicionalmente, los cargos CH y Alt HAN serán adicionados según cada dispositivo (*Communication HUB* y Alt HAN) instalado en los puntos para cada actor. Finalmente se añadirán los cargos explícitos en los que haya incurrido durante el mes.

Al finalizar cada mes, la DCC deberá enviarle a cada uno de los actores que incurrieron en los cargos, una factura en la cual evidencie (SEC, 2021):

- Fecha de vencimiento.
- Los cargos incurridos por el actor en ese mes.

- El monto del IVA a pagar sobre los montos anteriores.
- El monto total que el actor deberá pagar por ese mes.

Los cargos están calculados principalmente según el informe de ingresos estimados de la DCC que expide junto a la Declaración de Cargos. En éste se especifica la estimación de ingresos del siguiente año regulatorio (variable t) por cada tipo de cargo, para cada grupo (variable g). También, en algunos casos, el cálculo diferencia los ingresos de manera regional (variable r : norte, centro y sur). Los cálculos para cada cargo, según la etapa del proyecto (ver Tablas), se muestran en el anexo 2.

También se observa cómo algunos cargos dependen de factores de ponderación diferenciado para cada uno de los cinco grupos. Para el periodo 2021 – 2022, se muestran los factores de ponderación determinados por la DCC en la Tabla 7.

Tabla 7 - Cálculos para cargos fijos en la etapa UITMR

Grupo	Factor de ponderación para grupos de cargos	Factor de ponderación para grupos de cargos CH	Factor de ponderación para grupos de cargos alt HAN
	Cargo fijo α_{gt}	Cargo fijo CH β_{gt}	Cargo fijo Alt HAN γ_{gt}
G1	0.49	0.52	0.5
G2	0.08	0.09	
G3	0.37	0.39	0.5
G4	0.06		
G5	0.00		

Fuente: Elaboración propia a partir de (Data Communications Company, 2021).

3.1.3.2. Condiciones de Entrada y Salida

La licencia establece un periodo de operación hasta el 22 de septiembre de 2015 (12 años), que está sujeto a las condiciones presentadas en la misma licencia (con posible modificación posterior por parte de OFGEM y BEIS). Además, la licencia también estipula que, bajo propósitos específicos, después del 31 de marzo de 2018, la autoridad competente podrá prorrogar la duración de la licencia por un tiempo máximo de seis años adicionales. En caso de una extensión de la licencia por un año o menos, la autoridad deberá informar con al menos seis meses de antelación la decisión. En caso de aumentar el término de la licencia por más de un año, la notificación deberá darse al menos un año antes (Department of Energy & Climate Change, 2013).

Por otra parte, se establecen eventos causantes de revocación de la licencia, que pueden ser de emergencia, de concesión, u otros.

La revocación debida a eventos de emergencia debe ser notificada con 24 horas de antelación y se puede dar debido a, por ejemplo:

- El licenciataria no está en capacidad de pagar sus deudas o presenta una condición de insolvencia.
- El licenciataria entra en un proceso de liquidación.

La revocación por evento de concesión debe ser anticipada con mínimo siete días y sucede cuando la autoridad determina que hubo alguna declaración errónea durante, o con relación al proceso de solicitud de licencia.

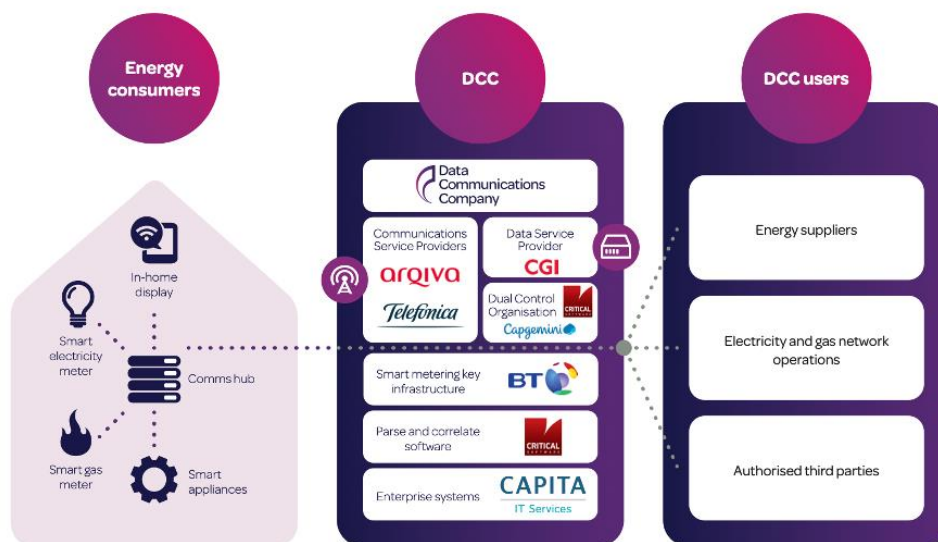
Otros eventos de revocatoria pueden darse en los siguientes escenarios:

- Si ambas partes (el ente licenciataria y la autoridad) acuerdan por escrito que la licencia debe ser revocada.
- Si alguna deuda se mantiene 30 días sin ser pagada y continúa impaga 14 días después de que la autoridad hace la notificación de vencimiento.
- Si alguna orden no fue cumplida y no se presenta rectificación satisfactoria durante los tres meses siguientes a la notificación de falla.

3.1.3.3. Condiciones Operativas

La mayoría de los servicios que provee la DCC son a través de compañías con las cuales Capita PLC (actual poseedora de la Licencia DCC a través de su subsidiaria Smart DCC Ltd.) celebra contrataciones mediante licitaciones competitivas. En el 2013, Capita PLC estableció contratos con Telefónica para proveer la infraestructura de comunicación en las regiones del sur y centrales de Reino Unido, mientras que Arqiva se encarga, hasta el 2028, de la infraestructura de comunicación en el norte del país. Por otro lado, CGI IT UK Limited firmó también un contrato para desarrollar y operar el sistema que controla los mensajes hacia y desde los medidores inteligentes, ejerciendo la función de proveedor de servicio de datos (Department of Energy & Climate Change, 2013). Actualmente el ecosistema de la DCC está estructurado en la Ilustración 7.

Ilustración 6 - Ecosistema de la DCC



Fuente: (Data Communications Company, 2019).⁸

El código de energía inteligente establece los roles y responsabilidades de los distintos actores que tienen acceso a la red. En total para 2021, son 331 actores entre los que se incluyen a los operadores de infraestructura, así como a las empresas generadoras y los proveedores de energía. Sin embargo, también se cuentan otros actores que pueden tener o requerir acceso a la infraestructura de datos, como proveedores de software a empresas de energía o compañías que acceden directamente a los datos en nombre de los consumidores a través de dispositivos de Internet of Things - IoT (SEC, 2021).

Las obligaciones base otorgadas a la DCC como entidad de medición inteligente se encuentran en el documento de la Licencia otorgada. Se complementan, además, con las condiciones anuales de regulación de Precios de la OFGEM. Entre estas condiciones, se destacan (Department of Energy & Climate Change, 2013):

- **Obligaciones iniciales y de futuro desarrollo:** Establecen las condiciones de la DCC en cuanto a los objetivos de la Licencia. Además, estipulan que el licenciatario debe construir uno o varios planes de prueba de los diferentes sistemas o procesos incluidos en los acuerdos del SEC, donde especifique los pasos a seguir y las responsabilidades de cada actor en el plan. También, la DCC deberá presentar un plan de acuerdos duraderos de cambio de proveedores (*Enduring Change of Supplier Arrangement* EcoS), en donde especifique los acuerdos que debe seguir cada actor respecto al uso y propiedad del medidor inteligente cuando un consumidor decida cambiar de

⁸ Esta figura hizo parte del Producto 1 del Contrato CREG 2020-067, sin embargo, se consideró relevante incluirla en este documento a manera de contextualización.

proveedor de energía (SEC, 2020). Otros planes que debe presentar la DCC comprenden la actualización y evolución de la red y los objetivos de desarrollo futuros en cada una de las etapas del proyecto. Finalmente, también deberá otorgar la provisión, entrega, gestión y mantenimiento oportunos de un servicio de registro centralizado confiable, eficiente, económico y seguro que debe mejorar la experiencia de cambio de los consumidores, mediante la provisión de sistemas y servicios que puedan adaptarse de manera económica y eficiente a los requerimientos futuros del mercado y que permitan la administración proactiva de datos que conduzca a un nivel muy alto de mejora continua de la precisión y que cumplan o superen los estándares establecidos en el Código de Energía Minorista.

- Requerimientos para los servicios: Además de establecer la obligación de presentar periódicamente la metodología y la declaración de cargos, también están listadas las condiciones que garantizan la prestación de servicios comerciales obligatorios según SEC.

La licencia presenta los requerimientos de cada servicio obligatorio que debe ofrecer DCC, entre los que se incluyen: servicios básicos de información, servicios electivos de comunicación, servicio de inscripción de medidores y servicio de *Communications Hub*.

Los flujos de información, normativa de reglamentación, información, cobros, energía y consentimientos se puede apreciar en la Ilustración 8. También se puede observar cómo el usuario interactúa directamente con los proveedores de energía (que pueden ser de importación y exportación, G1 y G2), tanto respecto al cobro y facturación, como frente a la energía eléctrica que consume. Por otra parte, los operadores de red (G4) no se relacionan con los consumidores finales, pero sí pueden, al igual que los proveedores, acceder a los datos que requieran con intermediación de la DCC, bajo una remuneración establecida según el modelo de cargos.

Legend

- Insights
- Rules
- Data and Messages
- Service
- Money
- Consent

3.1.3.4. Condiciones de Intercambio de Información

Los consumidores pueden acceder fácilmente a sus propios datos de consumo a través del monitor IHD (*In Home Display*) instalado en sus viviendas y compartirlos, si lo desean, con terceras partes a las que provean de autorización explícita. Además, pueden solicitar al comercializador de energía los datos históricos de los últimos 24 meses. Adicionalmente, los consumidores tienen la potestad de elegir la

frecuencia con la que el medidor envía datos, o si la empresa proveedora de energía puede compartir los datos con otras organizaciones o usar las lecturas con fines de ventas y marketing.

Según los datos necesarios, los comercializadores de energía pueden acceder a datos de consumo de energía mensual y diario de los consumidores domésticos para cumplir con las obligaciones reguladas, como proporcionar facturas precisas. El acceso a los datos con una periodicidad inferior a un día (hasta media hora) debe estar sujeta al consentimiento del consumidor tras haber sido notificado acerca del uso de sus datos y de cómo puede revertir la autorización. Los datos más granulares almacenados en los medidores inteligentes se relacionan con el consumo en cada período de media hora. Cuando los comercializadores de energía deseen utilizar datos de consumo (en cualquier nivel de granularidad) con fines de marketing, se requiere el consentimiento explícito del consumidor. Esto les impone la responsabilidad de explicar claramente por qué desean acceder a esta información e incentiva el desarrollo de productos y servicios pero cumpliendo con la legislación más amplia de protección de datos relacionada con el suministro de avisos e información (según corresponda). Estas reglas están diseñadas para garantizar que los consumidores puedan tomar decisiones informadas sobre cómo compartir sus datos de consumo detallados e incluyen requisitos para mantener a los consumidores actualizados, a intervalos apropiados, en relación con los datos de consumo de energía que se recopilan de sus medidores inteligentes.

Los operadores de red tienen la obligación de operar y gestionar la red en forma segura y eficiente. En esa medida, los datos de los contadores inteligentes les ayudarán a cumplir con estas obligaciones, manteniendo la continuidad del suministro y respondiendo a las necesidades cambiantes del sistema energético de manera que pueden acceder mensualmente a los datos de consumo. Sin embargo, de requerir información en periodos inferiores a un mes pueden seguir dos caminos posibles: (I) que cuenten con el permiso de los consumidores (tras explicarles qué datos se recopilarán y los fines para los que se utilizarán); o (II) si han implementado procedimientos, que han sido aprobados previamente por OFGEM, para tratar los datos de tal manera que, en la medida de lo posible, ya no puedan asociarse con un consumidor individual, en una ubicación particular, es decir, hayan sido anonimizados.

En todo caso, los datos de consumo de energía obtenidos de cualquiera de las formas descritas anteriormente solo pueden ser utilizados por las redes de energía con el fin de cumplir con sus deberes regulados.

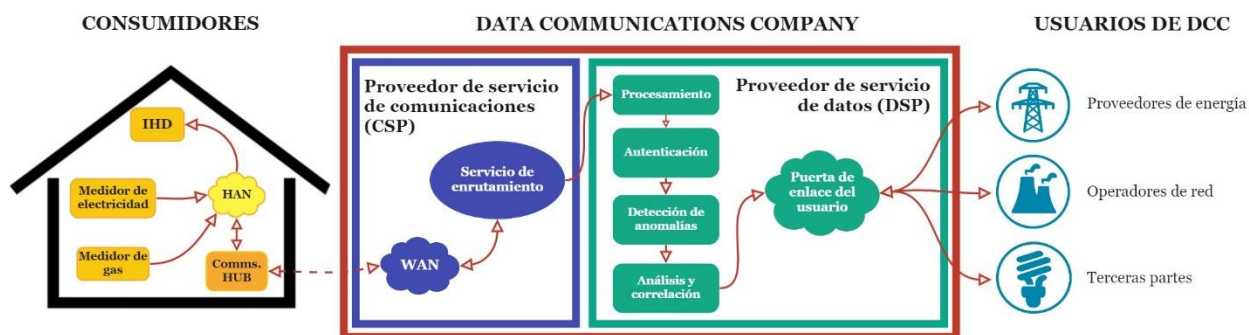
Los Operadores de Red También pueden acceder a datos detallados de consumo de energía cuando tengan motivos razonables para sospechar de robo o fraude y obtengan esos datos únicamente con fines de investigación; o después de recibir la aprobación para llevar a cabo una prueba y luego de haber proporcionado información a los consumidores relevantes, junto con la oportunidad de optar por no participar en la prueba. Es importante indicar que el Marco no impone ninguna restricción al acceso del operador de red (o del comercializador de energía) a otros datos, como lecturas de voltaje. Sin embargo, cualquier acceso a dichos datos estaría sujeto al cumplimiento de la legislación de protección de datos (en la medida en que los datos constituyan datos personales).

Se consideran terceras partes a aquellos actores no licenciados. Por ejemplo, están los actores intermediarios (TPI - *Third Party Intermediaries*), como sitios de comparación de proveedores, proveedores de recomendaciones de consumo o corredores de energía (*energy brokers*) (OFGEM, 2020). El régimen de protección de datos también les otorga a los consumidores el derecho de “portabilidad de datos”, con el cual pueden solicitar la transferencia de sus datos de consumo a organizaciones de terceros.

Las terceras partes pueden acceder a los datos de consumo siempre que obtengan el consentimiento del consumidor y le hayan informado a él acerca de la periodicidad de la recopilación de datos, de cómo serán utilizados y su derecho a no aceptar. Además, las terceras partes deberán establecer mecanismos para garantizar la privacidad de los datos y verificar que efectivamente la persona que ocupa la residencia es aquella que otorgó el permiso.

A continuación se explican estos procesos con mayor detalle: De conformidad con el marco de acceso de datos y privacidad para el programa de implementación de medición inteligente (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2018) hay una serie de rutas disponibles para los consumidores mediante los cuales pueden acceder a sus propios datos de consumo de energía. Esto les permitiría transmitir estos datos directamente a terceros, si así lo desearan. Además, el nuevo régimen de protección de datos otorga a los consumidores el derecho a la "portabilidad de datos", que podría aplicarse a los datos de consumo de energía y permitiría a los consumidores solicitar la transferencia de sus datos a organizaciones de terceros. Adicionalmente, para apoyar aún más a los consumidores en el intercambio de sus datos de consumo de energía, el Gobierno estableció disposiciones en la SEC que permiten a terceras partes autorizadas por la DCC (conocidos como 'Otros usuarios') acceder a los datos de consumo de energía directamente desde los medidores inteligentes de un consumidor, sujeto a las siguientes garantías de privacidad: (I) se debe obtener el consentimiento del consumidor antes de solicitar datos de consumo de energía a través de la DCC; (II) se debe proporcionar información al consumidor antes de la recopilación de datos y, cuando la recopilación de datos sea continua, a intervalos apropiados, incluida información sobre cómo se utilizan los datos y el derecho del consumidor a optar por no participar; (III) Los terceros deben tomar medidas para verificar que la solicitud de servicios y el consentimiento que hayan obtenido posteriormente provienen de hecho de la persona que ocupa el local en cuestión.

Ilustración 8 - Flujos de datos en el ecosistema DCC⁹



Fuente: Elaboración propia a partir de (National Cybersecurity Centre, 2016).

3.1.3.5. Alternativas de Monetización

En Reino Unido han surgido diversas empresas y organizaciones que, haciendo uso de los datos que proveen los medidores inteligentes, ofrecen servicios diferentes a los que cubren las empresas proveedoras de energía y las que operan la red eléctrica. Muchas de ellas están registradas en la lista de actores de SEC como “Otras” y son reguladas como terceras partes.

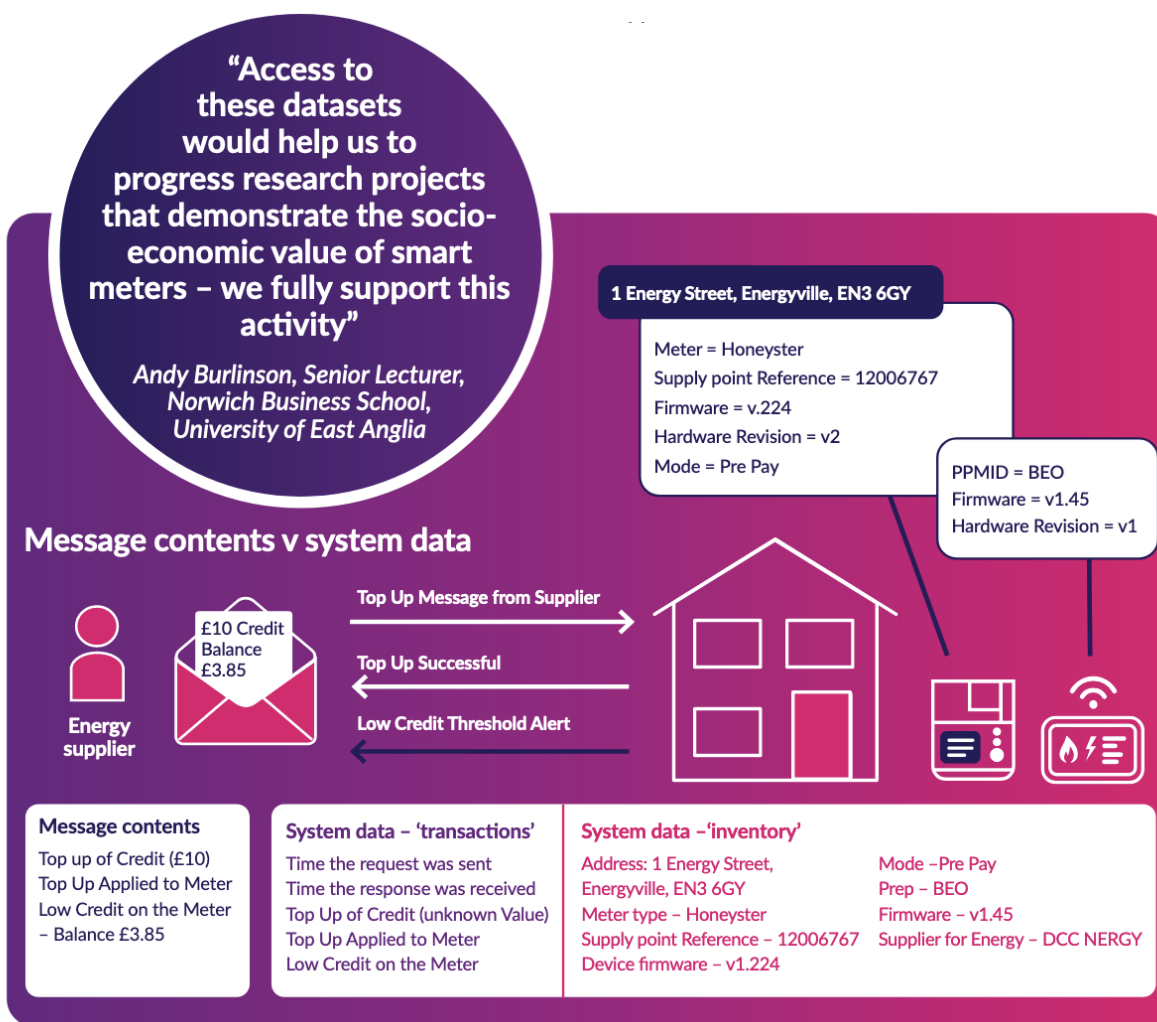
Entre los servicios que ofrecen estas compañías se pueden encontrar:

- **Páginas web de comparación de precio y cambio de proveedor:** Son páginas web que permiten a los consumidores buscar información acerca de su actual proveedor de energía y otras opciones disponibles en el mercado. A partir de la comparación de factores como la tarifa de energía, servicio al cliente o impacto en el medio ambiente, el consumidor puede solicitar, también por el sitio web, un servicio de apoyo en el cambio de su proveedor de energía. En la actualidad existen once organizaciones autorizadas por la OFGEM para proporcionar este servicio (OFGEM, 2021).
- **Corredores de energía:** Los corredores de energía ayudan sobre todo a las microempresas a comparar y encontrar mejores ofertas en el mercado energético. Los corredores suelen adquirir comisiones por sus servicios a través de los cargos incluidos en el contrato de suministro de energía del consumidor. Estos servicios han llamado la atención de las autoridades recientemente porque se han presentado múltiples prácticas desleales en torno a las tarifas que cobran los corredores y la información difusa que estos le proveen a algunas microempresas (OFGEM, 2021).
- **Domótica:** Algunas otras compañías proveen servicios para controlar, monitorear o automatizar los consumos de energía de una empresa o vivienda. Para ello, acceden y utilizan la información respectiva al consumo del usuario que provee el medidor inteligente.

⁹ El proveedor de servicios de datos maneja los denominados *Live Systems*, que incluyen el procesamiento de solicitudes, comandos, respuestas y alertas. Además de la autenticación de los datos, detección de anomalías, correlación y conexión de puerta de enlace con los usuarios.

- Datos del sistema: La DCC ha revelado recientemente su intención de ampliar el espectro de datos accesibles para sus usuarios. Pretenden poner a disposición de los actores los “datos del sistema”, es decir, aquellos datos con información sobre el mensaje, por ejemplo, a dónde fue enviado, cuando fue enviado, a qué dispositivo y si los mensajes fueron recibidos de manera segura, como se muestra en la siguiente ilustración (Data Communications Company, 2021).

Ilustración 9 - Contenidos de los mensajes vs datos del sistema



Fuente: (Data Communications Company, 2021)

En cuanto a la forma como DCC es remunerada por servicios diferentes a los contemplados en cargos fijos, se consideran cargos explícitos en relación con ciertos productos / servicios los cuales dependerán de una serie de variables que solo se conocen en el momento del pedido y para las cuales existe un conjunto de controladores de costo probables, que son indicativos del tipo de variables que DCC utilizará para recuperar el costo de la provisión del producto o servicio.

3.2. Australia (AEMO)

3.2.1. Contexto

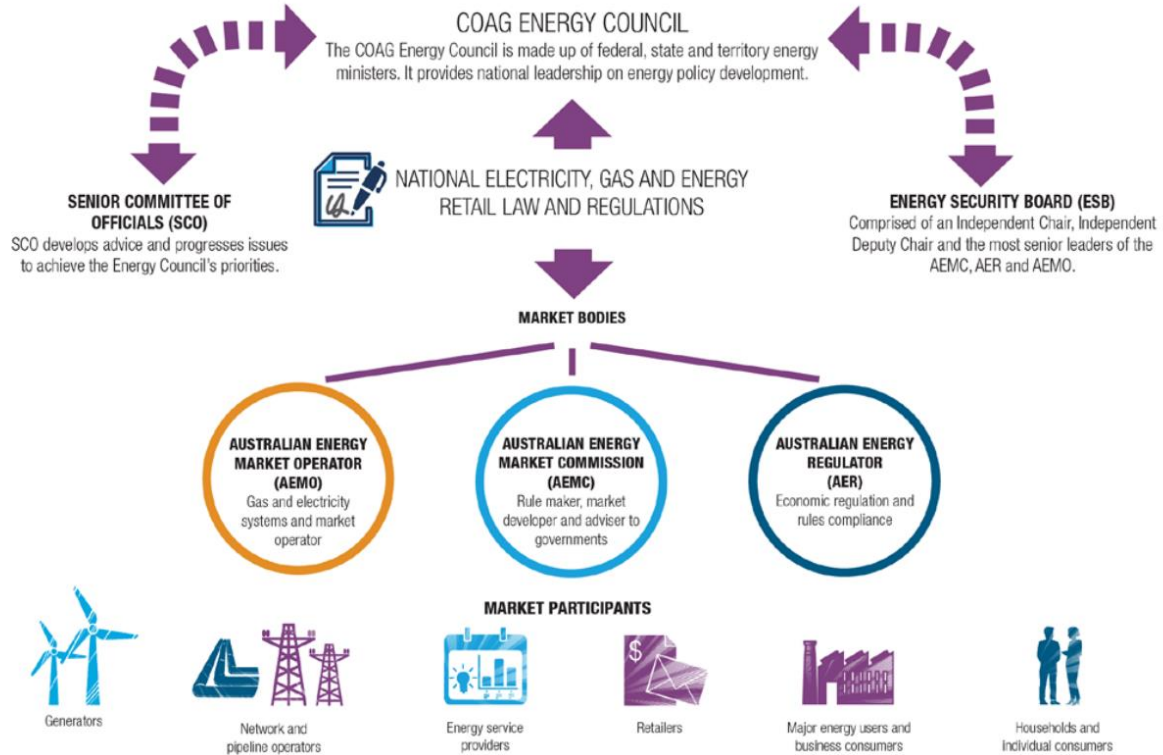
Australia cuenta con una superficie de 7.741.220 km². Ocupa la principal masa continental de Oceanía y es el sexto país más grande del mundo. Sin embargo, aproximadamente el 30% de su superficie es desértica. Según datos del Banco Mundial, en el 2020 Australia tenía un PIB per cápita, PPA de USD 52.518, y albergaba una población de 25.7 millones de personas.

Aparte del Gobierno Australiano, existen ocho gobiernos regionales en los estados y territorios internos de Australia: *New South Wales*, *Queensland*, *South Australia*, *Tasmania*, *Victoria*, *Western Australia*, *Australian Capital Territory* y *Northern Territory*. En cuanto a materia energética, todos estos gobiernos trabajan en conjunto para establecer la dirección de las políticas de regulación del país y lo hacen a través del *COAG Energy Council*, conformado por los ministerios de energía federales, estatales y territoriales. En 1998 se instauró el *National Electricity Market*, el cual es una red de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía que atraviesa cinco regiones conectadas: *Queensland*, *New South Wales* (que incluye el territorio de la capital), *Victoria*, *Tasmania* y *South Australia*. Suministra el 80% del consumo de electricidad australiano y es uno de los sistemas interconectados de electricidad más largos del mundo, con más de cinco mil kilómetros de extensión (AEMC, 2021).

Además, existen tres comisiones principales que estudian e instauran reglas de mercado para equilibrar tarifas, proteger a los consumidores y velar por la sostenibilidad y calidad energética (AEMC, 2018): la *Australian Energy Market Operator* (AEMO) opera el mercado nacional eléctrico (NEM) y los sistemas de gas y electricidad del país; la *Australian Energy Market Commission* (AEMC), creada en el año 2005, se encarga de establecer y modificar las reglas del mercado energético y provee asesoramiento a los gobiernos australianos en cuanto a desarrollo de mercados; y, por último, el *Australian Energy Regulator* (AER), que pertenece a la *Australian Competition and Consumer Commission* (ACCC), vigila el comportamiento económico del mercado y verifica el correcto cumplimiento de la normativa expedida por la AEMC. Además, opera servicios como *Energy Made Easy*, con el cual ayuda a los consumidores a entender y revisar los planes de energía de los proveedores según la comparación de tarifas, servicios y sus derechos como usuarios (AER, 2021). La AER no actúa en las regiones *Western Australia*, donde su papel lo desempeña la *Economic Regulatory Authority* (ERA), ni en *Northern Territory*, en donde se desempeña la *Utilities Commission*.

Los participantes del mercado energético son: los generadores de energía, los proveedores minoristas o *retailers*, los consumidores domésticos e industriales y los *Network Service Providers* (NSP), que se dividen en proveedores de servicio y actores activos. Entre los actores activos se encuentran los DNSP, encargados de las redes de distribución, y los TNSP encargados de las redes de transmisión (AEMC, 2018). La Ilustración 10 detalla los roles del ecosistema energético general de Australia.

Ilustración 10 - Ecosistema regulatorio de energía en Australia



Fuente: (AEMC, 2018)

Los *retailers* o minoristas, son los encargados y autorizados para proporcionar a los consumidores un contrato y una conexión a la red eléctrica. Existen diez proveedores minoristas registrados en la AER, que se acogen a la Ley Nacional de Minoristas de Energía y operan en diferentes estados según las redes de distribución nacionales (AER, 2021).

Los distribuidores de electricidad poseen y mantienen las redes de distribución, incluidas las líneas eléctricas y los postes de electricidad. Para los seis territorios en los que la AER tiene funciones, hay trece distribuidores repartidos en el NEM, de los cuales seis operan en el estado de Victoria (AER, 2021).

3.2.1.1. Constitución del AEMO

El AEMO fue creado en 2009 por el Consejo Australiano de Gobiernos (COAG – *Council of Australian Governments*) con el fin de administrar el mercado nacional de energía (NEM – *National Electricity Market*) al igual que los mercados de gas. La propiedad de este agente está distribuida entre el Estado y la industria, razón por la cual, cuenta con representación en su administración tanto del gobierno federal y estatal, así como de los diferentes participantes de la cadena de valor: generadores, productores, distribuidores y minoristas en el país. Sus principales funciones son:

- La operación del NEM.
- La operación del sistema de los sistemas del mercado de comercialización de energía.
- La planeación y previsión de las responsabilidades para el desarrollo de los sistemas de transmisión en el NEM y en el sistema de transmisión de gas de Victoria.
- Colaboración en la mejora de los mercados existentes, así como el desarrollo de nuevos en beneficio del sector de energía.

El AEMO está constituido como una compañía de carácter público y funciona bajo los criterios de recuperación de costos de servicio, a través del pago de los usuarios, y recuperación de costos de operación, mediante pagos realizados por los participantes de la industria (AEMO, s.f.). Opera dentro de la denominada Estructura de Gobernanza del Mercado de Energía de la cual también hacen parte: la Junta de Seguridad de Energía (ESB – *Energy Security Board*), la Comisión Australiana de Mercados de Energía (AEMC – *Australian Energy Market Commission*) y el Regulador Australiano de Energía (AER – *Australian Energy Regulator*) (AEMO, s.f.).

3.2.1.2. Programa de *Power of Choice* - PoC

El 10 de diciembre de 2012, la AEMC efectuó una revisión normativa llamada *Power of Choice*, en la que realizaba una serie de cambios regulatorios que posteriormente AEMO implementó en varios frentes, entre esa fecha y el primero de diciembre de 2017 (AEMO, 2021):

- Definición de los cambios necesarios en los procedimientos del mercado minorista de electricidad.
- Actualización de los procedimientos de comunicación comercial entre los diferentes actores del mercado, a través de protocolos B2B.
- Diseño, desarrollo e implementación de los cambios en el sistema de mercado minorista.
- Monitoreo, coordinación y preparación de la industria para adaptarse a los nuevos procedimientos.

El programa de *Power of Choice* facilita la participación de la demanda (*Demand Side Participation* - DSP) en el mercado energético, con lo cual se busca proveer al consumidor de mayores oportunidades para que pueda tomar decisiones informadas. Aparece, entonces, la necesidad de que los consumidores tengan acceso regular a la información acerca de su propio consumo energético y patrones en el mismo, lo que les permite cuantificar el impacto de sus decisiones en el mercado.

Entre el 2009 y el 2013, sin embargo, el estado de Victoria ya contaba con una política de instalación obligatoria de medidores inteligentes por parte de los distribuidores DNSP (*Advanced Metering Infrastructure Program*), con lo que se había cubierto alrededor de 2.8 millones de clientes (93% de penetración), a los que se les cobró AUD\$ 760¹⁰ por medidor. Dados los sobre costos que se presentaron

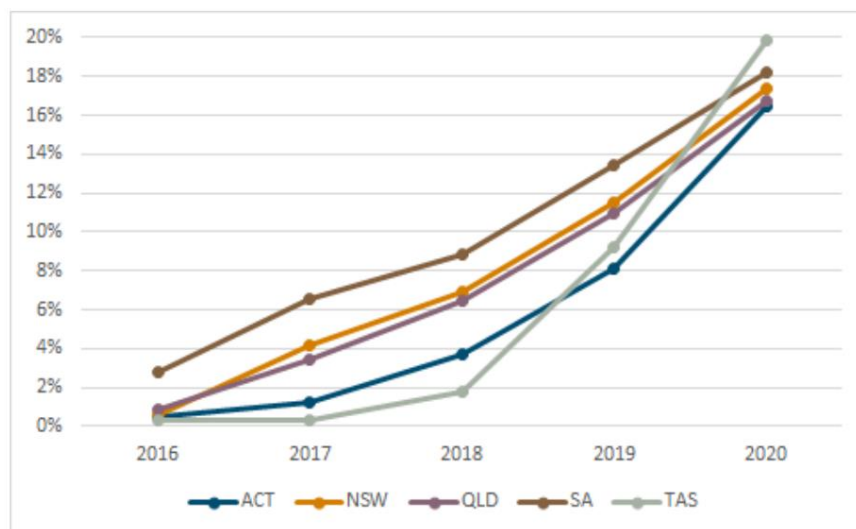
¹⁰ Equivalente a USD 551,28 a septiembre de 2021

para los consumidores en ese proyecto, la AEMC decidió que el Programa Nacional de Medición Inteligente fuera bajo principios de costos y suministro competitivos entre los minoristas (Energy Transition Hub, 2018).

Desde el 1 de diciembre de 2017, todos los nuevos medidores de la red del NEM y aquellos que requieran un reemplazo, deben ser medidores inteligentes. Sin embargo, los medidores convencionales no tienen obligación de cambio y la AEMC no ha establecido una meta definida de penetración en el NEM (Energy Transition Hub, 2018). Solamente hasta inicios del 2021, la AEMC consideró incentivos y obligaciones de instalación de medidores con el fin de agilizar el proceso de despliegue. Por ejemplo, obligaciones de cambio de los medidores con más de 30 años, o una meta impuesta a los minoristas de 90% de los clientes cubiertos para el 2030.

Para el 2021, fuera del estado de Victoria, la penetración de medidores inteligentes ronda el 25%, y se espera que, a ese ritmo, un despliegue completo se logre hasta después del 2040 (AEMC, 2021). La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el porcentaje de medidores inteligentes instalados en cinco años en el territorio capital (ACT), y en los estados de *New South Wales* (NSW), *Queensland* (QLD), *South Australia* (SA) y *Tasmania* (TAS).

Ilustración 11 -Penetración de medidores inteligentes por territorio en el periodo 2016 - 2020



Fuente: (AEMC, 2020).

En 2017, AEMO anunció la culminación del programa *Power of Choice*. Hasta ese momento, la responsabilidad de la instalación y mantenimiento de los medidores inteligentes estaba a cargo de los distribuidores y pasó a ser de los comercializadores, siendo, además, una elección de los consumidores el aceptar o no la instalación de un medidor con estas características (AEMO, 2017).

El AEMO fue designado para liderar el PoC, lo cual de manera general implica hacerse cargo de actualizar y desarrollar los procedimientos del NEM y facilitar la coordinación de la industria para la transición al nuevo esquema. Asimismo, ejerce como centro electrónico (*e-hub*) para transacciones entre participantes del mercado y sistemas para que estos pueden compartir información.

Como puede extraerse del anterior contexto, en Australia no hubo un proceso de selección contractual público o privado para la designación de un gestor de datos de información en el mercado de energía. Se decidió que AEMO, como operador establecido, se haría cargo de implementar y desarrollar los avances en este proyecto de Estado. No obstante, esto no quiere decir que no haya habido deliberaciones respecto al modelo que se debería implementar. Como se verá a continuación, es a través de la Comisión Australiana de Competencia y Consumidor (ACCC- *Australian Competition and Consumer Commission*) que se realizó un proceso de consulta y definición sobre cuál de los modelos propuestos por AEMO era el más adecuado para continuar con este proyecto.

3.2.2. Descripción de la selección del modelo y relacionamiento con el regulador o nominador

3.2.2.1. Respecto al proceso para definir el mecanismo “Gateway”

En 2017 el gobierno australiano presentó el régimen de datos de consumidores (*Consumer Data Right*, en adelante, CDR) (The Treasury, s.f.), el cual daría a los consumidores la posibilidad de tener mayor acceso y control sobre sus datos y mejoraría su habilidad de comparación, escogencia y cambio de proveedor de bienes y servicios. Además, tenía el objetivo de incentivar la competencia entre dichos proveedores, quienes deberían mejorar no solo en calidad sino en innovación. En su orden, el régimen fue propuesto para iniciar en el sector financiero, luego para ser implementado en el sector de energía eléctrica y, como tercera prioridad, en el sector de las telecomunicaciones. Si bien, el Departamento del Tesoro Australiano lideró esta iniciativa, la ACCC tiene las siguientes responsabilidades:

- Acreditar a los potenciales destinatarios de los datos.
- Mantener el registro de los destinatarios y poseedores de los datos.
- Vigilancia y control.
- Proveer guía a los interesados sobre los derechos y obligaciones contenidos en el CDR.

Como estaba previsto, en 2018 el gobierno anunció su intención de incluir los datos de energía como parte del CDR y reconoció la existencia de ciertas consideraciones específicas de cada sector, en particular en el sector de energía, en donde los datos de un consumidor pueden estar en manos de un número de organizaciones siendo casi imposible que una sola entidad pueda entregar los datos suficientes por sí misma. Por tal razón, se estimó apropiado imponer obligaciones bajo el régimen de CDR en más de una entidad (ACCC, 2019). En febrero de 2019, la ACCC expidió el documento *Consumer Data Right in Energy- Consultation paper: data access models for energy data*, cuyo objetivo era reunir opiniones sobre los 3 modelos propuesto. A pesar de ya haber sido mencionados en la Consultoría realizada en desarrollo del

Contrato CREG 2020-067, consideramos necesario traerlo a colación, toda vez que, los elementos que fueron analizados para el proceso de selección pueden ser valiosos en el diseño de un mecanismo de selección del GIDI en Colombia.

- **Modelo 1-Centralizado:** AEMO ejerce como único poseedor de datos de un conjunto de datos centralizado, en el cual se incluyen los datos de usuarios en materia de consumo, los cuales para ese momento no poseía. Este operador deberá responder por la provisión de datos CDR directamente a los destinatarios acreditados (ACCC, 2019, pág. 7).
- **Modelo 2- Gateway:** AEMO provee una función de puerta de enlace y actúa como un conducto para la provisión de datos de CDR entre los poseedores de datos (entre quienes pueden incluirse minoristas y también distribuidores). Igualmente ejerce como proveedor directo de datos CDR para los destinatarios acreditados (ACCC, 2019, pág. 7).
- **Modelo 3 - CDR de economía amplia:** Aquellos agentes hasta el momento considerados poseedores de datos, como por ejemplo los comercializadores, serán responsables de proveer los datos CDR de manera directa a aquellos destinatarios acreditados. Se trata del modelo utilizado en el sector bancario (ACCC, 2019, pág. 7).

Ahora bien, como ya se anticipó, la información que se considera relevante para el alcance del presente estudio es aquella que se refiere a los elementos tomados en cuenta para definir uno de los modelos enunciados. De acuerdo con el documento de consulta arriba citado, la ACCC enfocó la evaluación de los modelos en los siguientes criterios:

Tabla 8 - Criterios para la definición del modelo "Gateway"

Criterio	Descripción
Funcionalidad para el usuario	Provisión de un proceso transparente y simple para que los usuarios puedan acceder a su información, para lo cual debe dárseles acceso a la comparación ente oferentes.
Efectividad en los costos	Nivel de eficiencia en las soluciones que aplica. Hasta qué punto es necesario realizar cambios sustanciales en el sistema y factibilidad de utilizar los sistemas existentes.
Interoperabilidad	Factibilidad de interoperabilidad con otros sistemas existentes, para lo cual, en cualquier caso, es necesario obtener la autorización explícita de los usuarios.
Eficiencias en los mercados relevantes	Nivel de eficiencia y promoción de la competencia en los mercados involucrados. Específicamente se analiza la potencialidad del modelo en: (i) nivel de competencia entre comercializadores; (ii) barreras de entrada a usuarios e innovación; (iii) posible creación de monopolios en datos y; (iv) hasta dónde se pueden crear servicios de intermediación en datos.

Confiabilidad, seguridad y privacidad	Nivel de prevención de brechas y riesgos de privacidad.
Flexibilidad y extensibilidad	Nivel de adaptabilidad del modelo frente a nuevos mercados ajenos al sector de energía.

Fuente: Energy rules framework – Consultation paper. Elaboración propia

En agosto de 2019, la ACCC expidió un segundo documento denominado *Consumer Data Right in Energy-Position paper: data access model for energy data*, en donde la autoridad planteó su posición sobre los modelos bajo análisis; luego de revisar sus ventajas y desventajas, así como los comentarios del sector, concluyó que el modelo más factible era el Modelo 2 – *Gateway*. Para llegar a esta conclusión, de manera adicional a los criterios ya mencionados, la ACCC incluyó en sus comentarios (por sugerencia del sector) la habilidad para facilitar, en términos de cumplimiento de cronogramas, la implementación del CDR (ACCC, 2019).

Los criterios utilizados por la autoridad de competencia y consumidor australiana son perfectamente aplicables, como parámetros de puntuación y diferenciación de candidatos, en un proceso de selección de un gestor como el propuesto en Colombia. Así, por ejemplo, los sistemas, programas o procedimientos que ofrezcan los distintos candidatos en temas como el de privacidad e interoperabilidad pueden considerarse como factores diferenciales y decisivos al momento de la elección.

3.2.2.2. Relacionamiento con el regulador o nominador

A continuación, se hará referencia a los aspectos más importantes del relacionamiento del AEMO; se presentará primero una aproximación al protagonismo que tiene la ACCC en la forma en que debe funcionar el gestor, especialmente en cuanto al manejo de los datos de los ciudadanos, para posteriormente, describir la forma en que el AEMO es administrado para conocer su nivel de independencia.

Respecto de la ACCC y la aplicación del CDR

El CDR fue una importante reforma en Australia, cuyo eje es el empoderamiento de los ciudadanos frente al manejo de sus datos. Como ya se mencionó, el sector financiero fue el primero en aplicar estas reglas en julio de 2020 y el sector de energía tiene previsto entre el año 2021 y 2022 lograr este mismo objetivo (Australian Government, 2020). Luego de la escogencia del modelo “Gateway”, a la que ya se hizo referencia, la intención de la ACCC es ahora analizar la necesidad de implementar reglas adicionales para este sector. Con este objetivo, la ACCC inició un proceso de consulta que comenzó en julio de 2020, con el fin de recoger los puntos de vista de las partes interesadas.

La ACCC preparó el documento *Energy rules framework – Consultation paper*, en donde aborda aspectos estructurales del funcionamiento de AEMO, enfocados al cumplimiento de los parámetros y reglas en materia de protección de datos. Si bien, en el cronograma de la agencia estaba previsto tener una versión

inicial de las reglas para el segundo trimestre de 2021, estas no han sido publicadas a la fecha. No obstante, a continuación, se hará referencia a algunas de las más importantes contenidas en la propuesta regulatoria:

Interacción con otras entidades

La ACCC reconoce que traer el CDR al sector de energía es un proceso que se encuentra en la etapa de desarrollo del marco estructural, el cual está siendo abordado por varias agencias con distintas responsabilidades:

Tabla 9 - Agencias encargadas de la implementación del CDR

Agencia	Principal función
Departamento del Tesoro	Encargado de abordar la solución de controversias externas relacionadas con el CDR.
ACCC	Debe liderar el desarrollo de las reglas que gobiernen el CDR en energía.
Oficina de Estándares de Datos (Data Standards Body -DSB)	Debe aconsejar al jefe de Estándares de Datos sobre cómo plantear los respectivos estándares de datos en energía. Esto es, los formatos y procesos para el intercambio de datos con los consumidores y dentro del sistema.
Oficina del Comisionado de Información	Regula los aspectos relacionados con la privacidad, incluyendo la aplicación de medidas de seguridad y las quejas de individuos y pequeños negocios.

Fuente: *Energy rules framework – Consultation paper. Elaboración propia*

Adicionalmente, la propuesta de la ACCC debe ser consultada con el Comisionado de Información, el Regulador Australiano de Energía y la Comisión de Servicios Esenciales de Victoria, tal como lo requiere la Ley de Competencia y Consumidor Australiana de 2020.

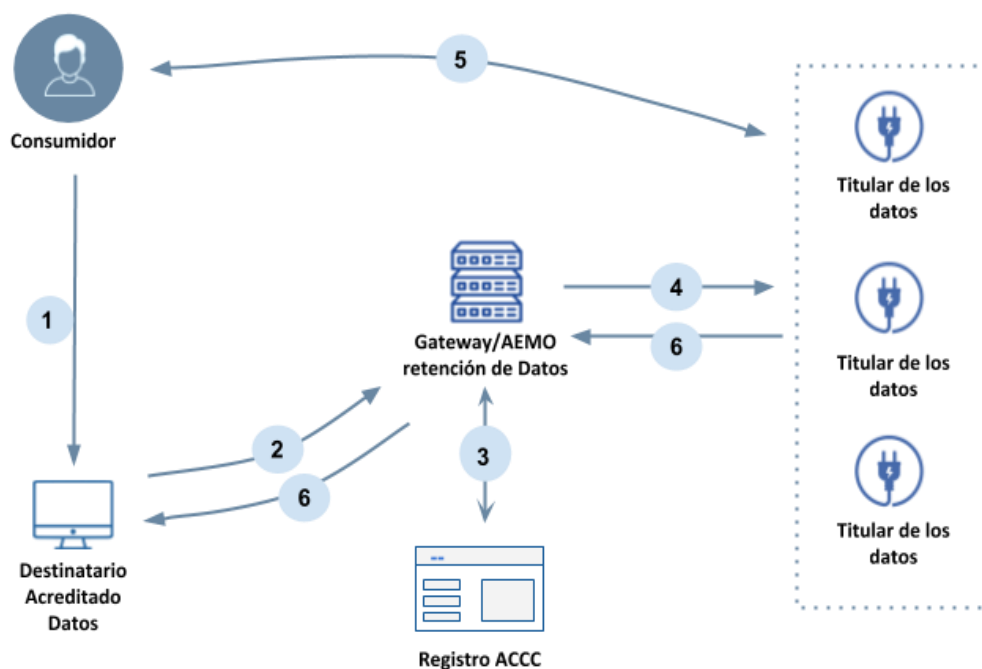
Aproximación de las reglas del CDR en el sector de energía

Según la ACCC, las reglas estarán guiadas por los principios de interoperabilidad, practicidad y flexibilidad. El propósito de la consulta es identificar problemas en donde se considere que existe la necesidad de introducir cambios, debido principalmente a factores tales como: las características de los datos de energía, los procesos de resolución de disputas, la decisión de implementar el modelo AEMO “Gateway”; el hecho de que el AEMO es el poseedor de los datos de algunos consumidores pero realmente no tiene una relación directa con estos, mientras que los comercializadores son los poseedores de otros datos de consumidores; Y, el hecho de que el sector tiene su propio marco de ciberseguridad el cual no es obligatorio para el CDR (Australian Government, 2020, pág. 8).

La propuesta de la ACCC se basa en la elaboración de reglas relacionadas con la divulgación, recolección, uso, precisión, almacenamiento, seguridad y eliminación de los datos CDR tratados por el “Gateway”. La

aproximación que tiene la agencia se basa en que el “Gateway” funciona como un conductor de los datos que manejan los poseedores de los datos (comercializadores) y que no mantiene o almacena a menos de que sea una acción esencial para cumplir su rol. La expectativa es que los comercializadores, como poseedores de los datos, cumplan con los requisitos propios de ese rol, lo cual no necesariamente ocurre con el “Gateway”, toda vez que, en la actualidad dicho cumplimiento solo es exigido a los comercializadores. Por esta razón, se requiere la creación de reglas para este nuevo agente. En la siguiente ilustración se observa el flujo que plantea la ACCC.

Ilustración 12 - Flujo de información del CDR en energía



1. El consumidor otorga el consentimiento al destinatario acreditado de los datos.
2. El destinatario acreditado de los datos contacta al “Gateway”, en busca de acceder a los datos del consumidor.
3. El “Gateway” verifica la acreditación del destinatario de los datos usando el registro de la ACCC.
4. El “Gateway” identifica cuál poseedor de los datos tiene los datos del consumidor y entrega los detalles de la transacción a este.
5. El proceso de autenticación y autorización ocurre de acuerdo con los requerimientos del CDR de reglas de energía. El rol del “Gateway” en este proceso está por definirse.
6. El destinatario acreditado de los datos solicita los datos que requiere y que están cubiertos en el consentimiento del consumidor. En este momento, los datos del consumidor se comparten a través del “Gateway”.

Fuente: *Energy rules framework – Consultation paper* (Traducción propia)¹¹

De acuerdo con la postura planteada por la entidad en la propuesta en cuestión, es necesario que el “Gateway” tenga reglas específicamente frente a su acreditación y registro; mantenimiento de registros

¹¹Esta figura hizo parte del Producto 1 del Contrato CREG 2020-067, sin embargo, se consideró relevante incluirla en este documento a manera de contextualización.

y elaboración de reportes, obligaciones propias de su rol en el CDR de energía y ciberseguridad. En este último punto, una opción viable es imponer al “*Gateway*” que cumpla con los estándares del Marco Australiano de Ciberseguridad para Energía (*Australian Energy Sector Cyber Security Framework – AESCSF*), el cual es actualmente voluntario.

En conclusión, la relación jurídica entre AEMO, ACCC y otras autoridades relacionadas, está enmarcada en el CDR. Sin embargo, es de resaltar que a la fecha se está adelantando un proceso para adoptar las reglas necesarias para que el CDR sea aplicable al sector de energía y, en particular, para que recojan el nuevo modelo de acceso de datos AEMO.

Administración del AEMO

El AEMO es una organización sin ánimo de lucro cuyos costos operativos son cubiertos por las tarifas pagadas por los participantes del mercado. Opera dentro de una estructura más amplia de gobierno del mercado de energía, en la cual participan el AEMO, la Comisión Australiana de Energía (*Australian Energy Market Commission-AEMC*) y el Regulador Australiano de Energía (*Australian Energy Regulator -AER*), estructura aprobada en la Revisión de la Gobernanza para los Mercados de Energía en el 2015 (AEMO, s.f.). La Junta Directiva del AEMO se encarga de supervisar el negocio y asegurarse de que la compañía cumpla con los objetivos corporativos bajo el respeto y cumplimiento de las leyes y regulaciones relevantes. Adicionalmente, se encarga de monitorear el desempeño de costo eficiencia de las operaciones y sistemas. La mayoría de la junta debe ser independiente y libre de relaciones que puedan interferir con la habilidad de ejercer su función de manera adecuada y autónoma.

Con el fin de abordar la forma como es administrado el AEMO, es necesario recorrer varios documentos relacionados con su gobernanza e interacción con entidades del gobierno. En primer lugar, se hará referencia a los aspectos más importantes contenidos en el documento de constitución del agente, entre los que se encuentran la designación de directivos y su nivel de independencia. Posteriormente, se recorrerán los Memorandos de Entendimiento (*MOUs – Memoranda of Understanding*) firmados con la Comisión Australiana del Mercado de Energía (AEMC), el Regulador Australiano de Energía (AER) y el Regulador de Energía Limpia (CER).

Constitución del AEMO

Este documento contiene las reglas internas de funcionamiento del AEMO, incluyendo, entre otros: sus objetivos, los ingresos y propiedades de la compañía, las membresías, el manejo de sus reuniones y decisiones; la designación, poderes y responsabilidades de sus directores y la contabilidad (AEMO, 2021). Para efectos de la presente consultoría, se considera relevante hacer referencia a lo relacionado con sus directivos.

En cuanto al número de directores, se establece que no puede ser mayor a 10 ni menor a 5, en donde debe incluirse al Director Administrativo, al Presidente y por lo menos a 3, pero no más de 6, con

experiencia en la industria. Quien ejerce como Director Administrativo no puede ejercer de manera simultánea como Presidente. La mayoría de los directores debe ser independiente, incluyendo el Presidente y dicha independencia debe ser evaluada regularmente por todos y para todos los directores. Los directores distintos al Director Administrativo son designados por los miembros del Consejo Ministerial de Energía y tienen un término de 4 años en el cargo.

Se entiende como director independiente a quien no tiene ningún tipo de negocio o relación que pueda interferir materialmente con el ejercicio de sus funciones y decisiones o pueda ser percibido de esta manera. Se considera que no existe independencia cuando:

- Está asociado con algún miembro del AEMO.
- Es empleado o ha sido empleado del AEMO o de alguno de sus miembros en los últimos 6 meses.
- Ha sido consultor o asesor del AEMO o de alguno de sus miembros en los últimos 6 meses.
- En un proveedor o cliente del AEMO o de alguno de sus miembros.
- Tiene alguna relación contractual con el AEMO o con alguno de sus miembros.

Memorando de Entendimiento con la AEMC

El propósito de este documento es el de establecer las reglas de interacción y comunicación entre las dos entidades, en busca de una mayor coordinación para lograr eficiencias individuales y colectivas dentro de los mercados de energía de Australia (AEMC & AEMO, 2014). EL AEMC es el regulador del sector de acuerdo con las normas de energía. Elabora las reglas para el Mercado Nacional de Energía (NEM) como respuesta a los requerimientos propuestos por los diferentes agentes, incluyendo el gobierno, la industria y los consumidores. En la siguiente tabla, se presentan los principales aspectos del documento.

Tabla 10 - Elementos relevantes del MOU entre AEMO y AEMC

Tema	Acuerdo
Principios	La relación debe estar basada en los principios de comunicación, cooperación y reciprocidad.
Mantenerse informados mutuamente	Cada organización reconoce que en el curso de sus funciones puede tener acceso a información que puede servir a la otra para cumplir con sus responsabilidades. Cada una aplicará sus mejores esfuerzos para notificar de esta situación en debida forma y tiempo.
Compartir información	Las organizaciones están facultadas para compartir información para ayudar a la otra en el desempeño y ejercicio de sus respectivas tareas, para lo cual realizará sus mejores esfuerzos.
Información confidencial	Las organizaciones reconocen que la divulgación de información confidencial puede afectar de manera negativa sus operaciones, razón por la cual, se incluye en el MOU un protocolo para el manejo de este tipo de información.
Consulta y cooperación	Se debe tener una cooperación constante entre las entidades, quienes se consultarán (incluso en lo relacionado con decisiones formales y

	declaraciones públicas) los asuntos que pueden afectar de alguna manera a la otra. En particular, la AEMC consultará, en una etapa temprana de la creación regulatoria, a AEMO aquellas decisiones que tengan impacto en su actividad, particularmente en los sistemas de tecnología de información relacionados con la operación de los mercados nacionales de energía y gas.
Reuniones regulares	Se pactan reuniones entre las Juntas Directivas, por lo menos cada 6 meses, para evaluar la operación del MOU. Asimismo, los presidentes deberán reunirse cada 3 meses.
Intercambio de funcionarios	Es posible intercambiar experiencias, entrenamiento y desarrollo de oportunidades entre las organizaciones.

Fuente: *Memorandum of Understanding: AEMO and AEMC*. Elaboración propia.

Memorando de Entendimiento con el AER

En este documento, el AEMO y el regulador australiano de energía reconocen la importancia de la consulta mutua, así como de la independencia en la toma de decisiones. Se comprometen a establecer de manera clara, los parámetros para los requerimientos mutuos de información y el manejo de información confidencial (AEMO & AER, 2011). Las funciones del AER se refieren principalmente al monitoreo y cumplimiento y su responsabilidad se enfoca en la regulación económica de las redes de transmisión y distribución en el mercado de energía nacional (NER), así como en los mercados de transmisión y distribución de gas. En la siguiente tabla, se describen los temas más relevantes del memorando.

Tabla 11 - Elementos relevantes del MOU entre AEMO y AER

Tema	Acuerdo
Principios	De manera adicional a los requisitos de reportes propios de las obligaciones legales, el AER y el AEMO trabajarán juntos y en cooperación con el fin de compartir información.
Compartir información	Se comprometen a establecer y mantener sistemas y procesos efectivos de intercambio de información, incluyendo aquella confidencial, así como su experiencia y conocimientos relacionados con todas las áreas del Marco Nacional de Clientes de Energía y el NER. Este compromiso se replica para las reglas de gas y transmisión.

Fuente: *Memorandum of Understanding: AEMO and AER*. Elaboración propia.

Memorando de Entendimiento con el CER

El marco de este acuerdo es la cooperación entre el AEMO y el Regulador de Energía Limpia (*Clean Energy Regulator-CER*), la cual se debe caracterizar por la confianza, colaboración y ayuda en el intercambio de información en el desarrollo de las funciones de cada uno de estos agentes (MOU between AEMO and the CER, 2013). El CER fue establecido en la Ley del Regulador de Energía Limpia de 2011 (*Clean Energy Regulator Act 2011*) y está encargado de la administración del mecanismo de precios del carbón, la meta

de energía renovable, el esquema nacional de reporte de efecto invernadero y energía, la iniciativa de cultivo de carbón y el Registro Nacional de Emisiones en Australia. A continuación, los aspectos más relevantes del memorando.

Tabla 12 - Elementos relevantes del MOU entre AEMO y CER

Tema	Acuerdo
Principios	Cooperación, comunicación y coordinación.
Compartir información	Se comprometen a requerir información mutuamente facilitando a la otra parte la divulgación, de acuerdo con sus obligaciones estatutarias.
Información confidencial	Las partes acuerdan que la información confidencial solo será compartida cuando dicho intercambio sea permitido legalmente. Asimismo, solo será usada para los propósitos y funciones propias de cada agente.
Consulta y cooperación	Los agentes se comprometen a prestarse mutua ayuda teniendo en cuenta los recursos disponibles.
Reuniones regulares	Se realizan al menos 2 veces al año a nivel directivo; a nivel de funcionarios, cada vez que se requiera para el desarrollo del acuerdo.

Fuente: *Memorandum of Understanding: AEMC and CER*. Elaboración propia.

3.2.3. Aspectos relacionados con el funcionamiento

3.2.3.1. Condiciones Operativas

Actualmente, los medidores inteligentes son ofrecidos a los consumidores por parte de los minoristas y es responsabilidad de estos últimos, su instalación. En caso de necesitarse un reemplazo o un nuevo medidor, es obligatoria la instalación de un medidor inteligente. Sin embargo, el consumidor, en cualquier caso, puede solicitar la desconexión de la comunicación de su medidor, lo que a veces puede resultar en cobros adicionales para el consumidor debido a la necesidad de hacer la revisión manual de consumo por parte del proveedor (AER, 2021).

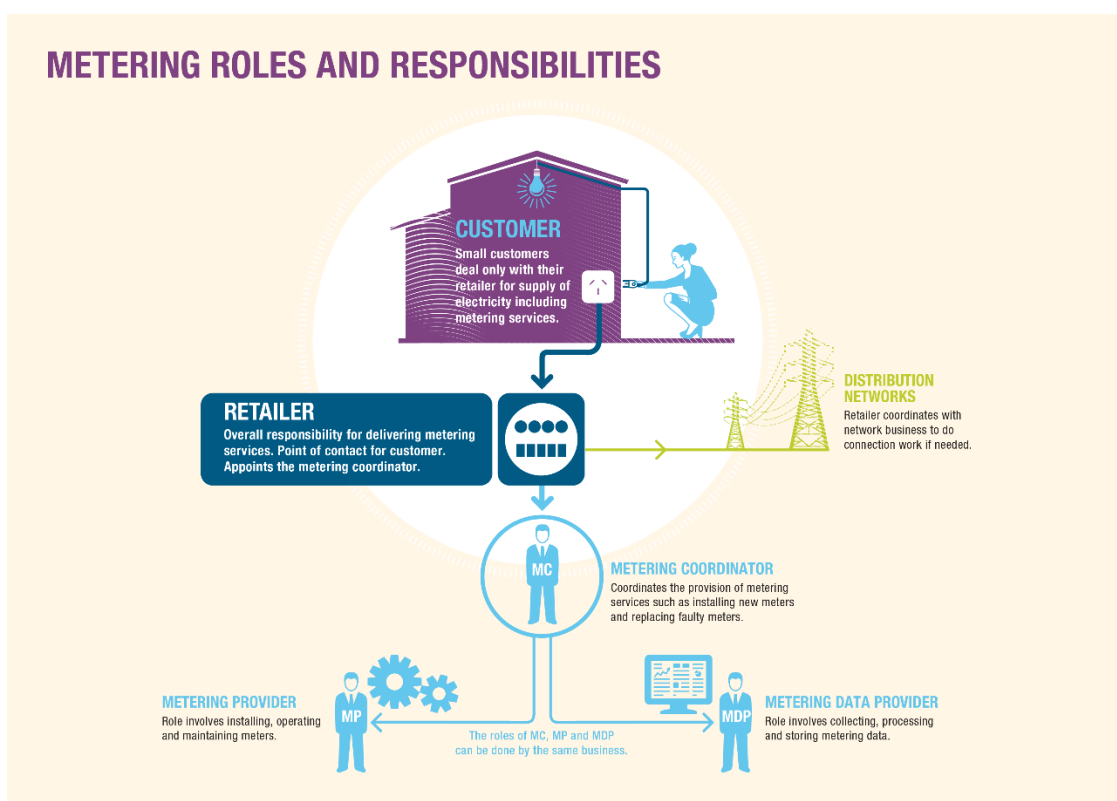
Debido a que existe un mercado competitivo de instalación de medidores, las formas de pago varían según el minorista. El consumidor debe informarse acerca de si el cobro por el medidor es en una sola factura o puede ser en varios pagos mensuales. Además, los minoristas deben comunicar a los consumidores si existen costos adicionales de implementación o si hay cobros permanentes por el uso de los medidores.

La estructura de intercambio de datos en Australia es descentralizada. Aunque AEMO coordina los protocolos y el intercambio de mensajes, y posee una base de datos central simplificada, no es el principal proveedor de información energética del mercado. Esta tarea le corresponde a las empresas avaladas por AEMO, denominadas *Metering Data Providers* (MDP).

Existen tres clases de proveedores de servicio que tienen relación con el proceso de medición. Los MDP se encargan de la recopilación y el procesamiento de los datos de medición de los consumidores a los que hayan sido designados. Los *Metering Provider* (MP), por otro lado, son empresas encargadas del suministro, instalación y mantenimiento de los medidores en los puntos de conexión. Tanto los MDP como los MP son dirigidos por los *Metering Coordinator* (MC), quienes, a su vez, asumen la responsabilidad de coordinar aquellos puntos que les fueron designados por los minoristas. Es posible que los tres roles sean desempeñados por una misma empresa registrada frente a AEMO. En la práctica, la mayoría de los MC operan también como MDP y algunas son subsidiarias de empresas proveedoras minoristas (AEMC, 2020).

Los minoristas son los encargados de contratar los servicios de medición y proveerlos a los consumidores. Además, al ser el punto de contacto del mercado energético con los usuarios, también deben suministrarles la información de consumo a sus clientes.

Ilustración 13 - Esquema de los proveedores de servicio de medición en el mercado energético



Fuente: (AEMC, 2020)

AEMO provee los requerimientos de comunicación entre los participantes registrados, a través de los procedimientos de empresa a empresa (B2B), que describen el contenido, los procesos y la información que se debe proporcionar en cada mensaje enviado. Debido a que las partes no hacen solicitud ni descarga de los datos a un HUB de datos central, sino que intercambian la información a través de mensajes entre

ellos, AEMO proporciona, además, una solución de interfaz de comunicación multiplataforma, denominada B2B e-Hub (AEMO, 2021).

Entre los participantes del mercado registrados, se encuentran 26 MDP acreditados (AEMO, 2020) por AEMO bajo estándares y procesos de calificación específicos, en los que se incluyen las condiciones de acreditación, las actividades autorizadas, el paso a paso del proceso y la tarifa que debe ser pagada a AEMO por el registro (AEMO, 2017).

Todos los participantes de mercado deben asegurarse de cumplir con las directivas de la Ley Nacional de Electricidad, lo que incluye asegurar la privacidad de los datos y la protección de información personal según la Ley de Privacidad de Datos de 1988. El programa *Power of Choice* realizó algunas revisiones en las cuáles incluyó el derecho de los consumidores a acceder a sus propios datos del medidor, ser capaces de compartirlos y saber para qué serán utilizados por parte de los participantes del mercado (AEMC, 2013).

3.2.3.2. Modelos de remuneración

AEMO recupera sus costos operativos a través de tarifas pagadas por los participantes de la industria. Específicamente, en cuanto a operaciones de coordinación y servicios relacionados con la información de los medidores inteligentes, la AEMO cobra los registros en el NEM de los participantes del mercado energético. La acreditación, por su parte, corresponde al aval que da AEMO a los servicios que proveen los *Metering Data Providers* y los *Metering Providers*, ambos roles creados bajo el programa *Power of Choice* (AEMO, 2021). Algunas de las tarifas para el periodo 2021 - 2022 se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13 - Ejemplos de cobros de registro y acreditación de AEMO

Tipo de cobro	Tarifa [COP] ¹²
Acreditación MDP (Metering Data Provider)	14.280.850
Acreditación MP (Metering Provider)	5.712.340
Registro de MC (Metering Coordinator)	33.331.500
Registro de NSP (Network Service Provider. Distribución y transmisión de energía)	30.301.100
Registro de cliente del mercado (incluye a los minoristas)	33.331.500

Fuente: (AEMO, 2021).

Los MDP, por su parte, son coordinados por los MC, que normalmente tienen contratos con los minoristas y recuperan los costos de operación a través del cobro por sus servicios de medición. Este aspecto es soportado bajo el sistema de mercado competitivo y los procesos de medición descentralizados que se desarrollan bajo el marco del programa *Power of Choice* (AEMC, 2015).

¹² Se utilizó una tasa de cambio de COP 2.856,17 por AUD 1.

3.2.3.3. Condiciones de entrada y de salida

En Australia, no existió un proceso de selección competitivo para la selección de la entidad encargada de controlar y monitorear el flujo de datos de los medidores inteligentes. AEMO fue designado por el papel que desempeña como operador de la red NEM.

Sin embargo, los MDP sí deben ser acreditados y registrados en la base de datos de AEMO. Para esto, deben seguir un proceso de aplicación, pago de tarifas y evaluación por parte de AEMO. En el documento *Service Level Procedure: Metering Data Provider Services*, AEMO especifica las condiciones y tópicos de evaluación para que una empresa pueda convertirse en MDP (AEMO, 2021). Entre los parámetros de análisis se incluyen: Revisión de experiencia y actividad económica relacionada; viabilidad y soportes financieros; recursos tecnológicos y capacidad de conectar sus servicios a los sistemas de comunicación establecidos por el mercado en el NEM; políticas de confidencialidad y certificados de calidad (AEMO, 2021).

3.2.3.4. Condiciones de intercambios de información

Existen dos formatos principales con los que los MDP se comunican con los demás participantes del mercado (AEMC, 2018):

- Formato de datos MDMF: Es para mensajes exclusivos de los MDP a AEMO. Es la forma en la cual se alimenta la base de datos central MDM (*Meter Data Management*) con la información obtenida de los medidores inteligentes. Las especificaciones de los mensajes de notificación, validación y reemplazo de datos se encuentran en la guía *MDM File Format and Load Process* de AEMO (AEMO, 2020). El formato contempla tres tipos de datos organizados en archivos CSV:
 - Datos de consumo: NMI o identificador del punto de medición. Fecha de inscripción del medidor en el registro del minorista. Consumo hasta la fecha en KWh. Indicador de si la energía fue producida o consumida.
 - Datos de intervalo: NMI o identificador del punto de medición. Fecha de inscripción del medidor en el registro del MDP. Consumo en KWh de cada uno de los 48 periodos diarios que corresponden a intervalos de medición de media hora.
 - Datos de perfil: Código del tipo de instalación del medidor inteligente.
- Formato de datos MDFF: Brinda más información que el formato MDMF e incluye datos como: Identificador NMI del medidor, indicador de producción o consumo energético; datos previos de lectura de consumo, lectura actual de consumo y fecha de medición previa y actual.

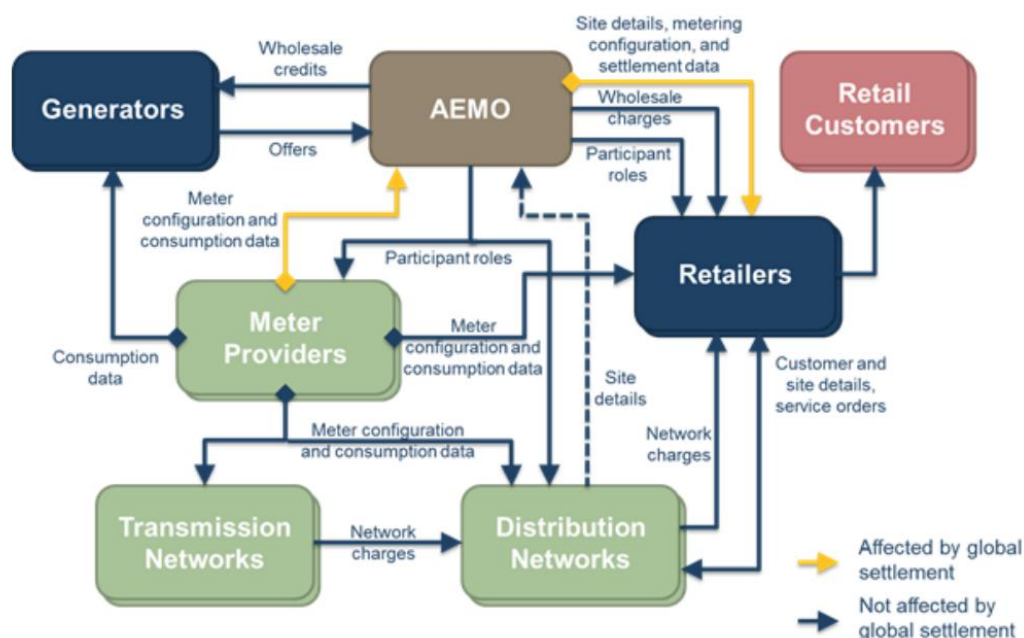
Los MDP deben enviar información en formato MDFF a los participantes del mercado que estén relacionados con los puntos de medición asociados al MC (el minorista, generadores y NSP). Otros

proveedores y actores también pueden acceder a los datos con previa autorización del consumidor y el MC.

Los minoristas locales reciben información de consumo y datos del punto de medición por parte de los MDP, aunque también pueden solicitar a AEMO información del mercado. Son ellos los encargados de proporcionar al cliente su propia información de consumo.

Tanto los generadores como los NSP tienen derecho a recibir datos de consumo y configuración de los medidores por parte de los MDP. La Ilustración 14 muestra los flujos generales de información en el ecosistema energético (AEMC, 2018).

Ilustración 14 – Flujos de información en el ecosistema de medición de consumo energético



Fuente: (AEMC, 2018)

Como operador de la red, AEMO tiene la potestad de determinar los propósitos adecuados y los participantes con acceso a los datos de medición. Por lo tanto, los consumidores tienen derecho a permitir el uso de sus datos de consumo para terceras partes, pero no necesariamente para actores acreditados bajo estándares de AEMO (The Treasury, 2019).

Aparte de sus propios datos de consumo, los consumidores tienen derecho a, por lo menos, la siguiente información:

- Quién tiene acceso a sus datos de consumo.
- Las circunstancias en las cuales sus datos pueden ser entregados a terceras partes.

- El uso que cada participante le da a sus datos.
- Las opciones que tienen para negar cualquier uso de sus propios datos.
- Cómo está protegida la información obtenida de sus medidores.

3.2.3.5. Alternativas de monetización

Aún no existe en Australia un método eficiente y directo de proveerle a los consumidores su información de consumo. En muchos casos, el método depende del minorista y los servicios que provea. Es por eso que el gobierno federal ha trabajado recientemente en soluciones generales que puedan asegurarles a los consumidores el acceso sencillo a sus datos. Sin embargo, algunas terceras partes han descubierto una oportunidad de mercado y han pasado a ofrecer sus propios servicios a consumidores de manera que puedan acceder a sus datos a través de aplicaciones móviles o dispositivos de lectura instalados en su residencia (Jager, 2018).

Sin embargo, los terceros, aunque también deben solicitar una autorización de los consumidores para poder hacer uso de sus datos, no se encuentran registrados ni contemplados en el mercado energético NEM y, por lo tanto, tampoco tienen un proceso de registro frente a AEMO.

3.3. Noruega (Elhub)

3.3.1. Contexto

Noruega es el sexto país más grande de Europa, con una superficie de 323.802 km² (Kartverket, 2019). Según datos del 2020, alberga alrededor de cinco millones de personas (Statistisk sentralbyrå, 2020) y posee un PIB per cápita, PPA de USD 63.198,0 (The World Bank, 2020).

Desde 1921 opera en Noruega la Dirección de Recursos Hídricos y Energía de Noruega (NVE - *Norges vassdrags- og energidirektorat*), dependiente del Ministerio de Petróleo y Energía, encargada de regular los recursos hídricos y el suministro de energía del país. Posteriormente, en 1986 se dividió en una entidad de dirección (NVE) y otra de operaciones llamada Statskraftverkene. Esta última, a su vez, en 1992 se fraccionó en dos empresas estatales: Statkraft, encargada de la producción energética, y Statnett encargada de la transmisión de energía eléctrica (NVE, 2016).

Muchos países miembros de la Unión Europea y otros del Espacio Económico Europeo, comenzaron a instaurar la figura de Gestores del Sistema de Transmisión (TSO - *Transmission System Operators*) en sus sistemas de suministro energético bajo los lineamientos de la directiva 2003/54/EC de la Unión Europea (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2003). Los TSO son entidades que operan de manera independiente de otros jugadores del mercado de electricidad y cuyas funciones principales consisten en garantizar que la red satisfaga la demanda, así como contribuir a la seguridad del suministro, administrar

los flujos de energía y proporcionar el soporte necesario para la interoperabilidad de la red con cualquier otra red interconectada (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2003).

Statnett adquirió el papel de TSO en Noruega y sus funciones están alineadas desde entonces con ese rol, aún bajo la dirección de la NVE y siendo todavía propiedad del estado noruego a través del Ministerio de Petróleo y Energía (Statnett, 2021).

Posterior a la directiva 2009/72/EC de la Unión Europea, en la que estableció la meta a 2020 de 80% de penetración de medidores inteligentes (Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, 2009), algunos países proyectaron las funciones para la creación y gestión de plataformas de intercambio de datos (o *Data-Hub*) en las TSO respectivas. Tal fue el caso de la mayoría de los países nórdicos: Dinamarca, Estonia, Finlandia y Noruega (NordREG, 2015).

Actualmente, Noruega tiene un mercado fragmentado característico, pues existen más de 130 operadores de redes de distribución (DSO o *Distribution Network Operator*) y más de 100 comercializadores minoristas. Antes del 2015, eran los DSO los encargados de recopilar y distribuir los datos de medición de consumo energético a los demás actores del mercado.

En el 2015 la NVE implementó, a través de la normativa 2015/705, la modificación de la regulación 1999/301, “Normativa sobre medida, facturación de servicios de red y energía eléctrica, neutralidad de la empresa de red, etc.”. De esta manera, en 2015 se adicionó un nuevo actor: el *settlement manager*, llamado Elhub, encargado del almacenamiento y distribución de los valores de consumo medidos y de la información de los consumidores para las organizaciones partícipes del mercado energético. Además, facilita a los clientes finales los cambios de proveedores y administra los procesos de *settlement*¹³ (Norwegian Water Resources and Energy Directorate, 2015). Elhub actúa como subsidiaria de Statnett, por lo cual es también de naturaleza estatal.

El costo del proyecto de instalación y conexión de los medidores se estimó en un inicio en diez billones de coronas noruegas (alrededor de 1.3 billones de dólares en el 2014), con un costo promedio de trescientos euros por medidor, recuperado a través del cobro del alquiler de la red durante varios años¹⁴ (Nymaler, 2020). Además, se preveía la finalización del proyecto para los primeros meses de 2019. El lanzamiento del proyecto se considera un referente, teniendo en cuenta que fue uno de los proyectos de más rápida implementación a nivel internacional: Para el 2016 ya tenía un 18% de penetración y para el 2018 alcanzó el 97%, lo que representa 2.9 millones de medidores instalados. Adicionalmente, el costo de implementación resultó ser un 10% inferior al estimado originalmente (Sareen, 2020).

¹³ *Settlement* es el proceso dentro del ecosistema energético que se encarga de conciliar y equilibrar la energía que compran los proveedores a los productores, respecto a la energía vendida a los consumidores (NVE, 2018)

¹⁴ En Noruega los consumidores pagan diferenciada la tarifa de energía. Primero, por la electricidad que compran, y segundo, por el alquiler de la red a la empresa que transporta esa energía a nivel local (NVE, 2015).

La responsabilidad de instalación de los medidores es de los operadores de red, los cuales comenzaron con el proceso en el 2016 y terminaron con la meta en el 2019, cuando Elhub inició formalmente la operación del manejo de datos. Sin embargo, Elhub empezó operaciones de optimización, aprendizaje de experiencias y familiarización con los procedimientos desde el 2016. Además, para el 2019, tenía como meta contar con información recopilada durante tres años y los actores del mercado debían transferir información existente a Elhub bajo sus estándares de datos (NordREG, 2015).

3.3.2. Mecanismo de selección y relacionamiento con el regulador

De conformidad con la Sección 4-3 de la Ley de Energía de Noruega, el Ministerio de Petróleo y Energía debía delegar, bajo ciertas condiciones preestablecidas, la medición y el *settlement* de la comercialización de energía (ECOLEX, 1990, pág. 8). Como ya se mencionó, Statnett fue designada para esta tarea con fundamento en la regulación No. 301 del 11 de marzo de 1999 que gobiernan la medición, liquidación y acción coordinada en conexión con la venta de electricidad y facturación de servicios de red (conocida como las regulaciones de liquidación). Esta empresa es controlada por el Estado a través del Ministerio de Petróleo y Energía y tiene como misión la de asegurar el suministro de energía y facilitar el cumplimiento de los objetivos climáticos de Noruega. Su supervisión está a cargo de la Dirección Noruega de Recursos de Agua y Energía (*Norwegian Water Resources and Energy Directorate – NVE*) (Statnett, 2021).

La NVE requirió a Statnett para que desarrollara y operara una solución nacional de información para la medición y *settlement* en el mercado de la electricidad (*the Data Hub*) (Elhub, 2020, pág. 1). De esta manera, Elhub es una empresa controlada de manera total¹⁵ por Statnett y le fue asignada la tarea de desarrollar y operar el *Data Hub*.

Al igual que ocurrió en el caso australiano, en Noruega no se adelantó un proceso de selección, razón por la cual, no es posible presentar una descripción sobre el mismo. No obstante, es importante anotar que Elhub entró en operación en febrero de 2019, después de un exhaustivo proceso de definición de especificaciones y requerimientos, en donde Statnett trabajó muy de cerca con las compañías de redes eléctricas y los proveedores de electricidad en el mercado noruego de energía. Elhub funciona como un centro para el intercambio automático de información entre las compañías de redes eléctricas y los proveedores de energía y todas estas compañías están digitalmente conectadas con Elhub 24 horas al día. El Sistema de medición de datos en Elhub es, además, la base para la facturación (Elhub, 2021).

3.3.2.1. Relacionamiento con el regulador o nominador

A continuación, se realizará una descripción de la interacción que tiene Elhub con su regulador o nominador. Para este objetivo, se abordará primero el rol que cumple la Autoridad Noruega de Regulación de Energía (*Norwegian Energy Regulation Authority – NVE-RME*), para luego describir el acuerdo sobre el

¹⁵ La participación de Statnett en Elhub es del 100%.

uso de los datos del *Hub* para el mercado de energía (Elhub, 2020), el cual también constituye un elemento fundamental del comportamiento del gestor de datos en Noruega.

Función del NVE-RME frente a Elhub

La NVE-RME es una autoridad regulatoria de carácter nacional para los mercados de electricidad y gas en Noruega. Su principal misión es promover el desarrollo socioeconómico a través del desarrollo de la producción eficiente y amigable con el medio ambiente de energía. Asimismo, cumple el objetivo de incentivar la transmisión, distribución y comercialización eficiente de la energía. Esta entidad tiene la facultad de hacer cumplir buena parte de las reglas previstas en la Ley de Energía, para lo cual cuenta con independencia financiera a través de un presupuesto aprobado directamente por el Congreso y tiene la autoridad para actuar de manera activa dentro del marco de sus competencias. Para ejercer sus funciones, el regulador ha firmado acuerdos de cooperación con las autoridades de competencia (en cuanto a la vigilancia de los mercados), financiera (frente al mercado de derivados de energía) y de consumidor (en lo que respecta a la protección de sus derechos) (NVE, 2020).

En su reporte del año 2020, la NVE-RME hace referencia a la implementación del *Data Hub* nacional y de los medidores inteligentes en el mercado de la comercialización. Específicamente, menciona que ha desarrollado regulación para facilitar la implementación de Elhub, así como de la infraestructura para el AMI en busca de incrementar la competencia y eficiencia en el mercado. En dicho documento, el regulador afirma que Statnett es responsable por el establecimiento del *Data Hub*, así como del cumplimiento que este debe tener frente a la regulación relevante. En cuanto a Elhub, señala que cuenta con un consejo en el que participan las partes interesadas, esto es, representantes de los Distribuidores (*Distribution System Operators – DSO*), así como de los proveedores. En el consejo, la NVE-RME participa como observadora. Finalmente, en 2019 esta entidad impuso varias multas a los DSO que no cumplieron con los requerimientos para el reporte a Elhub sobre datos de consumo, producción e intercambio de energía (NVE, 2020, pág. 6).

Acuerdo de uso de los datos de Elhub para el mercado eléctrico

Para los fines propios de la obligación que Statnett le confirió a Elhub, se diseñó un acuerdo para regular los derechos y las obligaciones de este y de los usuarios en relación con el uso del *Data Hub*, específicamente en lo relacionado con la medición, liquidación y acción coordinada en conexión con la venta de electricidad y facturación de servicios de red (Elhub, 2020). Dicho acuerdo fue puesto a consideración tanto del Consejo de Industria, como de la NVE-RME. Este documento incluye una lista de definiciones que vale la pena mencionar:

- AMS: Sistema Avanzado de medición y control (*Advanced Metering and Control Systems*).

- Autenticación de Información: nombres de usuarios, claves, certificados electrónicos, chips de código o cualquier otra información que permita verificar la verdadera identificación de un usuario.
- Usuario final: cualquier persona legal o natural con quien el usuario del *Data Hub* tiene una relación contractual en relación con conexión de redes, suministro de electricidad y cualquier otro tipo de servicio relacionado.
- Estándar Elhub Ediel¹⁶: detalladas descripciones y guías de acuerdo con la Ley Noruega de Energía y sus regulaciones; así como la Ley Noruega de protección de datos. Este documento contiene entre otros: procesos de mercado (*Market Processes – BRS*); modelo de información empresarial (*Business Information Model – BIM*); interfaz de mensajería de Elhub (*Elhub Messaging Interface – EMIF*); datos de metro y validación, estimación y edición (*Meter Data and Validation, Estimation and Editing – VEE*); liquidación y reporte; procedimientos para la prueba y certificación en el Portal Ediel (Edielportalen, 2021).
- Transacción: se refiere a la acción llevada a cabo por el usuario cada vez que los datos son adicionados, cambiados o copiados en el *Data Hub*.

El numeral 3 del documento aborda el tema de los posibles conflictos entre Elhub y los usuarios, para lo cual establece que, para resolverlos, deben tenerse en cuenta 3 documentos (contenidos en anexos del acuerdo) cuya interpretación debe ser en el siguiente orden:

- Anexo 1: Nivel de servicio del acuerdo (*Service Level Agreement-SLA*).
- Anexo 2: Tarifa de los usuarios de Elhub (las cuales se actualizarán anualmente al 1 de noviembre de cada siguiente año).
- Anexo 3: Modelo de gobierno para la colaboración entre Elhub y los participantes del mercado.

Las responsabilidades de Elhub que se presentan en la siguiente tabla, están previstas en el numeral 6 del acuerdo.

Tabla 14 - Responsabilidades de Elhub en el Acuerdo con los usuarios del Data Hub

Responsabilidades de Elhub
Elhub es responsable de asegurar que el Data Hub funcione como es esperado. Elhub es responsable por cualquier falla causada por Elhub al Data Hub.

¹⁶ El estándar Elhub Ediel se encuentra disponible en idioma noruego, en el siguiente link: <https://elhub.no/dokumentasjon-og-miljoer/veiledere-til-markedsdokumentasjon/markedsprosesser-og-spesifikasjoner/>

Elhub debe asegurarse de que los datos de los usuarios sean subidos correctamente al Data Hub y no sean cambiados o queden disponibles a personas no autorizadas durante su procesamiento en Elhub. Elhub no es responsable por los contenidos de los datos subidos al Data Hub.
Elhub deberá cumplir con los estándares Elhub Ediel.
Elhub deberá tener los procedimientos y sistemas para cumplir con la legislación existente en relación con privacidad y almacenamiento de datos personales.
Elhub deberá cumplir con los procedimientos de seguridad descritos en el acuerdo y mantener los procedimientos de seguridad necesarios para prevenir que personas no autorizadas accedan a los datos que están en el Data Hub.
Elhub deberá iniciar todas las transacciones en el Data Hub y de manera frecuente realizar chequeos en el funcionamiento.

Las condiciones económicas están contenidas en el numeral 9 del acuerdo. En particular, el numeral 9.1. dispone que, para acceder y usar el Data Hub, el usuario debe pagar una tarifa fija anual. Además, debe pagar por el número de puntos de medición registrado en el Data Hub cada mes, así como por servicios adicionales. La regulación de este esquema tarifario está incluida en el Anexo 2 del acuerdo. En caso de un pago tardío, Elhub podrá cobrar intereses respecto de ese pago de acuerdo con la legislación noruega que regula los intereses de los pagos a destiempo.

El numeral 10 hace alusión a las consecuencias del incumplimiento del acuerdo y plantea 3 alternativas:

- Rectificación: Si alguna de las partes viola el acuerdo, la otra parte deberá ser notificada sin demora alguna. La parte que ha incumplido deberá rectificar la situación tan pronto como sea posible.
- Compensación. Las partes son responsables por cualquier daño, inconveniente o pérdida causada de manera intencional o negligente a la otra parte. Las partes no son responsables por los daños indirectos o consecuenciales a menos de que hayan sido causados por negligencia grave o intencional. Si la parte afectada falla en tomar acción para limitar el daño, la compensación podrá ser reducida.
- Terminación: En el evento de un incumplimiento material, la parte deberá notificar a la otra parte que el acuerdo será terminado por completo o en parte si la otra parte no rectifica el asunto dentro de un período razonable. La notificación de cancelación deberá hacerse por escrito e incluir una descripción específica de la naturaleza del incumplimiento, cómo se descubrió y qué consecuencias va a desencadenar en caso de que se no rectifique.

Una vez recibida la noticia de terminación del acuerdo, Elhub deberá notificar inmediatamente a Statnett y a la NVE-RME.

Otra disposición relevante dentro del acuerdo tiene que ver con el reconocimiento de casos de fuerza mayor en el numeral 11. El cumplimiento de las obligaciones será suspendido y las partes estarán libres

de cualquier responsabilidad por incumplimiento hacia la otra si existe un obstáculo que impide el cumplimiento y se cumplen las siguientes condiciones: el obstáculo va más allá del control de las partes; es de tal naturaleza que la partes no hubieran podido razonablemente anticiparlo al momento de firmar el acuerdo y; no pueden razonablemente evitar o superar sus consecuencias. Entre los obstáculos se pueden contar desastres naturales, paros laborales, sabotajes o bloqueos. Un tema que llama la atención es que los obstáculos causados por ataques cibernéticos que pudieron haber sido evitados a través de procedimientos de seguridad de datos, no serán considerados de fuerza mayor.

En caso de fuerza mayor, la otra parte deberá ser notificada tan pronto como sea posible. Las dos partes deberán, cuanto antes, tomar las medidas necesarias para prevenir las consecuencias de los obstáculos, remediar cualquier deficiencia y reanudar operaciones normales.

De acuerdo con el numeral 12, Elhub tiene la potestad de suspender temporalmente el acceso al Data Hub por parte de los usuarios en los siguientes casos:

- Si una persona no autorizada intenta acceder al Data Hub.
- Si el acceso de un usuario al Data Hub representa un riesgo inmediato y significativo para la privacidad de otros usuarios y/o personas naturales.
- Si el acceso de un usuario al Data Hub representa un riesgo inmediato y significativo para la seguridad de la información en el Data Hub.

Por último, en cuanto a las modificaciones al acuerdo, estas deben ser puestas a disposición tanto de Statnett como de la NVE-RME para que den sus opiniones, las cuales son vinculantes para las partes.

3.3.3. Aspectos relacionados con el funcionamiento

3.3.3.1. Modelos de remuneración

Elhub tiene un modelo de tarifas mediante el cual recupera sus costos de operación. Este modelo debe construirse cada tres años por parte del Consejo de la Industria, Energy Norway, DEFO¹⁷ y KS-Bedrift (estas tres últimas son organizaciones de la Industria) y debe ser presentado a la NVE para aprobación. El último modelo de tarifas fue presentado a la NVE en 2019 y, tras ser aprobado, tiene validez hasta 2022 (Elhub, 2019).

Los usuarios de Elhub deben pagar una tarifa anual, que se les factura mensualmente en 12 montos idénticos. El pago principalmente consta de una tarifa fija y una tarifa adicional que depende de la

¹⁷ Representa a productores y distribuidores en áreas rurales

cantidad de puntos de medición y de la naturaleza del actor. Además, los proveedores de energía también deben pagar el servicio de *settlement* que provee Elhub (Elhub, 2019).

La información de facturación debe ser ingresada y actualizada anualmente por los actores en la plataforma Ediel, la cual también define un estándar de mensajes y comunicación entre las diferentes partes estatales y externas (Edielportalen, 2014).

La tarifa fija es de COP 1.918.700¹⁸ por mes y debe ser pagada por todos los actores, exceptuando a los proveedores de energía regulados (aquellos con obligación de entrega de energía a consumidores sin acuerdo con proveedores de energía estándar). Por otro lado, la tarifa por punto de medición se diferencia según el actor, de la siguiente forma:

Tabla 15 - Tarifas por punto de medición para cada actor

Tipo de actor	Tarifa mensual por punto de medición [COP] ¹⁹
Operador de la red de distribución (DSO)	1.970
Proveedores de energía	490
Proveedores de energía regulados ²⁰	490
Terceros	125

Fuente: Elaboración propia a partir de (Elhub, 2016).

Existen también servicios adicionales no contemplados como soporte ordinario, que puede otorgar Elhub a destinatarios individuales. En tales casos, Elhub establece una tarifa separada basada en el costo del servicio más un recargo de 10%.

El monto de las tarifas anuales es calculado según la siguiente ecuación (Elhub, 2016):

¹⁸ Se utilizó una tasa de cambio de COP 451,46 por NOK 1.

¹⁹ Ídem.

²⁰ Son proveedores de energía con la obligación de otorgar el servicio de energía a aquellos usuarios que no dispongan de un contrato con un proveedor. Además, deben comprar las pérdidas de energía que se dan en la transmisión por la red.

$$G(x_t) = F(x_t) + M(x_t) = F(x_t) + \left[mp(x_t) \times \left(\frac{ETI - \sum_{x_t=1}^{x_t=N} F(x)}{\sum_{x_t=1}^{x_t=N} mp(x_t)} \times a_t \right) \right]$$

Con la condición de:

$$\sum_{t=1}^{t=n} a_t = 1$$

Siendo:

G : Cuota anual total por actor

x : Actor

t : Tipo de actor

F : Tarifa fija anual

M : Tarifa anual dependiente del punto de medición

mp : Número de puntos de medición

ETI : Ingreso permitido anual para Elhub

a_t : Porcentaje del costo de operación total de Elhub dependiente de punto de medición que se carga al actor tipo t

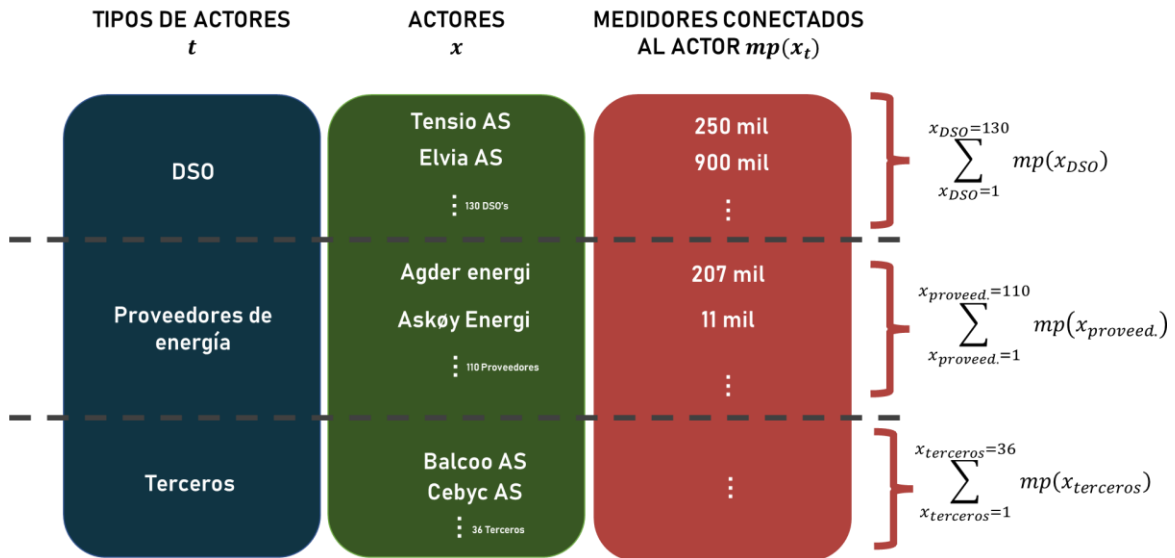
Por lo tanto:

$\sum_{x_t=1}^{x_t=N} F(x)$: Será el monto de las tarifas fijas cobradas por Elhub a todos los actores de un tipo específico a nivel nacional.

El ingreso permitido anual para Elhub (ETI) incluye todos los costos de inversión, costos operativos y retornos. Elhub elaboró un presupuesto preliminar a largo plazo que indica un ingreso anual permitido de aproximadamente ciento veinte millones de coronas noruegas (13.8 millones de dólares) (Elhub, 2016).

En la Ilustración 15 se explican algunos elementos de la ecuación de tarifas. Se puede observar cómo los 276 actores (x) identificados en septiembre de 2021, se dividen en tres tipos ($t = DSO, proveedores, terceros$). Así, los puntos de medición de cada tipo t corresponde a la suma de los puntos de cada actor x en ese t :

Ilustración 15 - Elementos para el cálculo anual de tarifas de Elhub



Fuente: Elaboración propia a partir de (Elhub, 2016) (NVE, 2020)

Los valores actuales para a_t son:

Tabla 16 - Porcentaje del costo de operación total según tipos de actores

Tipo de actor	a_t
Operadora de la red de distribución (DSO)	0.8
Proveedores de energía	0.195
Terceros	0.05

Fuente: Elaboración propia a partir de (Elhub, 2016).

3.3.3.2. Condiciones de entrada y de salida

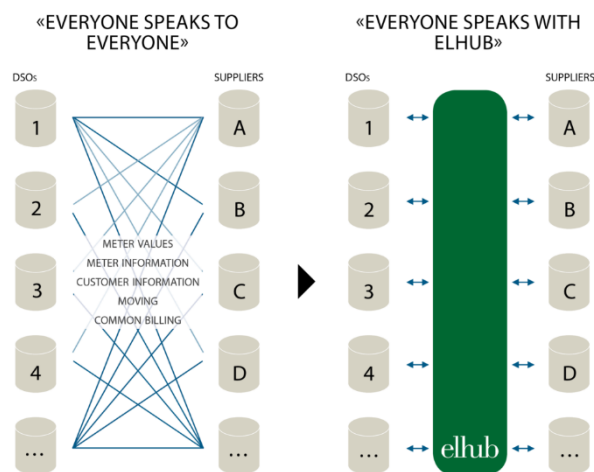
El encargo para la función específica a Elhub fue otorgada de manera directa por la NVE a Statnett, siendo esta última, una empresa de naturaleza estatal con funciones de operador de sistemas de transmisión de energía desde 1992, regulada por la misma NVE y propiedad del Ministerio de Petróleo y Energía (Elhub, 2018).

3.3.3.3. Condiciones operativas

La propuesta de Elhub se basó en conectar los principales actores de distribución y comercialización de energía en Noruega, de manera que las comunicaciones del mercado energético (más de 70 millones de lecturas de medidores diarias y 150 mil mensajes entre actores al día) pudieran ser gestionadas y

procesadas eficientemente por una sola entidad. El establecimiento de Elhub, junto con el despliegue de contadores inteligentes, facilitó la automatización y digitalización de las cadenas de valor relacionadas con el intercambio de datos de medidores, cambios de proveedores, intercambio de información de clientes y *settlement*. Adicionalmente al papel de “hub de comunicaciones”, Elhub también se encarga del almacenamiento de los datos.

Ilustración 16 - Principal objetivo de la creación de Elhub en Noruega



Fuente: (Elhub, 2018)²¹

Los actores en el ecosistema energético de Noruega son (Elhub, 2018 a):

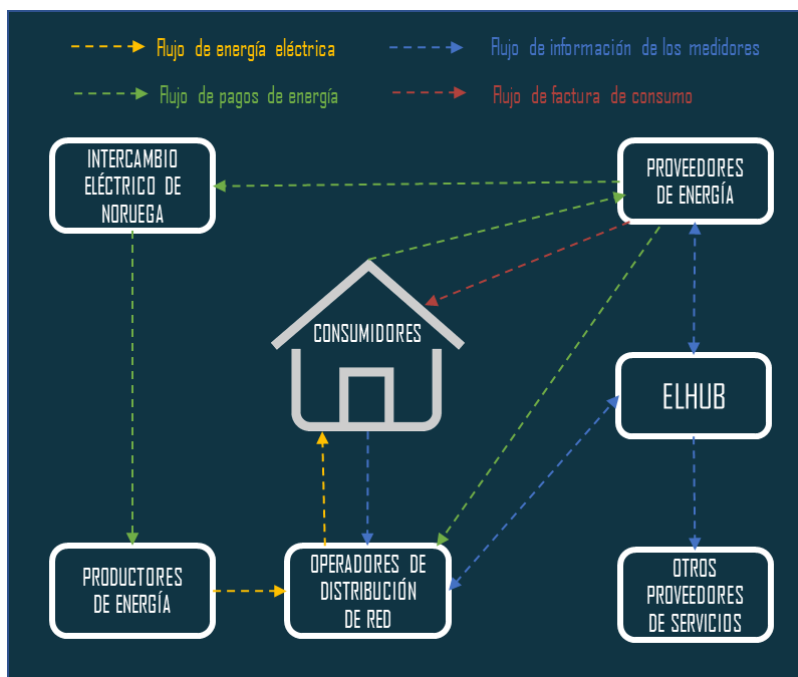
- Statnett (TSO): Es el encargado de la seguridad del suministro energético, de coordinar el consumo y la demanda en el sistema eléctrico en tiempo real y de la operación de la red de alta tensión.
- Elhub: Su función es la de almacenar toda la información sobre los clientes, consumo y precios en el mercado energético noruego, además de garantizar la comunicación de datos entre los actores del mercado.
- Operadores de sistema de distribución (DSO): Son propietarias y responsables de la red eléctrica en un área geográfica determinada. Además, son responsables de medir la producción, el consumo, el intercambio y reportar los datos de medición a las partes afectadas, así como de transferir diariamente los valores de los medidores a Elhub. Durante la etapa de despliegue de los medidores inteligentes, fueron los encargados de su instalación.

²¹ Esta figura hizo parte del Producto 1 del Contrato CREG 2020-067, sin embargo, se consideró relevante incluirla en este documento a manera de contextualización.

- **Proveedor de energía regulado:** El proveedor de suministro de energía regulado (SLR) es responsable de vender energía a los usuarios finales que no tienen un acuerdo de electricidad con un proveedor de energía. En Elhub, hay un proveedor de energía sujeto a entrega por área de red.
- **Administradores de balance (DDK):** Pueden ser de redes de áreas específicas, en cuyo caso adquieren responsabilidad directa con Statnett, o de subredes. Se encargan de verificar que en todo momento existe un equilibrio entre el consumo y la producción de energía.
- **Productores de energía:** Se encargan de producir la energía por medio de mecanismos hidroeléctricos (principal fuente en Noruega), eólicos, solares, entre otros.
- **Proveedor de energía (DDQ):** Venden la electricidad al consumidor final. Además, compran la energía directamente de los productores o de otros proveedores. Tiene acceso a todos los datos de medición de los clientes y son responsables de actualizar periódicamente la información de los consumidores que adquieren un contrato brindando la información al respecto a Elhub.
- **Terceras partes (AG):** Actores que pueden adquirir datos de medición para ofrecer servicios diversos a sus propios clientes. Es necesario que firmen un acuerdo legal directo con los consumidores propietarios de la información de consumo eléctrico.
- **Otros proveedores de servicios:** Abarcan a aquellos actores que brindan servicios para el intercambio de mensajes o que recopilan los datos de medición para las DSO.
- **Consumidores finales:** Usuarios de los proveedores de energía que utilizan la energía que llega a sus residencias a través de la red operada por los DSO.

En la Ilustración 17 se puede ver el flujo de información, dinero y energía entre los principales actores del mercado. Es de notar la bidireccionalidad de los flujos de información entre Elhub y los proveedores y operadores de red, la cual corresponde a que los proveedores no solamente solicitan información de medición, sino que además deben proporcionarle a Elhub la información respecto a los consumidores y datos del contrato con los mismos. Por otro lado, los operadores de red, además de requerir información de Elhub, también proporcionan los datos obtenidos por los medidores inteligentes.

Ilustración 17 - Flujos en el ecosistema energético de Noruega



Fuente: Elaboración propia a partir de (Nymaler, 2020)

3.3.3.4. Condiciones de intercambio de información

Los consumidores pueden acceder a su propia información detallada de consumo (actualizada cada diez segundos) a través del puerto HAN (*Home Area Network*) equipado en los medidores de energía. El equipo necesario para poder visualizar los datos debe ser adquirido por el propio consumidor en caso de requerirlo. Los datos a los que puede acceder son (NVE, 2015):

- Consumo de energía actual.
- Consumo de energía en la última hora.
- Nivel de voltaje.
- Excedente de energía, que provee a la red.

Esta información detallada es exclusiva del cliente y será suministrada a los DSO y proveedores de energía sólo bajo acuerdos con el consumidor. Sin embargo, existe información a la cual los DSO pueden acceder sin restricciones. De forma automática, el medidor envía el consumo de cada hora a los operadores de red. Esa información es proporcionada por los DSO a Elhub para que los proveedores de energía puedan hacer la facturación y el cobro por el alquiler de la red. Otros actores deben contar con el consentimiento del consumidor en caso de requerir esos datos (NVE, 2015).

Además, en caso de necesitarlo, los DSO pueden obtener información acerca de cortes de energía, fallas a tierra o problemas en la calidad del voltaje.

El almacenamiento de los datos es responsabilidad de Elhub y está obligado a guardar los valores por hora, registrados por los medidores de todos los consumidores, por los últimos tres años. Con el consentimiento de los clientes finales, Elhub puede almacenar valores medidos por más de tres años (NVE, 1999).

Elhub provee una guía de especificaciones para los requisitos comerciales (BRS) que establece las responsabilidades y el paso a paso de cada procedimiento relacionado con las funciones de Elhub. Entre estas especificaciones, se muestran, por ejemplo, las funciones y los implicados en cambios de proveedores; registro, activación, puesta en marcha, desactivación o reubicación de nuevos puntos de medición; actualización de datos del consumidor, y acceso a terceros, entre otros (Elhub, 2021).

Elhub también cuenta con un modelo de información empresarial (BIM) en el cual enuncia los protocolos y contenidos de los mensajes electrónicos que intercambian los diferentes actores de la industria energética y Elhub, según los procesos del BRS. Dichos mensajes deben ser correctamente comunicados a través de la plataforma de transmisión de datos la *Elhub Messaging Interface* (EMIF) (Elhub, 2021 a).

En cuanto a privacidad de los datos, desde el 20 de Julio de 2018, aplica en Noruega el Reglamento General de protección de Datos (GDPR) propuesto por la Unión Europea. De esta manera, se permite el uso de los datos personales para ser procesados con intereses públicos y almacenados en beneficio de investigación científica, histórica y estadística (Hess & Lee, 2021).

Por su parte, la NVE ha elaborado una guía de seguridad para la difusión de los medidores inteligentes con ayuda de la *Norwegian Data Protection Authority (Datatilsynet)*, quien vela porque no se recopile más información de la necesaria a menos de que el consumidor así lo permita (Nymaler, 2020).

En 2014 Statnett, Statkraft y Hafslund fundaron el equipo de respuesta a emergencias informáticas KraftCERT, que ayuda a contrarrestar y detectar ataques o incidentes de seguridad digital, incluyendo posibles vulneraciones al sistema de datos y comunicación de mediciones de consumo energético.

3.3.3.5. Alternativas de monetización

Las terceras partes pueden acceder a los datos de consumo de los clientes finales a través de un sistema de autorización mediada por los sistemas de Elhub. Puede optar por dos tipos de acceso: limitado y completo (Elhub, 2018 b).

El acceso limitado incluye solamente datos de consumo, mientras que el completo proporciona, además, datos básicos del consumidor e información de su contrato con el proveedor de energía. Para septiembre de 2021, 36 terceras partes están registradas y avaladas en el sistema de Ediel (Edielportalen, 2021).

Los servicios alternativos que proporcionan típicamente las terceras partes consisten en asesoramiento en el uso energético tanto de forma industrial como residencial, para facilitar medidas de ahorro de electricidad consumida. De esta manera, a través de tecnologías basadas en inteligencia artificial o internet de las cosas, se da un valor agregado a los datos de medición de los consumidores (Edielportalen, 2021).

Existen otras empresas que buscan facilitar, a través de aplicaciones móviles o plataformas virtuales, la interacción entre los consumidores y los proveedores (por ejemplo, para agilizar el proceso de facturación) y además incluyen en su portafolio opciones como capacitación en soluciones medioambientalmente sostenibles para ambas partes. Para ello, deben estar registradas también como terceros en Elhub y contar con la autorización directa de las partes para el acceso a la información.

Por otra parte, desde el 2017, aquellos consumidores que, en ciertas horas del día, tengan un excedente de energía y puedan inyectarlo en la red, son denominados clientes plus. Ellos reciben una exención de pago en su tarifa según la producción excedente. Deben estar inscritos como tal frente a los proveedores de energía que estén dispuestos a comprar el excedente (deben ser los mismos que proveen la energía) y su medidor debe tener las características y el registro combinado (datos para consumo y datos para producción) en los registros de Elhub (Elhub, 2018 c).

Este particular tipo de consumidor genera una nueva demanda de servicios en el mercado energético para los datos de producción energética por parte de los clientes finales. Por ejemplo, si el consumidor quisiera solicitar la aprobación de certificados de la electricidad que suministra a la red y presentar informes al respecto, debe contratar los servicios de un actor especializado que presente los informes de la producción bruta de energía del consumidor en su nombre. Para ello, actúa como un tercer actor y debe seguir los procedimientos respectivos de autorización.

4. Revisión del caso nacional: Ente Procesador de Información del Servicio de Aseo – EPISA

Revisadas las experiencias internacionales en cuanto a los mecanismos de selección de agentes similares al GIDI, a continuación, se analizará el Ente Procesador de Información del Servicio de Aseo (EPISA) con la finalidad de explorar sus características y en particular, el mecanismo de creación de esta figura.

Analizar la experiencia nacional de un gestor de información de otro servicio público domiciliario, permitirá una revisión holística del tema y una aproximación más precisa de cara a la realidad nacional, para sugerir el mecanismo de selección y vinculación del GIDI en Colombia. Adicionalmente, puede servir como punto de referencia para la CREG en lo que respecta a las condiciones de operación y funcionamiento de un agente de esta naturaleza a nivel nacional. Asimismo, para el objeto de esta consultoría, el estudio de EPISA resulta de utilidad para revisar las condiciones de su creación, remuneración y relacionamiento con la UAESP.

4.1. Descripción del mecanismo de creación

En el año 2017, la UAESP adelantó el procedimiento de Licitación Pública UAESP-LP- 02-217 para otorgar las concesiones, bajo la figura de Áreas de Servicio Exclusivo para la prestación del servicio público de aseo en la ciudad de Bogotá D.C., en sus componentes de recolección de residuos no aprovechables, barrido, limpieza de vías y áreas públicas, corte de césped, poda de árboles en áreas públicas, lavado de áreas públicas y transporte de los residuos generados por estas actividades (UAESP, 2017).

Las condiciones de participación en la referida licitación establecieron que, para adelantar las actividades de administración, actualización y mantenimiento de toda la información relacionada con la prestación del servicio público de aseo en la ciudad de Bogotá, y la elaboración de informes y reportes, los concesionarios deberían, a través de una entidad fiduciaria, contratar a la persona jurídica encargada de montar, operar, administrar el ENTE PROCESADOR DE INFORMACIÓN DEL SERVICIO DE ASEO -EPISA-.

El EPISA surgió el 7 de febrero de 2018 como una sociedad por acciones simplificada, denominada Procesador de Información del Servicio de Aseo S.A.S. -PROCERASEO S.A.S.- conformada por las sociedades que resultaron adjudicatarias²² de contratos de concesión del servicio de aseo bajo la modalidad de Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) en la ciudad de Bogotá D.C., en cumplimiento de los términos y condiciones establecidos en el Anexo 5 de la licitación pública mencionada. Esta sociedad tiene duración indefinida y debe ejercer su objeto social durante el término de las concesiones (8 años contados a partir del 12 de febrero de 2018) incluyendo sus prórrogas, el plazo de liquidación de los contratos, el

²² Promoambiental Distrito S.A.S E.S.P; Limpieza Metropolitana S.A. E.S.P; Ciudad Limpia Bogotá S.A. E.S.P.; Bogotá Limpia S.A.S. E.S.P y Area Limpia Distrito Capital S.A.S E.S.P.

periodo de empalme con la siguiente concesión y el periodo de liquidación del contrato de montaje del sistema²³.

PROCERASEO no se constituyó como una Empresa de Servicios Públicos, sino que surgió por mandato o imposición contractual a las empresas contratistas concesionarias del servicio de aseo, quienes a su vez, le imparten ciertas instrucciones sobre cómo ejercer su objeto social y cumplir con las obligaciones de los contratos de concesión.

La sociedad tiene como objeto principal la realización del montaje, administración y operación del Sistema de Información del Servicio Público de Aseo de Bogotá, en adelante SIGAB, en los términos establecidos en los pliegos de condiciones de la referida licitación. El SIGAB²⁴ fue definido por la UAESP (UAESP, Anexo 5 Reglamento Comercial y Financiero. Licitación Pública UAESP No. 02 de 2017, 2017) como el sistema de información que deberá recibir, administrar, procesar y consolidar la información operativa, técnica, comercial y financiera del servicio público de aseo de Bogotá.

Posterior a constituir la persona jurídica encargada de realizar el montaje, administración y operación del SIGAB, según lo establecido en el numeral 1.2 del Anexo 5 de la LP UAESP 02-2017, para adelantar las actividades de recaudo, administración de los dineros, liquidación y pago a las diferentes subbolsas, los concesionarios, celebraron con CREDICORP CAPITAL FIDUCIARIA S.A. un contrato de fiducia mercantil irrevocable de Administración y Pagos, en virtud del cual se constituyó el patrimonio autónomo FAP CONCESIÓN ASEO BOGOTÁ 2018, que entre otras responsabilidades, tuvo a cargo la contratación en calidad de mandatario de los concesionarios de los servicios de EPISA (UAESP, 2017).

Así, el 26 de abril de 2018, CREDICORP CAPITAL FIDUCIARIA S.A., en calidad de mandataria de los concesionarios del servicio de aseo, y PROCERASEO S.A.S, celebraron el contrato para el montaje, administración y operación del SIGAB. Su objeto consiste en que PROCERASEO S.A.S. se compromete a realizar, en forma independiente y autónoma, el montaje, administración y operación del sistema que deberá recibir, administrar, procesar, y consolidar toda la información operativa, técnica, comercial y financiera del servicio público de aseo de Bogotá D.C., la cual es requerida en los reglamentos, los pliegos de condiciones de la Licitación número UAESP-LP-02-2017 de la UAESP y la normatividad vigente sobre la materia. Para cumplir con dicho objeto, debe suministrar, entre otros, el soporte tecnológico, humano, físico y operativo. Todo ello de conformidad con el alcance de dichas obligaciones previsto en los reglamentos, los contratos de concesión y el contrato de fiducia. Así mismo, PROCERASEO S.A.S. debe realizar la conciliación del recaudo, suministrar toda la información y dar los alcances y detalles que requiera CREDICORP CAPITAL FIDUCIARIA S.A. como vocera del FIDEICOMISO en desarrollo del objeto del CONTRATO DE FIDUCIA.

En línea con lo expuesto, la siguiente Ilustración, representa las etapas de creación del EPISA y SIGAB:

²³ En concordancia con lo dispuesto en la cláusula décima primera del Contrato para el montaje, administración y operación del SIGAB, celebrado entre FAP Concesión Aseo Bogotá 2018 y Proceraseo, el 26 de abril de 2018.

²⁴ <https://sigab.gov.co/>

Ilustración 18 - Etapas del proceso de Selección del EPISA



Fuente: Elaboración propia.

4.2. Funciones y condiciones de operación del EPISA y SIGAB

De lo expuesto hasta aquí, el EPISA es una entidad contratada y remunerada por los concesionarios del servicio de aseo de Bogotá, encargada de administrar un sistema de información centralizada, que sirve principalmente de apoyo para: (i) gestionar información técnica, operativa, comercial y financiera de la prestación del servicio de aseo en Bogotá; (ii) suministrar y ser fuente directa de toda la información requerida tanto por la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos -UAESP- (entidad pública concedente) como por la interventoría de los contratos de concesión y (iii) disponer de mecanismos de atención e información para los usuarios del servicio público de aseo y desarrollar programas orientados a establecer y fortalecer las relaciones con estos.

Las condiciones de creación y operación del EPISA fueron establecidas en el Anexo 5 de la Licitación Pública UAESP No. 02 de 2017 denominado “Reglamento Comercial y Financiero para la prestación del servicio público de aseo en la ciudad de Bogotá”, el cual fue posteriormente adoptado mediante la Resolución 27 de 2018 de la UAESP, en cuyo artículo segundo se dispuso que dicho reglamento se entenderá incorporado a los contratos de concesión suscritos como resultado de la licitación referida y, por ende, de obligatorio cumplimiento tanto para los concesionarios como para la interventoría correspondiente (UAESP, 2017) (UAESP, 2018).

La función principal del EPISA consiste en la realización del montaje, administración y operación del SIGAB, con apego a las condiciones de licitación y sus anexos y para el efecto, podrá celebrar todo tipo de contratos afines, conexos y complementarios²⁵ para dar cumplimiento a los Anexos Técnicos²⁶ de la Licitación UAESP 02 de 2017. A continuación, se resumen algunos de los anexos que describen *grosso modo* las condiciones de operación del SIGAB:

²⁵ Conforme se desprende de lo establecido en el artículo 2 “Objeto social” de los Estatutos de la sociedad PROCERASEO S.A.S.

²⁶ La LP UAESP 02-2017 cuenta con de 14 anexos técnicos, relacionados con las condiciones generales y específicas de participación en la licitación, disponibles para consulta en: <https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NTC.224503&isFromPublicArea=true&isModal=true&asPopupView=true>

- El **Anexo 5 “Reglamento Comercial y Financiero para la prestación del Servicio Público de Aseo en la ciudad de Bogotá D.C.”** define entre otros aspectos, el esquema de gestión del servicio público de aseo, así como la hoja de ruta a seguir por parte de los concesionarios en el sentido de suscribir un contrato de fiducia mercantil para adelantar las actividades de recaudo, administración de dineros, liquidación y pago a las diferentes subbolsas. Dicha fiduciaria a su vez, por mandato de los concesionarios, deberá contratar al EPISA, que deberá realizar el montaje, administración y operación del SIGAB (UAESP, 2017).

Establece las condiciones que debe cumplir cada concesionario a través del SIGAB para llevar a cabo las actividades de: administración, actualización y mantenimiento del catastro de suscriptores; medición y actualización de aforos, liquidación, facturación y recaudo de los pagos; gestión de cartera, administración de los dineros, liquidación y pago a las diferentes subbolsas; montaje, operación y administración de los sistemas de información; elaboración de los informes y reportes requeridos por la UAESP y por quienes realicen las labores de interventoría y de control y, los programas de atención al usuario.

En este anexo, se introducen las definiciones de los agentes que intervienen en la gestión comercial y financiera del servicio público de aseo: La fiduciaria; el EPISA; el SIGAB y el Centro de Atención a Usuarios²⁷ así como la interacción entre estas y sus respectivas responsabilidades.

- Por su parte, el **Anexo 6 “Componente de TI para la prestación del servicio público domiciliario de aseo en la ciudad de Bogotá D.C.”** establece el contenido, características y requisitos mínimos del SIGAB a nivel de los aspectos tecnológicos requeridos para cada uno de los componentes (comercial, financiero y técnico operativo) que soportan la prestación del servicio; la finalidad de exigir estos aspectos es generar valor al servicio de aseo, a través de sistemas de información y servicios tecnológicos, que permitirán mayor interacción de los ciudadanos de Bogotá, mejorar la capacidad de control y seguimiento de la administración del servicio de aseo en la ciudad y fomentar una cultura de información (UAESP, 2017).

Adicionalmente, establece los diagramas de las fases de desarrollo y puesta en operación del SIGAB, (que no debe superar más de 24 meses a partir del inicio de las concesiones) y determina las interfases de consulta que debe tener el sistema a disposición de la UAESP y la interventoría.

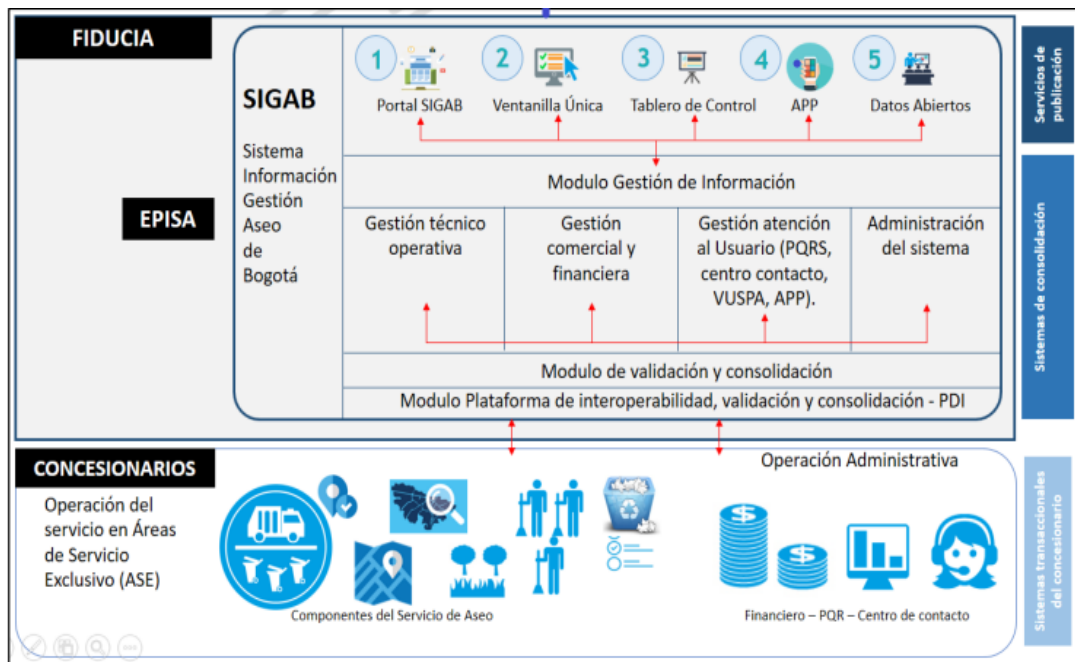
- Finalmente, el **Anexo 6.2 “Reglamento Técnico Componente TI-Estrategia de intercambio de información para la prestación del servicio público domiciliario de aseo en la ciudad de Bogotá D.C.”** define la estrategia de intercambio de información entre la UAESP y los concesionarios, en el sentido de establecer los procesos y mecanismos para entregar la información, los Acuerdos de Nivel de Servicio -ANS- asociados y la arquitectura de sistemas de información (UAESP, 2017).

²⁷ En el cual se recibirán las Peticiones, Quejas y Recursos (PQR) de los usuarios o suscriptores actuales y potenciales y se les brindará información sobre los aspectos financieros, comerciales y técnico - operativos asociados con la prestación del servicio público de aseo en Bogotá.

Este anexo describe detalladamente los flujogramas de información de los procesos de gestión: financiera y comercial; de atención a usuarios; técnico operativo del servicio de aprovechamiento; de reglamento o gobierno; de control y de datos iniciales.

La siguiente imagen, ilustra el modelo conceptual del servicio público de aseo en Bogotá, con los agentes que intervienen en la gestión y administración de la información y los sistemas y servicios asociados:

Ilustración 19 - Modelo conceptual del servicio público de aseo en Bogotá D.C.



Fuente: Anexo 6.2 de la Licitación UAESP 02-2017. Imagen 1 Modelo conceptual del servicio público de aseo del Distrito Capital.

En síntesis, el SIGAB se caracteriza principalmente por lo siguiente:

- Es un sistema complejo con varios niveles de arquitectura, que se alimenta de información de los 5 concesionarios del servicio público de aseo de Bogotá, lo cual les permite dar cumplimiento a las obligaciones de sus concesiones. Constituye una herramienta de gestión operativa y comercial del servicio público, que permite generar reportes para la UAESP e interventoría; además, tiene una interfaz para interacción con los usuarios del servicio, no solo para brindar información en las distintas Áreas de Servicio Exclusivo de la ciudad, sino también para recibir y gestionar PQRs.
- En cuanto al montaje de este sistema, los concesionarios cuentan con un plazo de 24 meses (contados a partir del inicio de los contratos de concesión) y podrán utilizar los sistemas de información que consideren pertinentes para llevar el monitoreo de la totalidad de operaciones involucradas en la prestación del servicio público de aseo, en sus componentes relacionados con: los recursos físicos (hardware), software (tecnológico) y procedimientos (manuales y protocolos),

siempre y cuando cumplan con los anexos técnicos de TI e intercambio de información establecidos en la licitación LP UAESP 02-2017.

- Debe garantizar, de manera permanente y en tiempo real, condiciones de interfuncionamiento e interoperabilidad que permitan el intercambio de información entre los sistemas de los concesionarios del servicio de aseo y el SIGAB, toda vez que es a partir de la misma que se alimenta y opera el sistema.
- Debe permitir acceso permanente y en tiempo real a la información a la UAESP como entidad concedente y a la interventoría, quienes podrán ingresar a todos las funciones, módulos, y subsistemas sin restricción alguna, esto con el fin de realizar el seguimiento del servicio de manera consolidada, con visión integral y por zonas geográficas (ciudad, localidad y áreas de servicio exclusivo ASE).
- Debe garantizar el intercambio de información en tiempo real ante la eventual implementación de un sistema de información propio de la UAESP.

4.3. Condiciones de remuneración del EPISA como Gestor de Información

En cuanto a la remuneración de los servicios provistos por PROCERASEO en calidad de EPISA, en el contrato para el montaje, administración y operación del SIGAB celebrado entre FAP CONCESIÓN ASEO BOGOTÁ 2018 (en representación de los concesionarios) y PROCERASEO, se pactó que el valor de los servicios se pagará mensualmente por parte de los concesionarios, a través del fideicomiso, con cargo a los recursos correspondientes a la remuneración de los concesionarios del servicio de aseo estipulado en los contratos de concesión.

El valor de remuneración será el que resulte de multiplicar el número de suscriptores activos mensualmente por un valor determinado para cada concesionario más IVA, de conformidad con la siguiente fórmula:

(Número de suscriptores activos mes) x (656 + IVA) Valor aplicable a los concesionarios PROMOAMBIENTAL DISTRITO S.A.S. ESP, LIMPIEZA METROPOLITANA S.A., CIUDAD LIMPIA BOGOTÁ S.A. E.S.P, y BOGOTÁ LIMPIA S.A.S. y (Número de suscriptores activos mes) x (396+IVA)²⁸ Valor para AREA LIMPIA DISTRITO CAPITAL.

Los valores antes señalados, serán reajustados el 1 de enero de cada año de ejecución del contrato, con un porcentaje igual al incremento que haya tenido el índice de precios al consumidor (IPC) en el año anterior.

²⁸ Información tomada del Contrato del Montaje del SIGAB del 26 de abril de 2018, Cláusulas Décima Segunda y Décima Tercera. Valores aplicables al 2018.

Debe señalarse que las condiciones de remuneración del EPISA no están determinadas en los documentos de la Licitación Pública UAESP 02-2017 sino que fueron definidas contractualmente de manera autónoma por el Fideicomiso y PROCERASEO; la remuneración al gestor de la información se hace con cargo a la retribución que reciben los operadores del servicio de aseo (otorgado en concesión), es decir, derivado de las tarifas que pagan los usuarios.

Teniendo en cuenta que, de conformidad con el artículo 32-4 de la Ley 80 de 1993 (Congreso de la República de Colombia), los concesionarios prestan servicios públicos y desarrollan todas las actividades necesarias para su adecuada prestación bajo su cuenta y riesgo, es apenas normal que las condiciones de remuneración del EPISA no estén determinadas por la entidad concedente, pues se trata de una obligación emanada de la concesión, que debe cumplirse por cuenta y riesgo del concesionario.

4.4. Condiciones de relacionamiento de EPISA

PROCERASEO S.A.S. como responsable del montaje, administración y operación del SIGAB, tiene relaciones con los siguientes agentes:

Tabla 17 - Relación con otros agentes del mercado

Agente	Relación
Los concesionarios del servicio público de aseo de Bogotá	<p>Actúan en calidad de socios de PROCERASEO, quienes la constituyeron en cumplimiento de un mandato contractual establecido en la LP UAESP 02-2017, y son usuarios del SIGAB en cuanto a la gestión de la información operativa, financiera y comercial del servicio de aseo.</p> <p>A diferencia del GIDI, el EPISA no tiene independencia frente a los operadores del servicio de aseo para quienes procesa y administra la información, entre otras razones porque no se trata de un agente que tenga la finalidad de dinamizar o promover competencia en el mercado, puesto que los concesionarios del servicio operan bajo la modalidad de Áreas de Servicio Exclusivo.</p>
La fiduciaria FAP Concesión de Aseo Bogotá 2018	Son partes contratantes en el contrato para el montaje, administración y operación del SIGAB: la fiduciaria en calidad de mandataria con representación de los concesionarios de aseo y, PROCERASEO como la persona encargada del montaje del SIGAB de manera independiente y autónoma.
La UAESP, Interventoría y Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Actúan en calidad de usuarios de los servicios del SIGAB, con acceso ilimitado, en tiempo real y de manera permanente a la totalidad de información administrada, con fines de vigilancia y control del servicio público de aseo.
Los usuarios del servicio público de aseo de la ciudad de Bogotá	Actúan en calidad de usuarios del SIGAB, con acceso limitado a la información de condiciones de prestación de los servicios en las diferentes ASE y pueden interponer PQR en dicho sistema.

La Superintendencia de Sociedades	Ejerce facultades de inspección, vigilancia y control sobre PROCERASEO S.A.S como sociedad comercial, en virtud del artículo 7 del Decreto 1736 de 2020.
La Superintendencia de Industria y Comercio	Ejerce facultades de inspección, vigilancia y control sobre PROCERASEO S.A.S. como sociedad responsable del manejo y tratamiento de bases de datos.

La siguiente Ilustración muestra las diferentes interacciones del EPISA con los socios, la fiduciaria, los usuarios del SIGAB y las autoridades que ejercen facultades de inspección, vigilancia y control:

Ilustración 20 - Esquema de relacionamiento del EPISA











































Fuente: Elaboración propia

5. CUADRO COMPARATIVO

Si bien las experiencias descritas tienen como común denominador la existencia de un agente administrador de datos de energía, cada una de ellas muestra características distintas en cuanto a la forma como fue seleccionado dicho agente y, por supuesto, frente a sus características de funcionamiento y relacionamiento. En nuestra opinión, es precisamente esta asimetría la que puede proveer información y experiencias importantes para el proceso colombiano. Teniendo esto en cuenta, en el Anexo único del presente documento, se realizó un análisis comparativo de los elementos estudiados con el fin de contar con un documento gráfico que permita identificar los puntos de experiencias similares y discordantes que hacen parte del Producto 1 de la consultoría. A continuación, se mostrará a manera de resumen, el resultado de dicho ejercicio.

Anexo 1 - Cuadro comparativo de experiencias internacionales y EPISA

Cuadro Comparativo		 AEMO	 ElHub	 DCC (Data Communications Company)	 EPISA (Aseo)
Mecanismos de selección y relacionamiento	Mecanismo de selección	 Designado por el gobierno	 Designado por el gobierno	 Proceso de selección competitivo	 Creado entre particulares
	Relación jurídica	 Sociedad pre-establecida de carácter mixto	 Sociedad pre-establecida estatal propiedad de Statnett	 Licenciatario privado – creación específica	 Sociedad privada de objeto exclusivo - creación específica
	Intervención del regulador	 Trabaja en conjunto con AER y AEMC	 Sometido a regulación de NVE-RME	 Sometido a vigilancia y regulación de OFGEM	 Ninguna
	Garantía de independencia	 Independiente de los Agentes privados, aprobado por el gobierno	 Independiente de los Agentes privados, aprobado por el gobierno	 Independiente de agentes privados, regulado por el SEC	 Controlado por los operadores
Operación y funcionamiento	Modelo de remuneración	 Remuneración fija para AEMO, libre mercado para MDP	 Regulada para recuperación de costos	 Regulada de conformidad con el SEC	 Acuerdo privado
	Alternativas de monetización	 En construcción	 Terceras partes pueden acceder a los datos con autorización	 Terceras partes pueden acceder a los datos con autorización	 No
	Condiciones de entrada salida	 MDP acreditados y registrados	 Designado de manera directa por NVE	 Términos de la licencia y proceso de selección	 Según términos de las concesiones
	Condiciones operativas	 Los MDP son escogidos por los minoristas y reportan a AEMO	 Centralizado en torno a ElHub	 El SEC y la licencia establecen roles y responsabilidades	 Según términos de las concesiones
	Condiciones de intercambio de información	 Formatos de datos definidos entre MDPs y AEMO y entre MDPs y Agentes	 Los DSO remiten información normalizada a ElHub	 DCC se encarga de Comunicaciones y almacenamiento	 Según términos de las concesiones

BIBLIOGRAFÍA

Sunstein, C. R. (2013). *Simpler: The Future of Government*. Nueva York: Simon & Schuster.

Organisation for Economic Co-operation and Development OECD. (2020, abril 28). *La OCDE global da la bienvenida a Colombia como su 37o miembro*. Retrieved from OECD.org - OECD: <https://www.oecd.org/newsroom/la-ocde-global-da-la-bienvenida-a-colombia-como-su-37o-miembro.htm#:~:text=28%2F04%2F2020%20%2D%20El,sus%2060%20a%C3%B1os%20de%20historia.&text=Los%20pa%C3%ADses%20miembros%20de%20la,Organizaci%C3%B3n%20en%20mayo%20de%202018>

Organisation for Economic Co-operation and Development OECD. (2009). *Alternatives to traditional regulation*. París: Organisation for Economic Co-operation and Development OECD. Retrieved from <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/42245468.pdf>

Superintendencia de Industria y Comercio. (n.d.). *Guía para la Implementación del Principio de Responsabilidad Demostrada (Accountability)*. Bogotá D.C: Superintendencia de Industria y Comercio. Retrieved from <https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/Publicaciones/Guia-Accountability.pdf>

Plotkin, D. (2014). *Data Stewardship: An Actionable Guide to Effective Data Management and Data Governance*. Waltham: Elseiver Inc.

Templar, M. (2017). *Get Governed: Building World Class Data Governance Programs*. Rescue: Ivory Lady Publishing.

IBM. (2020, diciembre 4). *SOAP*. Retrieved from IBM Knowledge Center: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/es/SS4JE2_7.5.5/org.eclipse.jst.ws.doc.user/concepts/csoap.html

DAMA International. (2017). *DAMA-DMBOK: Data Management Body of Knowledge: 2nd Edition*. Basking Ridge: Technics Publications.

Uptime Institute. (2020). *Acerca de Uptime Institute*. Retrieved from Data Center Authority | Tier Certification & Training | Uptime Institute: <https://es.uptimeinstitute.com/about-ui>

Mell, P., & Grance, T. (2011). *The NIST Definition of Cloud Computing*. Gaithersburg: National Institute of Standards and Technology.

Maoz, M. (2013). *How IT should deepen big data analysis to support customer-centricity*.

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2006, Abril 5). Directiva 2006/32/EC del Parlamento Europeo y del Consejo. *Sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos y por la que se deroga la Directiva 93/76/CEE del Consejo*. Bruselas, Bélgica: Diario Oficial de la Unión Europea.

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2009, julio 13). Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y el Consejo. *Sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE*. Bruselas, Bélgica: Diario Oficial de la Unión Europea.

European Commission. (2019). *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*. Bruselas: Publications Office of the European Union.

European Commission. (2012, Marzo 9). Recomendaciones 2012/148/UE. *Relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente*. Bruselas, Bélgica: Diario Oficial de la Unión Europea.

Data Communications Company. (2020). *Introduction and Executive Summary DCC Price Control Submission RY19/20*. DCC Executive.

Data Communications Company. (2020). *Review of Charging Methodology*.

Data Communications Company. (2019, Octubre). Information Security Policy Statement. Reino Unido.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2021, Marzo 9). Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end December 2020. Londres, Reino Unido: Department for Business, Energy & Industrial Strategy.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2021). *Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end December 2020*.

Statista. (2021, Julio 5). *Statista*. Retrieved from Number of new domestic smart meters for electricity and gas installed by larger energy suppliers in Great Britain from 3rd quarter 2012 to 4th quarter 2020: <https://www.statista.com/statistics/418792/smart-meter-quarterly-installation-figures-uk/>

AEMC. (2018). *Australian Regulatory Environment*. Sydney.

AER. (2021). *Energy Made Easy*. Retrieved from Energy Made Easy: <https://www.energymadeeasy.gov.au/>

AEMC. (2021). *Review of the regulatory framework for metering services*. Sydney.

AEMC. (2020). *Review of the regulatory framework for metering services*. Sydney.

MOU between AEMO and the CER. (2013). Australia .

AEMC. (2020). *National Electricity Amendment (Introduction of metering coordinator planned interruptions) rule*.

AEMO. (2020). *National Electricity Market Accredited Metering Data Providers* .

AEMO. (2021). *2021-22 AEMO Budget and Fees*. Sydney.

AEMC. (2015). *National Electricity Amendment (Expanding competition in metering and related services) Rule 2015*. Sydney.

- AEMO. (2021). *Service Level Procedure: Metering Data Provider Services*. Sydney.
- AEMO. (2021). *Accreditation Checklists*. Sydney.
- AEMO. (2020). *MDM File Format and Load Process*.
- NVE. (2016). *Overview of Norway's Electricity History*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2003, Junio 26). DIRECTIVE 2003/54/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL. *DIRECTIVE 2003/54/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*. Bruselas, Bélgica: Diario Oficial de la Unión Europea.
- Norwegian Water Resources and Energy Directorate. (2015, Julio 1). Endr. i forskrift om kraftomsetning og netttjenester. *Forskrift om endring i forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netttjenester*. Noruega.
- NVE. (2020). *Nettselskap Områderkonsejner*. Oslo.
- UAESP. (2017, octubre). *Anexo 5 Reglamento Comercial y Financiero. Licitación Pública UAESP No. 02 de 2017*. Retrieved from Sistema Electrónico para la Contratación Pública II: <https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NT.C.224503&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true>
- UAESP. (2018, enero 18). *Resolución 27 de 2018*. Retrieved from Resoluciones UAESP: <https://sites.google.com/a/uaesp.gov.co/rsoluciones-uaesp/>
- UAESP. (2017, noviembre). *ANEXO 6 COMPONENTE TI LP UAESP 02-2017*. Retrieved from <https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NT.C.224503&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true>
- UAESP. (2017, Noviembre). *ANEXO 6.2 Reglamento Técnico Componente TI Estrategia de Intercambio de Información para la prestación del servicio público domiciliario de aseo de Bogotá*. Retrieved from <https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NT.C.224503&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true>
- CREG. (2020, Diciembre 10). *Resolución CREG 219 de 2020*. Retrieved from Gestor Normativo CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0219_2020.htm
- Misión de Transformación Energética*. (n.d.). Retrieved from Ministerio de Energía : <https://energiaevoluciona.minenergia.gov.co/transformacion#>
- Data Communications Company. (2019, julio 5). *Annual Report 2019*. Londres: Data Communications Company. Retrieved from <https://www.smartdcc.co.uk/media/5152/c-work-dcc-media-3865-bzdcc-ar7-140520.pdf>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2018, noviembre 22). *Review of the Data Access and Privacy Framework*. Retrieved from Smart Metering Implementation Programme:

- https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/758281/Smart_Metering_Implementation_Programme_Review_of_the_Data_Access_and_Privacy_Framework.pdf
- Data Communications Company. (2021, Marzo). *Data for Good*. Retrieved from Smart DCC: https://www.smartdcc.co.uk/media/1254/21037-dcc-data-for-good-paper_v8-final.pdf
- AEMC. (2021). *National Electricity Market*. Retrieved from AEMC: <https://www.aemc.gov.au/energy-system/electricity/electricity-system/NEM>
- AER. (2021). *Local area retailers (electricity)*. Retrieved from Australian Energy Regulator: <https://www.aer.gov.au/consumers/local-area-retailers-electricity>
- AER. (2021). *Who is my distributor?* Retrieved from AER: <https://www.aer.gov.au/consumers/who-is-my-distributor>
- AEMO. (n.d.). *Governance, processes and policies*. Retrieved from AEMO: <https://aemo.com.au/about/corporate-governance/governance-processes-and-policies>
- AEMO. (2021). *Power of Choice*. Retrieved from AEMO: <https://www.aemo.com.au/initiatives/major-programs/past-major-programs/nem-power-of-choice>
- Energy Transition Hub. (2018). *Australian Smart Meter Experience*. Retrieved from https://www.energy-transition-hub.org/files/resource/attachment/20181203_eth_smart_meters_-_australian_resources_formatted.pdf
- The Treasury. (n.d.). *Consumer Data Right*. Retrieved from The Treasury - Australian Government: <https://treasury.gov.au/consumer-data-right>
- ACCC. (2019, Febrero). *CDR in Energy - Consultation paper: data access models for energy data*. Canberra. Retrieved from <https://www.accc.gov.au/system/files/ACCC%20consultation%20paper%20-%20data%20access%20models%20for%20energy%20data.pdf>
- ACCC. (2019, Agosto). *CDR in Energy - Position paper: Data access model for energy data*. Canberra. Retrieved from <https://www.accc.gov.au/system/files/ACCC%20-%20CDR%20-%20energy%20-%20data%20access%20models%20position%20paper%20-%20August%202019.pdf>
- Australian Government. (2020). *Energy rules framework - Consultation Paper*. Canberra: Australian Government. Retrieved from https://www.accc.gov.au/system/files/CDR%20-%20Energy%20rules%20framework%20consultation%20paper%20-%20July%202020_0.pdf
- AEMO. (2021, julio 2). *Constitution*. Retrieved from AEMO: https://www.aemo.com.au/-/media/files/about_aemo/board_and_governance/aemo-constitution.pdf
- AEMC & AEMO. (2014, agosto 25). *AEMC - AEMO Memorandum of Understanding*. Retrieved from Memoranda of understanding | AEMC: <https://www.aemc.gov.au/regulation/national-energy-governance/memoranda-understanding>

- AER. (2021). *Smart meters*. Retrieved from AER: <https://www.aer.gov.au/consumers/my-energy-service/smart-meters>
- AEMO. (2021, Septiembre). *Guide to MSATS B2B*. Retrieved from AEMO: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Retail_and_Metering/Market_Settlement_And_Transfer_Solutions/Guide-to-MSATS-B2B.pdf
- AEMO. (2017, septiembre 2). *Qualification Procedure*. Retrieved from AEMO: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Retail_and_Metering/Accreditation/Qualification-Procedure-MP-MDP-ENM.pdf
- AEMC. (2013, Octubre). *Customer access to their energy and metering data under the National Electricity Rules*. Retrieved from AEMC: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/19cf8111-d18d-4e67-8665-4274c65954a0/Rule-change-request.pdf>
- AEMC. (2018). *National Electricity Amendment (Global Settlement and Market reconciliation) Rule*. Sydney.
- The Treasury. (2019). *Consumer Data Right Overview*. Canberra: Australian Government.
- Jager, C. (2018, Septiembre 17). *What You Need To Know About Smart Meters In Australia*. Retrieved from Lifehacker: <https://www.lifehacker.com.au/2018/09/what-you-need-to-know-about-smart-meters-in-australia/>
- Kartverket. (2019, Diciembre 20). *Fakta om Noreg*. Retrieved from Kartverket: <https://www.kartverket.no/til-lands/fakta-om-norge>
- Statistisk sentralbyrå. (2020, Junio 3). *National population projections*. Retrieved from Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/en/befolkning/befolkningsframskrivinger/statistikk/nasjonale-befolkningsframskrivinger>
- The World Bank. (2020). *PIB per cápita, PPA (\$ a precios internacionales actuales) - Norway*. Retrieved from The World Bank: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PCAP.PP.CD?locations=NO>
- Statnett. (2021). *About Statnett*. Retrieved from Statnett : <https://www.statnett.no/en/About-Statnett/>
- Sareen, S. (2020). Social and technical differentiation in smart meter rollout: embedded scalar biases in automating Norwegian and Portuguese energy infrastructure. *Humanities and Social Sciences Communications*, 1-8.
- ECOLEX. (1990). *Energy Act (No. 50)*. Retrieved from ECOLEX: <https://www.ecolex.org/es/details/legislation/act-no-50-of-1990-relating-to-the-generation-conversion-transmission-trading-distribution-and-use-of-energy-etc-energy-act-lex-faoc068948/>
- Statnett. (2021, junio 7). *Corporate governance and articles of association*. Retrieved from Statnett: <https://www.statnett.no/en/about-statnett/corporate-governance-and-articles-of-association/>

- Elhub. (2021). *Elhub and smart meters are enabling a more efficient Norwegian energy system*. Oslo: Elhub. Retrieved from <https://elhub.no/documents/2021/01/elhub-and-smart-meters-are-enabling-a-more-efficient-norwegian-energy-system.pdf/>
- Elhub. (2020). *Agreement on the use of the Data Hub for the electricity market*. Retrieved from Elhub: <https://elhub.no/documents/2021/02/elhub-user-agreement-english-read-only.pdf/>
- NVE. (2020). *National Report 2020*. Oslo: NVE.
- Elhub. (2019, Febrero 5). *Fakturering*. Retrieved from Elhub: <https://elhub.no/aktorer-og-markedsstruktur/brukeravtale-og-gebyrmodell/fakturering/>
- Elhub. (2016, Febrero 19). *Elhub gebyrer 2017 – 2019*. Retrieved from Elhub: <https://elhub.no/documents/2018/04/forslag-elhub-gebyrstrategi-2017-2019-19-02-2106.pdf/>
- Nymaler. (2020). *Filmer og illustrasjoner*. Retrieved from Nymaler.no: <https://www.nymaler.no/filmer-og-illustrasjoner/>
- NVE. (2015, Diciembre 10). *Smarte strømmålere (AMS)*. Retrieved from NVE - RME: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/strom/stromkunde/smart-strommalere-ams/>
- NVE. (1999, Marzo 11). Normativa sobre medida, facturación, facturación de servicios de red y energía eléctrica, neutralidad de la empresa de red, etc. 1999/301. Oslo, Noruega.
- Nymaler. (2020). *Strengt krav til sikkerhet*. Retrieved from Nymaler.no: <https://www.nymaler.no/strengt-krav-til-sikkerhet/>
- Elhub. (2021, junio 17). *BRS Markedsprossesser*. Retrieved from Elhub Edielstandard: <https://dok.elhub.no/ediel/brs-markedsprossesser>
- Elhub. (2021 a, junio 17). *Elhub Business Information Model (BIM)*. Retrieved from Elhub Edielstandard: <https://dok.elhub.no/ediel/elhub-business-information-model-bim>
- Elhub. (2018 b, Abril 4). *Elhub for tredjepart (b)*. Retrieved from Elhub: <https://elhub.no/aktorer-og-markedsstruktur/aktorenes-roller/elhub-for-tredjepart/>
- Elhub. (2018 c, Abril 4). *Elhub for aktører med plusskunder*. Retrieved from Elhub: <https://elhub.no/aktorer-og-markedsstruktur/aktorenes-roller/elhub-for-aktorer-med-plusskunder/>
- UAESP. (2017). *Concesión áreas de servicio exclusivo para la prestación del servicio público de aseo en la ciudad de Bogotá D.C. (Presentación de oferta)*. Retrieved from SECOP: <https://community.secop.gov.co/Public/Tendering/OpportunityDetail/Index?noticeUID=CO1.NT.C.224503&isFromPublicArea=True&isModal=true&asPopupView=true>

Congreso de la República de Colombia. (1993, Octubre 28). *Ley 80 de 1993 Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública*. Retrieved from http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0080_1993.html#32

SEC. (n.d.). *About the Smart Energy Code*. Retrieved from SEC: <https://smartenergycodecompany.co.uk/about-the-smart-energy-code/>

AEMO. (2017, diciembre 1). *Power of Choice*. Retrieved from AEMO: <https://aemo.com.au/newsroom/media-release/aemo-power-of-choice>

AEMO. (n.d.). *Who we are*. Retrieved from AEMO: <https://aemo.com.au/about/who-we-are>

AEMO & AER. (2011, Junio). *Memorandum of understanding AER - AEMO*. Retrieved from Agreements & MOUs | AER: <https://www.aer.gov.au/system/files/MOU%20between%20AER%20and%20AEMO%20%28July%202011%29.PDF>

Congreso de la República de Colombia. (2019, mayo 25). *Ley 1955 de 2019 "Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022"*. Retrieved from http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1955_2019.html#1

Hess, D. J., & Lee, D. (2021). Data privacy and residential smart meters: Comparative analysis and harmonization potential. *Utilities Policy*, 1-10.

Dodds, L. (2021, Marzo 23). *The UK Smart Meter Data Ecosystem*. Retrieved from Idodds: <https://blog.idodds.com/2021/03/23/the-uk-smart-meter-data-ecosystem/>

Alt HAN Co. (2018). *Alt HAN Overview*. Retrieved from Alt HAN Co.: <https://www.althanco.com/alt-han-overview/>

Alt HAN Co. (2018). *How is Alt HAN Structured?* Retrieved from Alt HAN Co: <https://www.althanco.com/how-is-the-alt-han-company-governed/>

Sovacool, B. K. (2017, mayo 30). Vulnerability and resistance in the United Kingdom's smart meter transition. *Energy Policy*, 767-781.

Department of Energy & Climate Change. (2012). Explanatory Memorandum to The Electricity and Gas (Competitive tenders for smart meter communication licences) Regulations 2012. Reino Unido.

Department of Energy & Climate Change. (2013, Octubre 8). *Written statement to Parliament: Award of Smart Meters DCC Licence*. Retrieved from GOV.UK: <https://www.gov.uk/government/speeches/award-of-smart-meters-dcc-licence>

Edielportalen. (2021). *Aktørliste*. Retrieved from Edielportalen: <https://www.ediel.no/Portal/PartyList/PartyList/ViewPartiesWithRole/133>

Edielportalen. (2014). *Om Ediel*. Retrieved from Edielportalen: <https://www.ediel.no/Info/om-ediel>

- Nymaler. (2020, Marzo 13). *Hva koster det og hvem skal betale?* Retrieved from Smarte Strømmålere: <https://www.nymaler.no/hvem-skal-betale-og-hva-koster-det/#>
- Elhub. (2018, Diciembre 19). *Hva og hvorfor.* Retrieved from Elhub: <https://elhub.no/om-elhub/hva-og-hvorfor/>
- Energy Linx. (2014). *MPAN (Meter Point Administration Number)*. Retrieved from Energylinx: MPAN (Meter Point Administration Number)
- National Cybersecurity Centre. (2016, Abril 20). *The smart security behind the GB Smart Metering System*. Retrieved from National Cybersecurity Centre: <https://www.ncsc.gov.uk/information/the-smart-security-behind-the-gb-smart-metering-system>
- Office of National Statistics. (2021, Junio 25). *Population estimates*. Retrieved from Office of National Statistics: <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/populationandmigration/populationestimates>
- OFGEM. (2020). *Third Party Intermediaries (TPI) programme*. Retrieved from OFGEM: <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/third-party-intermediaries-tpi-programme>
- OFGEM. (2021, febrero 1). *Call for evidence: Review of the regulatory arrangements for the Data Communications Company*. Retrieved from OFGEM: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/02/call_for_evidence_-_review_of_the_regulatory_arrangements_for_the_data_communications_company_0.pdf
- Data Communications Company. (2021, Abril 1). *Charging Statement for Service Charges*. Retrieved from OFGEM: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2021/03/charging_statement_ry2122_issue_0.2_draft_for_notice.pdf
- OFGEM. (2021). *Switching energy tariff or supplier*. Retrieved from OFGEM: <https://www.ofgem.gov.uk/information-consumers/energy-advice-households/switching-energy-tariff-or-supplier>
- OFGEM. (2021, Junio 1). *Microbusiness customers to get better energy deals*. Retrieved from OFGEM: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/microbusiness-customers-get-better-energy-deals>
- Department of Energy & Climate Change. (2013, septiembre 20). *Smart Meter Communication Licence*. Retrieved from OFGEM: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/smart-meter-communication-licence>
- Department of Energy & Climate Change. (2011). *Smart Metering Implementation Programme - A consultation on the detailed policy design of regulatory and commercial framework for DCC*. Retrieved from Department of Energy & Climate Change:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42872/2883-cons-detailed-policy-design-of-dcc.pdf

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2011). CAMBIAR. Londres, Reino Unido: Department of Energy & Climate Change.

Elhub. (2018 a, Abril 4). *Rollebeskrivelser*. Retrieved from Elhub: <https://elhub.no/aktorer-og-markedsstruktur/aktorenes-roller/rollebeskrivelser/#regkraftleverandor>

NordREG. (2015, Mayo). Mapping of TSO and DSO roles and responsibilities related to information. *NordREG*. Oslo, Noruega: THEMA Report.

The World Bank. (2018). *Surface area (sq. km) - United Kingdom*. Retrieved from The World Bank Data: <https://data.worldbank.org/indicator/AG.SRF.TOTL.K2?locations=GB>

SEC. (2020, Marzo 26). *BEIS Consultation on Separation of ECoS Systems from other DCC Systems*. Retrieved from Smart Energy Code: <https://smartenergycodecompany.co.uk/latest-news/beis-consultation-on-separation-of-ecos-systems-from-other-dcc-systems/>

SEC. (2021, septiembre). Smart Energy Code. *45.0*. Reino Unido.

NVE. (2018). *National Report 2018*. Oslo.

ANEXO 1 – CUADRO COMPARATIVO

	Reino Unido	Australia	Noruega	EPISA
Mecanismo de Selección	DCC fue seleccionada a través de un proceso diseñado por el gobierno y sometido a consulta, con las siguientes etapas: (i) precalificación; (ii) invitación a participar; (iii) mejor oferta y oferta final (opcional) y finalización de detalles con los candidatos preseleccionados. El proceso culminó con el otorgamiento de una licencia a Smart DCC Ltd, quien previamente debió obtener licencias para la prestación de los servicios de energía y gas.	AEMO no fue creada o seleccionada a través de un proceso de selección competitivo. AEMO fue creada en julio de 2009 por el Consejo de Gobiernos Australianos como operador del mercado energético australiano, encargado, entre otras funciones, de proveer información al mercado con base en los reportes que recibe de operadores de energía y gas.	Elhub no fue creada por un proceso de selección competitivo. La Dirección de Recursos Hídricos y Energía de Noruega (NVE) encargó directamente las funciones de administración y gestión de información de AMI a Statnett las cuales son realizadas por Elhub, quien opera desde 2019.	Creado como una S.A.S por los concesionarios del servicio público de aseo, en cumplimiento de las condiciones de la Licitación UAESP 02-2017. No se realizó un proceso de selección objetiva para su creación.
Relación Jurídica	DCC tiene relación con el BEIS (entidad del Reino Unido que otorgó la licencia), en calidad de licenciatario para el manejo de los datos de AMI y la infraestructura de comunicaciones asociada.	AEMO es una sociedad limitada por garantía de naturaleza mixta o semigubernamental compuesta en un 60% por el gobierno y 40% por la industria. AEMO trabaja en conjunto con el Regulador Australiano de Energía (AER) y con la Comisión del Mercado de Energía Australiana (AEMC).	Statnett es una empresa de naturaleza estatal con funciones de operador de sistemas de transmisión de energía desde 1992, regulada y supervisada por la NVE, controlada por el Estado a través del Ministerio de Petróleo y Energía, y tiene como misión la de asegurar el suministro de energía y facilitar el cumplimiento de los objetivos climáticos de Noruega.	Tiene relación societaria con los concesionarios de aseo, en calidad de contratante con la Fiducia de Pagos constituida en cumplimiento de las condiciones de la licitación. No tiene relación jurídica con la UAESP, puesto que surge por mandato contractual de las concesiones de aseo. No es ESP y no está sometida a inspección, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
Intervención del Regulador	DCC está sometida a la vigilancia y regulación de OFGEM como organismo regulador de los mercados de gas y energía del Reino Unido.	AEMO trabaja en conjunto con el AER y AEMC, como organismos del mercado de energía en Australia, bajo una estructura de gobernanza diseñada para garantizar condiciones de competencia efectiva, brindar responsabilidades claras y respaldar la certeza de la inversión en el sector energético al separar las decisiones sobre política gubernamental, regulación energética y operación del sistema energético.	La Autoridad de Regulación de Energía Noruega (NVE-RME) expide el marco regulatorio de AMI para promover competencia y eficiencia en el mercado de energía, así como para facilitar la implementación de Elhub y las funciones a nivel regulatorio que debe cumplir Statnett. La NVE - RME participa como observadora en un consejo de los actores de AMI en Noruega, del cual hacen parte representantes de los Distribuidores (<i>Distribution System Operators – DSOs</i>) y de los proveedores.	No está sujeto a vigilancia de la Super SSPD pero sí de las Superintendencias de Sociedades y de la de Industria y Comercio, por tratarse de una S.A.S responsable del manejo y tratamiento de bases de datos. La UAESP, como entidad concedente, accede a los servicios de información del EPISA de manera integral e ilimitada.

	Reino Unido	Australia	Noruega	EPISA
Garantía de Independencia	La licencia otorgada a DCC prohíbe la realización de actividades distintas a las permitidas en dicho instrumento, requiere autorización previa de OFGEM para llevar a cabo actividades subsidiarias a las principales y para obtener financiación de los negocios autorizados. Ni DCC ni ninguna de sus subsidiarias puede mantener o adquirir ningún tipo de inversiones en alguna empresa a la que se le hayan proveído servicios autorizados por la licencia, así como tampoco en ningún proveedor externo necesario para prestar dichos servicios autorizados. DCC debe garantizar que ninguno de sus directores se convierta en director o empleado o tenga intereses financieros en empresas a las que se presta el servicio o sus proveedores.	Los nombramientos para el Consejo de AEMO requieren la aprobación de los Ministros de Energía. AEMO, AER y AEMC, son organismos independientes con poder de decisión, funciones y responsabilidades delimitadas, orientadas al funcionamiento eficiente del mercado de energía en beneficio de los consumidores. Para el nombramiento de los directores de AEMO, se debe observar el protocolo para evitar conflictos de interés que garanticen independencia frente a los actores de AMI, en el sentido de que no deben tener vinculación de ninguna índole con estos.	Statnett se rige por un código de gobierno corporativo para evitar conflictos de interés.	Dadas las condiciones de su creación y por su naturaleza, no tiene independencia frente a los concesionarios de aseo, para quienes procesa y administra toda la información sobre el servicio público de aseo.
Modelo de Remuneración	<p>La DCC recupera sus costos a través de cargos aplicados a proveedores de energía, operadores de red y otros usuarios autorizados. Anualmente, la DCC emite una revisión a su Metodología de Cargos, que debe explicar de forma documentada, completa y coherente, los métodos y principios que se aplican para determinar los cargos por servicio para ese año, en conformidad con el código de energía SEC.</p> <p>Los cargos están calculados principalmente según el informe de ingresos estimados de la DCC que expide junto a la Declaración de Cargos. En éste se especifica la estimación de ingresos del siguiente año regulatorio (variable t) por cada tipo de cargo, para cada grupo (variable g). También, en algunos casos, el cálculo diferencia los ingresos de manera regional (variable r: norte, centro y sur).</p> <p>En la Declaración de Cargos, la DCC establece 5 diferentes grupos incluyendo proveedores minoristas y distribuidores de electricidad, así como 4 principales tipos de cargos (incluyendo fijos y cargos variables asociados a dispositivos), de manera que cada grupo tiene unos cargos asociados según su actividad económica.</p>	<p>AEMO recupera sus costos operativos a través de tarifas pagadas por los participantes de la industria. Específicamente en cuanto a operaciones de coordinación y servicios relacionados con la información de los medidores inteligentes, la AEMO cobra los registros en el NEM de los participantes del mercado energético. La acreditación, por su parte, corresponde al aval que da AEMO a los servicios que proveen los <i>Metering Data Providers</i> y los <i>Metering Providers</i>, ambos roles creados bajo el programa <i>Power of Choice</i>.</p> <p>Los MDP, por su parte, son coordinados por los MC, que normalmente tienen contratos con los minoristas y recuperan los costos de operación a través del cobro por sus servicios de medición. Este aspecto es soportado bajo el sistema de mercado competitivo y los procesos de medición descentralizados que se desarrollan bajo el marco del programa <i>Power of Choice</i>.</p>	Elhub tiene un modelo de tarifas mediante el cual recupera sus costos de operación. Este modelo debe construirse cada tres años por parte del Consejo de la Industria, Energy Norway, DEFO y KS-Bedrift (estas tres últimas son organizaciones de la Industria) y debe ser presentado a la Dirección de Recursos Hídricos y Energía de Noruega (NVE) para aprobación. Se cobra una tarifa fija igual para todos los actores exceptuando a los proveedores de energía regulados (aquellos con obligación de entrega de energía a consumidores sin acuerdo con proveedores de energía estándar) y una tarifa variable que depende del tipo de actor y del número de puntos de medición. La tarifa busca que con los pagos de todos los participantes del sistema se genere el ingreso permitido anual para Elhub (ETI), el cual incluye todos los costos de inversión, costos operativos y retornos.	El EPISA es remunerado por la Fiducia de Pagos constituida por los concesionarios del servicio de aseo, con cargo a las tarifas de dicho servicio, con un valor establecido en el contrato para el montaje del SIGAB, que resulta de aplicar la fórmula de número de usuarios activos por mes x un valor determinado por concesionario + IVA. Este valor es ajustado anualmente conforme al IPC del año anterior.

	Reino Unido	Australia	Noruega	EPISA
Alternativas de Monetización	<p>En Reino Unido han surgido diversas empresas y organizaciones que, haciendo uso de los datos que proveen los medidores inteligentes, ofrecen servicios diferentes a los que cubren las empresas proveedoras de energía y las que operan la red eléctrica. Muchas de ellas están registradas en la lista de actores de SEC como “Otras” y son reguladas como terceras partes.</p> <p>Entre los servicios que ofrecen estas compañías se pueden encontrar: Páginas web de comparación de precio y cambio de proveedor; y Corredores de energía</p>	<p>Aún no existe en Australia un método eficiente y directo de proveerle a los consumidores su información de consumo. En muchos casos, el método depende del minorista y los servicios que provea. Por esa razón, el gobierno federal ha trabajado recientemente en soluciones generales que puedan asegurarles a los consumidores el acceso sencillo a sus datos. Sin embargo, algunas terceras partes han descubierto una oportunidad de mercado y han pasado a ofrecer sus propios servicios a consumidores de manera que puedan acceder a sus datos a través de aplicaciones móviles o dispositivos de lectura instalados en su residencia.</p>	<p>Las terceras partes pueden acceder a los datos de consumo de los clientes finales a través de un sistema de autorización mediada por los sistemas de Elhub. Puede optar por dos tipos de acceso: limitado y completo.</p> <p>Los servicios alternativos que proporcionan típicamente las terceras partes consisten en asesoramiento en el uso energético tanto de forma industrial como residencial, para facilitar medidas de ahorro de electricidad consumida. De esta manera, a través de tecnologías basadas en inteligencia artificial o internet de las cosas, se da un valor agregado a los datos de medición de los consumidores.</p> <p>Por otra parte, desde el 2017, aquellos consumidores que, en ciertas horas del día, tengan un excedente de energía y puedan inyectarlo en la red, son denominados clientes plus. Este nuevo tipo de consumidor genera una nueva demanda de servicios en el mercado energético para los datos de producción energética por parte de los clientes finales. Por ejemplo, si el consumidor quisiera solicitar la aprobación de certificados de la electricidad que suministra a la red y presentar informes al respecto, debe contratar los servicios de un actor especializado que presente los informes de la producción bruta de energía del consumidor en su nombre.</p>	<p>No tiene alternativas de monetización de los datos que impliquen métodos para el intercambio y la venta de información a terceros o creación de nuevos productos y servicios basados en los datos del servicio de aseo. El sistema SIGAB montado por el EPISA, se limita a disponer de funcionalidades precisas que permiten entregar la información en tiempo real a la UAESP y a la Interventoría, para el seguimiento del servicio de manera consolidada, con visión integral por zonas geográficas (ciudad, localidad y áreas de servicio exclusivo ASE). Adicionalmente, tiene una plataforma denominada VUSPA (Ventanilla Única del Servicio Público de Aseo) de interacción con los ciudadanos de Bogotá para recibir PQR, servir de enlace para el pago de los servicios y brindar información sobre las condiciones de operación de los servicios en las ASE de la ciudad.</p>

	Reino Unido	Australia	Noruega	EPISA
Condiciones de Entrada y Salida	La licencia establece un periodo de operación hasta el 22 de septiembre de 2015 (12 años), que está sujeto a las condiciones presentadas en la misma licencia (con posible modificación posterior por parte de OFGEM y BEIS). Además, la licencia también establece que, bajo propósitos específicos, después del 31 de marzo de 2018, la autoridad competente podrá prorrogar la duración de la licencia por un tiempo máximo de seis años adicionales. En caso de una extensión de la licencia por un año o menos, la autoridad deberá informar con al menos seis meses de antelación la decisión. En caso de aumentar el término de la licencia por más de un año, la notificación deberá darse al menos un año antes.	<p>En Australia no existió un proceso de selección competitivo para la elección de la entidad encargada de controlar y monitorear el flujo de datos de los medidores inteligentes. AEMO fue designado por el papel que desempeña como operador de la red NEM.</p> <p>Sin embargo, los MDP sí deben ser acreditados y registrados en la base de datos de AEMO. Para esto, deben seguir un proceso de aplicación, pago de tarifas y evaluación por parte de AEMO. En el documento <i>Service Level Procedure: Metering Data Provider Services</i>, AEMO especifica las condiciones y tópicos de evaluación para que una empresa pueda convertirse en MDP.</p>	Elhub fue encargado de manera directa por la NVE, a través de Statnett, siendo esta última una empresa de naturaleza estatal con funciones de operador de sistemas de transmisión de energía desde 1992, regulada por la misma NVE y propiedad del Ministerio de Petróleo y Energía.	El EPISA como sociedad, tiene una duración indefinida; debe funcionar por el término de las concesiones (8 años), sus prórrogas y hasta por el término de liquidación de las mismas y periodo de empalme con los nuevos concesionarios. La existencia del ente está determinada por la duración de las concesiones.

	Reino Unido	Australia	Noruega	EPISA
Condiciones Operativas	<p>La mayoría de los servicios que provee la DCC son a través de compañías con las cuales Capita PLC (actual poseedora de la Licencia DCC a través de su subsidiaria Smart DCC Ltd.) celebra contrataciones mediante licitaciones competitivas. En el 2013, Capita PLC estableció contratos con Telefónica para proveer la infraestructura de comunicación en las regiones del sur y centrales de Reino Unido, mientras que Arqiva se encarga, hasta el 2028, de la infraestructura de comunicación en el norte del país. Por otro lado, CGI IT UK Limited firmó también un contrato para desarrollar y operar el sistema que controla los mensajes hacia y desde los medidores inteligentes, ejerciendo la función de proveedor del servicio de datos.</p> <p>El código de energía inteligente establece los roles y responsabilidades de los distintos actores que tienen acceso a la red. Para 2021, son en total 331 actores entre los que se incluyen a los operadores de infraestructura, así como a las empresas generadoras y los proveedores de energía. Sin embargo, también se cuentan otros actores que pueden tener o requerir acceso a la infraestructura de datos, como proveedores de software a empresas de energía, o compañías que acceden directamente a los datos en nombre de los consumidores a través de dispositivos de IoT.</p>	<p>Actualmente, los medidores inteligentes son ofrecidos a los consumidores por los minoristas y es responsabilidad de estos últimos la instalación. En caso de necesitarse un reemplazo o un nuevo medidor, es obligatoria la instalación de un medidor inteligente. Sin embargo, el consumidor puede, en cualquier caso, solicitar la desconexión de la comunicación de su medidor, lo que a veces puede resultar en cobros adicionales para el consumidor debido a la necesidad de revisión manual de consumo por parte del proveedor.</p> <p>Existen tres clases de proveedores de servicio que tienen relación con el proceso de medición. Los MDP se encargan de la recopilación y el procesamiento de los datos de medición de los consumidores a los que hayan sido designados. Los <i>Metering Provider</i> (MP), por otro lado, son empresas encargadas del suministro, instalación y mantenimiento de los medidores en los puntos de conexión. Tanto los MDP como los MP son dirigidos por los <i>Metering Coordinator</i> (MC), quienes, a su vez, asumen la responsabilidad de coordinar aquellos puntos que les fueron designados por los minoristas. Es posible que los tres roles sean desempeñados por una misma empresa registrada frente a AEMO.</p> <p>La estructura de intercambio de datos en Australia es descentralizada. Aunque AEMO coordina los protocolos y el intercambio de mensajes, y posee una base de datos central simplificada, no es el principal proveedor de información energética al mercado. Esta tarea les corresponde a empresas avaladas por AEMO, denominadas <i>Metering Data Providers</i> (MDP).</p>	<p>La propuesta de Elhub se basó en conectar los principales actores de distribución y comercialización de energía en Noruega, de manera que las comunicaciones del mercado energético (más de 70 millones de lecturas de medidores diarias y 150 mil mensajes entre actores al día) pudieran ser gestionadas y procesadas eficientemente por una sola entidad. El establecimiento de Elhub, junto con el despliegue de contadores inteligentes, facilitó la automatización y digitalización de las cadenas de valor relacionadas con el intercambio de datos de medidores, cambios de proveedores, intercambio de información de clientes y <i>settlement</i>. Adicionalmente al papel de “hub de comunicaciones”, Elhub se encarga del almacenamiento de los datos.</p>	<p>EPISA puede celebrar todo tipo de contratos necesarios para el establecimiento del SIGAB, con autonomía para definir la infraestructura de hardware y software necesarios para dar cumplimiento a los estándares de arquitectura TI e intercambio de información, definidos en los Anexos 6 y 6.2 de la LP UAESP 02-2017.</p>

	Reino Unido	Australia	Noruega	EPISA
Condiciones de Intercambio de Información	<p>Los datos que emiten y reciben los medidores inteligentes, acerca del consumo de energía de los consumidores pasan por la infraestructura de la DCC, pero tienen calidad de “datos personales”, lo que incluye la lectura y el procesamiento de la información del consumidor bajo la Ley de Protección de Datos 2018 y la Regulación General de Protección de Datos (GDPR). Los consumidores tienen la potestad de elegir la frecuencia con la que el medidor envía datos, o si la empresa proveedora de energía puede compartir los datos con otras organizaciones o usar las lecturas con fines de ventas y marketing.</p> <p>Según los datos necesarios, los comercializadores de energía pueden acceder al consumo de forma mensual (para el proceso de facturación, por ejemplo) o diaria (responder solicitudes de usuarios, realizar pruebas autorizadas etc.). El acceso a los datos con una periodicidad inferior a un día (hasta media hora) debe estar sujeta al consentimiento del consumidor tras haber sido notificado acerca del uso de los datos y de cómo puede revertir la autorización.</p> <p>Los operadores de red, que tienen la obligación de operar y gestionar la red, pueden acceder mensualmente a los datos agregados de consumo para realizar análisis de demanda energética. Sin embargo, de requerir información más continua deben contar con el permiso de los consumidores. También pueden acceder a estos datos para hacer pruebas o en caso de existir sospechas de fraude, o para ciertos procedimientos regulados por OFGEM, siempre y cuando, en la medida de lo posible, los datos pasen por un proceso de anonimizado.</p> <p>Se consideran terceras partes a aquellos actores no licenciados. Por ejemplo, están los actores intermediarios (TPI Third Party Intermediaries), como sitios de comparación de proveedores, proveedores de recomendaciones de consumo o corredores de energía.</p>	<p>AEMO provee los requerimientos de comunicación entre los participantes registrados a través de los procedimientos de empresa a empresa (B2B), que describen el contenido, los procesos y la información que se debe proporcionar en cada mensaje enviado. Debido a que las partes no hacen solicitud ni descarga de los datos a un HUB de datos central, sino que intercambian la información a través de mensajes entre ellos, AEMO proporciona, además, una solución de interfaz de comunicación multiplataforma, denominada B2B e-Hub. Entre los participantes del mercado registrados, se encuentran 26 MDP acreditados por AEMO bajo estándares y procesos de calificación específicos.</p> <p>Existen dos formatos principales con los que se comunican los MDP con los demás participantes del mercado:</p> <p>Formato de datos MDMF: Es para mensajes exclusivos de los MDP a AEMO. Es la forma en la cual se alimenta la base de datos central MDM (<i>Meter Data Management</i>) con la información obtenida de los medidores inteligentes. El formato contempla tres tipos de datos: de consumo, de intervalo y de perfil.</p> <p>Formato de datos MDFF: Brinda más información que el formato MDMF. Los MDP deben enviar información en formato MDFF a los participantes del mercado que estén relacionados con los puntos de medición asociados al MC (el minorista, generadores y NSP). Otros proveedores y actores también pueden acceder a los datos con previa autorización del consumidor y el MC.</p>	<p>Los consumidores pueden acceder a su propia información detallada de consumo (actualizada cada diez segundos) a través del puerto HAN (<i>Home Area Network</i>) equipado en los medidores de energía.</p> <p>De forma automática, el medidor envía el consumo de cada hora a los operadores de red. Esta información es proporcionada por los DSO a Elhub para que los proveedores de energía puedan hacer la facturación y el cobro por el alquiler de la red. Otros actores deben contar con el consentimiento del consumidor en caso de requerir estos datos. El almacenamiento de los datos es responsabilidad de Elhub, y está obligado a guardar los valores por hora registrados por los medidores de todos los consumidores por los últimos tres años.</p> <p>Elhub provee una guía de especificaciones para los requisitos comerciales (BRS) que establece las responsabilidades y el paso a paso de cada procedimiento relacionado con las funciones de Elhub. Entre estas especificaciones, se muestran, por ejemplo, las funciones y los implicados en cambios de proveedores; registro, activación, puesta en marcha, desactivación o reubicación de nuevos puntos de medición; actualización de datos del consumidor; acceso a terceros, entre otros.</p> <p>Elhub también cuenta con un modelo de información empresarial (BIM) en el cual enuncia los protocolos y contenidos de los mensajes electrónicos que intercambian los diferentes actores de la industria energética y Elhub, según los procesos del BRS. Dichos mensajes deben ser correctamente comunicados a través de la plataforma de transmisión de datos, la Elhub Messaging Interface (EMIF).</p>	<p>Definidas en el Anexo 6.2 de la LP UAESP 02-2017 con la estrategia de intercambio de información entre la UAESP y los concesionarios, establece los procesos y mecanismos para entregar la información, los Acuerdos de Nivel de Servicio -ANS- asociados y la arquitectura de sistemas de información del servicio público de aseo de Bogotá. Se prevén flujogramas detallados y específicos del paso a paso de todos los procesos desarrollados por el SIGAB en materia de gestión: financiera y comercial; de atención a usuarios; técnico operativa del servicio de aprovechamiento; de reglamento o gobierno; de control y de datos iniciales.</p>

ANEXO 2 – CÁLCULOS PARA CARGOS POR USO DEL DCC EN REINO UNIDO

Cálculos para cargos fijos en la etapa UITMR

UITMR	
<p>Para cargos fijos:</p> $RFC_{gt} = \frac{NFR_t + \sum_r RFR_{rt}}{NM_t} \times \frac{\alpha_{gt}}{\sum_g (\alpha_{gt} \times \sum_r RESMS_{grt})} + \frac{\sum_r RCHFR_{rt}}{NM_t} \times \frac{\beta_{gt}}{\sum_g (\beta_{gt} \times \sum_r RESMS_{grt})}$	<p>Siendo:</p> <p>RFC_{gt}: Cargo Fijo mensual aplicable durante el año regulatorio t para el grupo g. Será aplicado por cada SMS inscrito (ESMS) al comienzo del año t.</p> <p>NFR_t: Los ingresos nacionales fijos. Son los ingresos que deben recuperarse de manera uniforme en todas las regiones.</p> <p>RFR_{rt}: Los ingresos fijos regionales, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>α_{gt}: Factor de ponderación fijo para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p> <p>$RESMS_{grt}$: La suma entre los SMS obligatorios domésticos y los SMS no domésticos inscritos al comienzo del año t para el grupo g en la región r.</p> <p>$RCHFR_{rt}$: Los ingresos fijos regionales debidos a dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>β_{gt}: Factor de ponderación CH para el grupo g en el año regulatorio t.</p>
<p>Para cargos fijos CH:</p> $CHC_{ght} = \sum_r \frac{RCHDR_{hrt}}{NM_t} \times \frac{\beta_{gt}}{\sum_g (\beta_{gt} \times \sum_r ECH_{ghrt})}$	<p>Siendo:</p> <p>CHC_{ght}: Cargos fijos CH.</p> <p>$RCHDR_{hrt}$: Los ingresos regionales debidos a la instalación de dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada variante de HAN h disponible en la región r durante el año regulatorio t.</p> <p>NM_t: Numero de meses en el año regulatorio t.</p>

	<p>ECH_{ghrt}: EL estimado de la DCC del número de personas de cada grupo g con CH para la región r, con la variante HAN h para el año regulatorio t.</p>
<p>Para cargos fijos Alt HAN:</p> $RAHFC_{gt} = \frac{AHFR_t}{NM_t} \times \frac{\gamma_{gt}}{\sum_g (\gamma_{gt} \times \sum_r RESMS_{grt})}$	<p>Siendo:</p> <p>$RAHFC_{gt}$: Cargo fijo Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>γ_{gt}: Factor de ponderación Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>$AHFR_t$: Los ingresos fijos de Alt HAN para el año regulatorio t.</p> <p>$RESMS_{grt}$: La suma entre las personas con SMS obligatorios domésticos y las personas con SMS no domésticos inscritos al comienzo del año t para el grupo g en la región r.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de (SEC, 2020).

Cálculos para cargos fijos en la etapa COMR

COMR	
<p>Para cargos fijos:</p> $RFC_{gt} = \frac{NFR_t + \sum_r RFR_{rt}}{NM_t} \times \frac{\alpha_{gt}}{\sum_g (\alpha_{gt} \times \sum_r RESMS_{grt})} + \frac{\sum_r RCHFR_{rt}}{NM_t} \times \frac{\beta_{gt}}{\sum_g (\beta_{gt} \times \sum_r RESMS_{grt})}$	<p>Siendo:</p> <p>RFC_{gt}: Cargo Fijo mensual aplicable durante el año regulatorio t para el grupo g. Será aplicado por cada SMS inscrito (ESMS) al comienzo del año t.</p> <p>NFR_t: Los ingresos nacionales fijos. Son los ingresos que deben recuperarse de manera uniforme en todas las Regiones.</p> <p>RFR_{rt}: Los ingresos fijos regionales, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>α_{gt}: Factor de ponderación fijo para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p> <p>$RESMS_{grt}$: La suma entre las personas con SMS obligatorios domésticos y las personas con SMS no domésticos obligatorios al comienzo del año t para el grupo g en la región r.</p>

	<p>$RCHFR_{rt}$: Los ingresos fijos regionales debidos a dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>β_{gt}: Factor de ponderación CH para el grupo g en el año regulatorio t.</p>
<p>Para cargos fijos CH:</p> $CHC_{ght} = \sum_r \frac{RCHDR_{hrt}}{NM_t} \times \frac{\beta_{gt}}{\sum_g (\beta_{gt} \times \sum_r ECH_{ghrt})}$	<p>Siendo:</p> <p>CHC_{ght}: Cargos fijos CH.</p> <p>$RCHDR_{hrt}$: Los ingresos regionales debidos a la instalación de dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada variante de HAN h disponible en la región r durante el año regulatorio t.</p> <p>NM_t: Numero de meses en el año regulatorio t.</p> <p>ECH_{ghrt}: EL estimado de la DCC del número de personas de cada grupo g con CH para la región r, con la variante HAN h para el año regulatorio t.</p>
<p>Para cargos fijos Alt HAN:</p> $RAHFC_{gt} = \frac{AHFR_t}{NM_t} \times \frac{\gamma_{gt}}{\sum_g (\gamma_{gt} \times \sum_r RESMS_{grt})}$	<p>Siendo:</p> <p>$RAHFC_{gt}$: Cargo fijo Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>γ_{gt}: Factor de ponderación Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>$AHFR_t$: Los ingresos fijos de Alt HAN para el año regulatorio t.</p> <p>$RESMS_{grt}$: La suma entre los SMS obligatorios domésticos y los SMS no domésticos obligatorios al comienzo del año t para el grupo g en la región r.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de (SEC, 2020).

Cálculos para cargos fijos en la etapa posterior a COMR

Después de COMR	
<p>Para cargos fijos:</p> $EFC_{gt} = \frac{NFR_t + \sum_r RFR_{rt}}{NM_t} \times \frac{\alpha_{gt}}{\sum_g (\alpha_{gt} \times \sum_r ESMS_{grt})} + \frac{\sum_r RCHFR_{rt}}{NM_t} \times \frac{\beta_{gt}}{\sum_g (\beta_{gt} \times \sum_r ESMS_{grt})}$	<p>Siendo:</p> <p>RFC_{gt}: Cargo Fijo mensual aplicable durante el año regulatorio t para el grupo g. Será aplicado por cada SMS inscrito (ESMS) al comienzo del año t.</p> <p>NFR_t: Los ingresos nacionales fijos. Son los ingresos que deben recuperarse de manera uniforme en todas las Regiones.</p> <p>RFR_{rt}: Los ingresos fijos regionales, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>α_{gt}: Factor de ponderación fijo para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p> <p>$ESMS_{grt}$: La suma entre las personas con SMS inscritos domésticos y las personas con SMS no domésticos inscritas al comienzo del año t para el grupo g en la región r.</p> <p>$RCHFR_{rt}$: Los ingresos fijos regionales debidos a dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>β_{gt}: Factor de ponderación CH para el grupo g en el año regulatorio t.</p>
<p>Para cargos fijos CH:</p> $CHC_{ght} = \sum_r \frac{RCHDR_{hrt}}{NM_t} \times \frac{\beta_{gt}}{\sum_g (\beta_{gt} \times \sum_r ECH_{ghrt})}$	<p>Siendo:</p> <p>CHC_{ght}: Cargos fijos CH.</p> <p>$RCHDR_{hrt}$: Los ingresos regionales debidos a la instalación de dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada variante de HAN h disponible en la región r durante el año regulatorio t.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p> <p>ECH_{ghrt}: EL estimado de la DCC del número de personas de cada grupo g con CH para la región r, con la variante HAN h para el año regulatorio t.</p>

<p>Para cargos fijos Alt HAN domésticos:</p> $DAHFC_{gt} = \frac{AHFR_t}{NM_t} \times \frac{\gamma_{gt}}{\sum_g (\gamma_{gt} \times \sum_r EDSMS_{grt})}$	<p>Siendo:</p> <p>$RAHFC_{gt}$: Cargo fijo Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>γ_{gt}: Factor de ponderación Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>$AHFR_t$: Los ingresos fijos de Alt HAN para el año regulatorio t.</p> <p>$EDSMS_{grt}$: Los SMS inscritos domésticos al comienzo del año t para el grupo g en la región r.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p>
<p>Para cargos fijos Alt HAN no domésticos:</p> $NAHFC_{gt} = \frac{AHFR_t}{NM_t} \times \frac{\gamma_{gt}}{\sum_g (\gamma_{gt} \times \sum_r RESMS_{grt})}$	<p>Siendo:</p> <p>$RAHFC_{gt}$: Cargo fijo Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>γ_{gt}: Factor de ponderación Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p> <p>$AHFR_t$: Los ingresos fijos de Alt HAN para el año regulatorio t.</p> <p>$ENSMS_{grt}$: Los SMS no domésticos inscritos al comienzo del año t para el grupo g en la región r.</p> <p>NM_t: Número de meses en el año regulatorio t.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de (SEC, 2020).

Como se puede observar, algunas variables hacen referencia a ingresos estimados. En la siguiente tabla se muestra el cálculo de algunos de estos:

Cálculo de ingresos estimados

<p>Los ingresos permitidos estimados:</p> $EAR_t = EFR_t + EESR_t + EECR_t$	<p>Siendo:</p> <p>EAR_t: Los ingresos permitidos estimados del año regulatorio t.</p> <p>EFR_t: Los ingresos fijos estimados para el año regulatorio t.</p> <p>$EESR_t$: Los ingresos electivos estimados para el año regulatorio t. Calculado según la frecuencia a la cuál la DCC considerará que ofrecerá servicios electivos.</p>
---	---

	$EECR_t$: Los ingresos explícitos estimados para el año regulatorio t . Calculado según la frecuencia a la cuál la DCC considerará que ofrecerá servicios explícitos.
<p>Los ingresos fijos estimados:</p> $EFR_t = NFR_t + AHFR_t + \sum_r RFR_{rt} + \sum_r RCHFR_{rt} + \sum_{r,h} RCHDR_{hrt}$	<p>Siendo:</p> <p>EFR_t: Los ingresos fijos estimados para el año regulatorio t.</p> <p>NFR_t: Los ingresos nacionales fijos. Son los ingresos que deben recuperarse de manera uniforme en todas las regiones.</p> <p>$AHFR_t$: Los ingresos fijos de Alt HAN para el año regulatorio t.</p> <p>RFR_{rt}: Los ingresos fijos regionales, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>$RCHFR_{rt}$: Los ingresos fijos regionales debidos a dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada región r y año regulatorio t.</p> <p>$RCHDR_{hrt}$: Los ingresos regionales debidos a la instalación de dispositivos <i>Communications Hub</i>, para cada variante de HAN h disponible en la región r durante el año regulatorio t.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de (SEC, 2020).

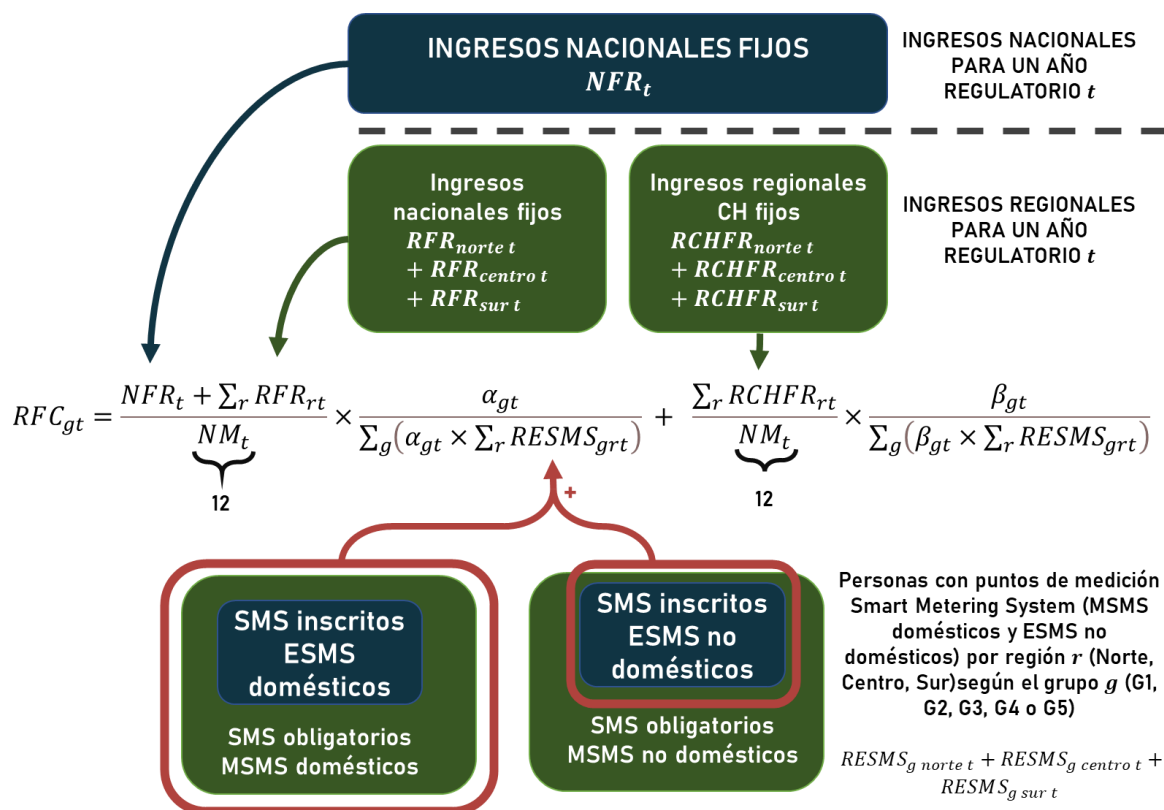
Cálculos para factores de ponderación de cargos fijos

<p>Factor de ponderación CH para los grupos de cargos:</p> $\beta_{gt} = \frac{\alpha_{gt}}{\sum_{g=1}^3 \alpha_{gt}}$	<p>Siendo:</p> <p>β_{gt}: Factor de ponderación CH para el grupo g en el año regulatorio t. Solo aplicable a los grupos 1, 2 y 3.</p> <p>α_{gt}: Factor de ponderación fijo para el grupo g en el año regulatorio t. Su cálculo lo determina anualmente la DCC a partir de la demanda de usuarios de cada grupo durante los dos años previos a t y con estimaciones a los dos años siguientes a t.</p>
<p>Factor de ponderación Alt HAN para los grupos de cargos:</p> $\gamma_{gt} = \begin{cases} 0.5 & \text{si } g = 1 \text{ o } g = 3 \\ 0 & \text{si } g = 2 \text{ o } g = 4 \text{ o } g = 5 \end{cases}$	<p>γ_{gt}: Factor de ponderación Alt HAN para el grupo g en el año regulatorio t.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de (SEC, 2020).

En la Ilustración 6 se puede ver el ejemplo de la ecuación de los cargos fijos de la etapa UITMR relacionada con las variables de los ingresos nacionales y regionales y con la cantidad de personas que cuentan con SMS inscritos u obligatorios. Cabe resaltar que, para esta primera etapa, se consideran los puntos domésticos obligatorios y solamente los puntos no domésticos inscritos. Sin embargo, para COMR se cuentan los obligatorios domésticos y no domésticos y después de COMR todos pasan a ser inscritos. También se observan las variables de NM_t (es decir los 12 meses del año regulatorio) y los factores de ponderación que fueron enunciados en la Tabla 11.

Ilustración - Desglose de la ecuación para cargos fijos en la etapa UITMR



Fuente: Elaboración propia a partir de (SEC, 2020).