



Advanced Center
for Electrical and Electronic Engineering



UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA

“Asesoría Especializada de Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control”

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Informe Definitivo

18II001-DC-G-IFI-05E

Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (AC3E)
Universidad Técnica Federico Santa María

Agosto 2018

Rev. 2.0



Advanced Center
for Electrical and Electronic Engineering



UNIVERSIDAD TÉCNICA
FEDERICO SANTA MARÍA

CONTROL DE CAMBIOS

Revisión	Fecha	Descripción
1.0	24-07-2018	Emitido para revisión de la Comisión Nacional de Energía.
2.0	14-08-2018	Atención de observaciones a informe denominado "18II001-DC-G-IFI-02E Informe Preliminar v1.0 (24-07-2018)".

COLABORARON

La redacción y preparación de este texto es la culminación de los esfuerzos de varios profesionales e investigadores. Desde la escritura hasta la revisión, el asesoramiento para la crítica, cada una de las siguientes personas ha proporcionado información valiosa de una forma u otra.

- Luciano Ahumada** Investigador asociado AC3E y Académico Escuela de Informática y Telecomunicaciones Universidad Diego Portales.
- Esteban Gil** Investigador asociado AC3E y Académico Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad Técnica Federico Santa María.
- Jonathan Frez** Académico Escuela de Informática y Telecomunicaciones Universidad Diego Portales.
- Diego Godoy** Ingeniero Investigación y Desarrollo Eléctrico AC3E.
- Pablo Dominguez** Key Area Manager Industria Inteligente AC3E.

TABLA DE CONTENIDOS

1	Introducción	6
2	Levantamiento de Normativas Internacionales	9
2.1	Unión Europea.....	9
2.2	Holanda.....	11
2.3	Reino Unido	12
2.4	Nueva Zelanda	15
2.5	Colombia.....	16
3	Descripción, Análisis y Modificaciones propuestas.....	18
3.1	Capítulo 1 – Terminologías y exigencias generales	18
3.1.1	Descripción y análisis del capítulo	18
3.1.2	Modificaciones propuestas	19
3.2	Capítulo 2 – Obligaciones y funciones	20
3.2.1	Descripción y análisis del capítulo	20
3.2.2	Modificaciones propuestas	21
3.3	Capítulo 3 - Arquitectura y componentes de los SMMC.....	23
3.3.1	Descripción y análisis del capítulo	23
3.3.2	Modificaciones propuestas	32
3.4	Capítulo 4 - Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras	34
3.4.1	Descripción y análisis del capítulo	34
3.4.2	Modificaciones propuestas	40
3.5	Capítulo 5 – Exigencias sobre el sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad	43
3.5.1	Descripción y análisis del capítulo	43
3.5.2	Modificaciones propuestas	44
3.6	Capítulo 6 – Exigencia sobre la eficacia de los SMMC.....	45
3.6.1	Descripción y análisis del capítulo	45
3.6.2	Modificaciones propuestas	48
3.7	Capítulo 7 – Obligaciones y funciones	50



3.7.1	Descripción y análisis del capítulo	50
3.7.2	Modificaciones propuestas	51
3.8	Capítulo 8 – Disposiciones transitorias	52
3.8.1	Descripción y análisis del capítulo	52
3.8.2	Modificaciones propuestas	53
4	Bibliografía.....	54

1 Introducción

La Comisión Nacional de Energía (CNE) en su rol de servicio público que regula el sector energético en Chile, mediante un desarrollo energético confiable, sustentable y con precios justos, actualmente se encuentra en el proceso de elaboración del Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control (AT SMMC) de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTD), cuyo objetivo principal es establecer exigencias técnicas que permitan asegurar un nivel de seguridad y calidad mínimo para los SMMC que deben implementar las Empresas Distribuidoras, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6-11 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (en adelante NTD).

La necesidad de medir y tener datos cuantitativos de los parámetros relevantes en las redes eléctricas crece en conjunto con el desarrollo tecnológico de las mismas redes. Por otra parte, las nuevas tecnologías permiten incorporar capacidades de control y administración remota, logrando automatizar tanto las mediciones como el cumplimiento de requerimientos técnicos y regulatorios, por ejemplo, dando cumplimiento a indicadores de calidad de servicio y realizando modificaciones de las tarifas en línea [1]. Bajo este contexto, es natural y una realidad de la mayoría de las regulaciones eléctricas a nivel internacional que se encuentre en proceso de un despliegue masivo de SMMC en sus redes de distribución.

Los SMMC son sistemas que, como toda tecnología, han tenido un crecimiento de sus capacidades, logrando incorporar más funcionalidades en busca de más automatización de la medición y control de diferentes aspectos [2]. La Figura 1 muestra la evolución de las capacidades de los SMMC.

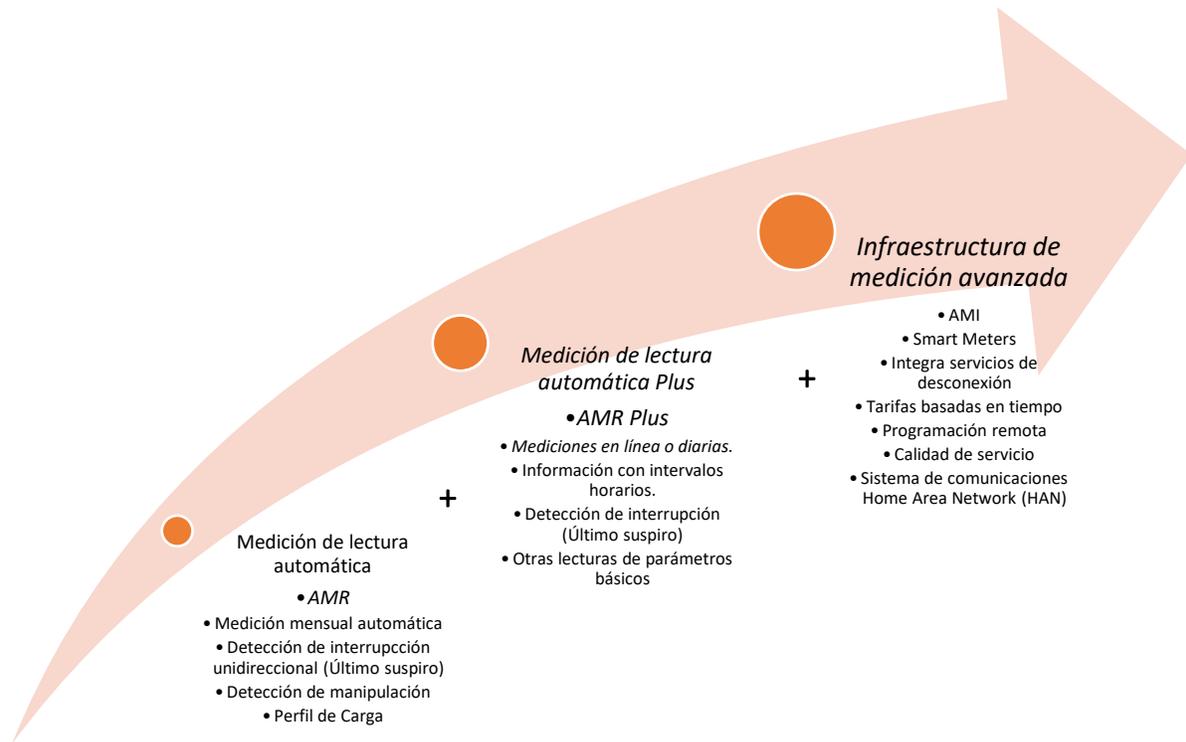


Figura 1: Evolución de los SMMC. Fuente: Adaptación de [3]

Un SMMC, implica el despliegue no solo del equipo de medición, sino que también incluye dispositivos, redes de comunicación y sistemas de recopilación y procesamiento de datos, así como las instalaciones y tecnologías asociadas al procesamiento de los datos [4]. Así, el sistema contempla aspectos generales, algunos de ellos opcionales, tales como:

- Dispositivo de medición
- Concentrador de datos
- Sistema de comunicaciones
- Centros de control

Bajo este contexto, y dando cumplimiento a las actividades establecidas en la Asesoría Especializada de Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control desarrollada por el

Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (AC3E), se presenta a continuación un levantamiento de experiencias internacionales en donde se han implementado SMMC (también conocidos como sistemas de medición inteligente, *smart meters* o infraestructura de medición avanzada) y que actualmente se encuentren en un estado avanzado de dicho proceso. Lo anterior, con foco en las exigencias o requerimientos técnicos y regulatorios asociados a las características metrológicas y de comunicaciones de los distintos componentes de los SMMC que se requieran para la correcta implementación de estos sistemas de forma masiva, y que aseguren la interoperabilidad de sus componentes, sean éstos de distintas marcas o tecnologías, así como su compatibilidad con otros equipos eléctricos. El objetivo es definir experiencias internacionales de interés para comparar con el documento de trabajo del AT SMMC e identificar vacíos técnico-normativos, errores, imprecisiones y aspectos a mejorar para la adecuada implementación de los SMMC en Chile.

En base a lo anterior, y considerando las buenas prácticas identificadas durante la actividad de levantamiento, además de la experiencia del equipo consultor, se presenta una descripción y análisis por capítulo donde se estudian y justifican las modificaciones del documento de trabajo del AT SMMC, para finalmente listar las modificaciones propuestas, las cuales a su vez se implementan mediante control de cambios en el documento de trabajo del AT SMMC.

2 Levantamiento de Normativas Internacionales

En esta sección se presentan, como insumo para el análisis comparativo, una selección de las experiencias internacionales consideradas.

- a. Unión Europea, como marco regulatorio general.
- b. Holanda.
- c. Reino Unido.
- d. Nueva Zelanda.
- e. Colombia.

Posteriormente, se procede a la descripción y análisis de cada capítulo del documento de trabajo del AT SMMC y se proponen las modificaciones correspondientes. Las modificaciones en control de cambios del documento de trabajo del AT SMMC se encuentran en el documento **18II001-DC-G-IFI-03E Control de cambios AT SMMC** adjunto al presente informe.

2.1 Unión Europea

El despliegue masivo de SMMC en la Unión Europea aún se encuentra en desarrollo, dado lo establecido en obligaciones normativas que definen metas para los diferentes países que la componen. Así, la situación general es que existe un movimiento dinámico en el progreso hacia el despliegue completo, situándose actualmente alrededor de un 60% en promedio [5]. Por tal motivo, considerar la experiencia europea en el presente estudio es de suma relevancia.

Las disposiciones normativas definidas por las Directivas de la Unión Europea establecen reglas comunes para el mercado de electricidad y gas (2009/72/UE y 2009/73/UE) y sobre eficiencia energética (2012/27/UE) que los países miembros deben implementar y en las cuales se definen la implementación de sistemas de medición inteligente para garantizar la participación activa de los consumidores en el mercado de la energía. Específicamente en el mercado eléctrico, la evaluación a largo plazo de los costos y beneficios fue positiva, definiéndose que al menos el 80% de los hogares deberían estar equipados con sistemas de medición inteligente para 2020. Para hacer frente a estos desafíos, la Comisión Europea y la Asociación Europea de Libre Cambio (EFTA) ordenaron en 2009 al *European Committee for Standardization (CEN)*, *European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC)* y *European Telecommunications Standards Institute (ETSI)*, mediante Mandato M/441, desarrollar una arquitectura abierta para medidores de servicios

públicos que impliquen protocolos de comunicación que permitan la interoperabilidad (SMMC) [6].

La primera fase del mandato solicita a dichas organizaciones que elaboren, en conjunto, un estándar europeo para las comunicaciones, cuyo resultado fue el informe técnico *Functional reference architecture for communications in smart metering systems* [7] que identifica las características funcionales y las interfaces que las normas de comunicaciones de los diferentes países deberían considerar. La segunda fase del mandato se centró en el desarrollo de normas para funcionalidades adicionales para interoperabilidad y el desarrollo de soluciones armónicas para cumplir con el mandato, resultando un segundo reporte [6].

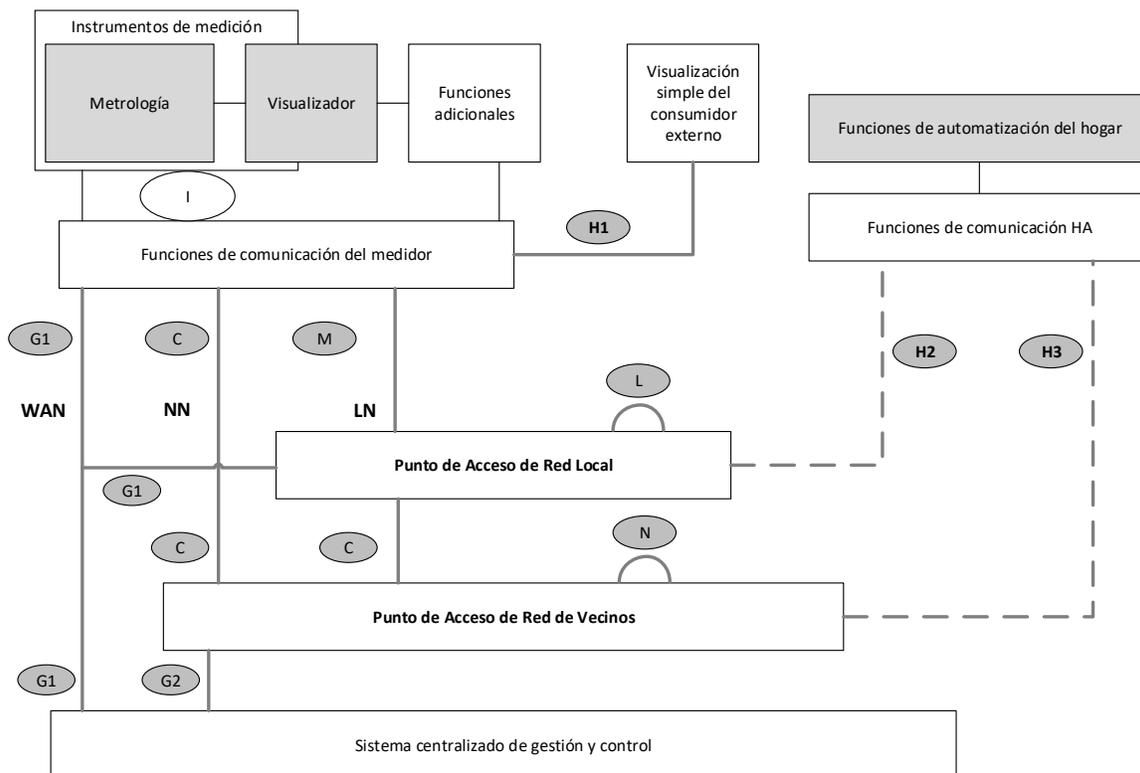


Figura 2: Arquitectura definida para la UE. Fuente: Adaptado de [7].

En la Figura 2 se presenta un esquema simplificado del sistema de la infraestructura avanzada de medición definido por los organismos señalados para la Unión Europea. Los recuadros corresponden a funciones que en términos físicos pueden implementarse de diferentes maneras y las interfaces de comunicaciones se representan por líneas. La interfaz *M* se encuentra entre la función de comunicaciones del medidor y el *Local Network Area Point (LNAP)* o entre los dispositivos finales de medición. Las interfaces *G1/G2* se utilizan para conectar los

medidores/LNAP/Neighbourhood Network Access (NNAP) directamente con un *AMI Head End System*. La interfaz C se usa para conectar los LNAP y / o los dispositivos de medición a un NNAP.

En esta arquitectura, *L* es una interfaz opcional que permite que un LNAP se conecte a cero o más LNAP. De manera similar, *N* es una interfaz opcional que permite que un NNAP se conecte a cero o más NNAP. La interfaz *H1* conecta un dispositivo de medición a una simple pantalla externa de visualización para el cliente final. La interfaz *H2* punteada conecta un LNAP y la interfaz *H3* punteada conecta un NNAP con dispositivos auxiliares, por ejemplo, una funcionalidad de automatización del hogar o de visualización avanzada incluso a través de la web o con acceso una pantalla para el hogar/edificio o equipo auxiliar.

2.2 Holanda

De Europa, Holanda es uno de los países que tiene un alto progreso en la implementación de SMMC, contando con un marco legal y regulatorio claro, mostrando que en corto plazo tendrá un despliegue completo de *smart meters* [4].

En abril de 2014 el parlamento holandés aprobó el despliegue masivo desde 2015 de *smart meters*, con 3 millones equipos. El número de medidores inteligentes (electricidad y gas) se espera que exceda los 8 millones para 2020.

Los requerimientos para los SMMC se encuentran definidos en los documentos *Dutch Smart Meter Requirements*, volúmenes main, P1, P2, P3 y GPRS [8] [9] [10] [11] [12].

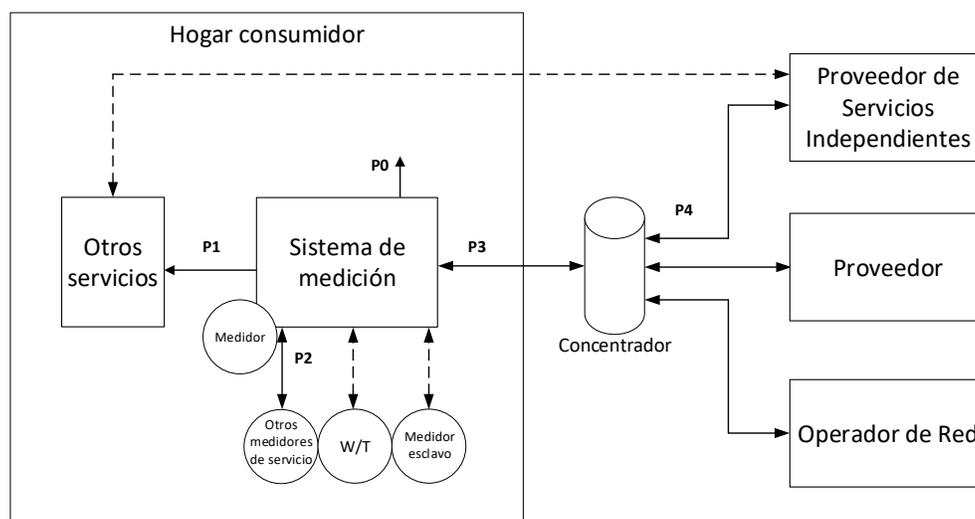


Figura 3: Arquitectura básica en Dutch Smart Meter Requirements. Fuente: Adaptado de [8].

En la Figura 3 se muestra la arquitectura básica del sistema de comunicaciones avanzadas. Se define que deben contar con los puertos *P0*, para comunicaciones entre el equipo de medición con dispositivos externos (como terminal de control manual) y que permitan la configuración y manejo durante la instalación y el mantenimiento del equipo de medida.

El puerto *P1* se considera para la comunicación entre la instalación de medición y otros equipos auxiliares (se puede conectar un máximo de 5 dispositivos) donde se debe considerar que corresponde a una interfaz solo de lectura, es decir, no puede usarse para enviar datos al equipo de medición. Los requerimientos específicos de *P1* se regulan con la *Dutch Smart Meter Requirements P1*.

El puerto *P2* se considera para la comunicación entre el equipo de medición y uno o más equipos del operador del sistema que pueden corresponder a mediciones de gas u equipos auxiliares de medición eléctrica instalados por la empresa que presta el servicio de suministro eléctrico. La especificación de *P2* está incluida en el estándar complementario correspondiente *Dutch Smart Meter Requirements P2*.

La comunicación entre el equipo de medición y el sistema que centraliza estas mediciones se realiza por el puerto *P3*, estandarizada en *Dutch Smart Meter Requirements P3*. Finalmente, el puerto *P4* es para la comunicación entre el sistema de centralización y los proveedores de servicios, compañías distribuidoras y terceros.

2.3 Reino Unido

En marzo de 2011 el Gobierno de Reino Unido definió el despliegue masivo de *smart meters* y el diseño del marco normativo respectivo. Considerando las últimas actualizaciones de la estrategia de despliegue, se definió su comienzo en 2016 para ser completado en 2020. A junio de 2016 se encontraban instalados 2.75 millones de *smart meters* [13].

El regulador de energía (*Ofgem*) asegura la protección de los clientes, definición de normativas para la instalación y transferencia de datos y regula a compañías que proporcionan la infraestructura de comunicaciones para los *smart meters* (*Smart Data Communications Company - DCC*).

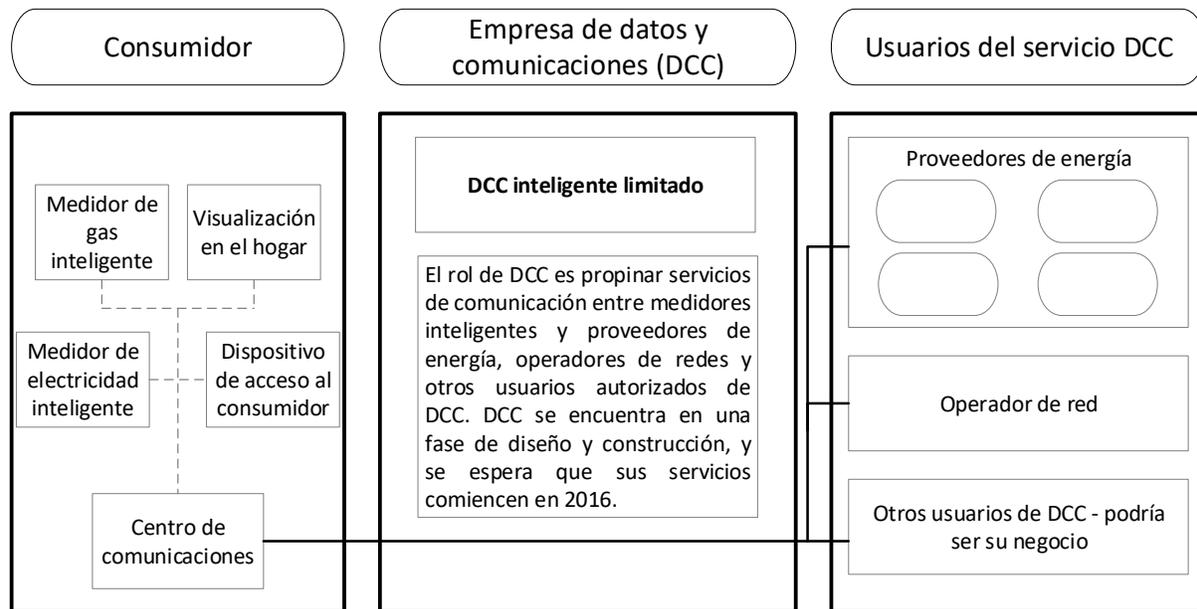


Figura 4: Esquema básico del sistema de comunicaciones avanzadas. Fuente: Adaptado de [14]

El esquema del sistema de comunicaciones avanzadas se presenta en Figura 4. En este esquema, los datos de consumo y tarifas se almacenan en los *smart meters* en las instalaciones del cliente final, es decir, el DCC no mantendrá una base de datos centralizada de los datos de consumo. Esto pone al consumidor en control de sus datos, ya que debe dar su consentimiento para permitir que las partes accedan a la información detallada de consumo y tarifas de sus medidores.

Para ejemplificar, en las Figuras 5 y 6 se presentan dos casos con acceso local vía *Home Area Network (HAN)* y Acceso Remoto vía *Wide Area Network (WAN)*, respectivamente. Los requerimientos se encuentran definidos en el documento *Smart Metering Equipment Technical Specifications* [15].

Acceso local a través de HAN usando un CAD

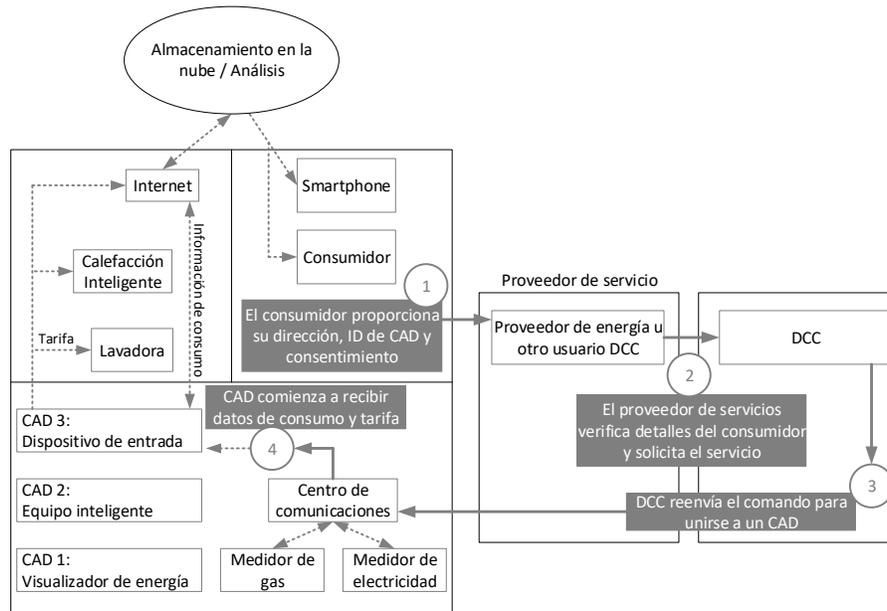


Figura 5: Local Access via HAN using CAD. Fuente: Adaptado de [14]

Acceso remoto a través de HAN usando DCC

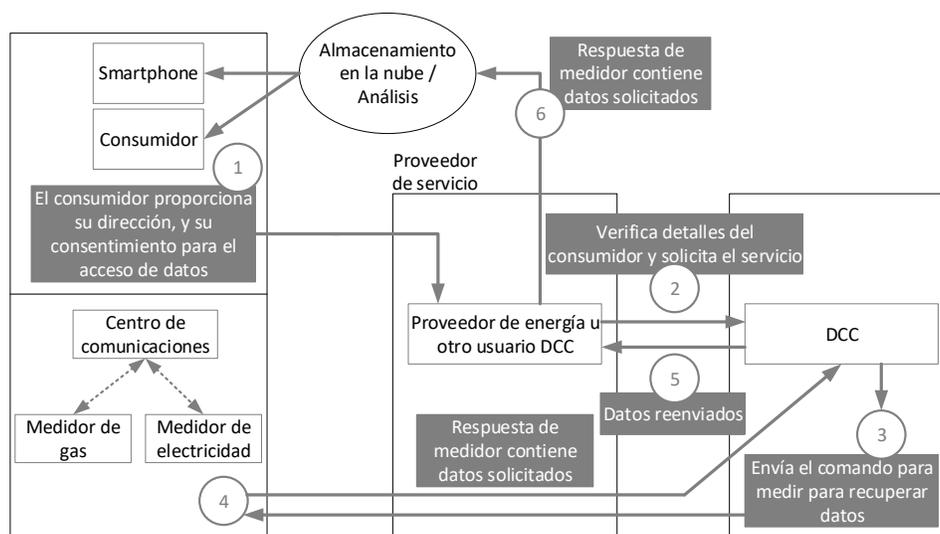


Figura 6: Local Access via WAN using DCC. Fuente: Adaptado de [14]

Los *smart meters* establecerán una "red de área doméstica" inalámbrica en el hogar del consumidor. Esta será una red inalámbrica *ZigBee* local (la *SM HAN*) que el equipo de medición de electricidad y las pantallas en el hogar utilizarán para intercambiar datos. Los consumidores también podrán vincular a esta red otros dispositivos que operan el *ZigBee Smart Energy Profile (SEP)*; tales dispositivos se conocen generalmente como Dispositivos de acceso del consumidor (*CAD*). Los *CAD* que se están produciendo hoy en día son pequeñas cajas que se conectan a enrutadores de *Wi-Fi* para transmitir datos de energía, pero los *CAD* en el futuro cercano asociarse a cualquier dispositivo, por ejemplo, una lavadora. Los *smart meters* deben admitir un mínimo de 4 *CAD*; una pantalla en el hogar (que se ofrecerá a todos los consumidores cuando tengan un medidor inteligente instalado) es un tipo de *CAD*. Una vez que el consumidor ha emparejado el dispositivo con su *HAN*, un *CAD* podrá acceder a información de consumo y tarifas actualizada directamente desde su medidor inteligente; un *CAD* puede solicitar actualizaciones de información de electricidad cada 10 segundos.

2.4 Nueva Zelanda

Más del 70% de los hogares en Nueva Zelanda (más de 1,5 millones de medidores) tienen instalados *smart meters*.

La autoridad reguladora, en la Parte 10 del código eléctrico de Nueva Zelanda [16], establece ciertas obligaciones de los participantes en relación con la medición, incluidos los procesos y las responsabilidades para probar, calibrar y certificar las instalaciones de medición. Además, se definen pautas para el despliegue exitoso de *smart meters* que tienen relación con la funcionalidad de la nueva tecnología para medición y la infraestructura de soporte.

De esta manera, se consideran documentos tales como *Guidelines on Advanced Metering Infrastructure* [17] y *Advanced Metering Policy* [18].

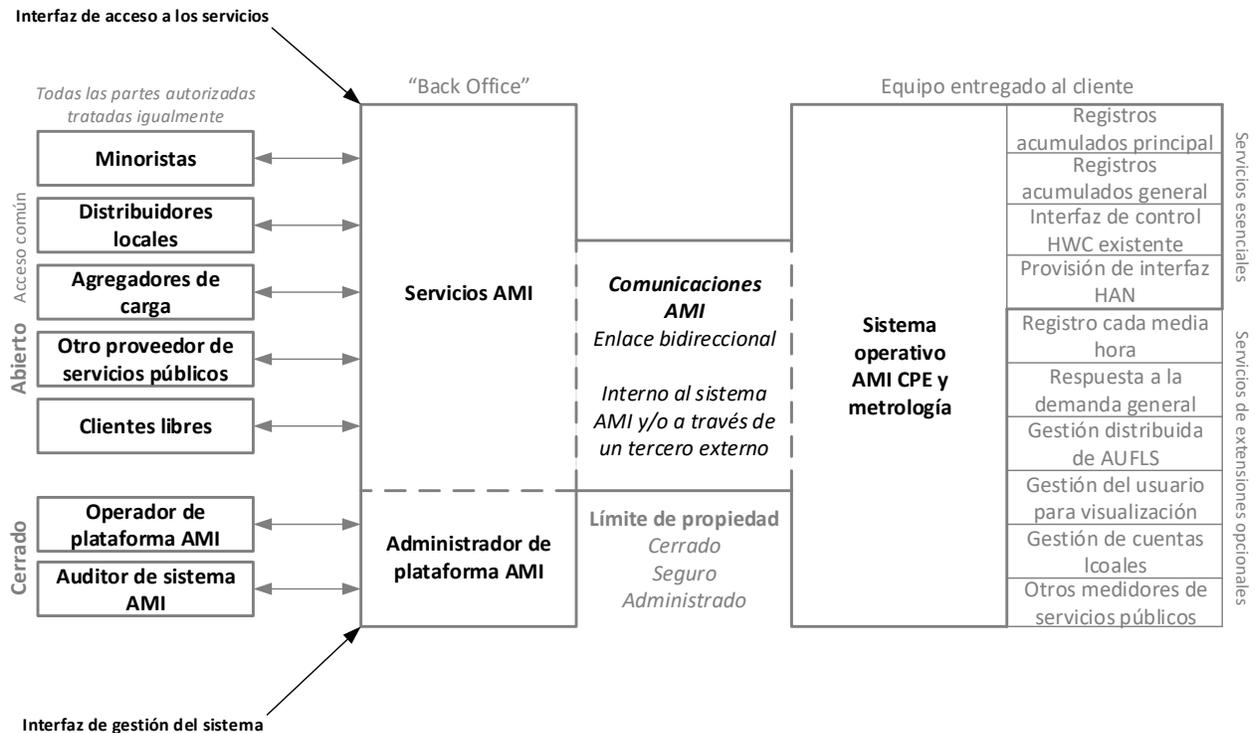


Figura 7: Arquitectura del sistema AM. Nueva Zelanda. Fuente: Adaptado de [17]

De acuerdo a la Figura 7, todos los interesados que deseen utilizar el sistema deberían tener acceso a través de una interfaz común. Los detalles de cómo ocurriría esto podrían dejarse en manos de la parte que desea acceder y del operador de la plataforma AMI. Incluso es posible que diferentes usuarios del servicio requieran diferentes protocolos de intercambio, así el operador de dicha plataforma podría ofrecerlos. Este diagrama ilustra cómo los sistemas de AMI patentados abiertos podrían desplegarse sin crear una barrera a la competencia, es decir, realizando interoperabilidad.

2.5 Colombia

En Latino América, uno de los países con más desarrollo asociado a *smart meters* es Colombia. Específicamente, con la expedición de la resolución 40072 del 29 de enero de 2018 por parte del Ministerio de Minas y Energía se establecen los mecanismos para la implementación de las Redes Inteligentes de Energía en el país [19]. Con esto el Ministerio de Minas busca beneficiar a más de 11 millones de hogares en Colombia al reducirse los costos de la prestación del servicio de energía. Esta resolución se acompaña con la *NTC 6079 - Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica* [20].

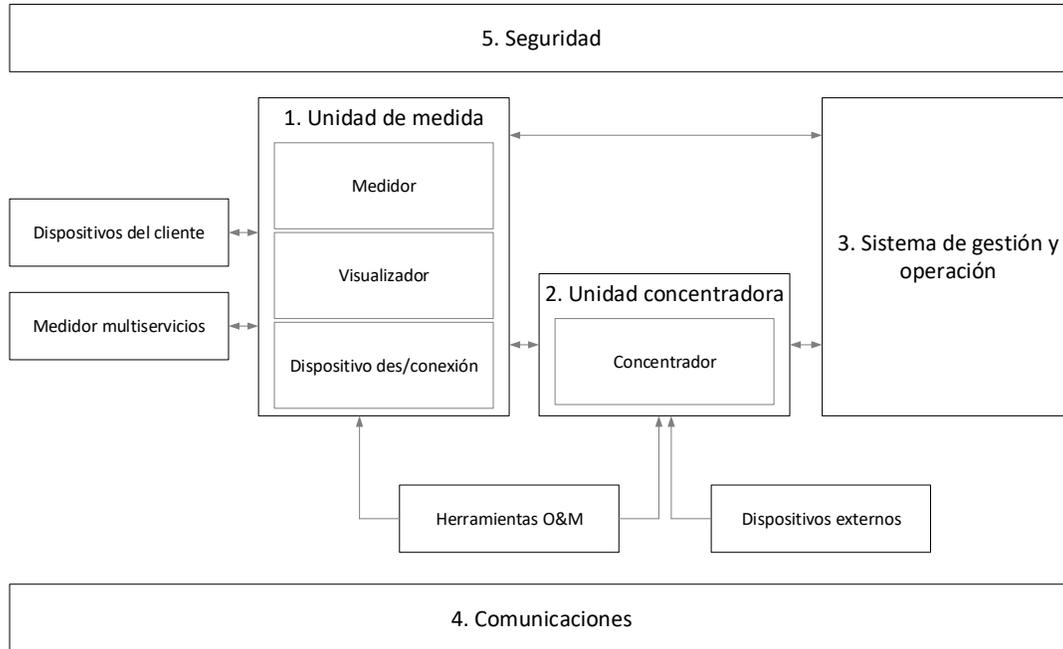


Figura 8: Arquitectura del sistema AMI Colombia. Fuente: Adaptado de [21]

Según la norma NTC 6079, la arquitectura del sistema AMI se estructura en cinco módulos: unidad de medida, unidad concentradora, sistema de operación y gestión, comunicaciones y seguridad.

3 Descripción, Análisis y Modificaciones propuestas

3.1 Capítulo 1 – Terminologías y exigencias generales

3.1.1 Descripción y análisis del capítulo

El capítulo 1 del documento de trabajo del AT SMMC bajo análisis describe los objetivos, alcances, referencias normativas, abreviaturas, y definiciones relacionadas con el marco de acción estudiado.

En relación a los objetivos, se hace referencia a la necesidad de establecer un conjunto de exigencias técnicas que permitan asegurar un nivel de seguridad y calidad mínimo para los SMMC. En este contexto, se propone enfatizar – dentro de este objetivo – la creación de una arquitectura de sistemas de medición, monitoreo y control, escalable e interoperable, acorde a las exigencias regulatorias, buenas prácticas y necesidades del mercado de distribución eléctrico. De esta manera, el AT se presenta desde un comienzo como un modelo de sistema donde las exigencias son sólo una de sus partes constituyentes, situando a la escalabilidad (entendida como la capacidad de crecimiento continuo, de manera fluida, adaptándose al medio sin perder calidad) como una componente clave de sus especificaciones.

El capítulo bajo análisis, tal como se describió previamente, expone los alcances de este. Se analiza la aplicabilidad a partir de una lista coherente con la definición y objetivos del marco regulatorio en cuestión. Pese a ser una lista bien detallada de componentes y procesos relacionados, la descripción genérica de los mismos permite adaptar la tecnología con que se desarrolle la solución por parte de cada empresa a la natural evolución tecnológica requerida por una infraestructura avanzada de medición y control de eventos SMMC. Se propone incorporar la definición posterior "*Calidad de producto*" (Artículo 1-2.3), enfatizando que hereda las definiciones de la NTD, toda vez que este término se interpreta como un modelo de fusión de información a partir de un conjunto de métricas y no a las métricas en sí.

El capítulo continúa con un listado apropiado de estándares exigibles para la implementación de la arquitectura avanzada para la medición de indicadores mediante un SMMC (Artículo 1-3). Se observan normativas actualizadas, cuyo ámbito de acción va desde la capa física de la transmisión de datos (modulaciones, entre otros aspectos), a consideraciones de interoperabilidad en la definición de modelos para el envío de datos desde y entre las componentes del SMMC. Se expone cómo opera el AT en caso de que las normativas sean sujeto de modificaciones o actualizaciones. Se recomienda especificar claramente la entidad responsable de gestionar lo antes descrito, evitando ambigüedades por el uso del término "Comisión", indicando explícitamente CNE.

El capítulo finaliza con una serie de abreviaturas y definiciones. En lo relativo a estas últimas, se observa que no todos los términos listados son empleados dentro del documento. Es por ello se propone incorporar definiciones de amplio uso (ej: interfaz, interoperabilidad), eliminando otras que no se mencionan (ej: IP Code).

3.1.2 Modificaciones propuestas

- | | |
|----------------|--|
| Artículo 1-1 | Se modifica para enfatizar la creación de una arquitectura SMMC más allá de un conjunto de exigencias. |
| Artículo 1-2.3 | Se propone explicitar un modelo de vistas de calidad de producto a partir del conjunto de métricas definidas en el AT. |
| Artículo 1-3 | Se cambia Comisión por Comisión Nacional de Energía. |
| Artículo 1-5 | Se modifican definiciones según lo indicado en documento adjunto (versión del AT con control de cambios). |

3.2 Capítulo 2 – Obligaciones y funciones

3.2.1 Descripción y análisis del capítulo

El segundo capítulo del AT resume de manera explícita las obligaciones de las empresas distribuidoras, de los clientes y usuarios, junto con las funciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El capítulo expone una adecuada definición de las obligaciones de las empresas distribuidoras, en el marco de la creación de una arquitectura avanzada de monitoreo SMMC. Las obligaciones son consistentes con la normativa relacionada, y establecen un marco regulatorio apropiado para la puesta en marcha, mantención y mejora del sistema de medición, control y monitoreo propuesto.

Sin perjuicio de lo antes descrito, existen oportunidades de mejora en el artículo 2-1 (obligaciones de las empresas distribuidoras), pudiendo dar mayor precisión técnica en los siguientes ámbitos:

- a. El término trazabilidad se entiende comúnmente como un procedimiento predefinido para manejar la evolución histórica, ubicación y trayectoria de un producto dentro de un ciclo de producción. El texto se centra en la trazabilidad permanente de la información de facturación de los clientes. Su actual redacción permite la inclusión de un modelo de facturación fijo o dinámico, donde el registro del consumo se efectúa dentro del esquema de medición y de traspaso de tablas del SMMC descrito en capítulos posteriores. El artículo no menciona si el distribuidor es el único agente que recibe la información de la traza en cuestión. De ser así, esto último impediría la creación de un agente externo que gestione la tarificación de clientes y permita generar reportes permanentes a distintos actores (como es el caso del modelo de interoperabilidad de la comunidad europea, Actor B). Se propone incluir que la información de trazabilidad del proceso de facturación estará disponible para quienes la CNE autorice según redacción expuesta en sección B.
- b. El artículo hace también referencia al conocimiento y monitoreo de la Calidad de servicio de los clientes, sin definir en el resto del AT el modelo que lo define. Se propone cambiar la redacción del artículo, haciendo referencia a los indicadores definidos en la NTD.
- c. En el ámbito de seguridad, se propone enfatizar que cada distribuidor es responsable de asegurar la confidencialidad y seguridad en el manejo de la información de cada usuario, entendiendo que todo dato de caracterización de este debe ser entendido como un dato confidencial de cuyo procesamiento pueden extraerse datos de carácter sensible. Dado que el procesamiento de los registros de uso y alertas SMMC permiten modelar hábitos de

consumo (y deducir incluso patrones de estadía en hogar), lo anterior toma la mayor relevancia. Estas medidas de seguridad también debieran incluir a la información de datos de caracterización o de perfiles de usuario residencial, almacenados dentro del SMMC o accesibles desde el SMMC a los sistemas internos de cada distribuidor.

- d. En relación a la provisión a los clientes de acceso permanente a toda la información asociada a sus servicios, no se indica el medio a través del cual esto será realizado. Se propone incorporar vistas simples desde el visualizador, o reportes de interés bajo un correcto perfilamiento de usuarios en plataformas a cargo de cada distribuidor (como podrían ser portales en línea, aplicaciones móviles, entre otros).
- e. Finalmente, la actual versión del AT delega al distribuidor la responsabilidad de mantener y operar un SMMC que cumpla con buenas prácticas en manejo de sistemas de información y de comunicaciones. Es conveniente, al igual que en otras reparticiones ministeriales, realizar una certificación periódica a dichos sistemas por parte de una entidad externa no relacionada con el proceso de distribución eléctrica.

En lo relacionado con las funciones de la superintendencia, se propone un esquema de certificación periódica (descrita en capítulos posteriores) delegando entonces la auditoría de los ámbitos relacionados con la implementación informática y de telecomunicaciones de la arquitectura SMMC a terceros no relacionados con sistemas de distribución eléctrica. En este contexto, es necesario que la Superintendencia mantenga un registro de entidades aptas para realizar dicho proceso de certificación TIC (Tecnologías de la Informática y de las Telecomunicaciones).

3.2.2 Modificaciones propuestas

- Artículo 2.1-2 Se propone incluir que la información de trazabilidad del proceso de facturación estará disponible para quienes la Superintendencia autorice, a través del acto administrativo correspondiente, en caso de ser necesario.
- Artículo 2.1-4 Se hace referencia a los indicadores de Calidad de servicio definidos en la NTD.
- Artículo 2.1-7 Se propone enfatizar que cada distribuidor es responsable de asegurar la confidencialidad y seguridad en el manejo de la información de cada usuario,

entendiendo que todo dato de caracterización de este debe ser entendido como dato confidencial y sensible.

- Artículo 2.1-8 Se indica que el cliente recibirá información a través de diferentes medios. Se propone incorporar vistas simples desde el visualizador, o reportes de interés a cargo de cada distribuidor (como podrían ser portales en línea, aplicaciones móviles, entre otros). Se requiere que el despliegue cumpla con reportar al menos la información de su consumo a lo largo del mes y año.
- Artículo 2.1-14 Se explicita que las medidas de seguridad también incluyen la información de datos de caracterización o de perfiles de usuario residencial, almacenados dentro del SMMC o accesibles desde el SMMC en los sistemas internos de cada distribuidor.
- Artículo 2.1-15 Nuevo artículo. Se indica que la información entregada por cada distribuidor (de forma directa o vía plataformas) no deberá estar condicionada en caso alguno a la aceptación de compartir o delegar la administración de sus datos a terceros. Ello también aplica a cualquier tipo de cláusula contractual relacionada con la provisión del servicio.
- Artículo 2.1-16 Cambia numeración. Se incluye el realizar una homologación inicial y posterior certificación de los aspectos tecnológicos por terceros no relacionados disciplinarios, en los ámbitos relacionados con las Tecnologías de información y comunicaciones. Este aspecto se aborda en detalle en el capítulo 7.
- Artículo 2.3 La certificación descrita en el párrafo anterior requiere incorporar una nueva función a la Superintendencia en el contexto de la implementación del AT: la creación de un registro de instituciones habilitadas para su ejecución.

3.3 Capítulo 3 - Arquitectura y componentes de los SMMC

3.3.1 Descripción y análisis del capítulo

El tercer capítulo del anexo técnico describe la arquitectura general de un SMMC, sus componentes, funcionalidades, comunicaciones e interacción entre componentes internas y externas al mismo.

El capítulo describe adecuadamente las componentes de la arquitectura, basadas en su mayoría en normas internacionales de actual operación. Sin embargo, el estudio de casos y el estado actual de la implementación (en particular, en países de la Unión Europea), permite proponer un mayor detalle en la especificación de ciertas funcionalidades, lo cual conduce a la definición de nuevas componentes o subcomponentes en la arquitectura general expuesta en el AT, tal como se describe posteriormente.

Se aborda correctamente la flexibilidad en la implementación de la arquitectura de cada proveedor en su primer artículo, al indicar expresamente que la arquitectura particular puede variar dependiendo del diseño de cada fabricante. Ello facilita la elección de tecnologías propietarias o abiertas, siendo entonces una solución escalable en términos tecnológicos. Sin perjuicio de lo anterior, se recomienda que esta característica de adaptabilidad no anula la existencia de interfaces de interoperabilidad definidas en el AT y las buenas prácticas que se desprenden de la norma técnica en cuanto al manejo de información. Así, estas interfaces deben ser entendidas como una conexión funcional entre dos sistemas, dispositivos o componentes, las que al ser interoperables permiten mantener la continuidad operacional del modelo.

La arquitectura propuesta en el AT cumple con ser funcional a los requerimientos de la NTD, siendo similar en su diseño al modelo de sistema implementado en Colombia. Entre sus fortalezas se encuentran:

- a. La arquitectura es modelada a partir de componentes claramente diferenciables en roles y funciones.
- b. La definición conceptual de las componentes permite que ellas sean implementadas a través de diversas tecnologías, existiendo entonces un mercado TIC espejo significativo de donde pueden extraerse diseños particulares.
- c. Si bien no existe una orientación a la interoperabilidad en su documentación, la existencia de interfaces uni- y bi-direccionales permite la transmisión de información bajo formatos

- razonables, independiente del hardware o software que lo implemente. Ello se refuerza a partir de la clara definición de subcomponentes con funciones y roles claramente definidos.
- d. La arquitectura propuesta levanta exigencias en ámbitos que van más allá de la medición misma. Así, establece un marco conceptual de seguridad y confidencialidad en el manejo de la información apropiado.
 - e. Permite la transmisión de información a través de distintas vías de comunicación, permitiendo entonces la adecuación de la capa física a las condiciones de instalación de los distintos distribuidores de energía.
 - f. La arquitectura no norma la operación de los sistemas internos de la empresa o la forma en que agentes externos harán uso de la información, lo que es conveniente. Ello es factible a partir de la correcta definición de interfaces de salida bajo formatos estandarizados.

En el contexto de lo antes descrito, existen oportunidades de mejora que aumentarán la factibilidad de implementar correctamente las exigencias del AT y el cumplimiento de esta a partir de distintos equipos y sistemas de comunicación. Ellos se listan a continuación de forma resumida, y serán tratados en extenso posteriormente:

- a. La arquitectura describe generalmente las interfaces de comunicación entre componentes, pudiendo agregar mayor especificidad en cuanto a la comunicación eficiente con agentes externos y seguridad en el manejo de la información.
- b. No existe una interfaz desde el medidor al visualizador. Ello, conceptualmente, impediría la comunicación con dispositivos externos (ej: móviles) indicada en el capítulo 2 para el acceso a registros históricos o en el artículo 3.3.
- c. El sistema de gestión y operación no incluye componentes claves para la recepción, procesamiento y tratamiento de eventos SMMC, e inyección de la información recibida a la base de datos.
- d. La diagramación de la arquitectura da a entender que la base de datos es única (consolidada en un solo equipo). Así también, propone una sola base de datos espejo (de respaldo).
- e. La arquitectura no se presenta con una orientación hacia la alta disponibilidad en su diseño conceptual.

- f. La interfaz de comunicaciones hacia partes interesadas es de carácter bidireccional a todo el sistema de gestión y operación, lo que – conceptualmente y en base a lo diagramado – puede generar brechas de seguridad significativos.
- g. La arquitectura no define claramente la componente encargada de generación y gestión de reportes útiles y definidos en otros capítulos de esta norma (ej: reporte histórico para clientes, reporte de métricas para superintendencia).
- h. La arquitectura no permitiría la creación de un organismo central de monitoreo, facturación, o de control del sistema externo a la arquitectura en sí.
- i. La arquitectura no contempla la interacción con servicios eléctricos de valor agregado.

A partir del análisis de las fortalezas y oportunidades de mejora detectadas, se propone en lo próximo utilizar un modelo de interoperabilidad de componentes a nivel de hardware y software tomando en consideración el estado de la implementación de las arquitecturas AMI/SMMC internacionales.

3.3.1.1 Sobre la interoperabilidad

Interoperabilidad se define aquí como la *capacidad de recibir y extraer información sin interrumpir la normal operación de los dispositivos y sistemas*. De modo general, se propone la utilización de las interfaces de interoperabilidad (H1, H2 y H3) definidas en la arquitectura de comunicaciones de la unión europea.

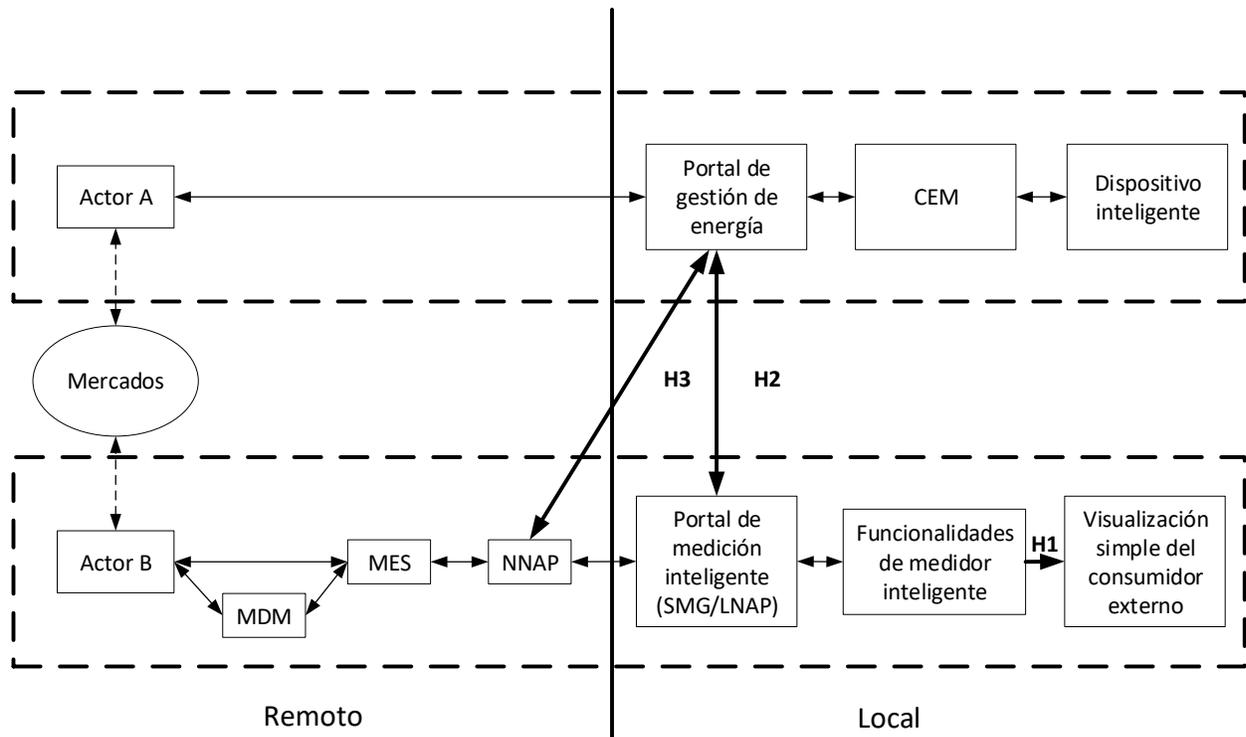


Figura 9: Modelo de interoperabilidad de la comunidad europea. Fuente: Adaptado de [7]

Estas interfaces H1, H2 y H3 corresponden a:

- H1: Interfaz unidireccional, en el medidor del cliente, que habilita el despliegue de datos desde el sistema de medición hacia el visualizador. La generalidad del modelo extiende su aplicación a medidores externos al equipo de medición (celulares, pantallas, entre otros).
- H2: Interfaz de comunicación bidireccional, que habilita el acceso local al medidor para el monitoreo y control del dispositivo.
- H3: Interfaz de comunicación bidireccional desde el medidor hacia el concentrador.

El esquema de interoperabilidad descrito habilita la compatibilidad con arquitecturas de hardware y software de distintos fabricantes, siempre que la comunicación de datos esté regida bajo los mismos estándares técnicos. Esto último ya se encuentra especificado en el AT para normas IEC y ANSI. Es importante destacar que equipos que operen bajo diferente especificación no serían compatibles entre sí, quedando limitada la interoperabilidad al estándar elegido por cada empresa distribuidora. Así, y en miras de aumentar al máximo la compatibilidad con agentes internos y externos, es recomendable la definición de una única norma. Dado el mercado espejo y la realidad

de la industria nacional, es recomendable optar por las normas IEC. Vale la pena destacar que este aspecto no es modificado dentro del AT puesto que es meritorio de ser analizado dentro de la consulta pública previa a la publicación del AT mismo.

En estudios y reportes del estado de implementación de los SMMC en países europeos, se indica que la arquitectura general expuesta en la Figura 9 se tradujo –en lo práctico– en al menos tres casos generales de implementación:

Caso 1: Corresponde a un modelo donde existe un repositorio de datos medidos por distribuidor. El acceso a los datos se encuentra disponible para los distintos agentes del mercado y actúa como gestor de información para aplicaciones de terceros. Este modelo permite la creación de negocios innovadores sobre redes inteligentes.

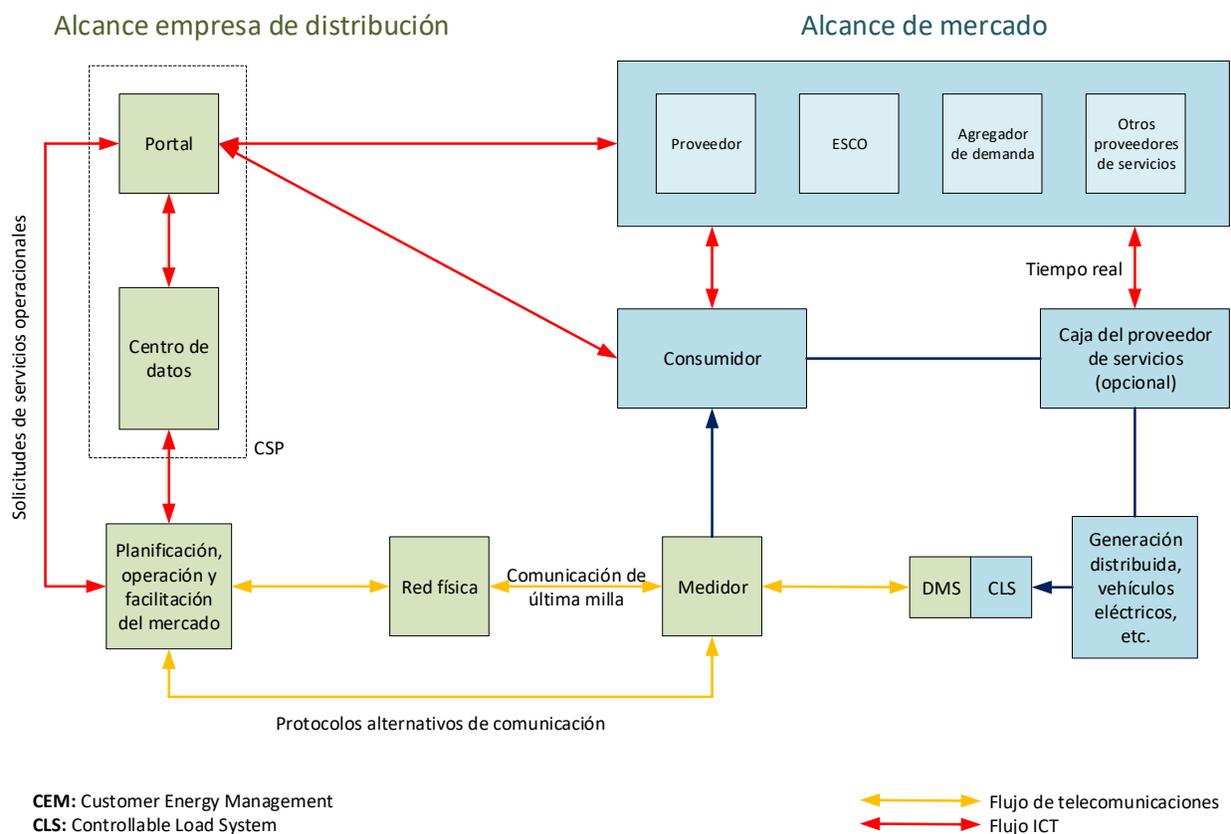


Figura 10: Implementación de la arquitectura en base a un concentrador por distribuidor. Fuente: Adaptado de [22]

Caso 2: El segundo caso (Figura 11) corresponde a un modelo donde la información proveniente desde los distribuidores es administrada centralmente, por un tercero independiente distinto a la distribuidora y al regulador, asegurando un acceso equitativo a la información por parte de todos los participantes. Este modelo permite, entre otras cosas, el cambio de distribuidor de manera transparente para el usuario. El ente que centraliza la información es un actor regulado, con responsabilidades claramente definidas en la normativa respectiva.

Caso 3: El último caso bajo estudio se basa en la creación de un controlador de acceso a los datos, el cual administra las autorizaciones para consultar e integrar aplicaciones a los dispositivos residenciales. Ello se muestra en la Figura 12. El modelo se basa en que la información es procesada por la empresa distribuidora y reenviada al medidor de origen, almacenando información de tarificación y facturación en el mismo. El modelo tiene la ventaja de asegurar el derecho a la privacidad de los clientes, puesto que sus registros de consumo se encuentran almacenados en sus propios hogares.

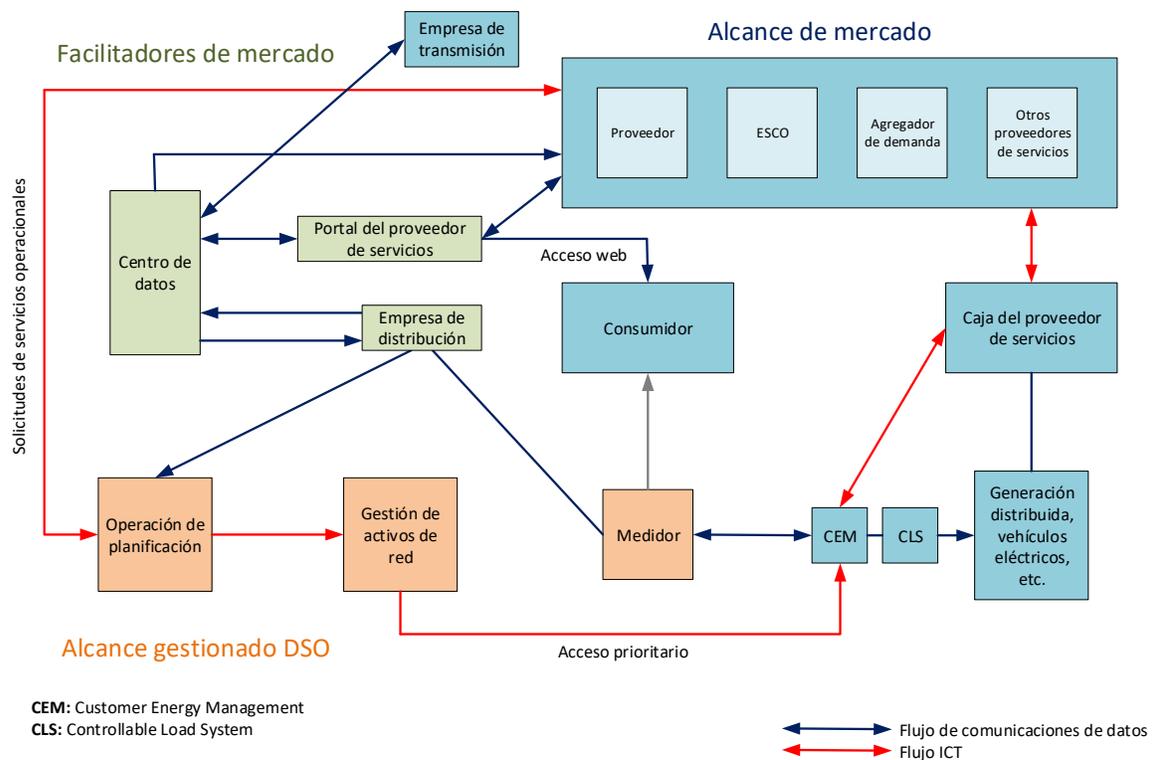


Figura 11: Implementación de la arquitectura en base a un concentrador por grid. Fuente: Adaptado de [22]

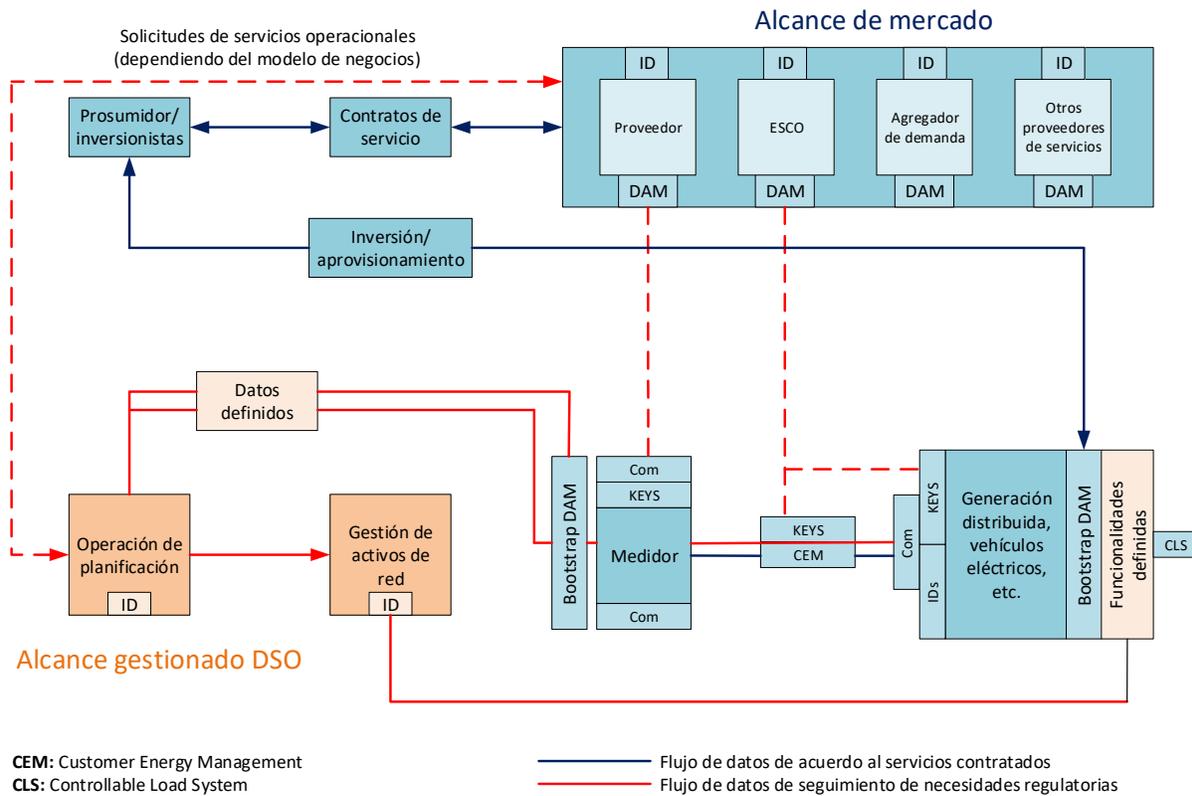


Figura 12: Implementación de la arquitectura en base a un controlador de acceso. Fuente: Adaptado de [22]

En base a las arquitecturas estudiadas, se propone realizar una extensión a la propuesta de arquitectura y componentes descritas en el AT. La extensión apunta a dar mayor flexibilidad para implementar modelos en base a las necesidades futuras del mercado.

La arquitectura propuesta (ver Figura 13) también contiene mejoras a la especificación de los componentes informáticos, dividiendo las funcionalidades de tratamientos de eventos SMMC, alarmas, gestión del SMMC en componentes claramente definidas, de modo de simplificar los procesos de diseño y desarrollo de los sistemas requeridos por el AT. En cuando a la gestión de los datos, administración y replicación de bases de datos se especifica una arquitectura clásica de sistemas de alta disponibilidad, lo cual tiene por objetivo asegurar desde un inicio el acceso a los sistemas de información.

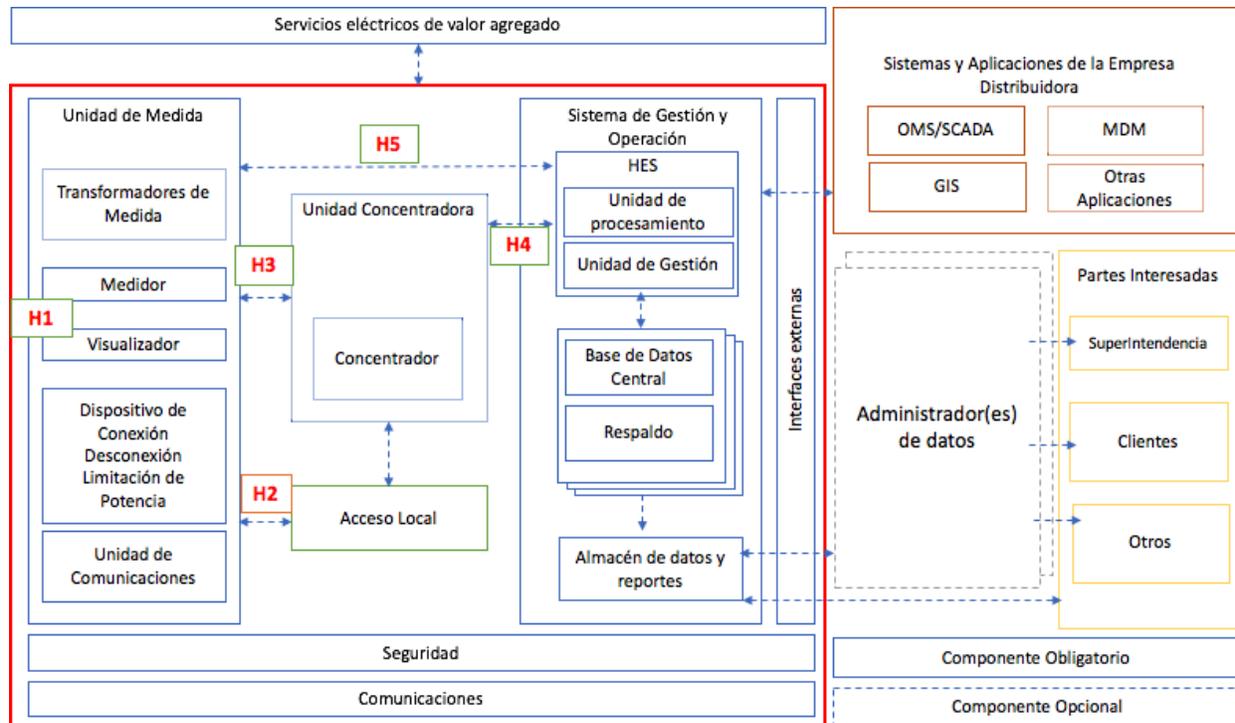


Figura 13: Arquitectura SMMC propuesta. Fuente: Elaboración propia

Lo antes descrito se materializa en la creación de nuevas componentes:

- Almacén de datos y reportes:** Almacén descentralizado, que contiene la información ya procesada y agregada según los requerimientos de los reportes que gestione. El almacén de datos puede ser conceptualizado como un data-warehouse clásico, al cual se traspasan reportes consolidados, sirviendo como herramienta de análisis e inteligencia tanto para la empresa distribuidora como para los agentes externos. Esta componente, en conjunto con las interfaces de acceso a externos definidas posteriormente, puede permitir la creación de nuevos servicios o utilitarios asociados a los indicadores de consumo y/o generación de electricidad.
- Administrador de datos:** Corresponde a una entidad encargada de la gestión de la información, la cual recolecta y analiza los datos almacenados en los almacenes de datos de los distintos distribuidores. Esta componente, que consolida la información, puede ser utilizada para propósitos de análisis del estado de la distribución a nivel nacional y como potenciador de mercados asociados al consumo y/o generación de electricidad.

indistintamente de la empresa distribuidora. Se presenta como una componente opcional y puede ser replicada para cada tipo de agente externo relacionado.

La arquitectura también define componentes de interfaces de software, las cuales sirven para integrar el SMMC tanto con los sistemas y aplicaciones de la distribuidora como con el administrador de datos, clientes, Superintendencia u otros.

3.3.1.2 Sobre la interoperabilidad con las componentes externas al SMMC

La interoperabilidad con componentes externas al SMMC se debe realizar mediante la componente “interfaces”. Ella consiste en la implementación de interfaces de intercambio de datos a nivel de software, las cuales deben seguir las buenas prácticas de desarrollo y seguridad de la disciplina. Se considera al menos la existencia de las siguientes interfaces:

- a. Interfaz Almacén de datos y reportes – administrador de datos: esta interfaz, de carácter unidireccional (desde el almacén al administrador) permite el volcado de reportes y estadísticas periódicas para el análisis de la superintendencia y de otros agentes habilitados. En el caso de los reportes asociados a los clientes, opera en base a lo descrito en el capítulo 2 del AT. Lo anterior no invalida la capacidad de fiscalización permanente de la Superintendencia en todo equipo o dato generado o medido en el SMMC estipulado en el artículo 2.9 y 2.10 del AT. Adicionalmente, esta interfaz (junto a la correcta operación del administrador de datos) otorga un carácter operacional al flujo permanente de reportes de fiscalización requerido en los artículos previamente mencionados.
- b. Interfaz desde todas las componentes del Sistema de gestión y operación hacia los Sistemas y aplicaciones de la empresa distribuidora: Se debe crear el conjunto de interfaces bidireccionales entre las componentes enunciadas que asegure la continuidad operacional de la empresa distribuidora en todos los aspectos pertinentes. Este conjunto debe cumplir con todas las normas de seguridad y de manejo correcto de información según los estándares disciplinarios. En ningún caso debe alterar el registro de las mediciones contenido en la base de datos, pudiendo solamente efectuar operaciones sobre ellos para los fines que cada empresa estime pertinente, en sus propios sistemas.

Vale la pena destacar que ninguna componente externa debe tener permisos para modificar los registros de la base de datos, ni del esquema de respaldo.

Se define además una componente de acceso a los servicios eléctricos de valor agregado, la que, dependiendo de la naturaleza de la interconexión, podrá conectarse con cualquiera de las interfaces de interoperabilidad. De esta manera se habilita en la arquitectura SMMC la integración de los servicios eléctricos de valor agregado, entendiéndose por estos como los servicios que los clientes y/o usuarios finales pueden desear, además del suministro de electricidad. El término "valor agregado" implica que existe requisito previo sobre el cual se basa el servicio de valor agregado. En este caso, los servicios de valor agregado son mejoras a la oferta suministro de electricidad y pueden incluir productos/servicios energéticos personalizados que se traduzcan en generación distribuida, soluciones integradas de gestión de energía, almacenamiento de energía, microrredes, carga de vehículos eléctricos, entre otros. En términos generales, los servicios de eléctricos y valor agregado pueden satisfacer una necesidad particular del cliente, como la reducción de las facturas de energía, la optimización del uso de energía, ser un *prosumidor*, que produce y consume energía, o elegir una combinación energética específica [23].

Finalmente, y tal como se describe en el capítulo 7, la arquitectura propuesta debiese ser monitoreada y certificada en sus aspectos operativos y funcionales por un tercero no relacionado, en sus aspectos TIC y metrológicos. Ello se aborda en profundidad en la propuesta de modificación al artículo 7.2 (Auditoría de los SMMC).

3.3.2 Modificaciones propuestas

- | | |
|--------------|--|
| Artículo 3-1 | Se modifica el artículo, indicando que la flexibilidad otorgada al distribuidor para implementar la arquitectura SMMC debe cumplir con las interfaces y requerimientos funcionales definidos en el AT junto con cumplir con las buenas prácticas de la disciplina, lo que serán validado mediante una certificación externa descrita en el capítulo 7. |
| Artículo 3-2 | Se incorporan las nuevas componentes, junto a las interfaces de interoperabilidad internas y externas al SMMC. También se modifica el diagrama. |
| Artículo 3-4 | Se cambia la redacción describiendo las funcionalidades de la unidad concentradora. Se da mayor especificidad a la recolección y reporte periódico de los registros acumulados. |
| Artículo 3-5 | Se describen las funcionalidades generales del sistema de gestión y operación. Se cambian los subcomponentes en busca de una mejor especificación de una |

arquitectura de alta disponibilidad, en conjunto con un esquema de procesamiento de eventos SMMC apropiado para el manejo de eventos y alarmas generados por el SMMC. Se indica que es función del HES el propagar las instrucciones de sincronización horaria dentro de la SMMC.

- Artículo 3-6 Se describe la componente de administrador de datos.
- Artículo 3-8 Se especifica el uso de un medio confinado.
- Artículo 3-9 Se agrega la descripción de las interfaces de interoperabilidad internos (H1, H2, H3, H4 y H5), interfaces externas, y conexión a componente de servicios eléctricos de valor agregado. Se agrega definición de servicios eléctricos de valor agregado.
- Artículo 3-10 Se incorpora párrafo genérico de tratamiento de información y seguridad de datos, aplicable a normativas.
- Artículo 3-11 Se especifica que la información que no es posible perder en caso de actualización se refiere a la información no transmitida al sistema de gestión.

3.4 Capítulo 4 - Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras

3.4.1 Descripción y análisis del capítulo

El Capítulo 4 tiene por objetivo establecer las exigencias tanto generales en el Título 1, como específicas en los Títulos 2, 3, 4 y 5 para las unidades de medidas que sean parte de los SMMC. Se clasifican los sistemas de medida en base a las siguientes características.

- a. Sistemas de medida de clientes finales menores a 500kW.
- b. Sistemas de medida de clientes finales menores a 500kW con generación residencial.
- c. Sistemas de medida de clientes finales mayores a 500kW.
- d. Sistemas de medida de monitoreo del sistema de distribución.

Se considera dentro de las exigencias eléctricas aquellas comunes y aquellas por tipo de conexión y clase de precisión. Así mismo, son consideradas las exigencias mecánicas, metrológicas, sobre la unidad de comunicación y de visualización, de conexión y desconexión y limitación de potencia, de acceso local, seguridad, registro de eventos SMMC, fallas y alarmas estampa de tiempo y disposiciones generales de uso.

Considerando la estructura actual del capítulo, se requiere un orden respecto a cómo se solicitan las exigencias desde los distintos puntos de vista que se busca normar, esto con el objetivo de lograr una mejor interpretación y relación entre dichas exigencias y con la NTD. Se presenta en el la Figura 14 un ordenamiento de las exigencias.



Figura 14: Exigencias sobre unidades de medida. Fuente: Elaboración propia

3.4.1.1 Exigencias eléctricas

Respecto a la separación entre clientes finales menores a 500kW y mayores a 500 kW, se considera que es correcta y coherente con el marco regulatorio eléctrico desde otros puntos de vista normativos, debido a que permite definir mayores exigencias a los clientes libres (o aquellos que opten por ser clientes libres) y los separa de los clientes regulados y aquellos regulados que opten por la generación distribuida bajo la figura de la Ley 20.571 y sus futuras modificaciones. Esto último, proporciona flexibilidad necesaria con objeto de respetar el espíritu de la generación distribuida, es decir, cualquier cliente regulado puede generar su propia energía y los procesos asociados son simples, claros y prácticos.

Las exigencias eléctricas establecen correctamente la utilización de las normas IEC, tanto en la Tabla 1 y como en la Tabla 2 del documento de trabajo del AT SMMC, nos obstante, las normativas internacionales (Holanda) consideran el fenómeno relacionado con la prueba de inmunidad

respecto a los transitorios sinusoidales amortiguados no repetitivos que también se denominan "ondas de anillo". El fenómeno se produce por cambios en las cargas en baja tensión, especialmente cargas reactivas tales como condensadores de corrección de factor de potencia y circuitos de resonancia asociados con dispositivos de conmutación. Los semiconductores en circuitos electrónicos fuera de la línea y todos los semiconductores conectados a cables largos son los más propensos a sufrir daños por este fenómeno.

Por su parte, las exigencias metrológicas en la Tabla 3 del documento de trabajo del AT SMMC se establecen correctamente considerando las normas IEC.

Respecto a la conexión y desconexión y limitación de potencia, los criterios considerados conversan directamente con las normativas internacionales, al considerar, por ejemplo, que en redes polifásicas se debe garantizar la apertura o cierre simultánea de todas las fases y que la corriente de interrupción nominal debe ser igual o superior a la corriente máxima del medidor. Respecto a la endurancia eléctrica, las normativas internacionales no definen explícitamente la cantidad de ciclos de operación, sin embargo, exigen que los ciclos de operación sean los suficientes para toda la vida útil del equipo de medición sin tener mantenimiento.

3.4.1.2 Exigencias mecánicas

Respecto a las exigencias mecánicas, debe especificarse la endurancia mecánica de interrupción definido en Artículo 4-9. Normativas internacionales definen la endurancia mecánica en 15.000 ciclos como mínimo.

En este punto, se hace necesario especificar la diferencia entre endurancia eléctrica y endurancia mecánica. La primera, se relaciona la resistencia al desgaste eléctrico, esto es, que el equipo se caracteriza por el número de ciclos de maniobras con carga que pueden realizarse sin sustitución alguna. Por su parte, la endurancia mecánica, se caracteriza por el número de ciclos de maniobra sin carga que puede llevar a cabo antes de que sea necesario reparar o cambiar alguna pieza mecánica.

3.4.1.3 Exigencias Interoperabilidad

La ocurrencia de eventos SMMC deben generar un registro característico asociado al evento SMMC particular y en ocasiones la comunicación de alarmas.

Un evento SMMC es cualquier actividad o suceso en el equipamiento de medición o su entorno directo que modifica las circunstancias de operación normal y/o de configuración digital y electromecánica. Por ejemplo, en caso de que la tensión en los puntos de los Clientes y/o Usuarios

supere los límites establecidos en la NTD, ocurra una falla o un error, los tres eventos SMMC, se debe provocar el registro de evento SMMC y/o la alarma respectiva si corresponde.

Se entiende por alarma a la comunicación con alta prioridad de aquel suceso crítico para la operación y/o integridad de la seguridad, física y de información, del equipamiento y el sistema en su conjunto. De esta manera, se propone que debe quedar explícito que las alarmas deben generarse tanto al producirse una falla (de comunicación o eléctrica), al superar los umbrales de calidad producto, al cambiar el estado de conexión/desconexión y al detectarse manipulación del medidor, entre otras variables de interés.

Se debe dejar explícito la posibilidad de lectura remota y local del registro de eventos SMMC del medidor inteligente. Dichos registros deben tener, al menos:

- a. Marca de tiempo del registro.
- b. Tipo de actividad del registro (código de evento SMMC, estándar con la finalidad que la autoridad pueda interpretar esta información).
- c. Parámetros característicos del registro.

En este mismo contexto, la experiencia internacional indica que deben informarse los errores (en el registro de eventos SMMC) para facilitar el manejo de errores con propósitos de mantenimiento, auditoría y gestión por parte de los sistemas centrales. Se entiende por error aquella acción que no se ajusta a aquello que se encuentra preestablecido como un comportamiento correcto. Así, el equipo debe intercambiar errores en un formato característico común. Además, debe poder ser interpretado por personal sin necesidad de tener conocimiento específico del equipo. Una alternativa para incorporar lo anterior puede ser incluir el concepto de error diferenciado en las siguientes componentes:

- a. Errores normales: el término error normal se usa para errores que ocurren durante la operación del medidor. Se registran como errores normales, es decir, se genera una entrada de registro de eventos SMMC y se establece un error o un bit de alarma en el registro correspondiente. Algunos errores normales son: batería descargada, errores de memoria, errores de comunicación.
- b. Errores lógicos: el término error lógico se utiliza en caso de errores en los parámetros de comando. Algunos errores lógicos son: la fecha de inicio es posterior a la fecha de finalización en un evento SMMC, la fecha de activación se encuentra en el pasado, etc. Estos errores siempre llevan a que se envíe un mensaje de error en la respuesta al

comando. Este tipo de errores no se registra en el registro de eventos SMMC y no se establece ningún bit de error en el registro de errores.

- c. Errores de software: la opinión general indica que todo el software contiene defectos. Esto será cierto para el firmware que también forma parte del equipo. Las personas involucradas en el mantenimiento del equipo deben ser informadas sobre cualquier error de software que ocurra. Los ejemplos de errores de software incluyen: índice fuera de rango, memoria insuficiente, parámetro no válido, falla en el proceso de actualización del firmware en sí mismo, etc.

En la Figura 15, se muestra de forma gráfica, y simplificada, aquellas componentes que significan un evento SMMC y su correspondiente registro.

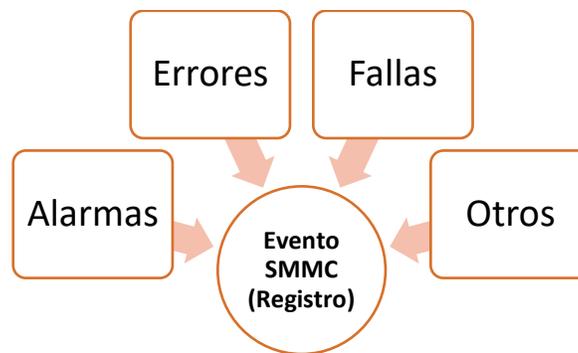


Figura 15: Componentes de un registro de Evento SMMC. Fuente: Elaboración propia

Respecto a la información que debe presentarse en el visualizador, la experiencia internacional comparada indica que pueden existir diferentes modos de visualización, tales como manual, automático y de servicios. Para los clientes finales la visualización debe ser estandarizada de modo que sea de fácil interpretación por personal no calificado. Para los clientes finales la visualización debe tener por defecto el modo automático. Modo manual y de servicio son para manipulación de técnicos y personal calificado. El modo manual se activa por medio de un botón. El modo servicio, proporciona la posibilidad de configurar parámetros. En el modo servicio se puede visualizar información como fecha y hora, selección de tarifas, versiones de software, código OBIS, entre otros parámetros. Estos criterios son planteados conceptualmente, mas no imponen la forma específica de realizarlo, dependiendo del fabricante del medidor.

A continuación, se presentan la *Tabla 1* y *Tabla 2*, en las cuales se describe las *variables eléctricas mínimas que deben medir y calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC y la Activación, registro, comunicación y almacenamiento de variables mínimas que generan eventos SMMC y alarmas, respectivamente*. Dichas tablas, pretender presentar y exigir de forma más clara las



variables involucradas de las unidades de medidas y el SMMC, en general. Así, se clasifica por sistema, por interfaz de interoperabilidad que utiliza, si es necesario almacenar la información asociada en la base de datos y, además, permite una descripción más específica.

Variable	Descripción	Sistema				Interfaz			BD
		<500 [kW]	<500 [kW]GD	Mon. SD	>500 [kW]	H1	H2	H3 H4 H5	
Energía Activa Consumida	Unidad en [kWh]	X	X	X	X	X	X	X	X
Energía Reactiva Consumida	Unidad en [kVarh]	X	X	X	X	X	X	X	X
Energía Activa Inyectada	Unidad en [kWh]		X	X	X	X	X	X	X
Energía Reactiva Inyectada	Unidad en [kVarh]		X	X	X	X	X	X	X
Tensiones	Unidad en [V] (fase-neutro)	X	X	X	X	X	X	X	X
Corrientes	Unidad en [A]	X	X	X	X	X	X	X	
Potencia Activa	Unidad en [kW]	X	X	X	X	X	X	X	
Potencia Reactiva	Unidad en [kVar]	X	X	X	X	X	X	X	
Potencia Aparente	Unidad en [kVA]	X	X	X	X	X	X	X	

Tabla 1: Variables eléctricas mínimas que deben medir y calcular, registrar, comunicar y almacenar los SMMC

Variable	Descripción	Sistema				Evento SMMC	Alarma	Interfaz			BD
		<500 [kW]	<500 [kW]GD	Mon. SD	>500 [kW]			H1	H2	H3 H4 H5	
Factor de Potencia	De acuerdo a Artículo 3-9 de NTD	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Regulación de tensión	De acuerdo a Artículo 3-1 de NTD			X	X	X	X		X	X	X
Desequilibrio de tensión	De acuerdo a Artículo 3-2 de NTD			X	X	X	X		X	X	X
Distorsión armónica (THD)	De acuerdo a Artículo 3-5 de NTD			X	X	X	X		X	X	X
Flicker de tensión	De acuerdo a Artículo 3-6 de NTD				X	X	X		X	X	X
Conexión/desconexión	Continuidad de suministro de acuerdo a Artículo 4-1 de NTD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Limitación de consumos	Datos identificados por el equipo de medida, ejecutados de acuerdo a tarifa	X	X		X	X	X	X	X	X	X
Limitación de inyecciones	Datos identificados por el equipo de medida, ejecutados de acuerdo a tarifa	X	X		X	X	X	X	X	X	X



Variable	Descripción	Sistema				Evento SMMC	Alarma	Interfaz			BD
		<500 [kW]	<500 [kW] GD	Mon. SD	>500 [kW]			H1	H2	H3 H4 H5	
Estado Comunicaciones	Estado normal y anormal	X	X	X	X	X	X	X		X	X
Tarifa (Periodo Tarifario)	Información de acuerdo a tarifa de cliente	X	X		X	X		X	X	X	X
Fecha y hora	Datos programados en el equipo de medida	X	X	X	X	X		X			
Presencia y orden de fases	Datos identificados por el equipo de medida	X	X	X	X	X		X		X	X
Indicación sentido energía	Consumo o inyecciones de energía, signo.	X	X	X	X	X		X			
Potencia Máxima demandada	Información de acuerdo a tarifa de cliente	X	X	X	X	X		X	X	X	X
Potencia Contratada	Información de acuerdo a tarifa de cliente	X	X		X	X		X			
Apertura tapa bornes	Apertura programada y no programada tapa de bornes	X	X	X	X	X	X		X	X	X
Mantenimiento de equipo	Intervención programada sobre el equipo de medición	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Errores	*Error Normal *Error Lógico *Error Software	X	X	X	X	X		X	X	X	X

Tabla 2: Activación, registro, comunicación y almacenamiento de variables mínimas que generan eventos SMMC y alarmas

3.4.2 Modificaciones propuestas

- Artículo 4-1 Incorporación de Figura que muestre de forma clara y general las exigencias para las unidades de medida.
- Artículo 4-2 Incorporación en la Tabla 1 la normativa IEC 61000-4-12, related to immunity testing with respect to non-repetitive damped sinusoidal transients that also are called “ring waves” y estándares sugeridos por consultor Tecnalía referente a inmunidad electromagnética.
- Artículo 4-3 Incorporación de definiciones:
- a. Evento SMMC: cualquier actividad o suceso en el equipamiento de medición o su entorno directo que modifica las circunstancias de operación normal y/o de estado y configuración digital y electromecánica.

- b. Alarma: es la comunicación con alta prioridad de aquel suceso crítico para la operación y/o integridad de la seguridad, física y de información, del equipamiento y el sistema en su conjunto.

Tanto Eventos SMMC como alarmas se definen y caracterizan de acuerdo a las variables definidas en la Tabla 2 del presente documento. Por otra parte, se debe dejar explícito que debe existir la posibilidad de lectura remota y local del registro de eventos SMMC. Dichos registros deben tener, al menos:

- a. Marca de tiempo del registro.
- b. Tipo de actividad del registro (código de evento SMMC, el cual debería estandarizarse para todos los equipos con el fin de que la autoridad pueda interpretar esta información).
- c. Parámetros característicos del registro.

- Artículo 4-3 Los errores deben identificarse y generar un registro de eventos SMMC para facilitar el manejo de errores con propósitos de mantenimiento, auditoría y gestión por los sistemas centrales. Así, el equipo debe intercambiar errores en un formato común. Errores normales, lógicos y de software.
- Artículo 4-4 Se define la endurance mecánica en 15.000 ciclos mínimo del dispositivo de apertura y cierre simultánea de las fases. Se incorporan estándares sugeridos por consultor Tecnia referente a vida útil.
- Artículo 4-7 Definición de visualización mediante interfaz H1 que permite el despliegue de visualizadores. Además, se propone la incorporación de modos de visualización: manual y automático.
- Artículo 4-7.6 Se especifica que las alertas a ser desplegadas en el visualizador corresponden a las marcadas bajo H1 en la Tabla 2. Se especifica que el medidor puede estar tanto de forma incorporada en el cuerpo principal como ser un dispositivo externo.
- Artículo 4-8.4 Cambio de canales definidos por canales suficientes para cumplir con exigencias técnicas del presente AT.

- Artículo 4-14 Cambio de canales definidos por canales suficientes para cumplir con exigencias técnicas del presente AT.
- Artículo 4-16 Cambio de canales definidos por canales suficientes para cumplir con exigencias técnicas del presente AT.
- Artículo 4-8.5 Se cambia memoria de masa por memoria de almacenamiento.
- Artículo 4-8.10 Se reemplaza Calidad de Producto por las métricas asociadas a la Calidad el Producto.
- Artículo 4-10 Se elimina la especificidad del tipo de puerto, permitiendo dar generalidad a la solución.
- Artículo 4-10 En vez de referenciar la norma de forma directa, se hace referencia al artículo relativo a la comunicación de datos.
- Artículo 4-15,17 Definirse en la Tabla 1 del presente documento.
- Artículo 4-19 Definirse en la Tabla 1 del presente documento.
- Artículo 4-20.8 Se especifica que la zona horaria es UTC-3.

Nota: Se cambia orden de los Artículos para dar coherencia con lo establecido en Artículo 4-1.

3.5 Capítulo 5 – Exigencias sobre el sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad

3.5.1 Descripción y análisis del capítulo

El quinto capítulo del AT define las exigencias sobre la administración de datos e información, sobre la pérdida de datos, las relacionadas con la configuración, control y operación de componentes, en la gestión de eventos SMMC, contingencias y alarmas, y sobre diferentes ámbitos de la gestión de comunicaciones y seguridad.

En su primer título, se detalla correctamente lo esperado en términos de la administración de datos y de información (entendiendo esta última como el conjunto de datos procesados sobre los cuales derivan reportes útiles para las partes interesadas). Las exigencias listadas a este nivel son genéricas en su formulación, pero delegan claras responsabilidades al distribuidor en cómo debe implementar la arquitectura SMMC. Así, existe más de un modelo de gestión y operación que satisface los requerimientos, pudiendo adaptar arquitecturas de diferente complejidad a lo requerido. Sin perjuicio de lo anterior, se observa una clara oportunidad de mejora en el artículo 5-1.2.9. En dicho artículo, se trata la pérdida de integridad de información en lo general, no especificando la obligatoriedad de recuperarla a partir de los esquemas de respaldo (espejos, clones) existentes.

Las acciones que realizar frente a una pérdida de datos que afecta la facturación están apropiadamente descritas en el artículo 5-2. Allí se establece un modelo de recuperación de información o de estimación a partir de puntos conocidos.

En lo relacionado con la configuración, control, y operación de componentes, se listan las exigencias necesarias para la operación y continuidad operacional del SMMC. Se describen los requerimientos de sincronización en términos generales, aunque podría ser más simple exigir una sincronización automática vía NTP (Network Time Protocol) y bajada hasta la unidad de medida dependiendo del tipo de tecnología. Además, se enuncia la posibilidad de actualización remota o local del firmware del medidor. Lo anterior es de gran utilidad para la gestión y operación remota de la red. Se recomienda agregar, en este aspecto, el que cualquier tipo de actualización de firmware debe estar enmarcado en estándares de seguridad apropiados que garanticen que la SMMC (incluyendo sus interfaces externas) no se vea comprometida.

Las exigencias de interoperabilidad y de comunicaciones cumplen con las buenas prácticas disciplinarias, sin que ello imponga un modelo específico de arquitectura o de hardware de

medición, lo que es correcto. Se establece la exigencia en el uso de estándares de comunicación internacionales, que responden a las necesidades de la arquitectura SMMC, y son consistentes con las definiciones de alertas y métricas observadas expuestas en el capítulo 4.

Los aspectos de seguridad son tratados como un conjunto de obligaciones, sin especificar una técnica particular que las implemente. Ello resulta beneficioso toda vez que la tecnología (y brechas de seguridad) avanza en el tiempo. Así, se desprende que es obligación de la empresa mantener su estado “seguro” de forma permanente. Es por ello por lo que la certificación del SMMC es relevante: permitirá evaluar, en cada período certificado, el ajuste de lo implementado a los requerimientos TIC vigentes. Como complemento a lo antes descrito, se propone especificar con claridad que las interfaces del SMMC deben también proteger al sistema de ataques o intromisiones hacia su propia arquitectura, o de ser empleada maliciosamente (como puente, o como agente) para vulnerar la seguridad de terceros.

3.5.2 Modificaciones propuestas

Artículo 5-1.2.9 Se incluye la definición de mecanismos de recuperación frente a pérdidas de integridad.

Artículo 5-3.8 Se incluye requerimiento de seguridad en actualización de firmware.

Artículo 5-10 Se incluye seguridad en interfaces y hacia terceros.

Artículo 5-11 Se incluye seguridad en interfaces y hacia terceros.

3.6 Capítulo 6 – Exigencia sobre la eficacia de los SMMC

3.6.1 Descripción y análisis del capítulo

El presente Capítulo define los niveles de eficacia con los que deben cumplir los SMMC y deben estar disponibles cada vez que la Superintendencia lo requiera.

Respecto a estas métricas, se recomienda en base a la literatura internacional, que se modifique la denominación de eficacia por desempeño, un término asociado al proceso para verificar si se cumplió con los objetivos y/o metas antes establecidos y contiene implícitamente el nivel de compromiso y esfuerzo aplicado para dar cumplimiento a dichos objetivos y/o metas.

Como lineamientos principales para la generación de métricas de desempeño [21], independiente del sistema y/o industria al cual se haga referencia, debe procurarse contar con indicadores que, en lo posible, cumplan con la mayor parte de las siguientes características:

- a. Significativo para la industria
- b. Entendido fácilmente (simple, comprensible y lógico)
- c. Repetible
- d. Mostrar una tendencia en el tiempo
- e. Adecuado, que miden cosas importantes
- f. Factible, que son simples y económicos de recolectar
- g. Eficaz, que se concentran en fomentar el comportamiento correcto y se definen sin ambigüedades
- h. Alineado, que debe vincularse a los objetivos nacionales para la industria
- i. Conduce a tomar acciones apropiada

En este sentido, los indicadores de desempeño definidos en el presente AT, si bien cumplen con la mayoría de las características listadas, tienen bastantes problemas referidos al punto 7, especialmente respecto a lo ambiguo y poco específico de las definiciones tanto de los numeradores como los denominadores de las relaciones matemáticas que los definen.

Considerando esto, se enfocan los esfuerzos en aclarar y especificar de mejor manera dichas falencias. A saber:

En desempeño de la medición, la definición de MECIAR es relativa a la palabra exitosa, esto es, qué se entiende por exitosa en este contexto. Dicha caracterización de exitosa debe quedar explícita en el AT SMMC. Por ejemplo: ¿El éxito se asocia a las mediciones realizadas correctamente por el medidor o a aquellas que lograron ser almacenadas correctamente en la base de datos central? Para el MTCIAR, una medición no realizada correctamente por el medidor debe igualmente completar la base de datos con *null* y *otro valor*, por ejemplo. Esto último con objetivo de no disminuir el total de mediciones almacenadas en la base de datos, ya que una medición no realizada correctamente por el medidor podría no enviarse a la base de datos.

Por otra parte, se debe definir que el desempeño de la medición de los SMMC debe cumplir con todos los estándares definidos (3) en función del periodo de análisis.

En desempeño del Monitoreo del Estado de Suministro, las desconexiones pueden ser reales o mal notificadas, en este sentido, deben incorporarse criterios de falso positivo que corresponde a la notificación de desconexión sin desconexión física y falso negativo que corresponde a no tener notificación de desconexión con desconexión física.

Para al desempeño del monitoreo de calidad de producto, mediante la medición de variables eléctricas de tensión y/o corriente no es posible determinar la calidad de producto, en relación a lo establecido en la NTD y el documento de trabajo del AT SMMC. Por tal motivo, en la definición de MEVE y MTVE, mediciones exitosas de dichas variables eléctricas deben ser remplazada por la métrica cantidad que los indicadores de calidad de producto exceden los límites establecidos por la NTD, es decir, cuando se generan alertas de calidad de producto.

Respecto al desempeño del control, en las variables CDECU y TCDCU, aplican los mismos criterios de definición de qué es exitoso, discutidos en los párrafos precedentes, especificando por ejemplo, cuándo debería considerarse una conexión o desconexión exitosa: en una sola maniobra la primera orden de conexión desconexión falla, la segunda orden falla y la tercera orden logra la conexión o desconexión buscada; en ese caso, se consideran 2 conexiones o desconexiones no exitosas y 1 exitosa, o solo 1 conexión exitosa por la maniobra completa realizada.

Para el desempeño de la comunicación a los usuarios, solo se hace referencia a los consumos e inyecciones, sin embargo, se debería tener presente, considerando la evolución a nivel internacional de los mercados de distribución, la comunicación a los usuarios de sus tarifas y/o periodos tarifarios. En este sentido, el desempeño de la comunicación a los usuarios se propone que contenga dos componentes, una para mediciones de energía y otra para tarifas.

Analizando los estándares con los que deben cumplir las métricas de desempeño, se considera la experiencia de Reino Unido, donde el regulador gubernamental del mercado de electricidad (Ofgem) ha definido principios y objetivos del desempeño de la *Data and Communications Company (DCC)*. Recordar, como se ha descrito en el levantamiento de las experiencias internacionales, que una *DCC* corresponde a una compañía que proporciona la infraestructura de comunicaciones para los *smart meters*, siendo un tercero que permite y facilita (no almacenando) el flujo de información entre los dispositivos de medición del consumidor y las empresas de distribución de energía, operadores de la red y otros terceros interesados.

Los principios que guían las métricas de desempeño son:

- a. Sensibles a las necesidades del usuario: las necesidades de los usuarios se centrarán inicialmente en facilitar el despliegue y la estabilidad del sistema. Se debe establecer como objetivo incentivar a *DCC* para satisfacer esas necesidades.
- b. Flexible: las prioridades de los usuarios evolucionarán con el tiempo. Las métricas deben ser suficientemente flexible como para evolucionar si es necesario.
- c. Incentivos enfocados: en lugar de centrarse en un conjunto rígido de requerimientos, se debe enfocar en lo que incentiva. Este enfoque se vincula directamente con la experiencia de los consumidores de los *smart meters*.
- d. Claro y creíble: las métricas claras proporcionarán una mayor certeza a los usuarios en términos de los comportamientos deseados que se esperan de los *smart meters*. Se deben establecer objetivos alcanzables a fin de impulsar el rendimiento.

Como monopolio, la *DCC* necesita incentivos, que orienten hacia un comportamiento competitivo, de modo de garantizar que administre sus costos de manera eficiente y proporcionando una calidad de servicio adecuada. El incentivo definido es que, en base a cumplimiento de métricas, se pone en riesgo el margen de riego del año. Así, se define el régimen de desempeño operacional (OPR por sus siglas en inglés).

Haciendo la similitud con el documento de trabajo del AT SMMC, se definen métricas para cumplir con estándares de desempeño. Lo anterior se presentan en la Tabla 3.

Medición	Área informe	Incentivo	Métrica	Estándar
SDM 1	DCC WAN coverage	Se incentiva garantizar que la información de cobertura sea precisa y confiable para las comunicaciones, lo que reduce la necesidad de visitas múltiples. Esto da como resultado un mejor viaje del consumidor y evita costos adicionales para los proveedores de energía.	Porcentaje de conectividad SMWAN por primera vez en instalado.	Target Service Level Mensual: 100% Minimum Service Level Mensual: 95%
SDM 2	Core service requests	Se incentiva asegurar que las comunicaciones sean confiables y que los Usuarios reciban un servicio eficiente.	Porcentaje de respuestas de servicio entregadas dentro del tiempo de respuesta objetivo aplicable.	Target Service Level Mensual: 99% Minimum Service Level Mensual: 96%
SDM 3	Service/System Availability	Incentivo para garantizar que los sistemas y servicios sean confiables para los usuarios y, por lo tanto, los consumidores.	Porcentaje de disponibilidad de: <ul style="list-style-type: none"> ○ Servicio de datos ○ Portal de usuario ○ Sistema de gestión de servicios ○ Interfaz de autoservicio 	Target Service Level Mensual: 99.5% Minimum Service Level Mensual: 99%

Tabla 3: Algunos indicadores de desempeño de sistemas smart meters en Reino Unido. Fuente: Elaboración propia adaptado de [23] [26] [25]

De acuerdo a la revisión de los indicadores de desempeño, se recomienda que estos sean de cálculo con periodicidad mensual, como mínimo.

3.6.2 Modificaciones propuestas

Capítulo 6 Título 6-1. Cambio eficacia por desempeño.

Título 6-1 Se agrega que la Superintendencia puede solicitar la información de indicadores de desempeño cada vez que éste lo requiere, posterior a mes vencido.

Artículo 6-1* Se incorpora artículo 6-1* Aspectos Generales y actualiza numeración de otros artículos. Se especifica que el cálculo de niveles de desempeño se debe realizar por medio de una metodología “top-down”, esto es que con la base de datos mensual se calcularán las métricas mensuales para, posteriormente, realizar el cálculo de las métricas semanales y horarias. Además, se especifica que los

indicadores definidos en la NTD asociados a Calidad de Producto, Calidad de Suministro y Calidad Comercial, cada vez que corresponda y la Comisión así lo indique, deben considerar el registro de eventos SMMC de cada medidor como base de información.

- Artículo 6-1 Especificación de éxito en el contexto de mediciones exitosas. Revisión de estándar e incorporación de estándar mínimo y periodicidad mensual.
- Artículo 6-2 Incorporación de criterios de falso positivo que corresponde a la notificación de desconexión sin desconexión física y falso negativo que corresponde a no tener notificación de desconexión con desconexión física. Revisión de estándar e incorporación de estándar mínimo y periodicidad mensual. Se propone fuente de información.
- Artículo 6-3 Interpretación de mediciones exitosas de variables eléctricas por la métrica de instancias que los indicadores de calidad de producto exceden los límites establecidos por la NTD, es decir, cuando se generan alertas de calidad de producto. Esto no quita que la información de calidad de producto en régimen normal quede almacenada en la BD, se acuerdo a Tabla 2 del presente documento. Revisión de estándar e incorporación de estándar mínimo y periodicidad mensual. Se propone fuente de información.
- Artículo 6-4 Detalle en cuanto a la descripción de conexión o desconexión exitosa. Debe ser explícito si una conexión o desconexión exitosa se asocia a intentos o a la maniobra completa (independiente de los intentos). Revisión de estándar e incorporación de estándar mínimo y periodicidad mensual. Se propone fuente de información.
- Artículo 6-5 Revisión de estándar e incorporación de estándar mínimo y periodicidad mensual. Se propone fuente de información.
- Artículo 6-6 Se propone que contenga dos componentes, una para mediciones de energía y otra para tarifas. Revisión de estándar e incorporación de estándar mínimo y periodicidad mensual. Se propone fuente de información.

Nota: Se cambia orden de los Artículos al incorporar Artículo 6-1*.

3.7 Capítulo 7 – Obligaciones y funciones

3.7.1 Descripción y análisis del capítulo

El séptimo capítulo del AT aborda el uso y acceso de la información generada por el SMMC junto con las auditorías a que serán sometidos.

En su primer título, se analiza tanto el uso de la información, como los derechos de clientes y/o usuarios, y la información que un SMMC hace disponible a la superintendencia. En lo relacionado al uso de la información, el AT establece -con la generalidad necesaria- el flujo de información y los agentes partícipes del proceso de facturación y de la operación del sistema de distribución. Explicita el carácter permanente del flujo de información hacia la superintendencia, razón por la cual se creó un almacén de datos dentro de la arquitectura SMMC previamente discutida en los comentarios al capítulo 3, junto a la existencia de un centro de datos de carácter opcional fuera de la arquitectura SMMC normada en el presente documento.

El apartado de derechos de clientes y usuarios especifica claramente las atribuciones de los usuarios en cuanto al acceso, cancelación, oposición y portabilidad de la información obtenida desde la unidad de medida en su punto de conexión. Se explicita que el usuario tendrá acceso permanente a la información histórica y actual registrada, a través de diferentes plataformas, en su punto de conexión. Lo anterior justifica la inclusión de la interfaz H1 dentro de la arquitectura SMMC propuesta en el análisis del capítulo 3. Se propone habilitar la opción de revisión de registro histórico (1 año) en el punto de conexión, o a través de sistemas en línea gestionados por el distribuidor. De esta manera se habilita la operación de medidores que no cuenten con conexión a redes hogareñas o personales (HAN/PAN), y que podrán entregar esta información a través de un sistema de reporte desde el Almacén de datos e interfaz externa también creados. La creación de una plataforma externa para el manejo de información histórica vía Almacén de datos permitirá también habilitar la consulta al registro histórico de 2 años en línea de forma adicional a lo ya planteado en el AT.

En lo relacionado con la información disponible por parte de la Superintendencia, se establecen siete reportes como mínimo para el monitoreo de la operación del sistema de distribución en lo general y del SMMC en lo específico. Ello es suficiente para el monitoreo de las variables de distribución de energía según los criterios de la NTD. Se establece además el acceso a los datos y a la información del SMMC por parte de la Superintendencia, la Comisión Nacional de Energía y por el coordinador. Se propuso, en el capítulo 3, que cada distribuidor cumpla con generar los reportes en un formato estandarizado, dentro de un almacén de datos, enviándolos a un centro de datos externo, operacionalizando así el requerimiento del artículo 7-3.

El capítulo finaliza presentando el modelo de auditorías generales y específicas del SMMC. Se propone modificar las auditorías generales incorporando una auditoría al centro de datos externo a la arquitectura SMMC, y una auditoría a la tecnología de informática y telecomunicaciones de la implementación SMMC particular de cada distribuidor. La propuesta incluye además especificaciones de lo auditable, tomando como referencia la norma de certificación de sistemas de control de flota de la Dirección del Trabajo, por la similitud con el AT en la orientación al procesamiento de datos, escalabilidad, y definición de procesos de certificación.

3.7.2 Modificaciones propuestas

- Artículo 7-2 Se propone incluir opción de visualización de registro histórico en línea.
- Artículo 7-3 Se actualiza en función de componentes de arquitectura SMMC propuesta.
- Artículo 7-4 Se especifican características de auditoría TIC al SMMC, tomando como referencia esquema de certificación de control de indicadores empleado por la Dirección del Trabajo en el transporte interurbano.

3.8 Capítulo 8 – Disposiciones transitorias

3.8.1 Descripción y análisis del capítulo

Dada la aplicación de las exigencias, se entiende que la Superintendencia le competen las facultades de fiscalización, quedando las Empresas de Distribución sujetas a proporcionar información respecto a los SMMC, según exigencias de forma, medios y criterios que dicho organismo defina.

En este contexto, y considerando la incorporación de zonas aisladas que puedan contar con una baja densidad determinada a partir del número de Clientes conectados y el largo total de las líneas eléctricas existentes en cada Sistema de Distribución, y una mala conectividad determinado a partir de una oposición de antecedentes para su evaluación particular por parte de la Superintendencia, se define un procedimiento que como medida transitoria que permite una adaptación de los estándares de desempeño de los SMMC para aquellas localidades que califiquen como parte del registro de zonas aisladas.

Respecto al estado transitorio de despliegue masivo de *smart meters*, la experiencia de Reino Unido, como se comentó en el capítulo 6, castiga el margen de riesgo tanto en estado transitorio como normal. Así, se define la Tabla 4 que describe la proporción del incentivo de nivel de rendimiento objetivo que se concede por cumplir el nivel de rendimiento mínimo. Al respecto, la autoridad puede dirigir los cambios a los valores de la tabla a medida que se introducen nuevas medidas, con el objetivo de incentivar mejor el desempeño en ciertas áreas.

Medición	RY18/19	RY19/20	RY20/21	RY21/22	RY22/23	RY23/24	RY24/25
SDM 1	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
SDM 2	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
SDM 3	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

Tabla 4: Proporción del Incentivo de nivel de rendimiento objetivo que se concede al licenciatarario por cumplir el nivel de rendimiento mínimo. Fuente: *Elaboración propia adaptado de [23]*

En conclusión, se establece la necesidad de contar con un plan claro del despliegue masivo de *smart meter* como base para la definición de estándares, dado que, sin este, no existe incentivo en el proceso transitorio para dar cumplimiento a dichos estándares. En esta línea, se propone que en el proceso de homologación las Empresas Distribuidoras establezcan su plan de despliegue y propongan, bajo su responsabilidad y capacidades, los estándares mínimos que cumplirán asociados a niveles de desempeño definidos en el documento de trabajo del AT SMMC, teniendo en cuenta que el despliegue completo debe ser en 7 años y para esa fecha, sin excepciones, se deben cumplir los estándares objetivos definidos en el documento de trabajo del AT SMMC.

3.8.2 Modificaciones propuestas

Artículo 8-1 Se introduce artículo “Zonas aisladas”, el cual se compone de dos partes: a) se permite para aquellas localidades en el registro de zonas aisladas el cálculo de indicadores de desempeño y la recolección de datos desde la unidad de medida de forma bimensual. b) La clasificación de zonas aisladas, que podrá ser una localidad como subconjunto de un par comuna-empresa de baja densidad, será proporcionada mediante la oposición de antecedentes a la Superintendencia quién evaluará la solicitud. Dichos antecedentes considerarán, al menos, los siguientes factores: número y densidad de unidades de medida a instalar para cubrir la totalidad de los clientes de la zona; tecnología de comunicación elegida durante la homologación del diseño del SMMC; plan de inversiones y pertenecer a un par comuna-empresa de baja densidad de acuerdo a la NTD.

Artículo 8-2 Se introduce artículo de “Estándares de niveles de desempeño transitorios”, el cual propone que en el proceso de homologación las Empresas Distribuidoras establezcan su plan de despliegue y propongan en este los estándares mínimos que cumplirán asociados a niveles de desempeño, teniendo en cuenta que el despliegue completo debe ser en 7 años y para esa fecha, sin excepciones, se deben cumplir los estándares objetivos definidos en el documento de trabajo del AT SMMC.

4 Bibliografía

- [1] G. R. Barai, S. Krishnan y B. Venkatesh, «Smart metering and functionalities of smart meters in smart grid - a review,» *2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pp. 138-145, 2015.
- [2] European-Smart-Grids-Task-Force, «Interoperability, Standards and Functionalities applied in the large scale roll out of smart metering,» 2015.
- [3] EEI-AEIC-UTC, «Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective,» Edison Electric Institute (EEI), Washington, 2011.
- [4] N. Uribe-Pérez, L. Hernández, D. de la Vega y I. Angulo, «State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids,» *Applied Sciences*, vol. 6, p. 68, 2016.
- [5] USmartConsumer-Project, «European Smart Metering Landscape Report: Utilities and Consumers,» USmartConsumer, Madrid, 2016.
- [6] CEN-CENELEC-ETSI-Smart-Meters-Coordination-Group, *Introduction and Guide to the work undertaken under the M/441 mandate*, EU, 2012.
- [7] CEN-CENELEC-ETSI, «CEN/CLC/ETSI/TR 50572 Functional reference architecture for communications in smart metering,» 2011.
- [8] Netbeheer-Nederland-WG-DSMR, *Main Document Dutch Smart Meter Requirements*, 2014.
- [9] Netbeheer-Nederland-WG-DSMR, *P1 Companion Standard Dutch Smart Meter Requirements*, 2016.
- [10] Netbeheer-Nederland-WG-DSMR, *P2 Companion Standard Dutch Smart Meter Requirements*, 2014.
- [11] Netbeheer-Nederland-WG-DSMR, *P3 Companion Standard Dutch Smart Meter Requirements*, 2014.
- [12] Netbeheer-Nederland-WG-DSMR, *GPRS Companion Standard Dutch Smart Meter Requirements*, 2014.
- [13] Department-for-Business-Energy-&-Industrial-Strategy, *Smart Meters Quarterly Report to end September 2016*, London, 2016.
- [14] Department-of-Energy-&-Climate-Change, *Smart Meters, Smart Data, Smart Growth*, London, 2017.
- [15] Department-of-Energy-&-Climate-Change, *Smart Metering Equipment Technical Specifications Version 1.58*, London, 2014.
- [16] Electricity-Authority-Te-Mana-Hiko, *Electricity Industry Participation Code 2010*, Nueva Zealand, 2018.

- [17] Electricity-Authority-Te-Mana-Hiko, *Guidelines on Advanced Metering Version 3.1*, Nueva Zealand, 2010.
- [18] Electricity-Authority-Te-Mana-Hiko, *Advanced Metering Policy Version 1.1*, Nueva Zealand, 2010.
- [19] Ministerio-de-Minas-y-Energía, *Resolución Número 40072*, Bogotá, 2018.
- [20] Instituto-Colombiano-de-Normas-Técnicas-y-Certificación, *NTC6079 Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica*, Bogotá, 2014.
- [21] T. M. Vega, «Infraestructura de medición avanzada para microredes eléctricas,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, 2018.
- [22] Expert-Group-3, «EG3 first year report: options on handling smart grid data,» Smart Grid Task Force, 2013.
- [23] Berkeley-Lab, «Value-added electricity services: new roles for utilities and third-party providers,» Lawrence Berkeley National Laboratory: Future Electric Utility Regulation, 2017.
- [24] W. Harder, «Key performance indicators for smart grids (Master Thesis on Performance Measurement for Smart Grids),» Vattenfall AB - R&D - Power Technology, 2017.
- [25] Ofgem, *DCC Operational Performance Regime: Final Proposals*, 2017.
- [26] DCC-Public, *Smart Meters Programme Schedule 2.2 (Performance Measures and Monitoring)*, DCC PUBLIC, 2017.
- [27] SEC, *Smart Energy Code (H3: Performance Standards and reporting)*, 2016 8.