

Análisis Especializado Anexo Técnico Sistemas de Medición, Monitoreo y Control

Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (2017 Chile).

Informe Definitivo

Agosto de 2018

**Solicitado por:
Comisión Nacional de Energía.**

Elaborado por:
Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
Universidad de Chile.

Contenido

1	Introducción.....	4
1.1	Antecedentes.	4
1.2	Descripción general del documento.....	5
1.3	Objetivo.....	5
1.4	Metodología.....	5
1.4.1	Normativa consultada.....	6
1.4.2	Estructura de las recomendaciones.....	6
1.5	Equipo de trabajo.	7
2	Experiencias internacionales previas.	8
2.1	Análisis general de implementaciones similares en mundo.	8
2.2	Análisis detallado en la región.....	9
2.2.1	Normativa Colombia.	9
2.2.2	Normativa Brasil.	10
2.3	Desarrollo e implementación de tecnologías a nivel internacional.....	12
3	Análisis del modelo del SMMC.....	14
3.1	Análisis del modelo de Unidad de Medida.	14
3.1.1	Componentes de las unidades de medida.	15
3.1.2	Aspectos importantes a considerar sobre el visualizador.....	15
3.1.3	Aspectos importantes que considerar para el medidor.....	16
3.1.4	Consideraciones sobre la unidad concentradora.	17
3.2	Análisis del modelo de Sistema de Gestión y Operación.....	18
3.2.1	Consideraciones sobre la estructura del capítulo.....	18
3.2.2	Consideración sobre las definiciones.....	18
3.2.3	Consideraciones sobre exigencias sobre administración de datos e información. ..	19
3.2.4	Consideraciones sobre la lista mínima de alertas y/o alarmas.	20
3.3	Análisis del sistema de comunicaciones.....	20
3.3.1	Consideraciones de la definición de la red de comunicación.....	20
3.3.2	Consideraciones sobre el monitoreo de la red de comunicaciones.	21
3.3.3	Consideraciones sobre la emisión de señales RF.....	21
3.3.4	Consideraciones sobre la comunicación PLC.....	22
3.4	Análisis de la seguridad de los datos.....	22



3.4.1	Sobre la transversalidad de la seguridad.	22
3.4.2	Sobre las definiciones de los conceptos en seguridad.....	23
3.4.3	Resumen de la seguridad en cada componente del SMMC.....	23
4	Análisis de otros aspectos relevantes.	25
4.1	Análisis sobre la medición de eficacia de los SMMC.	25
4.2	Análisis sobre la auditoria de los SMMC.....	25
4.3	Análisis del uso de la información de los SMMC.....	26
4.3.1	Uso de Información generada por los SMMC por parte de las Distribuidoras.....	26
4.4	Opiniones adversas y desafíos del SMMC en el futuro.....	27
4.4.1	Desafíos futuros según experiencia internacional.....	28
5	Análisis puntual del documento de trabajo del AT SMMC.....	30
5.1	Análisis Capítulo 1: Terminología y Exigencias Generales.	30
5.2	Análisis Capítulo 2: Obligaciones y funciones.	30
5.3	Análisis Capítulo 3: Arquitectura y componentes de los SMMC.	30
5.4	Análisis Capítulo 4: Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras. .	30
5.5	Análisis Capítulo 5: Exigencias sobre sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad.....	32
5.6	Análisis Capítulo 6: Exigencias sobre la eficacia de los SMMC.....	38
5.7	Análisis Capítulo 7: Información y auditorías de los SMMC.....	41
6	Conclusiones del análisis.	42
7	Referencias	43

1 Introducción.

1.1 Antecedentes.

En la última década, las antiguas estructuras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se han visto envueltas en proceso de transformación por diversos factores sociales, tecnológicos, políticos y económicos. Esta transformación se encuentra aún en proceso, sin embargo, ya es evidente que es necesario a ellos en pro de un sector energético que este a la altura de estos desafíos. El tiempo en que estos cambios demoren en el mundo está siendo determinado por dos factores principales: las políticas públicas, a través de procesos regulatorios, y el desarrollo tecnológico en términos de costos y nuevos atributos.

Algunos de los factores, que han influenciado este cambio en las redes eléctricas, son el avance tecnológico de la generación a través de energía renovable, la Generación Distribuida, el almacenamiento de energía y los sistemas de monitoreo. Un sistema de monitoreo corresponde a un conjunto de equipos que trabajan organizados para leer variables físicas, comunicar estas mediciones y almacenarlas pensando en la gestión de la información obtenida.

Los primeros inicios de los sistemas de monitoreo y medición de sistemas eléctricos se remontan al año 1974, cuando Theodore Paraskevakos patentó en EE. UU. el concepto y ya en 1977 desarrolló y produjo el primer sistema de gestión remota de carga y lectura de medidores, totalmente automatizado[1]¹. En forma posterior a eso y sobre todo en los años posterior a la década de los noventa, principalmente con el auge de Internet, son muchos los países que actualmente cuentan con sistemas de monitoreo (componente significativa de lo que hoy se reconoce como red inteligente) y muchos países también quienes han incluido este tipo de sistemas en las normativas de los sistemas de distribución.

Específicamente en Chile, el 18 de diciembre del 2017, se dio a conocer las nuevas exigencias y estándares de calidad de servicio que deberán cumplir, desde los próximos años, las empresas distribuidoras de energía eléctrica con sus clientes y usuarios. Las nuevas obligaciones para las empresas de distribución están contenidas en la “Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución[2]”.

La nueva normativa contiene una serie de exigencias respecto de los Sistemas de Medida y Monitoreo que deben ser implementados en los sistemas de distribución. Estos requerimientos están plasmados en el capítulo 6 de la norma denominado “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control” (SMMC). A la fecha, aún falta el desarrollo final del Anexo Técnico (AT), para el capítulo en mención, que contenga las exigencias técnicas asociadas a los sistemas de medición, monitoreo y control. Este anexo actualmente cuenta con su primera versión (borrador) ya finalizado, pero la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha advertido la necesidad de llevar este borrador, a un proceso de análisis crítico técnico-regulatorio, con el fin de velar por una adecuada implementación de los SMMC.

En este contexto, la CNE solicitó la contratación de una asesoría técnico-regulatorio especializada con el fin de generar un análisis crítico del borrador del AT, en particular desde el punto de vista de las exigencias técnicas y regulatorias asociadas a las telecomunicaciones requeridas para la correcta implementación de los SMMC.

¹ U.S. Patent 3,842,208 (Sensor Monitoring Device)

El presente documento corresponde a un análisis del documento de trabajo del Anexo Técnico de los Sistemas de Medida, Monitoreo y Control (AT SMMC), con énfasis en la mirada normativa, las condiciones del mercado eléctrico nacional, las experiencias internacionales en la región y la mirada de expertos en las diversas materias que atingen los sistemas de monitoreo para sistemas eléctricos.

1.2 Descripción general del documento.

El documento contiene los siguientes aspectos considerados como parte del análisis del AT SMMC:

- Análisis general del documento de trabajo del AT SMMC para sistemas de distribución eléctricos. Análisis general de la filosofía del SMMC y de los respectivos componentes establecidos del sistema con sus funciones.
- Análisis del Anexo técnico del capítulo Sistema de Medición, Monitoreo y Control. Identificación de experiencias similares en otros países e identificación vacíos técnico-normativos, errores, imprecisiones y aspectos a mejorar.
- Recomendación de soluciones y/o mejoras para la escritura del anexo técnico. Se proponen la modificación de redacción de cada uno de los puntos tratados.
- Recomendación de aspectos a agregar al anexo técnico. Identificación de posibles vacíos y situación no consideradas en los diferentes capítulos.

1.3 Objetivo.

El objetivo principal de este documento es:

- Realizar un análisis crítico técnico-regulatorio del borrador del AT de los SMMC, en particular desde el punto de vista de las exigencias técnicas y regulatorias asociadas a las telecomunicaciones requeridas para la correcta implementación, para que, en base al diagnóstico, se identifiquen vacíos técnico-normativo, errores, imprecisiones y aspectos a mejorar.

1.4 Metodología.

La metodología base a utilizar será el análisis de los puntos de AT estipulados por el mandante según el siguiente procedimiento.

- Análisis de los todos los capítulos que componen el documento de trabajo del AT SMMC considerando una interpretación de estos y la coherencia con la respectiva norma. Este análisis será desarrollado por opinión de expertos y considerando los temas críticos relevantes para el mercado chileno de la energía y la visión futura de este.
- Comparación de los requerimientos establecidos en el documento de trabajo del AT SMMC con criterios de estándares técnicos aprobados, experiencias internacionales y literatura técnica seleccionada.
- Entrega de conclusiones generales del análisis y recomendaciones tanto de estructura, de concepto y de redacción.

El esquema metodológico de trabajo se muestra en la figura 1.

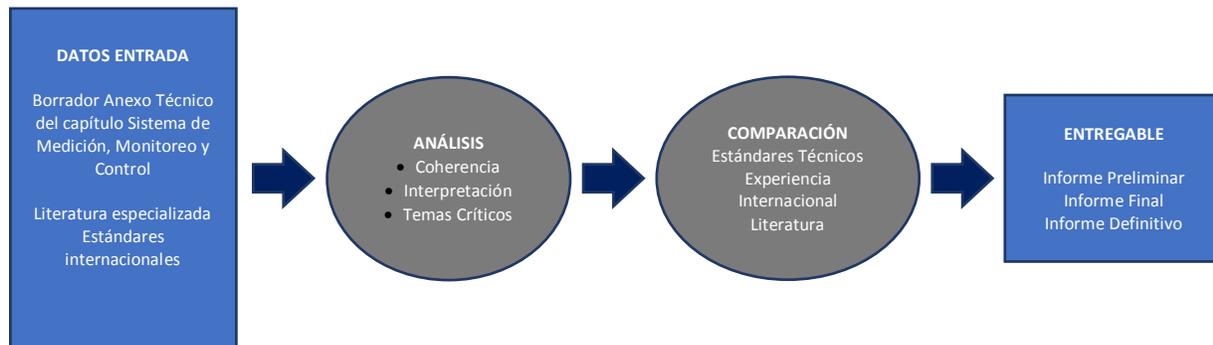


Figura 1. Esquema metodológico de trabajo, donde los cuadros corresponden a documentación de entrada y salida y los círculos corresponden a procesos.

1.4.1 Normativa consultada.

Dentro de las normativas y buenas prácticas que se referenciaron y consultaron para la realización de este análisis se tiene:

1. Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, CNE, diciembre 2017, Chile.
2. Recommendations for smart grid standardization in Europe “Standards for Smart Grids”, European Standards Organizations, June 2011, Europe.
3. Resumen Siemens Norma Advanced Metering Infrastructure (AMI) NTC 6079 – ICONTEC, marzo 2018, Colombia.
4. Norma WELMEC 7.2: Software Guide Measuring Instruments Directive 2004/22/EC, Maio 2008, Brasil.
5. Documento Internacional da Organização Internacional de Metrologia Legal – OIML D31/2008: General Requirements of Software Controlled Measuring Instruments, Brasil.
6. Portaria Inmetro nº 011 de 13 de janeiro de 2009, condições mínimas a que deverão satisfazer os software para sistemas distribuídos de medição de energia elétrica para uso em unidades consumidoras. Brasil.
7. Directiva 2006/32/CE del parlamento europeo y del consejo de 5 de abril de 2006, Unión Europea.

1.4.2 Estructura de las recomendaciones

Las recomendaciones entregadas se realizan contemplando una referencia al documento original, la respectiva recomendación (eliminación o modificación), una propuesta en caso de modificación y una priorización con respecto al resto de las recomendaciones.

1.5 Equipo de trabajo.

Profesional a cargo:

Guillermo Jiménez.

- Ingeniero Electricista (Escuela Colombiana de Ingeniería), Magister y Doctor en Ingeniería eléctrica (Universidad de Chile).
- Profesor DIE y actualmente Director del Centro de Energía, Universidad de Chile.

Profesionales de apoyo:

Sandra Céspedes.

- Ingeniero telemático (ICESI) y Ph.D. Electrical and Computer Engineering (University of Waterloo).
- Profesor Asistente DIE, Universidad de Chile.

Claudio Estevez.

- Ingeniero eléctrico, Magister en Electrical and Computer Engineering (University of Alabama) y Ph.D. Electrical and Computer Engineering (Georgia Institute of Technology)
- Profesor Asistente DIE, Universidad de Chile.

Rodrigo Palma.

- Ingeniero civil de industrias y magister en ciencias de la ingeniería (Pontificia Universidad Católica de Chile) y Ph.D. in Engineering Sciences, (University of Dortmund, Germany).
- Profesor DIE y director proyecto SERC-Chile.

Jaime Muñoz.

- Ingeniero civil electrónico (Universidad Técnica Federico Santa María), MBA (Universidad de Chile), Estudiante doctorado ingeniería eléctrica (Universidad de Chile).
- Área de investigación: Smartgrid, Smartmeters, AMI.

2 Experiencias internacionales previas.

Actualmente existen experiencias previas en otros países referentes a la incorporación de sistemas de comunicación en las redes eléctricas. En este capítulo se revisan los principales estándares revisados para la asesoría técnica especializada presentada en este documento.

2.1 Análisis general de implementaciones similares en mundo.

A continuación se resume el estado de avance de sistemas de medición, monitoreo y control en diferentes países. Esta recopilación se basa en elementos levantados en [3], lo que se resume a continuación:

Francia: En el año 2012 a través del artículo L.341-4 del Código Energía francés, se adoptan las disposiciones dadas por la Comunidad Europea en la Directiva 2009/72/CE[4]. Donde se establece que los operadores de la red de distribución deben implementar sistemas que permitan a los proveedores ofrecer a sus clientes precios que varíen con la época del año o el día, y además deben implementar dispositivos de medición que permitan a los usuarios acceder a los datos sobre su producción o consumo[5]. Posteriormente, en 2012 se establecen los requerimientos básicos con los que deben contar todos los medidores inteligentes de los usuarios con una potencia inferior a los 36 kVA[6].

España: En el año 2007 el gobierno español establece el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, promulgado en el Real Decreto 1110/2007[7], el cual fija los requisitos que deben cumplir todos los equipos de medida implementados en España. A final del mismo año, se publica la Orden ITC/3860/2007 que indica el Plan de sustitución de los contadores de energía, en el que se establece que antes del 31 de diciembre de 2018 todos los contadores con una potencia contratada menor o igual a 15 kW deben ser sustituidos por nuevos equipos de medida que permitan la discriminación horaria y la telegestión[8].

Italia: En el año 2007 la Autoridad para la Electricidad y el Gas publica la resolución Número 292 de 2006 en la cual se hace obligatoria, de acuerdo con un calendario gradual, la instalación de medidores inteligentes en todos los puntos de baja tensión del territorio nacional[9]. El Anexo A de esta resolución establece los requisitos funcionales mínimos con los que deben contar los medidores electrónicos tanto monofásicos como trifásicos utilizados en los puntos de extracción de energía en la red de baja tensión.

Brasil: La Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), a partir de un estudio que realizó para la definición de un marco regulatorio que establezca los requisitos técnicos y funcionales mínimos con los que deben contar los nuevos equipos de medida, emitió la Resolución RN 502/12, la cual regula la implementación de las infraestructuras AMI en Brasil[10].

Es importante notar que los procesos regulatorios mencionados establecen las condiciones mínimas que se deben cumplir los sistemas de medición, monitoreo y control para asegurar su adecuado funcionamiento y evitar futuros inconvenientes como la obsolescencia anticipada de los equipos, o la falta de interoperabilidad, la propiedad de la información y la ciberseguridad, entre otros.

2.2 Análisis detallado en la región.

En Latinoamérica existen normativas similares en Brasil y Argentina solamente, razón por la cual se analizarán las dos normativas y sus principales características.

2.2.1 Normativa Colombia.

En Colombia se define un importante plan de trabajo en la materia, que contempla los siguientes pasos a seguir desde 2014 a 2025.

- 2014: formulación de la norma NTC 6079 que incorpora los requisitos básicos de una arquitectura de medición inteligente.
- 2015: Planes piloto para principales distribuidoras del país y desarrollo en universidades y centros tecnológicos. Se incorporan requisitos de interoperabilidad y estándares mundiales en la materia.
- 2016: Se realiza mapa de ruta para la implementación de smartgrid al 2030 y se genera plan de tecnología AMI.
- 2017: Se definen requerimientos técnicos y funcionalidades para la medición inteligente.
- 2018: Bajo la regulación RES 40072 de 2018 [11] emitida por el Ministerio de Minas y Energía se genera la masificación de los sistemas AMI y se incorpora la Generación Distribuida.

Principales aspectos de la normativa.

Demanda flexible.

- Acceder al estado actual del consumo (valor estimado) o crédito cargado en el medidor (prepago), y el tiempo estimado de dicha carga (en días y horas) con base al consumo proyectado.
- Participación en programas de respuesta de la demanda.
- Opciones de visualización: Consumo para periodos definidos, consumo en kWh y compararlo con el mes anterior y un proyectado para el final del mes, acceder a gráficos con el consumo histórico de energía en los últimos 12 meses, acceder a la lectura de variables de interés.

Requerimientos técnicos:

- Comunicación bidireccional.
- Medición y registro cada 1 hora.
- Transmisión de los datos al menos una vez por día.
- Participación activa de los usuarios.
- Integración de recursos energéticos.
- Optimización y flexibilización del sistema.
- Incorporar almacenamiento.
- Ciberseguridad
- Sincronización.
- Actualización y configuración.
- Acceso al usuario.
- Lectura.
- Conexión, desconexión y limitación.
- Anti-fraudes.

- Registro medición bidireccional.
- Calidad del servicio.
- Prepago.

Periodo de transición:

- Se define como meta la integración de 12.000.000 de medidores asociados a usuarios regulados el año 2025.

2.2.2 Normativa Brasil.

Ministerio de Minas y Energía de Brasil realizó un estudio internacional denominado “Relatorio SmartGrid” que generó en el año 2009 los lineamientos a seguir para la implementación de una red inteligente con sus respectivos requerimientos funcionales. Esto corresponde al punto de partida de una serie regulaciones que se han desarrollados en los años siguientes para la incorporación de los sistemas de medición inteligente.

Principales aspectos de la normativa.

Sobre la Nota Técnica n° 0044/2010-SRD/ANEE [12]_L.

a) Medición de clientes grandes.

Sistema de medición debe ser capaz de medir los siguientes puntos como mínimo: Tensión, Energía Activa, Energía Relativa inductiva. Frecuencia en cada bloque horario.

Discusión: Incorporación de energía reactiva capacitiva, incorporación de energía generada para microgeneración y armónicos a medir en energía reactiva.

Complementario: Frecuencia de interrupciones de larga duración, duración de interrupciones de larga duración, momento (fecha y hora) de las interrupciones de larga duración y tarifas horarias. Además, se debe contemplar indicadores de calidad de suministro (indicadores FIC, DIC, DMIC, DRC e DRP, revisar estos indicadores).

b) Sistema de comunicación.

Debe existir un medio de comunicación para la comunicación de los puntos y la central, esta comunicación deberá ser: bidireccional, debe poseer capacidad de corte y reposición y debe ser con protocolo público.

c) Información al consumidor.

El consumidor deberá tener alguna forma de acceder directamente a la información siguiente: Energía activa, energía reactiva, tarifa horaria, cantidades y duración total de las interrupciones de suministro, visualización de informes.

Sobre el ANEXO TÉCNICO SOFTWARE PARA SISTEMAS MEDICIÓN DISTRIBUIDO.

Nota: En la normativa un SDMEE (Sistema de Medición de Energía Eléctrica), es un sistema compuesto por todos los equipos que realizan la captura, comunicación, almacenamiento y análisis de los datos de medición de energía eléctrica.

El firmware interno de cada equipo (medidor, concentradores, transmisores, etc) debe cumplir con lo siguiente:

- El software embebido debe ser entregado para su revisión (código fuente).
- Debe ser entregado a la entidad correspondiente los manuales de usuario, memoria descriptiva, protección de accidentes, comunicación posible con el usuario, etc.
- Debe existir un identificador de software que este indisolublemente ligado a él, es decir una cadena de caracteres que pueda identificar el software mediante un comando o



lectura de datos. Este identificador debe ser posible obtenerlo automáticamente. Además cada versión de software homologada debe poseer su propia versión e identificador.

- Cada comando posible a generar manual o automático debe estar claramente identificado y debe ser único.
- Cada comando no debe ni puede generar la alteración de los datos leídos. Estos datos deben llegar en forma nativa hasta el sistema central de software.
- Se debe poseer funciones de protección contra accidentes.

La comunicación entre los diversos equipos debe cumplir con lo siguiente:

- La información debe contener como mínimo: la completitud de los datos a transmitir, protección contra mal uso intencional, integridad de los datos, autenticidad de los datos transmitidos, confidencialidad de las llaves de encriptación, manipulación de los datos corrompidos, atrasos en la comunicación y disponibilidad completa de los servicios.
- Los datos deben contener como mínimo la identificación del punto de origen, la información que se está enviado y una marca de tiempo.
- La identificación del punto de origen debe ser sin ambigüedad y debe ser seguro, es decir se debe contemplar análisis de la autenticación del punto. Para garantizar no es necesario encriptar, pero si se debe asegurar la no manipulación. En caso de usar algún HASH o firma digital se debe entregar procedimiento de generación y algoritmos utilizados.
- Si se utiliza algún proceso criptográfico es necesario generar un procedimiento de intercambio de llaves que sea seguro, manteniendo estas en forma segura.
- Los datos detectados como corruptos deben ser descartados.
- Debe existir mecanismo que asegure que ningún equipo u operario pueda hacer modificaciones de la información de metrología generada por los medidores. Solo deben ser enviadas mediante comunicación M2M.

El software debe ser cargado asegurando como mínimo lo siguiente:

- Carga automática.
- Se debe verificar integridad y veracidad del software antes de ser cargado.
- EL software no puede ser manipulado ni actualizado mediante algún sistema posterior a su carga inicial, además debe existir algún medio técnico que asegure que solo la distribuidora eléctrica autorice la carga de software en los equipos.

Autodiagnóstico.

- El software debe tener algún tipo de rutina de auto-diagnóstico que permita auto-identificar cualquier tipo de problema interno.

Información al consumidor.

- El consumidor debe tener información de su consumo a más tardar un minuto de retraso posterior a la actualización de 1 kWh.
- El consumidor debe poder tener acceso a toda la información que la normativa indica.
- Debe ser capaz de mostrar al consumidor la energía mínima de 1150 horas a máxima cargar y tensión nominal.

2.3 Desarrollo e implementación de tecnologías a nivel internacional

En adición al tema regulatorio y normativo ya relatado para varios países y con una mayor descripción para el caso de Colombia y Brasil, también se logró identificar que tipo de tecnologías y soluciones se han implementado en diferentes países. Dicha descripción involucra separación entre comunicación inalámbrica y alámbrica, distancias cubiertas, lugar de implementación y bandas de frecuencia usadas. Lo anterior, no necesariamente indique que una solución es mejor que otra, pero sí permite identificar características, desempeño y aplicabilidad, lo que por supuesto es importante considerar para el caso nacional. A partir de los desarrollos identificados en [13], en la figura 1 se muestra la tendencia de uso de tecnologías hasta el año 2020.

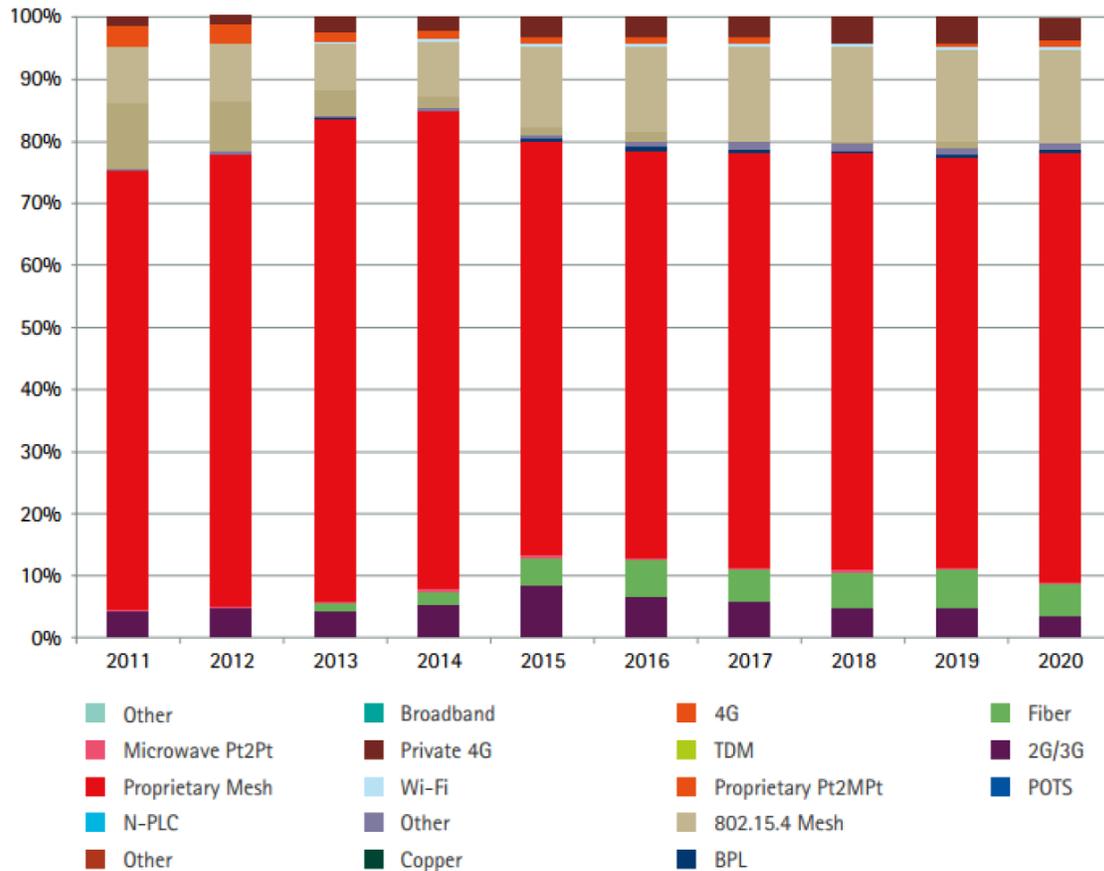


Figura 2. Sistemas de comunicación diferenciados por tecnología, world markets, 2011–2020. Fuente: Navigant Research [14].

En adición, en la tabla 1 se resumen las principales características de las tecnologías implementadas en aplicaciones tipo red inteligente.

Tabla 1. Resumen de tecnologías aplicables a soluciones red inteligente.

Inalambrica		Velocidad	Banda de frecuencia	Distancia	Ventajas	Desventajas
RF		--	902-923 MHz	Depende de los saltos	La cobertura se puede ampliar con múltiples saltos. Los enlaces de comunicación ad-hoc se forman de manera dinámica.	Tiene de a ser una oferta propietaria. El desempeño decrece a grandes distancias.
Celular	3G-4G	60-240 kbps	824-894 MHz 1900 MHz	Hasta 50 km	Alto rango de cobertura. Bajo mantenimiento. Bajo consumo energético. Alta flexibilidad	Las conexiones individuales son costosas. Tasas de velocidad moderadas
	GSM	14.4 kbps max.	900-1800 MHz	1-10 km		
	GPRS	170 kbps max	900-1800 MHz	1-10 km		
Grupo IEEE 802.15	ZigBee	20-250 kbps	868 MHz/915 MHz / 2.4 GHz	10-1000m	Bajo costo. Bajo consumo energético	Baja velocidad. Seguridad (específicamente en Bluetooth)
	6LoWPAN		2.4-2.4835 Ghz			
Grupo IEEE 802.11	Bluetooth	721 kbps	2.4-2.4835 Ghz	1-100m	Alto grado de confiabilidad y disponibilidad	Suceptible a equipos emisores cercanos
	Wi-Fi	54 Mbps max.	2.4 GHz/5.8 GHz	Hasta 100 m		
	Enhanced Wi-Fi	54 Mbps max.	2.4 GHz			
	IEEE 802.11 n	600 Mbps max.	2.4 GHz			
IEEE 802.16	WiMAX	70 Mbps	1.8-3.65 GHz	50 km	Buen desempeño en grandes distancias. Capaz de suministrar miles de clientes finales	Altos costos comparada con tecnologías similares
Alambrica		Velocidad	Banda de frecuencia	Distancia	Ventajas	Desventajas
UNB-PLC	TWACS - Turtle	100 bps	5-600 Hz	Muchos km	Medio ya implementado. Equipos no dependen de baterías	Líneas de potencia son medios de comunicación difíciles
NB-PLC		Hasta 500 kbps	3-500 kHz	Muchos km		
BB-PLC		Hasta cientos de Mbps	1.8-250 Mhz	Muchos km		
xDSL	ADSL	800 kbps de subida 8 Mbps bajada	Desde 25 kHz hasta 1 Mhz	5 km	Medio ya implementado. Velocidades altas	Altos costos de mantenimiento. La eficiencia decrece con la distancia
	HDSL	2 Mbps		3.6 km		
	VHDSL	15-100 Mbps		1.5 km		
Euridis	IEC 62056-31	9.6 kbps	80 MHz-1Ghz	Cientos de metros	Bajo costo, tecnología conocida	Bajas velocidades
PON		155-2.5 Gbps	500 MHz-km	60 km	Alta velocidad. Inmunidad al ruido, Buen desempeño en distancia	Alto costo

Fuente: State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids [13] y elaboración propia.

3 Análisis del modelo del SMMC.

El documento de trabajo del AT SMMC, contempla la descripción del sistema basado en un modelo de arquitectura que se presenta en el documento, este modelo se puede apreciar en la figura 3.

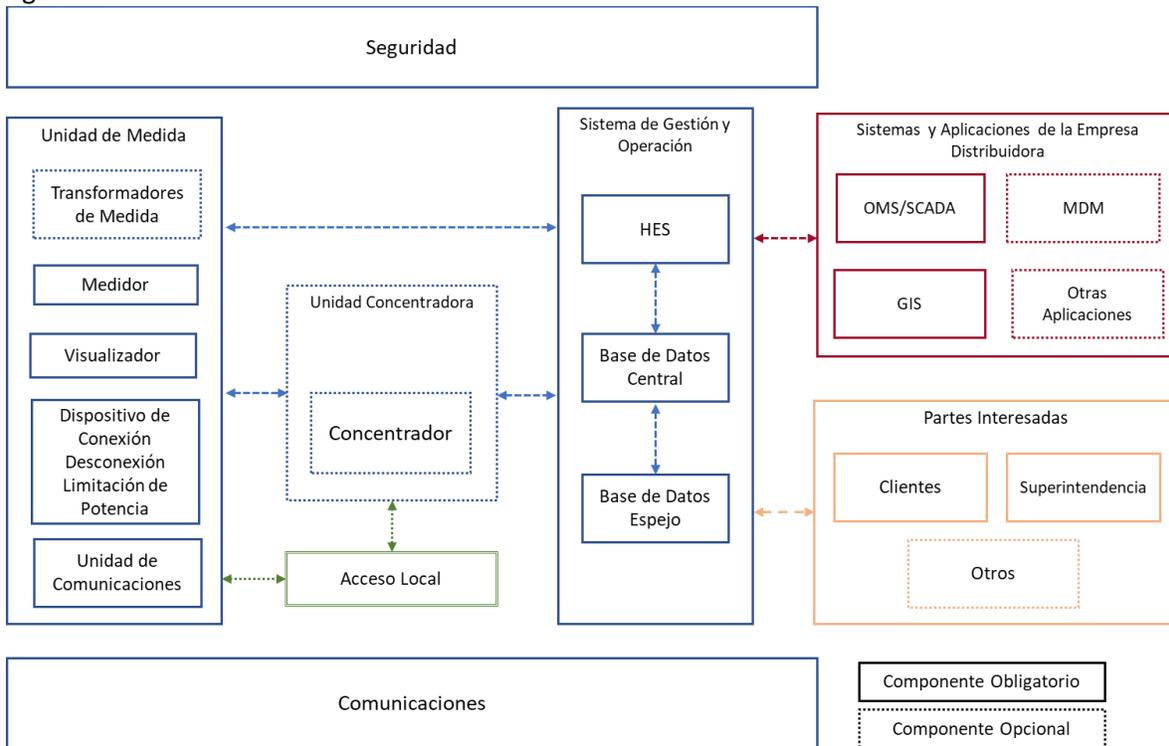


Figura 3. Arquitectura propuesta en el anexo.

En el análisis propuesto en este informe se hará relevancia solo a los componentes definidos como “obligatorios” y que se definan como parte integral del SMMC, ya que para el caso de las aplicaciones propias de las empresas distribuidoras (cuadro rojo superior derecho) y aplicaciones para partes interesadas externas (cuadro amarillo inferior derecho) solo serán tratadas en forma parcial considerando solo temas definidos críticos o temas solicitados específicamente en este análisis por el mandante.

Basado en lo descrito en el párrafo anterior se hace relevancia solo a 4 componentes principales para la descripción del modelo del SMMC: Unidad de Medida, Comunicaciones, Sistema de Gestión y Operación y Seguridad.

3.1 Análisis del modelo de Unidad de Medida.

La unidad de medida corresponde al primer actor de cualquier modelo de trabajo de un SMMC, este concepto tiene como principal función “medir” los parámetros eléctricos físicos, convertirlos en datos digitales, almacenarlos y transmitirlos a través de la interfaz de comunicaciones destinadas para esto. El documento de trabajo del AT SMMC contiene la definición sobre las partes que componen las unidades de medida según capítulo 3, se sugiere realizar una redefinición de estos términos según lo descrito en el siguiente apartado:

3.1.1 Componentes de las unidades de medida.

1. Interfaz o transductores de medida: Corresponden a los sensores que realizan la transducción de la información eléctrica física en una señal analógica que puede ser interpretada por el controlador de la unidad de medida, ejemplos de estas interfaces están los transformadores de medida y los shunt.
2. Medidor: Dispositivo electrónico que permite la medición directa, semidirecta o indirecta de variables eléctricas, de acuerdo con lo definido en el artículo 6-11 de la NTD.
3. Interfaz de comunicación: Dispositivo electrónico que permite la transferencia de información desde el medidor a otro dispositivo (cualquiera sea este, concentrador, computador, interfaces de campo, etc), ya sea por medios cableados o por medio inalámbricos. Esta interfaz puede ser integrada al medidor como un módulo externo que se añade.
4. Visualizador: Elemento que muestra visualmente las variables eléctricas registradas por el Medidor o variables asociadas a la tarifa del Cliente y las alertas del sistema, pudiendo encontrarse incorporado al Medidor o como un dispositivo externo (Medidor bi-cuerpo). Generalmente es utilizado un display LCD.
5. Dispositivo de conexión, desconexión y limitación de potencia: Dispositivo que permite interrumpir y restablecer la circulación de energía eléctrica y limitar la potencia de consumo e inyecciones. Este dispositivo puede ser un componente de la Unidad de Medida o ser un elemento independiente y que puede ser operado de forma local o a distancia por el Sistema de Gestión y Operación del SMMC.

3.1.2 Aspectos importantes a considerar sobre el visualizador.

Algunas temáticas adicionales a considerar, que actualmente no se encuentran dentro del documento de trabajo del AT SMMC y que se recomienda agregar, son las siguientes:

3.1.2.1 Comunicación Medidor – Visualizador.

En el caso particular de los equipos denominados “medidores bi-cuerpo”, el visualizador se encuentra separado del medidor. Para estos casos debe existir algún tipo de comunicación que permite intercambiar información entre la unidad de medida y el visualizador, se recomienda realizar alguna descripción y requerimientos mínimos para este tipo de comunicación, ya que esta no estaría incorporada dentro de las comunicaciones según modelo descrito. Se recomienda especificar y agregar lo siguiente:

- La comunicación debe cumplir con las mismas especificaciones técnicas descritas en el documento de trabajo del AT SMMC en el capítulo de comunicaciones.
- El protocolo debe cumplir con las mismas especificaciones de seguridad descritas en el capítulo de seguridad.
- La actualización del visualizador debe ser realizada de manera eventual, logrando con esto que el tiempo de refresco para cada visualizador sea diferente y no saturar la red. Esto se puede realizar mediante parámetros de tiempo aleatorios o mediante la actualización eventual según uso (por ejemplo, cada que ven que la unidad de medida registre un incremento de 1 kWh).
- Si bien se puede utilizar cualquier interfaz ya sea cableada o inalámbrica, se debe dar prioridad a la comunicación inalámbrica o PLC, para no incorporar líneas adicionales a la energía en los empalmes.

- Definir tasa mínima de refresco, se recomienda 15 minutos máximos de intervalo de tiempo de actualización al producirse un cambio en un entero de kWh.
- Incorporar alarma visual cuando el visualizador detecte pérdida de comunicación con la Unidad de Medida o Unidad Concentrador que debe actualizarlo.

Se recomienda que en todos los casos sea la Unidad de Medida o la Unidad Concentradora quien directamente realicen el envío de información para actualización del visualizador. No se recomienda por ningún motivo que la actualización del visualizador sea realizada desde el Sistema de Operación y Gestión, ya que produciría una congestión importante en la red.

3.1.2.2 Variables a visualizar.

El visualizador, como tal, debe mostrar variables eléctricas. Se define en el documento de trabajo del AT SMMC (capítulo 4) los siguientes parámetros a mostrar: fecha y hora, estado de las comunicaciones, presencia y orden de las fases, indicación del sentido de la energía, consumo eléctrico total y discriminado, período tarifario en curso, potencia máxima demandada, potencia contratada e información de control de cargas cuando corresponda. Se sugiere indicar lo siguiente:

- Agregar unidades de medida y sistema de medición utilizado para todas las variables que el sistema visualiza. Recomendable es el uso de un sistema de medida estándar para todo el país.
- Utilizar formato de hora en formato estandarizado en todo el país (formato oficial DD/MM/YYYY).
- Capacidad de recepción de mensaje desde el Sistema de Gestión y Operación directamente dentro de 15 minutos como máximo.
- Para medidor bi-cuerpo debe especificarse la conexión de la comunicación del visualizador con el medidor y la comunicación del medidor con el resto del sistema.

3.1.3 Aspectos importantes que considerar para el medidor.

En este apartado se comentan las principales consideraciones sobre el medidor de la Unidad de Medida del SMMC.

3.1.3.1 Consideraciones sobre la medición de variables eléctricas.

La Tabla 2 muestra un resumen de variables eléctricas a medir por cada una de las exigencias según potencia contratada de los clientes.

Tabla 2. Resumen de requerimientos relacionados a las unidades de medida.

	Exigencias para UM para servicios trifásicos menores	Exigencias para UM para servicios trifásicos mayores	Exigencias para UM para monitoreo del SD
Variables Eléctricas a Medir	E. Activa Consumida [kWh]. E. Reactiva Consumida [kVarh]. E. Activa Inyectada [kWh]. E. Reactiva Inyectada [kVarh]. Tensión [V]. Potencia [kW].	E. Activa Consumida [kWh] (en canales directos). E. Reactiva Consumida [kVarh] (en canales directos). E. Activa Inyectada [kWh] (en canales reversos). E. Energía Reactiva Inyectada [kVarh] (en canales reversos). Tensiones y Corrientes. Potencias Activa, Aparente y Reactiva. Factor de potencia. Continuidad de suministro. Regulación de tensión. Desequilibrio de tensión. Distorsión armónica. Flicker de tensión.	E. Activa Consumida [kWh] (en canales directos). E. Reactiva Consumida [kVarh] (en canales directos). E. Activa Inyectada [kWh] (en canales reversos). E. Reactiva Inyectada [kVarh] (en canales reversos). Tensión fase-neutro. Corrientes. Continuidad de suministro. Factor de potencia. Regulación de tensión. Desequilibrio de tensión. Distorsión armónica (THD considerando al menos hasta la armónica 25).

Características generales.	Medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 1 o superior.	Medidor de tipo estático normalizado clase de precisión 0,5 o superior.	Medidor de tipo estático normalizado, clase de precisión 1 o superior.
	Indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.	Indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.	Indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.
	Al menos, ocho canales para transmisión de datos.	Al menos, ocho canales para transmisión de datos.	Indicadores visuales de alarmas.
	Totalizar las medidas de energía activa y reactiva.	Totalizar las medidas de energía activa y reactiva. Contar con sistema de gestión de demanda.	
Periodos de registro e integración	15 minutos.	15 minutos.	15 minutos

Como consideración principal a realizar en este punto específico del documento de trabajo del AT SMMC, se referencian los registros de autogeneración. En todas las condiciones establecidas en el anexo, se presenta la lectura de la energía consumida y la energía inyectada a la red. Para quienes poseen unidades de autogeneración, la energía consumida/inyectada a la red corresponde a la diferencia de la energía generada y la energía consumida/aportada de la red. Frente a este análisis se tiene específicamente la pérdida de la información de Generación Distribuida y un perfil de demanda erróneo. Con el auge de la autogeneración a nivel mundial se presume importante mantener el respectivo dato para la autoridad y las distribuidoras.

3.1.4 Consideraciones sobre la unidad concentradora.

Cabe mencionar que, para caso particular de la Unidad Concentrador, equipo que es opcional dentro del modelo propuesto, se tiene la siguiente definición según lo descrito en el documento de trabajo del AT SMMC:

“La Unidad Concentradora es un componente que opera como puerta de enlace entre una o más unidades de medida y el sistema de gestión y operación del SMMC. Dependiendo de la tecnología del SMMC, la unidad concentradora puede no ser un componente necesario del sistema.

La Unidad Concentradora puede actuar como puerto de enlace con los Medidores para la obtención de datos de medición, el envío de comandos hacia las Unidades de Medida, además de la transmisión de los datos almacenados y alarmas hacia el Sistema de Gestión y Operación a distancia.”

En general esta unidad tiene tres principales razones de existencia en las diferentes tecnologías encontradas sobre este tipo de sistemas en el mundo:

- Funciona como interfaz de comunicaciones debido a la limitación técnica de la tecnología de comunicaciones para realizar el enlace directo al Sistema de Gestión y Operación.
- Funciona como acumulador de información, es decir la información de muchas unidades de medida quedan almacenadas en una sola unidad simplificando la arquitectura.
- Funciona como punto común de conexión local en terreno de muchas unidades de medida ahorrando tiempo y costos en mantenimiento y operación.

En síntesis, la naturaleza de la Unidad Concentradora puede ser categorizada como parte de las unidades de medida o como parte de las comunicaciones. En este análisis se asume a la Unidad Concentrador como una unidad opcional, incluida como parte interna de la Unidad de Medida.

Como consideración importante es que la unidad concentradora debe actuar siempre como interfaz con respecto a los datos de comunicación y no debería realizar ningún procesamiento sobre los datos de consumo extraídos, de esta forma estos datos tienen un punto menos de posibilidad de falla.

3.2 Análisis del modelo de Sistema de Gestión y Operación.

El sistema de gestión y operación (SGyO) corresponde a los componentes de hardware y de software con sus respectivas aplicaciones que permiten: administrar, controlar y gestionar tanto la información como los datos, además de permitir la ejecución de los comandos relacionados con la operación y lectura del sistema de distribución. Según la definición expresada en el documento de trabajo del AT SMMC el SGyO debe además gestionar el tratamiento de alertas y alarmas y administrar las comunicaciones del SMMC.

3.2.1 Consideraciones sobre la estructura del capítulo.

Según análisis realizado se presenta confusa la estructura del documento de trabajo del AT SMMC, debido a que, si bien el sistema se compone de varios subsistemas, se considera una división desbalanceada donde el Capítulo 4 contempla solo Unidad de Medida y Capítulo 5 considera Sistema de Gestión y Operación, Comunicaciones y Seguridad. Se recomienda la separación de las exigencias del SGyO de las exigencias de las comunicaciones y la seguridad.

Por otro lado, el término eficacia no es utilizado ampliamente para determinar indicadores, el término utilizado es desempeño. Se recomienda cambiar nombre del capítulo a “EXIGENCIAS SOBRE EL DESEMPEÑO DE LOS SMMC”.

Es decir, se recomienda la siguiente estructura propuesta para el documento:

CAPÍTULO 1	: TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES
CAPÍTULO 2	: OBLIGACIONES Y FUNCIONES
CAPÍTULO 3	: ARQUITECTURA Y COMPONENTES DE LOS SMMC
CAPÍTULO 4	: EXIGENCIAS SOBRE UNIDADES DE MEDIDA Y UNIDADES CONCENTRADORAS
CAPÍTULO 5	: EXIGENCIAS SOBRE SISTEMA DE GESTIÓN Y OPERACIÓN
CAPÍTULO 6	: EXIGENCIAS SOBRE COMUNICACIONES Y SEGURIDAD
CAPÍTULO 7	: EXIGENCIAS SOBRE EL DESEMPEÑO DE LOS SMMC
CAPÍTULO 8	: INFORMACIÓN Y AUDITORÍAS DE LOS SMMC
CAPÍTULO 9	: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

3.2.2 Consideración sobre las definiciones.

La aplicación de los conceptos relacionados a la gestión y operación, las comunicaciones y la seguridad tienen un gran vacío presentado por la falta de algunas definiciones. Se considera recomendable incorporar la definición de estos conceptos para así disminuir las posibilidades de las interpretaciones ambiguas por quienes tengan que regirse por esta normativa. En este apartado se muestran las definiciones faltantes y se hace una recomendación de definición según contexto de la norma.

1. Dato: término que se refiere a hechos, eventos, transacciones, etc., que han sido registrados. Es la entrada sin procesar de un sistema informático.
2. Información: se refiere a los datos que han sido procesados y comunicados de tal manera que pueden ser entendidos e interpretados por el receptor.

3. Lecturas: Corresponde al proceso de obtención de los datos de consumo de energía desde el medidor al Sistema de Gestión y Operación.
4. Registro: Corresponde al dato de consumo de energía almacenado en el medidor.
5. Periodos de Lectura: Intervalo de tiempo que indica separación entre una lectura de registro y otra.
6. Remoto: Acceso a datos o funcionalidades de las unidades de medida mediante la red de comunicación.
7. Local: Acceso a datos o funcionalidades de las unidades de medida realizando conexión directa in situ (puede ser conexión inalámbrica o cableada).
8. Alerta: Ocurrencia de una condición específica de carácter eventual y relevante, la cual el sistema es capaz de detectar.
9. Alarma: una señal por medio de la cual se informa sobre la presencia real de ocurrencia de una anterior alerta, falla o condición de riesgo. Corresponde a una alerta, pero de carácter peligroso.

3.2.3 Consideraciones sobre exigencias sobre administración de datos e información.

El artículo 5-1 del capítulo 5 tiene como título “Exigencias sobre administración de datos e información”. Al realizar análisis se puede advertir que existen en la lista de exigencias, puntos relacionados con capacidades técnicas del sistema (funcionalidades) y también existe requerimientos frente a los datos almacenados. Se recomienda realizar la separación de estos puntos de la siguiente manera:

1. *Requisitos funcionales del sistema de gestión y operación:*
 - 1.1. *Permitir el registro de las Unidades de Medida.*
 - 1.2. *Contar con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre Unidad de Medida y Cliente y/o Usuario.*
 - 1.3. *Contar con funcionalidades para la asociación entre las Unidades de Medida para monitoreo del SD y los Cliente y/o Usuarios conectados al transformador de distribución correspondiente.*
 - 1.4. *Disponer de mecanismos para identificar aquellos Clientes y/o Usuarios que inyecten energía al SD.*
 - 1.6. *Permitir la configuración de los períodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC.*
 - 1.7. *Disponer de mecanismo para almacenar en la base de datos central los datos de las lecturas de las variables eléctricas de las distintas Unidades de Medida.*
 - 1.8. *Contar con mecanismos para respaldo periódico y su respectiva restauración de la información tras un alerta o una solicitud de actualización o modificación del SMMC.*
 - 2.1. *Permitir la lectura local y remota, indicando la fecha y hora de cada medida, alarma o dato registrado.*
 - 2.5. *Permitir el monitoreo de la disponibilidad operativa de medidores.*
 - 2.6. *Permitir la generación de reportes de la información almacenada.*
 - 2.8. *Permitir la generación de reportes de continuidad de suministro y regulación de tensión.*
 - 2.9. *Reportar la pérdida de la integridad de los datos almacenados, incluyendo la pérdida de integridad de firmware principal del equipo.*
2. *Requisitos de administración de los datos y la información:*
 - 1.5. *Administrar los datos técnicos de las Unidades de Medida tales como el número de Medidor, localización, relaciones de transformación en el caso de utilizar Transformadores de Medida, y las variables eléctricas a registrar.*
 - 2.2. *Proporcionar información para la gestión de conexiones y desconexiones.*
 - 2.3. *Información de registro de conexiones y desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos.*
 - 2.4. *Permitir el acceso a los datos para la construcción de perfiles de carga y generación.*
 - 2.7. *Permitir el acceso a la información de alertas y/o alarmas.*

NOTA: En el capítulo Análisis puntual del documento de trabajo del AT SMMC., sección Análisis Capítulo 5: Exigencias sobre sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad., se hace referencia a los cambios recomendados sobre la redacción del documento, para efectos prácticos

la respectiva lista de requerimientos tratados en esta sección es presentada con la misma redacción del documento inicial.

3.2.4 Consideraciones sobre la lista mínima de alertas y/o alarmas.

La consideración de lista mínima de alarmas que se recomienda utilizar es la siguiente:

Alertas:

- Alerta de actualización de “firmware” exitoso o fallida.
- Indicar los intentos de acceso no autorizados.
- Enlaces de comunicación con falla.
- Intento de intervención no autorizada o de deterioro físico en la Unidad de Medida.
- Intervención, autorizada o no autorizada, al Sistema de Gestión y Operación debe estar permanentemente disponible y trazable.
- La tensión en los Puntos de Conexión de los Clientes y/o Usuarios que supere los límites establecidos en la NTD.

Alarmas:

- Pérdida de la integridad de los datos almacenados y la pérdida de integridad de firmware principal del equipo.
- Fallas en la red de comunicación.
- La interrupción del suministro y su reposición.
- Intervenciones no autorizadas a los equipos.
- Inyecciones no autorizadas.

El sistema debe permitir el seguimiento y almacenamiento del registro de los accesos al conjunto de órdenes ejecutadas desde el software y los resultados o efectos reportados por las Unidades Concentradoras y/o Unidades de Medida.

NOTA: Se recomienda establecer en un punto del anexo una lista mínima de alertas, en forma de resumen, de lo indicado en cada uno de los puntos del sistema.

3.3 Análisis del sistema de comunicaciones

Las comunicaciones están compuestas por el conjunto de interfaces que en funcionamiento conjunto son capaces de establecer una red de comunicación en canales diferentes.

3.3.1 Consideraciones de la definición de la red de comunicación.

En el artículo 3-7 se define el sistema de comunicación basado en los tipos de comunicaciones, esta definición no es rigurosa con las definiciones encontradas en la literatura ni tampoco con el espíritu del SMMC.

La recomendación es utilizar la siguiente definición de los sistemas de comunicación:

“Los sistemas SMMC pueden implementarse mediante distintas tecnologías de comunicación, las cuales pueden ser a través de medios de transmisión guiados (comunicación cableada) o mediante transmisión inalámbrica. A continuación, se incluye una lista, no exhaustiva, de posibles tecnologías de comunicación a emplear en sistemas SMMC. Esta lista no excluye futuras tecnologías que cumplan con los requerimientos establecidos para sistemas SMMC.

Cableadas:

1.1. Power Line Communications (PLC): Utiliza la red eléctrica para el intercambio de información, convirtiendo dicha red en una línea digital para la transmisión de datos. Puede ser de banda ancha o banda angosta.

1.2. *Digital Subscriber Line (DSL): Utiliza par trenzado de cobre la transmisión de datos digitales a alta velocidad.*

1.3. *Passive Optical Network (PON): Utiliza fibra óptica como medio para la transmisión de datos usando luz en el largo de onda infrarojo, predominantemente un largo de onda de 1310 y 1550 nm. Las tecnologías PON más predominantes son TDM, DWDM y CWDM.*

Inalámbricas:

1.4. *IEEE 802.11/WiFi: Utiliza el medio inalámbrico para transmisión de información de acuerdo a los estándares de IEEE 802.11. Típicamente emplea la banda no licenciada de 2.4GHz o 5GHz. Se puede complementar con el estándar IEEE 802.11s para soportar configuraciones de topología en malla.*

1.5. *IEEE 802.15.4 y IEEE 802.15.4g: Utiliza el medio inalámbrico para la transmisión de información de acuerdo a los estándares de IEEE 802.15.4. Permite cobertura de cortas distancias en la versión 802.15.4, típicamente entre 10 m y 20 m, o cobertura extendida en la versión 802.15.4g, típicamente entre 10 m y 100 m. Opera en bandas no licenciadas de 915 MHz y 2.4G GHz, y soporta transmisión en otras bandas entre los 700 MHz y 1 GHz.*

1.6. *Redes celulares 3G/4G: Utiliza el medio inalámbrico para la transmisión de información de acuerdo a los estándares establecidos por 3GPP. Emplea bandas licenciadas que varían de acuerdo a la tecnología: 3G – 850 MHz/900 MHz/AWS (1700-2100 MHz) y 4G – 700 MHz/2600 MHz/AWS (1700-2100 MHz)*

El tipo de medio, cableado o inalámbrico hace referencia a la tecnología de acceso para el equipo final. Sin embargo, los sistemas de comunicación podrán requerir la combinación de diferentes medios de comunicación para proveer conectividad extremo-extremo, por ejemplo, algunos tramos de las redes celulares se conectan vía fibra óptica, o en algunos sistemas se combina la conexión mediante WiFi con conectividad celular entre algunos componentes de la red.”

3.3.2 Consideraciones sobre el monitoreo de la red de comunicaciones.

En sistemas intensivos en comunicaciones y con alta cantidad de flujo y criticalidad en las comunicaciones suele ser necesario o recomendable el uso de sistemas de monitoreo remoto del estado de la comunicación.

Se sugiere incorporar como condición la capacidad del sistema de realizar monitoreo remoto de la red de comunicaciones. En el artículo 5-5 se sugiere ingresar la directiva (o similar) “Permitir el monitoreo remoto de la red que conecta los componentes del SMMC”.

3.3.3 Consideraciones sobre la emisión de señales RF.

En el análisis desarrollado de los productos existentes en el mercado se pudo apreciar que la tecnología de radiofrecuencia es ampliamente utilizada para interfaces de comunicación de sistemas de monitoreo y control en diversos países.

Las limitaciones en los tiempos de transmisión y la irradiación de potencia en las señales de radio en general esta normada y en muchas ocasiones se deben realizar un pago por uso de un determinado ancho de banda del espectro, el caso de Chile no es la excepción.

Se sugiere agregar normativa de la subsecretaría de telecomunicaciones de Chile como parte de la normativa a cumplir (homologación de los equipos) para los casos de transmisión con radiofrecuencia (Resolución Exenta N° 755 de 2005² para bandas de frecuencia libres).

² <https://www.chileatiende.gob.cl/fichas/18375-certificacion-de-equipos-de-telecomunicaciones>

3.3.4 Consideraciones sobre la comunicación PLC.

En los análisis desarrollados en experiencias internacionales y referente a las entrevistas realizadas a diferentes actores del sistema eléctrico en Chile, se ha llegado a las siguientes consideraciones sobre la tecnología PLC:

- Sobre tecnologías PLC BroadBand puede indicarse que tienen un costo mucho a mayor a las otras tecnologías PLC y un gran desempeño en lo que ha tasa de transferencia se refiere. Su principal desventaja es que sufre gran atenuación de la señal (lo que se traduce en una baja distancia de cobertura) por características del canal de transmisión como: impedancias bajas, capacitancias distribuidas y uniones de cables.
- Sobre tecnologías Ultra Narrow Band (como TWACS) se pudo apreciar que presentan el mayor desempeño en distancia de cobertura, pero, corresponden a tecnologías de muy baja tasa de transferencia de información. Estas tecnologías fueron creadas principalmente con la finalidad de facturación, es decir, la necesidad de un dato mensual o un dato diario pero no fueron concebidas para el desarrollo de un SSMC.
- Las redes de distribución con conductores basados en aluminio tienen atenuación de la señal PLC en todas las frecuencias o en todas las tecnologías.
- En las experiencias internacionales los mejores resultados han sido obtenidos en tecnologías Narrow Band, como por ejemplo G3, Meter&More o prime (bandas entre 100 y 500 khz de portadora) principalmente por ser una buena solución de compromiso entre cobertura de distancia, velocidad de transferencia y costo.
- Referente al desempeño, la red PLC corresponde a un canal de comunicación un tanto hostil. Las adversidades presentadas por el canal son: atenuación de la señal por impedancias bajas de la red, cambios de ganancia debido a cambios de impedancia aleatorios, refracción de la onda por uniones de cables, atenuación debido a la capacitancia e inductancia distribuida en la línea de transmisión. La revisión de la experiencia internacional en cuanto al desempeño de las comunicaciones PLC tiene diversas aristas, pero en general la disponibilidad de las comunicaciones PLC no supera el 90% en los mejores casos.

3.4 Análisis de la seguridad de los datos

La seguridad de los datos constituye todas las funcionalidades que permitan proteger los datos de principalmente en la etapa de transporte y almacenamiento. En general un sistema de seguridad está compuesto por diferentes aspectos, tales como: protocolos, procedimientos, verificaciones, encriptación, etc.

Según el análisis del documento de trabajo del AT SMMC descrito en este documento se pudo apreciar que el título referente a los requerimientos de seguridad del SMMC es el capítulo donde se deben realizar la mayor parte de las correcciones.

3.4.1 Sobre la transversalidad de la seguridad.

La seguridad como dimensión transversal entre todos los subsistemas y componentes del SMMC debe ser considerada como tal. Debido a esto como origen del análisis del capítulo parece pertinente especificar la seguridad de cada uno de los componentes. Para esto existen dos alternativas: especificar en el capítulo de exigencias de cada subsistema la seguridad inherente a

él, o bien especificar las exigencias en el capítulo de seguridad, pero considerando cada uno de los componentes del SMMC. Para el caso de este análisis y por simplicidad en la comprensión se decidió especificar la seguridad para cada componente del SMMC en el capítulo sobre las exigencias de seguridad.

3.4.2 Sobre las definiciones de los conceptos en seguridad.

Se refinan los principales conceptos a considerar en los aspectos inherentes a la seguridad de los datos del SMMC.

1. Seguridad: Estándares, protocolos, métodos, reglas y herramientas que permiten minimizar los riesgos de la infraestructura informática y, especialmente, la información contenida en una computadora o circulante a través de las redes de computadoras.
2. Integridad: atributo o cualidad que es inherente a la información cuando se considera exacta, completa, homogénea, sólida y coherente con la intención de los creadores de los datos que la conforman.
3. Privacidad: es el aspecto del sistema que se ocupa de la capacidad que se tiene para determinar qué datos en un sistema pueden ser o no compartidos con terceros.
4. Autenticación: capacidad de un sistema de determinar con un mínimo riesgo que el emisor de un mensaje es quien dice ser.
5. Legitimidad: Capacidad del sistema para determinar si un software es la versión que dice ser o que debería ser.

3.4.3 Resumen de la seguridad en cada componente del SMMC.

En las tablas 4, 5 y 6 se muestran los cuadros resúmenes para la implementación de seguridad en las Unidades de Medida, Comunicación y Sistema de Gestión y Operación respectivamente.

Tabla 3. Cuadro resumen de aspectos a considerar en la seguridad de las unidades de medida.

Dimensión	Aspecto de seguridad a incorporar
Firmware	Procedimiento automático de verificación de integridad. Procedimiento de auditoría para legitimidad de la versión instalada. Actualización remota del firmware segura ³ .
Datos	Procedimiento de revisión de integridad. Generación de alarma frente a la pérdida de integridad.
Interfaz de comunicación	Solo responder comunicación de entidades que cuenten con la debida autorización (generación de alarma a intentos no autorizados).
Chasis	Detección de apertura de caja del equipo y/o detección de caja empalme.

³ Referente a la actualización de firmware remota, cabe destacar que normativas como la brasileña no permiten actualización de firmware (remota o local) por considerarlo una falla importante de seguridad, para modificar firmware es necesario realizar nueva homologación del sistema.

Por otro lado actualización remota del firmware podría causar una congestión importante de la red, considerar que un firmware tiene al menos 32 kBytes de información en los equipos más pequeños, transmitir esa cantidad de información por una red de bajo desempeño como el PLC puede traer una serie de problemas de comunicación.

Tabla 4. Cuadro resumen de aspectos a considerar en la seguridad de la red de comunicaciones.

Dimensión	Aspecto de seguridad a incorporar
Firmware de las interfaces	Procedimiento automático de verificación de integridad. Procedimiento de auditoría para veracidad de la versión instalada. Actualización remota del firmware segura.
Protocolo de comunicación	Autenticación. Comprobación del emisor del mensaje sea quien dice ser y alarma en caso de detectar falso emisor. Integridad. El sistema debe detectar siempre que ocurra una modificación del mensaje realmente emitido, descartarlo y generar alarma. Privacidad. El mensaje no debe ser codificado por alguna entidad externa ⁴ .
Interfaz de comunicación	Solo responder comunicación de entidades que cuenten con la debida autorización.
Caja externa	Detección y generación de alarma al abrir caja donde se encuentre la interfaz.

Tabla 5. Cuadro resumen de aspectos a considerar en la seguridad del sistema de gestión y operación.

Dimensión	Aspecto de seguridad a incorporar
Software	Procedimiento automático de verificación de integridad y versión instalada (HASH). Autenticación de usuarios según niveles de permisos. Actualización periódica.
Redes	Uso de redes privadas de la compañía. Proxy/Firewall acceso a la red. No permitir acceso remoto a las redes.
Servidores y bases de datos	Respaldo de la información periódicamente. Sistemas almacenamiento con detección y corrección de errores (RAID).

⁴ En muchas arquitecturas de sistemas de similares en el mundo se considera privacidad solo para la transmisión de los datos de consumo de energía y no para el resto de las comunicaciones.

4 Análisis de otros aspectos relevantes.

En este capítulo se revisan aspectos importantes a considerar del SMMC no considerados en los análisis anteriores.

4.1 Análisis sobre la medición de eficacia de los SMMC.

En el AT del SMMC se plantean algunos indicadores de desempeño del sistema. Se ha utilizado la palabra “desempeño” en vez de “eficacia” ya que en general la idea de estructurar indicadores es medir el rendimiento del sistema frente a una dimensión considerada crítica. Los indicadores que se presentan en este anexo son los siguientes:

1. Eficacia de la Medición
2. Eficacia del Monitoreo del Estado de Suministro
3. Eficacia del Monitoreo de Calidad de Producto
4. Eficacia del Control
5. Eficacia del Tiempo de Reposición
6. Eficacia de la Comunicación a los Usuarios

Existen un punto importante a destacar en la medición del desempeño. La forma de la redacción de los indicadores y la forma en que estos indicadores se han descrito puede dar la impresión de que existe algunos problemas o no se estipula como medir el denominador de la fracción, por ejemplo:

“Se entiende por “Eficacia de la Medición” para un par Comuna – Empresa del Anexo Clasificación de Redes: Comuna – Empresa de la NTD, al siguiente indicador:

$$Eficacia_{Medición} = \frac{MECIAR}{MTCIAR} * 100$$

Donde:

- MECIAR: Cantidad de mediciones exitosas de consumos e inyecciones de energía activa y reactiva, almacenadas en la Base de Datos Central, durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente.
- MTCIAR: Total de mediciones de consumos o inyecciones de energía activa y reactiva, almacenadas en la Base de Datos Central, realizadas durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente.”

No queda claro cuál es la diferencia entre MECIAR y MTCIAR, lo descrito se puede interpretar como una igualdad entre las mediciones exitosas y el total de mediciones ya que en ambos casos el indicador es extraído de la base de dato y las mediciones no exitosas no serán almacenadas en el base de datos.

Al analizar este tema se acordó modificar el indicador incorporando información temporal al denominador, es decir, el indicador hace sentido siempre que se esté midiendo en una ventana de tiempo. Se sugiere realizar el cambio de estos indicadores.

4.2 Análisis sobre la auditoria de los SMMC.

El documento de trabajo del AT SMMC implementa la realización de auditorías bajo los siguientes aspectos:

- Las empresas distribuidoras coordinan auditorías periódicas del sistema.
- Las auditorías deberán cumplir con una periodicidad de 2 años.

Se sugiere realizar modificaciones a este apartado incluyendo los siguientes puntos adicionales:

1. Generación de una certificación inicial. Toda normativa actualmente (por ejemplo, ISO9001) en primera instancia consta de una certificación inicial, que considera que un organismo certificado externo, pueda dar fe que se cumple con lo mínimo requerido de la normativa. Se propone generación de estamentos (por definición no relacionado a las distribuidoras), los cuales pueden ser privados, públicos o académicos que pueden certificar cumplimiento de al menos una lista crítica de requerimientos para que las distribuidoras pueden instalar.
2. Generación de plan de trabajo para cumplimiento de observaciones. Distribuidoras deben realizar cumplimiento de las observaciones no críticas en un plazo de 2 años según plan estipulado. En caso de que una observación sea repetida se incorpora a la lista crítica.
3. Realizar las auditorías cada 2 años independiente de existir o no observaciones pendientes.
4. Cualquier cambio relacionado a la medición directa de los equipos de medida, debe ser informado y se debe realizar la certificación nuevamente.

4.3 Análisis del uso de la información de los SMMC.

Uso de la información generada por los SMMC en el mundo.

4.3.1 Uso de Información generada por los SMMC por parte de las Distribuidoras

Se postula en varios trabajos revisados, un tema muy importante y es la rentabilidad de la inversión asociada a la incorporación de un sistema de medición inteligente. Muchos autores asumen que no es justificable una realizar una inversión significativa para las distribuidoras en el cambio de los medidores actuales a medidores inteligentes, solo con la finalidad de obtener información de lectura de datos del suministro eléctrico. Por esta razón la tendencia es a generar un mercado de servicios o utilidades adicionales, basado en la información obtenida, con tal de aumentar la rentabilidad de invertir en estos sistemas.

Por citar un ejemplo se propone mejorar la gestión de la carga aprovechando el uso de la electricidad de todos los clientes cuando existan muchos medidores inteligentes conectados a la red. Actualmente en muchos lugares, aún se estima la carga máxima de los transformadores en forma estadística mediante el uso mensual de los datos de consumo de energía y la capacidad necesaria seleccionada de cada transformador en caso de sustituirlos debido al envejecimiento. Sin embargo, en el futuro se podrá seleccionar la capacidad de transformador más apropiada por la carga real de los datos de los medidores inteligentes. Además, al fijar un umbral para diferentes instalaciones de distribución basadas en las características de carga y en la especificación de cada equipo, se puede estimar el tiempo para reemplazarlas con mayor precisión. Además, se espera que mejore el servicio al cliente mediante la utilización de datos enviados mediante medidores y crear múltiples efectos combinando datos de medidores inteligentes y otros datos de sensores de diversas índoles.

Dentro de los usos adicionales propuestos en los trabajos estudiados se pueden citar los siguientes:

1. Data Mining: Cálculos de perfiles de carga, estudio de componentes de la red y cambios en ella, perfiles de falla en las redes, demanda flexible, etc.
2. Identificación de topología de red: Topologías relacionadas con cambios no informados, conexiones no autorizadas, desconexiones no autorizadas, etc.



3. Mitigación de pérdidas en la red: Pérdidas técnicas o pérdidas no técnicas (en general robo de energía).
4. Estimación en tiempo real de potencia para ERNC.
5. Estimación de parámetros de red en micro-redes para permitir la conexión de autogeneración y mantener datos en forma permanente.
6. Detección de falla en equipos dentro de la red eléctrica o predicción de estas.

4.4 Opiniones adversas y desafíos del SMMC en el futuro.

Como todo sistema de procesamiento de información, en donde se realiza un cambio en el paradigma utilizado por un largo tiempo, se presenta una importante resistencia al cambio y una serie de controversias en torno al proceso de implementación. Por citar alguno, en USA, 19 de los 60 estados se han opuesto públicamente a la instalación de Smart Meter para el desarrollo de una red inteligente. Además es sabido que todo nuevo sistema tiene ventajas, pero también desventajas, estas últimas generalmente toman protagonismo en el proceso de cambio. En este apartado se expresa la opinión internacional adversa a los sistemas de medición inteligentes.

Las principales razones observadas en la experiencia internacional son:

- Entendimiento de la sociedad comúnmente de que las cuentas de consumo de energía aumentan. Efecto comprobado principalmente por la tendencia a los equipos de medición de “marcar un consume menor” con el tiempo y sumado a la precisión que traen las nuevas tecnologías en los consumos pequeños.
- Se atribuye quema de equipos e incendio en casas a equipos de medición que han tenido problemas. En general estos problemas se presentan dentro del rango normal de falla de cualquier equipo eléctrico.
- Se atribuyen interrupciones en transmisiones de radio por uso del espectro.
- Se atribuye problemas de salud orientado a la radiación electromagnética.
- Se atribuyen problemas de privacidad en los comportamientos de las personas derivados del consumo de energía.
- Obsolescencia tecnológica, por ejemplo, en los años 2000 a 2012 se generaron grandes instalaciones con concentradores conectados a la red GSM y GRPS. Actualmente velocidad de ese tipo de tecnología no cumple ninguna normativa presente.
- Estimación de lecturas por parte de los Medidores: En países se utilizó tecnología de estimación, para casos de pérdida de comunicación en los sistemas de medición, generando cuentas de varios pesos a sus usuarios y en ocasiones deudas a otros.
- Baja señal de comunicación: Señal deficiente por conceptos físicos de la instalación (paredes, árboles, etc). Incremento en el costo y/o no lectura de datos. Smart Meters sin comunicación funcionan en algunos casos entregando menos información que un medidor convencional.
- Visualizadores incomprensibles: Las unidades de visualización vinculadas a los medidores inteligentes son crudas y difíciles de entender, en ocasiones no generan beneficios para el usuario.
- Poca evidencia de ahorro en energía: Hay poca evidencia de que estos sistemas ahorren energía o dinero, inicialmente se instalaron este tipo de sistemas esperando obtener ahorros en el largo plazo (Europa).

- Problemas en la instalación: Daños por instalación de forma incorrecta y medidores cruzados (visualizadores y medidores instalados de manera cruzada entre clientes cercanos).
- En muchos países se ha presentado una serie de complicaciones en la aprobación de proyectos o normativas referentes a sistemas de medición inteligente, por el alto costo inversión y mantención del sistema sobre las actuales soluciones sin comunicación.
- Complicación en la adquisición de la información adquirida en los sistemas de medición, monitoreo y control por complejidad y volumen de esta.

4.4.1 Desafíos futuros según experiencia internacional.

De todas las experiencias revisadas en este estudio, se realizó un catastro con los principales desafíos que se han presentado en los sistemas de medición inteligentes. Estos desafíos son:

1. Sistema de comunicación.

Uno de los principales desafíos de los SMMC es Desarrollo de redes de comunicación que permitan realizar la transmisión de datos de forma segura, rápida y aun costo razonable. Es un problema en general el lograr la comunicación de todas las unidades de medida de energía por la conectividad necesaria. Actualmente se trabaja principalmente en la investigación de dos principales áreas de comunicación para la red de acceso al campo: Comunicación inalámbrica (generalmente Wireless Frequency Hopping) y transmisión de datos por la línea de tensión PLC (Power Line Communications).

2. Privacidad de la información.

Otro punto importante y bastante concurrido, dentro de los desafíos de los sistemas de medición inteligentes, es la privacidad de la información. Una gran cantidad de datos generados y transmitidos por diferentes redes y sistemas necesitan políticas y técnicas claras de mantención de privacidad. Actualmente se estudian y desarrollan nuevas técnicas de privacidad de la información, principalmente mediante la adición de ruido controlado a la comunicación o cifrado de la información.

Por otro lado si bien en el documento de trabajo del AT SMMC define como dueño de los datos al usuario/consumidor, una técnica usada regularmente es la de entregar algún tipo de beneficio bajo el cual debe ser aprobados los “términos y condiciones”, los cuales contemplan la entrega de la información (por ejemplo la clásica estrategia de acumulación de puntos en retail). Legalmente no vemos posibilidad de regulación en este caso, pero la recomendación es dar disponibilidad obligatoria de los datos al usuario, por parte de las distribuidoras, bajo algún formato estándar de uso de información (Excel, csv, txt, etc). De esta forma quien desee utilizar sus datos lo podrá realizar sin la firma de los mencionados “términos y condiciones”.

3. Compresión de información.

Importante también para el sistema es la gran cantidad de datos que una plataforma como la descrita puede generar. La transmisión de estos datos puede tener limitaciones técnicas y/o altos costos. Actualmente existen varios desarrollos en el ámbito de las técnicas de compresión de datos (principalmente sin pérdidas) que permiten la eliminación de la información no redundante para así optimizar la cantidad de información transmitida.

4. Minería de datos y Big Data.

Como ya fue mencionado en el punto anterior los sistemas de medición inteligentes generan una gran cantidad de datos los cuales es complejo transmitir, pero además también existe complejidad en procesar esta información y encontrar patrones que permitan optimizar el sistema. Según la



Universidad de Chile
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Centro de Energía
Área Redes Inteligentes



bibliografía revisada se está trabajando en diferentes metodologías para el procesamiento de la información, entre ellas se puede mencionar PCA (análisis de componentes principales), WDT (Wavelets), matemáticas y estadística, etc. El principal objetivo es poder determinar patrones de consumo, perfiles de carga y la predicción de fallas en la red eléctrica.

5. Aplicaciones que permitan agregar valor.

Muchos de los desafíos actuales se centran en la búsqueda de aplicaciones adicionales para estos sistemas. La idea principal es sumar aplicaciones que permitan agregar valor al sistema y fomentar la inversión. Actuales trabajos se centran en la transmisión de información de precios instantáneos, cálculo de perfiles de carga, cálculos y optimización para incorporación de ERNC, topología de red, etc.

5 Análisis puntual del documento de trabajo del AT SMMC.

En el siguiente capítulo se expone un análisis punto por punto de cada capítulo del documento de trabajo del AT SMMC. Cada punto analizado es presentado con un índice, la referencia al documento, el texto original del documento, la explicación del problema, una recomendación de modificación de la redacción para solucionar el problema presentado y una prioridad de cambio según se estima la criticalidad del punto para la implementación del anexo final del SMMC.

NOTA: La técnica de priorización es basada en 4 niveles denominados: M, S, C, W. Donde M – MUST Requisitos obligatorios o muy críticos. S – SHOULD Requisitos importantes, pero no obligatoriamente necesarios. C – COULD Requisitos que podría incluir la solución. W – WON'T Requisitos pensados en el futuro.

5.1 Análisis Capítulo 1: Terminología y Exigencias Generales.

1	Título 1-2 Artículo 1-4	<i>“8. Protocolo de Comunicación: Los protocolos de comunicación están constituidos por un conjunto de estándares que permiten que dos o más componentes de un sistema se comuniquen independientemente de sus especificaciones físicas.”</i>	C
		La definición de protocolo de comunicación no es consistente con las definiciones encontradas en la literatura.	
		La recomendación es utilizar: “Protocolo de comunicación se define como un conjunto de normas que permite la comunicación entre unidades del sistema, estableciendo la forma de identificación de estos en la red, la forma de transmisión de los datos y la forma en que la información debe procesarse”.	

5.2 Análisis Capítulo 2: Obligaciones y funciones.

No existen observaciones de forma o redacción en este punto.

5.3 Análisis Capítulo 3: Arquitectura y componentes de los SMMC.

No existen observaciones de forma o redacción en este punto.

5.4 Análisis Capítulo 4: Exigencias sobre unidades de medida y unidades concentradoras.

2	Título 4-1 Artículo 4-6	<i>“1. Permitir comunicaciones bidireccionales entre la Unidad de Medida y la Unidad Concentradora, si corresponde, de acuerdo con la tecnología, y con el Sistema de Gestión y Operación.”</i>	M
		Es primordial asegurar la comunicación bidireccional, en el SMMC, entre la Unidad de Medida y el Sistema de Gestión y Operación. Además, también se debe permitir la interoperabilidad del sistema permitiendo la conexión de los equipos en un espectro amplio, como por ejemplo interfaces de mantenimiento u otras unidades del SMMC.	
		La recomendación es cambiar la redacción utilizado “1. Permitir comunicaciones bidireccionales entre los componentes autorizados del SMCC y las interfaces utilizadas para el mantenimiento”.	

3	Título 4-1 Artículo 4-7	<i>"2. Para casos en que la información visualizada no sea en tiempo real, el visualizador debe considerar los tiempos de actualización de acuerdo con cada tecnología, sin que esto afecte la integridad de la información ni su trazabilidad".</i>	S
		No se hace referencia a los tiempos de actualización del equipo.	
		La recomendación es cambiar la redacción utilizado lo indicado anteriormente en este informe "2. Para casos en que la información visualizada no sea en tiempo real, el visualizador debe considerar ser actualizado a más tardar 15 minutos posteriores a la actualización de un entero de kWh, sin que esto afecte la integridad de la información ni su trazabilidad".	
4	Título 4-1 Artículo 4-7	<i>"4. Debe garantizar su funcionamiento tras ausencia de tensión en la Red de Distribución durante un tiempo mínimo de 120 minutos."</i>	W
		No se hace referencia monitoreo de batería o al cálculo.	
		La recomendación adherir entrega de información referente al estado de la batería o sistema de almacenamiento "4. Debe garantizar su funcionamiento tras ausencia de tensión en la Red de Distribución durante un tiempo mínimo de 120 minutos y debe mostrar al usuario remanente de energía o tiempo durante este proceso."	
5	Título 4-1 Artículo 4-9	<i>"5. Tener una durancia (aguante eléctrico) eléctrica de, a lo menos, 10.000 operaciones de apertura y cierre con carga hasta la nominal definida por el fabricante y una capacidad de ruptura, según los rangos normalizados, según los valores proporcionados por las Empresas Distribuidoras, resultado de estudios específicos debidamente fundados."</i>	C
		Palabra "durancia" no existe en la RAE.	
		Se recomienda realizar cambio de esta palabra por ciclos de operación: "5. Tener una durabilidad eléctrica (aguante eléctrico) de, a lo menos, 10.000 operaciones de apertura y cierre con carga hasta la nominal definida por el fabricante y una capacidad de ruptura, según los rangos normalizados, según los valores proporcionados por las Empresas Distribuidoras, resultado de estudios específicos debidamente fundados."	
6	Título 4-1 Artículo 4-9	<i>"6. En el caso que la red sea polifásica se debe garantizar la apertura o cierre de forma simultánea de todas las fases. En el caso que se efectúe una apertura o cierre de forma parcial, es condición el que dicho mecanismo regrese al estado original."</i>	W
		Palabra "simultánea" no tiene una definición clara, generalmente en estos sistemas consiste en un tiempo determinado máximo de retardo.	
		Se recomienda utilizar definición de simultaneidad: "6. En el caso que la red sea polifásica se debe garantizar la apertura o cierre de todas las fases en un tiempo no mayor a 1 segundo. En el caso que se efectúe una apertura o cierre de forma parcial, es condición el que dicho mecanismo regrese al estado original."	
7	Título 4-1 Artículo 4-9	<i>"9. Contar con un sistema que permita realizar las operaciones de conexión y desconexión de los consumos e inyecciones con una señal de forma local, tomando como referencia un límite máximo de potencia que debe ser programado de forma remota y/o local."</i>	S
		El concepto local es aplicado en todo el documento como una conexión en situ con el dispositivo.	
		Se recomienda utilizar local y automático dentro de la directiva "9. Contar con un sistema que permita realizar las operaciones de conexión y desconexión de los consumos e inyecciones con una señal de forma local y automático, tomando como referencia un límite máximo de potencia que debe ser programado de forma remota y/o local".	

5.5 Análisis Capítulo 5: Exigencias sobre sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad.

8	Título 5-1 Artículo 5-1	<i>"1.1. Permitir el registro de las Unidades de Medida."</i>	S
		La palabra registro puede generar confusiones en el marco de aplicaciones de medición ya que su significado puede ser comprendido como "registro" o dato de una unidad de medida sobre consumo o bien "registro" como conjugación del verbo registrar.	
		La recomendación es cambiar la redacción utilizado una palabra más utilizadas en este tipo de sistemas como identificar, almacenar, listar, etc. Se sugiere "Disponer de un sistema de identificación de las unidades de medida".	
9	Título 5-1 Artículo 5-1	<i>"1.2. Contar con funcionalidades para agregar, cambiar o modificar la asociación entre Unidad de Medida y Cliente y/o Usuario."</i>	S
		Las funciones "cambiar" y "modificar" parecen equivalente.	
		La recomendación sería modificar redacción, eliminando una de las palabras "agregar" o "modificar" o en su defecto usar "agregar, modificar y eliminar".	
10	Título 5-1 Artículo 5-1	<i>"1.5. Administrar los datos técnicos de las Unidades de Medida tales como el número de Medidor, localización, relaciones de transformación en el caso de utilizar Transformadores de Medida, y las variables eléctricas a registrar."</i>	S
		Se menciona la administración de los datos técnicos de las unidades de medida y se entregan ejemplos de algunos de estos datos. Según lo revisado se puede apreciar que el ingresar ejemplos puede entenderse como que solo es obligatorio el registro de esos datos y nada más.	
		Se sugiere cambiar redacción y usar solo la capacidad del sistema para almacenar los datos técnicos obtenidos desde las unidades de medida o en su defecto listar los datos mínimos que deben ser administrados.	
11	Título 5-1 Artículo 5-1	<i>"1.6. Permitir la configuración de los periodos de lectura y otras funcionalidades implementadas en los SMMC."</i>	M
		El uso de "... y otras funcionalidades" genera confusión ya que desde el escrito no puede diferenciarse a qué tipo de otras funcionalidades se refiere.	
		Por otro lado, el uso de la palabra permitir genera cierto "relajamiento" de la condición mínima. Se recomienda utilizar una redacción del tipo, "Disponer de una configuración de periodos de lectura".	

12	Título 5-1 Artículo 5-1	<p><i>"1.8. Contar con mecanismos para respaldo periódico y su respectiva restauración de la información tras un evento o una solicitud de actualización o modificación del SMMC."</i></p>	M
		<p>Un respaldo tiene dos variables temporales a especificar, 1) cada cuanto tiempo se realiza este respaldo, que también corresponde a la máxima pérdida de información más actual, considerando que la pérdida ocurriese justo en el instante antes de inicie uno de estos respaldos. 2) la cantidad de información o en su defecto cuando tiempo de información será almacenada, que indica el punto más antiguo que será respaldado y que podrá ser restaurado, la información anterior a este punto no es posible restaurarla.</p> <p>Como anexo de la normativa se considera que esta información temporal (mínimo) debiese ser especificada, con el fin de evitar que se realicen respaldos que no contribuyen en nada a la operación del sistema (por ejemplo, un respaldo cada 10 años).</p>	
		<p>Se recomienda utilizar una redacción del tipo, "Disponer de un respaldo de datos de a lo menos 1 año y posibilidad de restauración del sistema desde al menos el mes pasado". Se considera un año de respaldo debido a que algunas variables tarifarias son realizadas por cálculos de un año y se considera un mes debido a que los equipos según la normativa deben tener internamente un registro de al menos 40 días.</p>	
13	Título 5-1 Artículo 5-1	<p><i>"2.1. Permitir la lectura local y remota, indicando la fecha y hora de cada medida, alarma o dato registrado."</i></p>	S
		<p>Se diferencias dos temáticas en esa directiva. La primera que indica sobre la posibilidad de lectura de equipos en forma local y en forma remota y otra que indica que los datos leídos deben contener fecha y hora, ambas temáticas juntas puede generar alguna confusión.</p>	
		<p>Se recomienda indicar una directiva inicial sobre la lectura y otra sobre la marca de tiempo, es decir</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) "Permitir lectura local y Remota de los datos de los equipos del sistema." 2) "Todos los datos (lecturas, variables eléctricas, alarmas o alertas que sean leídos del sistema deben contener marca de tiempo." 	
14	Título 5-1 Artículo 5-1	<p><i>"2.3. Información de registro de conexiones y desconexiones y los tiempos asociados a cada uno de ellos."</i></p>	M
		<p>La directiva indicada se redactó sin la presencia de un verbo, por lo que carece de acción a cumplir.</p>	
		<p>Se recomienda cambiar la redacción indicando la acción a cumplir, por la naturaleza del sistema se podría inferir que se trata la obtención de la información, por lo que una sugerencia podría ser: "Almacenar información de conexión y desconexión del servicio y los tiempos asociados a estas alertas".</p>	
15	Título 5-1 Artículo 5-1	<p><i>"2.5. Permitir el monitoreo de la disponibilidad operativa de medidores."</i></p>	M
		<p>Se indica solo que debe permitirse el monitoreo. La palabra monitoreo en general hace referencia a tener monitores sobre lo que se va a monitorear, pero no necesariamente remotos. Según el espíritu del SMMC se tiene convicción de estos tipos de funcionalidades debiesen ser remotas.</p>	
		<p>Se recomienda "2.5. Permitir el monitoreo remoto de la disponibilidad operativa de medidores."</p>	

16	Título 5-1 Artículo 5-1	<i>"2.7. Permitir el acceso a la información de alertas y/o alarmas."</i>	S
		Dependiendo del caso, la cantidad de registros que puede ser generadas mediante alertas y/o alarmas en sistemas de este tipo es muy elevada y por lo tanto se hace necesario almacenar mucha información. Por otro lado, en general este tipo de alertas se utilizan en tiempos cercanos a cuando ocurren, es decir, es poco probable que sea necesario revisar registro de alertas desde hace muchos años atrás.	
		Se recomienda especificar la cantidad de tiempo que los registros deben estar disponibles en el SMMC y se sugiere disponibilidad de un año como mínimo.	
17	Título 5-1 Artículo 5-1	<i>"2.9. Reportar la pérdida de la integridad de los datos almacenados, Y incluyendo la pérdida de integridad de firmware principal del equipo."</i>	M
		Directiva confusa, en primera instancia indica reporte de integridad de los datos en la base de datos y posteriormente se solicita incluir integridad del firmware. Es confuso y no queda claro a que firmware específico se refiere. Además, la naturaleza para mecanismos de detección de integridad en la base de datos es un tema bastante cotidiano, sin embargo, no existen técnicas tan avanzadas para la detección de pérdida de integridad en el firmware, ya que podría corromperse justo la parte que contiene las rutinas de detección de integridad.	
		Se recomienda separar las directivas, indicando los detalles mencionados en el punto anterior, una propuesta para esto sería: 1) "Reportar pérdida de integridad en la base de datos". 2) "Reportar pérdida de integridad en el firmware de los equipos".	
18	Título 5-1 Artículo 5-2	<i>"Artículo 5-2 Pérdida de datos. En caso de detectar que existe una pérdida de información irrecuperable y que impida a la Empresa Distribuidora llevar a cabo la facturación de los consumos de los servicios según las exigencias establecidas en los decretos tarifarios vigentes, la Empresa Distribuidora debe informar tal hecho tanto a la Superintendencia como al Cliente y/o Usuario afectado. En este caso, y para efectos de facturación, las medidas deben ser obtenidas en el mismo punto desde los equipos redundantes que se encuentren instalados, y, a falta de éstos, la Empresa Distribuidora deberá hacer una estimación de energía y de potencia, en concordancia con la opción tarifaria en aplicación del servicio afectado, de acuerdo con el procedimiento específico que para tal efecto defina la Superintendencia."</i>	M
		Se asume existe aceptación del un nivel de pérdida de información en una alerta. Se indica obtención de lecturas mediante equipos redundantes, pero no se especifica qué equipos redundantes. La directiva indicada corresponde más a un procedimiento de norma técnica tarifaria que un anexo de mínimas funcionalidades a cumplir.	
		Se recomienda indicar que pérdida de información es tolerable y cómo el SMMC es capaz de contribuir con información para la facturación.	
19	Título 5-1 Artículo 5-3	<i>"2. Configurar la lista de Unidades de Medida que son administradas por el Sistema de Gestión y Operación, antes del despliegue del equipo concentrador. Consultar."</i>	S
		No es evidente entender a que se refiere con "antes del despliegue".	
		Se recomienda: "2. Configurar la lista de Unidades de Medida que son administradas por el Sistema de Gestión y Operación, antes de instalar en terreno el equipo concentrador. Consultar."	

20	Título 5-1 Artículo 5-3	<p><i>"8. Permitir la actualización del firmware en forma remota y local."</i></p> <p>La actualización del firmware de los equipos desplegados en el SMMC es un proceso complejo y realizarlo remotamente o localmente tiene ventajas como desventajas. Para el caso de actualización de firmware en forma local, se tiene un proceso más seguro y confiable ya que deben acceder físicamente a cada uno de los equipos para su actualización. Pero como desventaja este proceso es sumamente costoso en hora-hombre debido a la gran cantidad de equipos a tener que verificar en caso de un error de firmware por ejemplo de fábrica. Por otro lado, para el caso de la actualización remota el proceso es mucho menos costoso en hora-hombre, ya que el sistema se actualiza de manera interna, pudiendo fácilmente corregir errores de fábrica. Como desventaja se tienen: la disponibilidad de las redes para la realización de la actualización, la seguridad de este sistema, ya que podrían perfectamente los equipos ser "infectados" por códigos maliciosos y la probabilidad de falla de comunicación en medio del proceso puede dejar un equipo fuera de funcionamiento.</p> <p>Se recomienda tratar este tema con mayor detalle, contemplando algún tipo de seguridad adicional al SMMC para los casos donde se actualicen el firmware de manera remota.</p>	M
21	Título 5-1 Artículo 5-3	<p><i>"10. Contar con las herramientas para los adecuados mantenimientos del SMMC."</i></p> <p>La directiva anterior es confusa, se indica "herramientas" y "adecuados mantenimientos" ambas palabras no definen reglas claras para esta ejecución.</p> <p>Se recomienda describir a que se refiere con herramientas. Se recomienda la definición de los adecuados mantenimientos.</p>	M
22	Título 5-1 Artículo 5-3	<p><i>"13. Permitir la automatización de los procesos siempre que sea posible."</i></p> <p>No se incorpora información adicional, debido a que este anexo determina aspectos técnicos mínimos a cumplir, la indicación de un "siempre que sea posible" realiza una relajación de la regla hasta el punto de no ser una condición mínima.</p> <p>Se recomienda eliminar la directiva e incluir en los aspectos generales del anexo algo como: "El espíritu de este anexo es siempre lograr la automatización de los procesos en la mayoría de los casos y que la tecnología lo permita".</p>	C
23	Título 5-1 Artículo 5-4	<p><i>"1. Permitir la gestión de alarmas, alertas y contingencias."</i></p> <p>La directiva es una repetición de la descripción del artículo, por lo tanto, no complementa información al anexo y no especifica una condición mínima a cumplir.</p> <p>Se recomienda eliminar la directiva. Se puede incluir una nueva directiva que indique aspectos más detallados de que se requiere gestionar en las alertas.</p>	M
24	Título 5-1 Artículo 5-4	<p><i>"3. Permitir la detección de intervenciones no autorizadas a los equipos. "</i></p> <p><i>"4. Permitir la detección de inyecciones no autorizadas. "</i></p> <p>"Permitir la detección" es redundante.</p> <p>Se recomienda:</p> <p><i>"3. Detectar de intervenciones no autorizadas a los equipos. "</i></p> <p><i>"4. Detectar detección de inyecciones no autorizadas. "</i></p>	S

25	Título 5-1 Artículo 5-4	<i>"6. Detectar e identificar el intervalo en el que se restablece la alimentación después de una Interrupción de Suministro."</i>	M
		Se hace referencia a identificar un intervalo, pero no dice de qué intervalo trata.	
		Se recomienda: "6. Detectar e identificar el intervalo de tiempo en el que se restablece la alimentación después de una Interrupción de Suministro."	
26	Título 5-1 Artículo 5-5	<i>"1. Permitir la interoperabilidad a nivel de aplicación."</i>	C
		No hace referencia a las comunicaciones propiamente tal.	
		Se sugiere cambiar redacción a algo como "Permitir el acceso y la interoperabilidad, a los recursos de comunicaciones, a nivel de aplicación".	
27	Título 5-1 Artículo 5-5	<i>"2. Permitir la adaptación automática a los cambios de la red de comunicaciones entre los diferentes componentes, cuando la tecnología lo permita."</i>	M
		Si es condición no debe ser condicional.	
		Se recomienda: "2. Permitir la adaptación automática a los cambios de la red de comunicaciones entre los diferentes componentes."	
28	Título 5-2 Artículo 5-6	<i>"1. Los sistemas SMMC deben estar habilitados para comunicaciones bidireccionales seguras con sistemas y dispositivos debidamente autorizados."</i>	S
		El uso de "debidamente autorizado" es redundante.	
		Se sugiere: "1. Los sistemas SMMC deben estar habilitados para comunicaciones bidireccionales seguras con sistemas y dispositivos autorizados."	
29	Título 5-2 Artículo 5-6	<i>"2. Todas las interfaces de comunicación deben priorizar la habilitación de los protocolos y funcionalidades que sean requeridos para la comunicación con otros equipos del SMMC."</i>	M
		No queda claro el uso de la palabra priorizar, ya que el uso de algún tipo de priorización tiene implícito poner un orden de prioridades de una cosa sobre otras	
		Para la red de comunicaciones del SMMC en general se debería especificar un uso dedicado, donde la red no deba competir por uso de recursos con otras aplicaciones y por ende no debería priorizar. Pero si fuese el caso donde es necesario compartir los recursos de red, lo que se debería priorizar no es la habilitación de los protocolos si no el tráfico del SMMC sobre el resto del tráfico en la red.	
30	Título 5-2 Artículo 5-6	<i>"4. Las interfaces no deben aceptar comunicaciones no autorizadas o erradas; además deben ser capaces de descartar dichas comunicaciones, sin que se presenten efectos adversos sobre la operación del equipo o la interfaz."</i>	S
		Existe problema de redacción, no queda claro relación de descartar comunicaciones no autorizadas con los efectos adversos.	
		Se recomienda cambiar redacción por algo como: "Las interfaces no deben aceptar paquetes que provengan de comunicaciones no autorizadas. Además, deben ser capaces de identificar paquetes en error y descartarlos para evitar que se presenten efectos adversos en la operación del equipo".	



31	Título 5-2 Artículo 5-6	<i>"5. Las componentes del SMMC deben ser capaces de continuar operando mientras se comunican y también durante fallas de comunicación."</i>	M
		Existe problema de redacción.	
		Se recomienda cambiar redacción por algo como: "La operación de los componentes del SMCC debe mantenerse independientemente de si la comunicación está operativa o no".	
32	Título 5-2 Artículo 5-6	<i>"6. Después de una Interrupción de Suministro, los SMMC deben estar en condiciones de reconectarse automáticamente a todos los canales de comunicación, siempre y cuando el medio de comunicación esté disponible."</i>	M
		Existe problema de redacción, el SMMC debe conectarse a la red de comunicaciones, además la frase "cuando el medio de comunicación esté disponible" es redundante.	
		Se sugiere cambiar la redacción a algo como "Después de una Interrupción de Suministro, los SMMC deben estar en condiciones de reconectarse automáticamente a través de la red de comunicaciones".	
33	Título 5-2 Artículo 5-6	<i>"7. Los SMMC deben disponer de funcionalidades de chequeo de la comunicación. Dicho chequeo se podrá realizar antes, durante o después de un trabajo de mantenimiento."</i>	M
		Se relacionan dos ideas en el punto, en primer lugar, la existencia de mecanismo para el chequeo del estado de las comunicaciones y en segundo lugar los trabajos de mantenimiento. Estas ideas mezcladas presentan algún tipo de confusión para quien las interpreta, ya que no queda claro que tipo de análisis de estado de comunicaciones se hace referencia, si un proceso remoto, periódico o solo de mantenimiento.	
		Se sugiere cambiar la estructura de la frase haciendo referencia a dos posibles cambios: <ul style="list-style-type: none"> 1) En caso de que se requiera de un proceso remoto, automático o periódico, describir un poco más que tipo de información es necesario tener en consideración para evaluar el estado de las redes, se pueden sugerir varias: S/N del canal, latencia de la red, tasa de transferencia, cantidad promedio de reintentos, etc. 2) En caso de que se refiere a un mecanismo de mantención, que se utiliza eventualmente, también hay que definir posibles métricas, pero en este caso se recomienda incluir el apartado en el Artículo 5-5, 	
34	Título 5-2 Artículo 5-7	<i>"1. Para la comunicación local o remota de los dispositivos se aceptará el empleo de interfaces eléctricas, ópticas, por PLC o radio frecuencia."</i>	W
		Al listar interfaces de comunicación automáticamente se limita la solución a las tecnologías descritas en la lista.	
		Se sugiere cambiar por: "Para la comunicación local o remota de los dispositivos se aceptará el empleo de cualquier interfaz cableada o inalámbrica".	
35	Título 5-3 Artículo 5-8	<i>"1. El diseño del Sistema de Gestión y Operación debe identificar las características y parámetros, almacenados o transmitidos, que deben ser adecuadamente protegidos contra su afectación accidental o intencional."</i>	M
		Existen varios errores de redacción. 1) Características existentes en el diseño del sistema no implica que la versión final del sistema contemple esas características. 2) Se denota características y parámetros como posibles datos a transmitir o almacenar. 3) Se hace referencia a "adecuadamente" protegidos, eso tiene implícitos que existen datos inadecuadamente protegidos lo cual es redundante.	
		Se sugiere cambiar redacción a algo como: "El Sistema de Gestión y Operación debe identificar los datos, almacenados o transmitidos, que deben ser protegidos contra su afectación accidental o intencional."	

36	Título 5-3 Artículo 5-8	<i>"2. La evidencia de una intervención, autorizada o no autorizada, al Sistema de Gestión y Operación debe estar permanente disponible y trazable."</i>	S
		Estar permanentemente disponible es redundante.	
		Se sugiere eliminar la palabra "permanentemente".	
37	Título 5-3 Artículo 5-8	<i>"3. Se debe incluir medidas de seguridad en los datos para protegerlos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado."</i>	M
		No queda claro en que etapa del proceso se refiere. Debido al punto 4 de este artículo se podría inferir que no se refiere a la comunicación, sino que al almacenamiento. Pero no queda claro al leerlo.	
		Se recomienda indicar que los datos almacenados deben ser protegidos de corrupción, fraude, manipulación y acceso no autorizado.	
38	Título 5-3 Artículo 5-8	<i>"4. Dependiendo del tipo de comunicaciones físicas se puede aplicar protocolos de seguridad para asegurar que los datos son protegidos durante la comunicación."</i>	M
		Cualquier medio de comunicación utilizado puede ser susceptible a ataques para visualizar o para intervenir los datos, el tipo de medio físico de transmisión solo puede determinar cuando tiene mayor o menor complejidad el hecho. Además, para una norma técnica usar "dependiendo del tipo de comunicaciones físicas" obliga a describir que tipo de comunicación necesita seguridad y que tipo no.	
		Se sugiere eliminar "Dependiendo del tipo de comunicación física" y pedir la aplicación de protocolos de seguridad durante las comunicaciones en todos los casos.	
39	Título 5-3 Artículo 5-9	<i>"6. El sistema debe permitir el seguimiento y almacenamiento del registro de los accesos al conjunto de órdenes ejecutadas desde el software y los resultados o efectos reportados por las Unidades Concentradoras y/o Unidades de Medida."</i>	W
		Uso de la palabra registro como "registro de operaciones" debiese ser eliminada para evitar confusión.	
		Se sugiere usar "El sistema debe permitir el seguimiento y almacenamiento de las operaciones u ordenes ejecutadas desde el software".	
40	Título 5-3 Artículo 5-10	<i>"4. El sistema debe contar con la capacidad de implementar un mecanismo que evite la repetición de mensajes para los comandos críticos, tales como desconexión, alarma, entre otros."</i>	S
		La "capacidad de" no obliga a tener el mecanismo, que puede que sea la intención.	
		Se sugiere usar "El sistema debe implementar un mecanismo...".	

5.6 Análisis Capítulo 6: Exigencias sobre la eficacia de los SMMC.

41	Título 6-1 Artículo 6-1	<p>“Se entiende por “Eficacia de la Medición” para un par Comuna – Empresa del Anexo Clasificación de Redes: Comuna – Empresa de la NTD, al siguiente indicador:</p> $Eficacia_{Medición} = \frac{MECIAR}{MTCIAR} * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> • MECIAR: Cantidad de mediciones exitosas de consumos e inyecciones de energía activa y reactiva, almacenadas en la Base de Datos Central, durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. • MTCIAR: Total de mediciones de consumos o inyecciones de energía activa y reactiva, almacenadas en la Base de Datos Central, realizadas durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente.” <p>No queda claro cual es la diferencia entre MECIAR y MTCIAR, lo descrito se puede interpretar como una igualdad entre las mediciones exitosas y el total de mediciones ya que en ambos casos el indicador es extraído de la base de dato y las mediciones no exitosas no serán almacenadas en el base de datos.</p> <p>Se sugiere definir los parámetros de este indicador de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> • MECIAR: Cantidad de mediciones exitosas de consumos e inyecciones de energía activa y reactiva, medidas como la cantidad de lecturas correctas recibidas desde las unidades de medida y almacenadas en la Base de Datos Central, durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. • MTCIAR: Total de mediciones de consumos o inyecciones de energía activa y reactiva teórica, calculada en base a la cantidad de muestras del periodo período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente multiplicado por la cantidad de unidades de medida. 	M
42	Título 6-1 Artículo 6-2	<p>“Se entiende por “Eficacia del Monitoreo del Estado de Suministro” para un par Comuna – Empresa del Anexo Clasificación de Redes: Comuna – Empresa de la NTD, al siguiente indicador:</p> $Eficacia_{Monitoreo_ES} = \frac{NEDCU}{TDCU} * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> • NEDCU: Cantidad de notificaciones exitosas de las desconexiones del servicio eléctrico de los Clientes y/o Usuarios mayores a 3 minutos, durante el periodo de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. • TDCU: Total de desconexiones de los Clientes y/o Usuarios mayores a 3 minutos ocurridas durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente.” <p>No se evidencia forma de medir la eficacia del monitoreo del estado de suministro debido a que se solo se recibirá la información de las notificaciones exitosas, pero no se tendrá información de las notificaciones no exitosas, es decir, el indicador TDCU no es posible obtenerlo y en conclusión no es posible calcular este indicador.</p> <p>Se sugiere no incluir el indicador.</p>	M

43	Título 6-1 Artículo 6-3	<p>“Se entiende por “Eficacia del Monitoreo de la Calidad de Producto” para un par Comuna – Empresa del Anexo Clasificación de Redes: Comuna – Empresa de la NTD, al siguiente indicador:</p> $Eficacia_{Monitoreo_CP} = \frac{MEVE}{MTVE} * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> • MEVE: Cantidad de mediciones exitosas de las variables eléctricas de tensión y/o corriente, almacenadas en la Base de Datos Central, durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. • MTVE: Cantidad total de mediciones de las variables eléctricas de tensión y/o corriente, almacenadas en la Base de Datos Central, ocurridas durante el periodo de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente.” <p>No queda claro cuál es la diferencia entre MEVE y MTVE, lo descrito se puede interpretar como una igualdad entre las mediciones exitosas y el total de mediciones ya que en ambos casos el indicador es extraído de la base de dato y las mediciones no exitosas no serán almacenadas en el base de datos.</p> <p>Se sugiere definir los parámetros de este indicador de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> • MEVE: Cantidad de mediciones exitosas de variables eléctricas de tensión y/o corriente, medidas como la cantidad de lecturas correctas recibidas desde las unidades de medida y almacenadas en la Base de Datos Central, durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. • MTCIAR: Total de mediciones de variables eléctricas de tensión y/o corriente teórica, calculada en base a la cantidad de muestras del periodo período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente multiplicado por la cantidad de unidades de medida. 	M
44	Título 6-1 Artículo 6-4	<p>“Se entiende por “Eficacia del Control” para un par Comuna – Empresa del Anexo Clasificación de Redes: Comuna – Empresa de la NTD, al siguiente indicador:</p> $Eficacia_{Control} = \frac{CDECU}{TCDCU} * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> • CDECU: Cantidad de conexiones o desconexiones exitosas de los Clientes y/o Usuarios, almacenadas en la Base de Datos Central correspondientes al período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. • TCDCU: Total de conexiones o desconexiones de los Clientes y/o Usuarios almacenadas en la Base de Datos, Central ocurridas durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente.” <p>No queda claro cuál es la diferencia entre CDECU y TCDCU, lo descrito se puede interpretar como una igualdad entre la cantidad de conexiones y desconexiones exitosas y el total de conexiones o desconexiones ya que en ambos casos el indicador es extraído de la base de dato y las mediciones no exitosas no serán almacenadas en el base de datos.</p> <ul style="list-style-type: none"> • CDECU: Cantidad de conexiones o desconexiones exitosas de los Clientes y/o Usuarios, almacenadas en la Base de Datos Central correspondientes al período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. • TCDCU: Total de conexiones o desconexiones de los Clientes y/o Usuarios programadas durante el período de evaluación para el par “Comuna – Empresa” correspondiente. 	M

5.7 Análisis Capítulo 7: Información y auditorías de los SMMC.

45	Título 7-2 Artículo 7-5	<i>“Por su parte, una auditoría podrá ser aprobada aun cuando se detecten incumplimientos puntuales a las exigencias asociados a los SMMC, en cuyo caso la Empresa Distribuidora deberá presentar un plan de trabajo para su adecuación, independiente de la aplicación de las sanciones correspondientes por parte de la Superintendencia.”</i>	M
		La posibilidad de una aprobación de la auditoría con observaciones abre la posibilidad a aprobación de todas las auditorías, aunque en todos los casos tengan observaciones. Esto hace pensar que no existe posibilidad de reprobación de una auditoría.	
		Se sugiere uso de dos parámetros para aprobar o desaprobar una auditoría: En primer lugar, generar una lista crítica de puntos del anexo los cuales no pueden ser reprobados en ninguna auditoría. Esta lista crítica debe ser definida por el regulador y la reprobación de cualquier punto de la lista conlleva directamente a la reprobación de la auditoría. Para el caso de haber aprobado con observaciones (estas observaciones corresponden a la lista no crítica) , la siguiente auditoría estas observaciones pasan a integrar la lista crítica para el caso particular de la distribuidora auditada.	

6 Conclusiones del análisis.

- El documento de trabajo del AT SMMC, en general, se formula acorde a lo verificado y revisado en las normativas internacionales de la región (Brasil y Colombia⁵) y también de acuerdo a la evolución de la normativa europea.
- En general el documento de trabajo del AT SMMC cumple con lo necesario para guiar la implementación de las plataformas de medición inteligente que se implementarán, salvo detalles los cuales se ha recomendado revisar en este análisis.
- Algunos puntos de mejora encontrados son críticos según la mirada del mercado de la energía en Chile y el futuro de la red, por lo cual se recomienda analizar en detalle lo siguiente: incorporación de la medición del registro de autogeneración, descripción detallada de los datos a proteger en las diferentes componentes del sistema sin indicar alguna tecnología (de protección) en particular, la incorporación de certificación inicial del sistema u homologación, procesamiento la información, participación del usuario en el proceso y el uso de la información.
- Respecto a los desafíos futuros observados en experiencias internacionales y la documentación científica, es importante establecer una visión de los SMMC. Por lo que la normativa debiera considerarla con el propósito de evitar obsolescencia tecnológica (fijar estándares para tecnologías caducas) y mas bien adecuarse al desarrollo tecnológico con el propósito de que se eviten modificaciones inmediatas.
- Sin perjuicio de lo anterior y aunque no es merito de este documento de trabajo, no se deben menospreciar temas políticos/sociales observados en otros países, por lo que se recomienda no descuidar el aspecto educativo y la implementación de campañas dirigidas a usuarios para facilitar el cambio tecnológico.

⁵ Proceso en evolución paralela al desarrollo regulatorio de Chile.

7 Referencias

- [1] [T Paraskevacos](#). U.S. Patent 3,842,208 (Sensor Monitoring Device). 1974
- [2] CNE, Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, 2017.
- [3] Javier Rosero, Renato Céspedes, William Montaña, Juan F. Reyes. Definición de la funcionalidad de la Infraestructura de Medición Inteligente para Colombia. V Congreso CIER de la Energía, Bogotá, Agosto de 2017.
- [4] Diario Oficial de la Unión Europea, “20 DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE,” 2009.
- [5] Legifrance, “21 Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l’énergie.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023974937&categorieLien=id>. [Accessed: 13-Aug-2018].
- [6] Legifrance, “22 Arrêté du 4 janvier 2012 pris en application de l’article 4 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d’électricité.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000025126353&categorieLien=i>. [Accessed: 13-Aug-2018].
- [7] T. y C. M. de I. Gobierno de España, Boletín Oficial del Estado, “15 Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico,” pp. 39355–39357, 2015
- [8] BOE núm. 312, “24 ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008,” 2008
- [9] La Autoridad para la energía eléctrica, el gas y el sistema hídrico, “26 Allegato alla Deliberazione n. 292/06 con modifiched ed integrazioni apportate con le deliberazioni 26 settembre 2007,” 2010..
- [10] ANEEL, “28 Resolução Normativa No 502/2012,” vol. 4, pp. 7–10, 2012.
- [11] Ministerio de Minas y Energía. Resolución 40072 de 2018- Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica. República Colombia, Enero de 2018.
- [12] ANEEL. Nota Técnica N° 0044/2010-SRD/ANEEL - Instauração de Audiência Pública no intuito de coletar subsídios para Resolução Normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. 2009.
- [13] Noelia Uribe-Pérez, Luis Hernández, David de la Vega and Itziar Angulo. State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids. Applied Sciences, 2016.
- [14] Kirkpatrick, K.; Gohn, B. Smart Grid Networking and Communications; Research Report; Pike Research: Boulder, CO, USA, 2012.

ANEXO 1 – Respuesta a consideraciones de la distribuidoras.

Ítem	Comentario	Comentario CNE	Respuesta Centro Energía
Variables a visualizar	Se indica que la "capacidad de recepción de mensajes desde el sistema de Gestión y Operación directamente dentro de 15 min..." El visualizador se comunica con la unidad de medida y no con el sistema de gestión y operación, por lo que se debe modificar este texto.	Lo comentado es cierto solo para un caso particular de tecnología. Es necesario dejar abierto el requerimiento a distintas soluciones.	Si bien estamos de acuerdo con que se privilegie la comunicación directa entre medidor-visualizador, también existe la posibilidad de incluir otros tipos de tecnologías o incluso aplicativos de celular o computador. Debido a esto no recomendamos realizar actualización más rápido de los 15 minutos.
Consideraciones sobre la lista mínima de eventos y/o alarmas.	Estas alarmas son disparadas desde distintos módulos de los SMMC, se solicita aclarar a que módulos del sistema corresponden y el objetivo de las mismas.	Revisar y especificar si corresponde.	Dependiendo de la tecnología o proveedor que se haya elegido podrían variar en algunos casos que módulo genera qué alarma. Por esta razón nos parece que el AT SMMC no debe acotar la solución especificando qué modulo genera una alarma particular. Lo importante es que se cumpla el requisito funcional.
Consideraciones sobre el monitoreo de la red de comunicaciones.	No corresponde establecer modelos de monitoreo para las comunicaciones. Cada una de las distribuidoras deberán de implementar en su gestión diaria esta actividad para poder cumplir con TODOS los requerimientos del AT con los niveles de eficacias establecidos	La exigencia es de monitoreo sin establecer un nivel de cumplimiento. El monitoreo de la disponibilidad de los sistemas de comunicación se considera como un dato relevante por parte de la autoridad.	Nos parece correcta la consideración siempre que se cumpla con el nivel mínimo de seguridad y arquitectura propuesto.

Análisis sobre las auditorías de los SMMC	Se debe aclarar que se trata de una auditoría o evaluación del proceso, no una certificación. Se deben definir un periodo de puesta en servicio antes de comenzar la primera evacuación/auditoria.	Revisar y aclarar si corresponde. En el caso extremo esta auditoría o certificación podría implicar sanciones.	Nosotros optamos por generar una homologación o certificación antes de un periodo de marcha blanca. La principal razón es que la autoridad debe estar completamente segura de que los equipos a instalar cumplen con la debida especificación. En caso de que se pudiese tener un periodo de marcha blanca será complejo quitar los equipos que no cumplan de las casas de los usuarios en forma posterior, contempla nuevamente cambios, problemas de rechazo, etc. Costo social elevado.
Análisis sobre la auditoría de los SMMC	Se debe clarificar lo indicado en el punto 4 ya que dice "Cualquier cambio realizado en la medición directa de los equipos de medida, debe ser informado y se debe realizar la certificación nuevamente.	Revisar y aclarar si corresponde.	Por parte del grupo de la UCHILE se considera una falla de seguridad importante la modificación del firmware sin aviso previo a la autoridad.
Título 4-1A artículo 4-7	Ítem 3: Título 3. Por la forma de operar de un medidor, el que requiere de un periodo de integración para calcular un nuevo valor, el concepto de tiempo real no existe, ya que no se miden valores instantáneos, se debería eliminar toda referencia al concepto de "tiempo real".	Revisar y aclarar si corresponde.	Los medidores si miden valores instantáneos, como voltaje, corriente, potencia, etc.
Título 4-1Artículo 4-7	Ítem 4: Eliminar el tiempo mínimo de 120 minutos. U de Chile también incluye la obligatoriedad de operar sin energía por al menos 120 min, situación que la gran mayoría de medidores del mercado no cumplen. Solicitar aclarar el concepto "remanente de energía o tiempo durante este proceso", parte del párrafo recomendado.	Revisar y aclarar si corresponde.	Nosotros indicamos que se debe mantener una condición de trabajo sin energía. Los 120 minutos podrían ser discutibles, pero mantenemos la versión de que debe existir un tiempo de respaldo.
Título 5-1 Artículo 5-1	Ítem 9. La asociación e historia de la relación medidor cliente no se debe exigir al SMMC, esto es propio del sistema de facturación. Lo que se debe exigir al SMMC es la relación mediciones al medidor. Es el sistema comercial o de facturación el que debe llevar la historia de qué medidores ha tenido un cliente o en qué clientes ha estado un medidor.	Revisar y aclarar si corresponde.	La asociación puede ser realizada entre medidor - usuario como también podría ser otra variable.

Título 5-1 Artículo 5-1	Ítem 15: Se debe aclarar a qué es lo que refiere con monitoreo. Los medidores ya van a estar comunicados y se van poder realizar acciones sobre ellos, por lo que ya se tendrá información de su disponibilidad operativa por este medio. ¿Se solicita otra información específica? Parece redundante y poco específico.	Revisar y aclarar si corresponde.	Se solicita información sobre la disponibilidad de la red de comunicaciones además de la disponibilidad de las variables del medidor.
Título 5-1 Artículo 5-1	Ítem 16: la información de perfiles, eventos y registros será información que se leerá. Las alarmas son eventos de un tipo específico, por lo que se tendrá como información. Una vez en la BD se podrá almacenar por el tiempo que se desee, pero no es claro el requerimiento al hablar del SMMC. No es claro el requerimiento.	Revisar y aclarar si corresponde.	EL requerimiento indica que estos dato deben al menos estar un año en la base de datos de la distribuidora.
Título 5-1 Artículo 5-1	Ítem 17: El medidor debe aportar datos y debe ser a nivel de BD donde se interprete la calidad del mismo, no a nivel de medidor. El que el medidor informe de una falla a nivel de firmware parece innecesario, puede ser un error que lo invalide de hacerlo. Con el análisis de la información la Distribuidora puede determinar si el medidor presenta alguna anomalía y definir el cambio del equipo, lo que será una práctica normal.	Revisar y aclarar si corresponde.	La BD no tiene posibilidades de evidenciar la correcta integridad del firmware de un equipo y tampoco la manipulación de un equipo. La idea es que el medidor pueda autodiagnosticar el problema interno. Muchos equipos actualmente tiene esta funcionalidad y además se incorpora en varios estándares internacionales (Europa, Brasil, Colombia, etc.).
Título 5-1 Artículo 5-3	Ítem 19: esto depende del funcionamiento de la tecnología, puede haber reconfiguración automática de medidores a concentradores. Pareciera no tener sentido un control de este tipo, lo importante es que las lecturas lleguen a la BD, una asociación medidor concentrador debe darse en forma automática, el concentrador debe reconocer qué medidores tiene asociados, esto permite la reconfiguración de la red a nivel BT en caso de emergencia, si se hace manual agrega rigidez y aumenta la probabilidad de error.	Revisar y aclarar si corresponde.	De acuerdo
Título 5-2A artículo 5-6	Ítem 30: El mecanismo de comunicación debe contar con las validaciones para asegurar la comunicación con el medidor correcto, también deben existir otros niveles de seguridad de manera que estableciéndose comunicación con el medidor no se puedan ejecutar otras acciones que no sean las que	Revisar y aclarar si corresponde.	De acuerdo

	específicamente se desean realizar.		
Título 5-2A artículo 5-6	Ítem 33: no se entiende el punto, se solicita mayor detalle de las modificaciones propuestas.	Revisar y aclarar si corresponde.	El artículo 5-6 contiene varios puntos. No se especifica de cual se refiere.
Título 5-3 Artículo 5-8	Ítem 35: Se solicita reemplazar por el siguiente texto: Los datos transmitidos y almacenados por el sistema de gestión operacional, deben cumplir con los mecanismos de seguridad necesarios para asegurar la no afectación accidental o intencional.	Revisar y aclarar si corresponde.	En el AT SMMC, la unidad correspondiente se denomina Sistema de Gestión y Operación y no sistema operacional.
Título 5-3 Artículo 5-10	Ítem 40: Se debe aclarar este requerimiento. Si se da la orden de cierre del relé de corte más de una vez, no habrá ninguna acción nociva, no se puede cerrar lo ya cerrado. ¿Qué comando crítico puede ser una alarma? Las alarmas son tipos de eventos y es el medidor quien almacena el dato y luego se almacena en la BD. No se entiende el concepto y fondo de este requerimiento.	Revisar y aclarar si corresponde.	Estamos de acuerdo que no es una acción problemática, pero deja en entrevista que existe un problema en el registro interno del SMMC, ya que la condición real del medidor no se refleja en el sistema.
Título 6-1 Artículo 6-4	Ítem 45: Se solicita aclarar que este indicador corresponde al cociente entre las interrupciones y reposiciones realizadas remotamente a través del SMMC y el total de interrupciones/reposiciones realizadas (Remoto y local)	Revisar y aclarar si corresponde.	Corresponde al indicador de la suma de conexiones y desconexiones notificadas sobre la suma de conexiones y desconexiones realizadas en el periodo de evaluación.
	Parece razonable la intervención de la SUBTEL, de hecho, sería ideal su participación para que facilite el uso de frecuencias para el desarrollo de esta tecnología.		De acuerdo.