

Informe Análisis Alternativas para la adopción de estándares para el Sistema de Medición, Monitoreo y Control.

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

Informe

Diciembre de 2018

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

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

1 Contenido

2	Introducción.....	4
2.1	Antecedentes.....	4
2.2	Descripción general del documento.....	4
2.3	Objetivo.....	4
2.4	Metodología.....	5
2.5	Equipo de trabajo.....	5
3	Interoperabilidad, compatibilidad y estándares.....	5
3.1	Interoperabilidad y compatibilidad.....	6
3.2	Estándar.....	7
3.3	Estándar abierto.....	8
3.4	Protocolo de comunicación.....	9
3.5	¿Por qué estandarizar?.....	10
3.5.1	Ventajas y desventajas de la estandarización.....	10
4	Externalidades positivas y negativas.....	11
4.1	Externalidades negativas para lograr interoperabilidad en medición inteligente.....	11
4.1.1	Concesión geográfica.....	11
4.1.2	Propiedad de los equipos de medición.....	12
4.2	Externalidades positivas que aceleran la necesidad de interoperabilidad en la medición inteligente.....	12
4.2.1	Modelos de sistemas multiservicio.....	12
4.2.2	Modelos con figura de comercializador.....	14
5	Experiencia internacional.....	15
5.1	Principales familias de estándares y sus componentes.....	15
5.1.1	IEC.....	15
5.1.2	ANSI.....	16
5.1.3	IEEE.....	17
5.2	Otros protocolos relevantes.....	18
5.2.1	Prime.....	18
5.2.2	Open Meter.....	19
5.2.3	G3-PLC.....	20
6	Aplicación en Chile.....	21



fcfm

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



6.1	Aspectos relevantes del caso chileno.....	21
6.1.1	Redes inteligentes multiservicios.....	21
6.1.2	Caso Smart Meter de Enel.....	21
6.1.3	Acceso a las comunicaciones en sectores rurales.....	22
6.1.4	Normativa de telecomunicaciones.....	22
6.1.5	Figura del comercializador.....	22
6.2	Modelos de adopción de estándares en Chile.....	22
6.2.1	Adopción de un estándar nacional.....	22
6.2.2	Adopción de estándares diferenciados.....	23
6.2.3	Adopción de una estandarización parcial.....	24
7	Conclusiones y recomendaciones.....	27
8	Referencias.....	29

2 Introducción.

2.1 Antecedentes.

En Chile, en 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” [1].

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 ese contexto, este estudio se centra en el análisis de los estándares y protocolos relevantes para la implementación y comunicación de medidores inteligentes, considerando la experiencia internacional y las implicancias, tanto positivas como negativas, que significa la adopción de estándares para la introducción, interoperatividad y desarrollo futuro de esta tecnología a nivel nacional.

2.2 Descripción general del documento.

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

- Definiciones de los términos interoperabilidad, estándar, estándar abierto, protocolo, protocolo abierto y la importancia de cada uno en la implementación de los SMMC a nivel nacional y basado en una mirada crítica internacional.
- Revisión de los estándares más utilizados a nivel internacional en similares condiciones al sistema que se quiere implementar en Chile.
- Revisión de los principales estándares utilizados para sistemas de medición inteligente incluyendo principales características, así como sus ventajas y desventajas.
- Ventajas y desventajas de la adopción de un estándar único obligatorio para la implementación del sistema en Chile.
- Ventajas y desventajas de la adopción de una política multi-estándar, que permita a las empresas distribuidoras realizar la elección de su propio estándar a utilizar.
- Análisis de modelos multiservicios (operación de medición de agua, energía, gas, etc).

2.3 Objetivo.

El objetivo principal de este documento es:

- El objetivo general es realización de una revisión internacional de las tecnologías que han sido utilizadas en la implementación de sistemas de medición inteligente, con énfasis en la adopción de estándares que permitan asegurar la correcta implementación, la interoperabilidad de sus componentes y la compatibilidad con otros equipos o servicios que pudiesen ser desarrollados en el futuro.
- En base a la revisión señalada en el objetivo anterior, se desea obtener una evaluación sobre la conveniencia de adoptar un solo estándar, a nivel nacional, para la implementación de los sistemas de medición inteligente.

2.4 Metodología.

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

- Análisis de experiencia internacional de tres modelos de implementación de sistemas de medición inteligente con énfasis en las políticas adquiridas para cumplir con la interoperabilidad del sistema y los estándares utilizados.
- Comparación técnica de los principales estándares utilizados en medición inteligente.
- Análisis especializado crítico sobre ventajas y desventajas de los posibles escenarios de adopción.

2.5 Equipo de trabajo.

Profesional a cargo:

Marcelo Matus.

- Ingeniero Civil Electricista PUCCH, Chile, PhD In Electrical and Computer Engineering, University of Arizona, USA; Magister en Ciencias de la Ingeniería, PUCCH, Chile.
- Subdirector del Centro de Energía, Universidad de Chile.

Profesionales de apoyo:

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.

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.

3 Interoperabilidad, compatibilidad y estándares.

Inicialmente se revisan los principales conceptos contenidos en este estudio.

3.1 Interoperabilidad y compatibilidad.

La interoperabilidad como término semántico, tiene diferentes acepciones, de similares características, pero con algunas diferencias dependiendo del uso dentro en cada contexto particular. Algunas acepciones son encontradas en uso de las disciplinas de electricidad, informática y telecomunicaciones, basado en un contexto técnico. Por ejemplo, según IEEE, Interoperabilidad se define como *“la habilidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar información de manera segura y eficiente y utilizar la información intercambiada”* [3]. Por otro lado, la Comisión Europea define interoperabilidad como *“la habilidad de organizaciones y sistemas dispares y diversos para interactuar con objetivos consensuados y comunes y con la finalidad de obtener beneficios mutuos. La interacción implica que las organizaciones involucradas compartan información y conocimiento a través de sus procesos de negocio, mediante el intercambio de datos entre sus respectivos sistemas de tecnología de la información y las comunicaciones”* [2].

El conceso encontrado en área de aplicación de las redes inteligentes es que la interoperabilidad implica la posibilidad de comunicación entre dos dispositivos diferentes con casi nulo esfuerzo o configuración, pudiendo ser dos dispositivos de fabricantes diferentes o pudiendo ser dos versiones diferentes del dispositivo desarrollado por el mismo fabricante.

Uno de los puntos importantes a destacar que se pueden inferir directamente desde la definición del término, es que la interoperabilidad tiene la necesaria implicancia del uso de un estándar abierto como única alternativa al cumplimiento de la definición. Para explicar esta afirmación, situemos una red de comunicaciones genérica (de cualquier índole), donde se utilizaría un estándar cerrado creado por uno de los posibles fabricantes de los dispositivos para las transmisiones de datos, ¿podrían otros fabricantes tener acceso al estándar? Es evidente que cualquier forma de lograr la interoperabilidad como tal, implica la apertura del estándar. Cualquier otro caso que se pueda revisar del ejemplo implica la dominación de la comunicación por uno de los fabricantes. En conclusión, no es posible lograr interoperabilidad completa con un estándar cerrado.

Existe una alternativa, el uso algún tipo de interfaz o conversor que permita realizar la comunicación forzada entre dos dispositivos de diferente índole, sin el uso de un estándar abierto, esto corresponde a un caso donde se logra la comunicación entre los dispositivos de la red, pero esta operación se define como *“compatibilidad”* y no corresponde a interoperabilidad. En la figura 1 se puede apreciar un diagrama con las diferencias entre un sistema interoperable y un sistema compatible.



Figura 1. Diferencias entre compatibilidad, estándar de facto e interoperabilidad de sistemas. Fuente: Interoperability Working Group.

Existe un término denominado “interoperabilidad post facto” [4]. Generalmente se aprecia en casos que un privado establece una solución innovadora, es decir, que por diversos motivos no existe (hasta ese momento) un estándar equivalente, o en casos donde un proveedor posee un gran dominio del mercado. Este privado podría intentar que su producto sea convertido en el “estándar de facto”, debido a que la gran mayoría de los usuarios usa esta solución. Si la implementación es realizada en un estándar abierto esto no debiese ser un problema, pero si la implementación es cerrada o patentada, existe los siguientes problemas que pueden ser considerados como desventajas de este tipo soluciones:

- Si el proveedor dominante decide entregar la información para la implementación del producto por parte de la competencia, el resto de los proveedores podría no tener acceso a modificaciones, actualización o correcciones de errores, dando la impresión al mercado, que el proveedor dominante tiene mejor servicio que los demás.
- Pudiese existir pagos de derechos por uso de la patente, que favorece al creador del estándar, lo que finalmente se traduce en una competencia no equilibrada, que favorece en el costo al proveedor creador de la tecnología por sobre su competencia.
- De existir fallas o limitaciones no podrán estas ser corregidas por lo proveedores no dominantes, ya que, la pérdida de interoperabilidad sería inminente y afectaría a la porción principal del mercado.

3.2 Estándar

Un estándar técnico es una norma o listado de requisitos que son establecidos con respecto a los sistemas técnicos en los que esté estándar será utilizado. Por lo general, un estándar es plasmado en un documento formal que establece lineamientos para la definición propia del estándar. Estos lineamientos en general se componen de: criterios, métodos, procesos y prácticas de ingeniería. En general un estándar busca diferenciarse de lo denominado: costumbre, convención, cultura de la compañía, estándar corporativo, etc., que generalmente se acepta y se denomina “estándar de facto” [4].

Existen varias entidades que pueden desarrollar estándares o normas, pero en general es posible diferenciar tres tipos principales de organizaciones desarrolladoras de estándares:

- Forma privada o unilateral, por ejemplo, por una corporación, un organismo regulador, militar, etc.
- Grupos de interesados, como los sindicatos y las asociaciones comerciales.
- Por organizaciones dedicadas a la estandarización, a menudo se componen de manera más diversas y, por lo general, desarrollan normas voluntarias: podrían ser obligatorias si las adopta un gobierno (es decir, a través de la legislación), un contrato comercial, etc.

Existen también 4 tipos de estándares según su naturaleza, estos tipos son:

- Un método de prueba estándar describe un procedimiento definitivo que produce un resultado de prueba.
- Una práctica o procedimiento estándar proporciona un conjunto de instrucciones para realizar operaciones o funciones.
- Una estándar guía es información general u opciones que no requieren un curso de acción específico.
- Una definición estándar es terminología establecida formalmente.

3.3 Estándar abierto

En general un estándar abierto es aquel que está disponible públicamente y que tiene (o podría tener) derechos de uso asociados, puede ser diseñado de diversas maneras, pero en general el proceso de diseño también es abierto. Sin embargo, no hay una definición única de “estándar abierto” y las interpretaciones varían con el uso.

En agosto de 2012, Institute for Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Internet Society (ISOC), World Wide Web Consortium (W3C), Internet Engineering Task Force (IETF) y Internet Architecture Board (IAB) definieron los cinco principios que definen un estándar abierto, estos principios se describen a continuación [13].

- a) Cooperación Respetuosa: entre las organizaciones de estándares, donde cada una respeta la autonomía, integridad, procesos y normas de propiedad intelectual de las demás.
- b) Adherencia a los principios básicos: adherencia a los cinco principios fundamentales del desarrollo de estándares:
 - Debido proceso: las decisiones se toman con equidad y equidad entre los participantes. Ninguna de las partes domina o guía el desarrollo de normas. Los procesos de estándares son transparentes y existen oportunidades para apelar decisiones.
 - Amplio consenso: los procesos permiten que todas las opiniones sean consideradas y abordadas, de modo que se pueda encontrar un acuerdo a través de una gama de intereses.
 - Transparencia: las organizaciones de estándares proporcionan un aviso público anticipado de las actividades de desarrollo de estándares propuestos, el alcance del trabajo a realizar y las condiciones para la participación.

- Balance: Las actividades de los estándares no están dominadas exclusivamente por ninguna persona, compañía o grupo de interés en particular.
 - Apertura: los procesos de estándares están abiertos a todas las partes interesadas e informadas.
- c) Compromiso de empoderamiento colectivo: al afirmar a las organizaciones de estándares y sus participantes al empoderamiento colectivo para definir de acuerdo con el mérito técnico, según la experiencia aportada por cada participante; proporcionar interoperabilidad global, escalabilidad, estabilidad y flexibilidad; permitir la competencia global; servir como bloques de construcción para una mayor innovación; y contribuir a la creación de comunidades globales, beneficiando a la humanidad.
- d) Las especificaciones de los estándares se hacen accesibles a todos para su implementación y despliegue. Las organizaciones de estándares afirmativos han definido procedimientos para desarrollar especificaciones que pueden implementarse en términos justos. Dada la diversidad del mercado, los términos justos pueden variar de libre de regalías a términos justos, razonables y no discriminatorios (FRAND).
- e) Los estándares de adopción voluntaria se adoptan voluntariamente y el mercado determina el éxito.

En algunas definiciones se incorporan los términos de uso de derechos, ya sean de uso gratuito o no. Los derechos de propiedad intelectual (DPI) son esenciales para implementar un estándar abierto y estos deben ser otorgados a todos los solicitantes de forma global y no discriminatoria, siendo siempre bajo términos y condiciones razonables. Los derechos de propiedad intelectual pueden ser:

- Otorgados o autorizados para su uso de forma gratuita.
- Incluir compensación monetaria, con valores y mecanismos públicos de adquisición o sujetos a negociaciones entre las partes interesadas.

3.4 Protocolo de comunicación.

Protocolo se define como un conjunto de reglas que permite a dos entidades transmitir información entre ellos de manera efectiva. Protocolo define, las reglas, la semántica, la sincronización, claves, métodos de comprobación o corrección de errores que definen el envío de mensajería entre dos entidades [14].

Los sistemas de comunicación utilizan formatos bien definidos para intercambiar mensajes. Cada mensaje tiene un significado exacto destinado a obtener una respuesta (correcta o incorrecta) de un rango de posibles respuestas predeterminadas para esa situación en particular. El comportamiento especificado es típicamente independiente de cómo se implemente, ya que la implementación es por lo general abordada por los fabricantes. Los protocolos de comunicación en general son acordados por las partes involucradas.

Respecto al acceso a la información de composición de un determinado protocolo es posible separarlos en dos grandes grupos: los protocolos abiertos y los protocolos cerrados. Un protocolo cerrado es aquel que ha sido desarrollado por una entidad para uso exclusivo propio (o de quien

ellos determinan), por lo que, sus características no se hacen públicas, es decir, para otras entidades funciona como “una caja negra”. Un protocolo abierto es aquel en el cual sus características son de libre acceso, tanto a empresas como a usuarios, los cuales pueden obtener la suficiente documentación para implementarlo en el sistema o lenguaje que se desee. Cabe mencionar que un protocolo abierto puede tener compensación al propietario por su uso, es decir, libre no es sinónimo de gratuito [5].

3.5 ¿Por qué estandarizar?

La necesidad de estándares de protocolo se puede mostrar al observar lo que sucedió con el protocolo de sincronización dual (BSC) inventado por IBM. BSC es un protocolo anterior de nivel de enlace utilizado para conectar dos nodos separados. Originalmente, no estaba destinado a ser utilizado en una red multinodo, pero al hacerlo reveló varias deficiencias del protocolo. Ante la falta de estandarización, los fabricantes y las organizaciones se sintieron libres de “mejorar” el protocolo, creando versiones incompatibles en sus redes. En algunos casos, esto se hizo deliberadamente para desalentar a los usuarios de usar equipos de otros fabricantes. Hay más de 50 variantes del protocolo bi-sync original [5]. Se puede suponer que un estándar habría evitado que al menos una parte de lo sucedido.

3.5.1 Ventajas y desventajas de la estandarización.

La estandarización en general tiene una gran cantidad de ventajas por sobre desventajas, las cuales podemos citar en el siguiente apartado.

- Uso de mejores prácticas en materia. Los estándares en general son desarrollados en base a equipos multidisciplinarios y con grupos de interesados de distinta índole, de esta forma los estándares reflejan las mejores prácticas conocidas a nivel de la tecnología en particular.
- En general contribuyen a la madurez de la tecnología o los procesos. Los estándares contribuyen con la mejora continua, la documentación, la toma de acciones, la contribución comunitaria, etc. Prácticas que permiten llevar un producto a su madurez tecnológica más rápidamente.
- Suma de diferentes perspectivas. Los estándares en general son diseñados de manera abierta y sin influencia de un grupo de interesados en particular, por lo que, pueden reflejar de mejor manera los intereses comunes, por sobre los particulares de un grupo.
- Acumulación de conocimiento y experiencia. Los estándares reflejan mucha experiencia y conocimiento en la materia, por esta razón es posible diseñar mejores soluciones tecnológicas con respecto a una solución particular.
- Fomento de la competencia. En general al existir algún estándar técnico es posible que fabricantes de cualquier índole pueden realizar desarrollo de productos para las aplicaciones, contribuyendo al fomento de la competencia y el libre mercado.
- Mejora en la experiencia del usuario. La suma de experiencia y trabajo conjunto se traduce por lo general en un mejor conocimiento de las percepciones del usuario, lo que finalmente produce una mejor experiencia.

- Corrección de errores, actualizaciones. Los estándares poseen actualizaciones periódicas, incorporación de funcionalidades y corrección de errores para todos quien estén adheridos al estándar.
- Escalabilidad. Los estándares a diferencia de las muchas soluciones particulares son diseñados pensando en la escalabilidad.
- Economía en los costos de largo plazo. Mayor competencia, múltiples desarrolladores, planes acotados de mantenimiento, etc. son características de los estándares, que debiesen traducirse en un ahorro de costos.
- Posibilidad de agregación de diversos productos, fabricantes, servicios, etc., todo con una interoperabilidad garantizada.

Como desventajas se puede citar lo siguiente.

- Costos iniciales en la aplicación a adhesión al estándar. Principalmente gestión de cambio y capacitación en la implementación.
- Posibles costos de licenciamiento por uso de estándares comerciales que soliciten compensación de uso.
- Soluciones desarrolladas a gran escala por privados podrían quedar obsoletas en caso de estandarización obligatoria.
- El uso de un estándar unitario, en clientes o sistemas muy disímiles en sus características, podría traer desigualdad en la operación favoreciendo un determinado grupo sobre otro.

4 Externalidades positivas y negativas.

Los sistemas de medición inteligentes corresponden a una arquitectura de comunicaciones, sin embargo, tienen particularidades en comparación con otras infraestructuras de comunicación tradicionales, como la telefonía, la radio, la internet, etc. En este capítulo se tratarán las particularidades principales de una red de medición inteligente. Como objetivo se quiere inducir al lector a un conjunto de las externalidades positivas y negativas pueden contribuir tanto a la aceleración como a desacelerar las políticas en pro/contra de la interoperabilidad.

4.1 Externalidades negativas para lograr interoperabilidad en medición inteligente.

En la medición inteligente existen algunas externalidades, causadas ya sea por razones técnicas, comerciales o regulatorias, a tener en cuenta para la definición de una interoperabilidad de los equipos en la red. Estas externalidades se describen a continuación y se recomienda considerarlas para una futura definición del nivel de interoperabilidad que los sistemas de medición, monitoreo y control necesitan.

4.1.1 Concesión geográfica.

Las distribuidoras de energía, debido principalmente al monopolio natural que se produce por el despliegue de la infraestructura de red, en muchos casos tienen áreas geográficas de concesión. Esta separación geográfica resta potencialidad a la idea de la interoperabilidad, pudiendo destacar

dos casos extremos en los modelos revisados a nivel mundial, según el dinamismo del mercado energético del país.

- a) En un mercado energético dinámico. Es decir, basado en una separación completa de las funciones en la red eléctrica; con participación de operadores reales y operadores virtuales, tanto en la generación, transmisión, distribución y comercialización; la idea de una red interoperable es prácticamente un requisito fundamental.
- b) En mercados eléctricos poco dinámicos. Es decir, donde las áreas de concesión son claramente definidas y no existe un dinamismo de comercialización; cada unidad de concesión es ejecutora y comercializadora en su sector; una interoperabilidad completa pierde sentido o se traduce en una inversión alta y con poca rentabilidad a corto plazo.

4.1.2 Propiedad de los equipos de medición.

La propiedad de los equipos de comunicación y de los medidores inteligentes es también una variable para analizar. Por ejemplo, en la normativa de Brasil [20], son las distribuidoras los dueños de la infraestructura de medición inteligente, por ende, no se exige el cumplimiento de un estándar. La autoridad solo verifica las funcionalidades del sistema, pero la distribuidora es libre de implementar la tecnología que desee siempre que sea abierta a la autoridad (no es relevante si es abierta al resto del mundo) [21]. Es válido preguntarse, ¿si es la distribuidora es quien realizará la compra de los equipos de medición, es necesario que estos sean interoperables con otros fabricantes? ¿La adopción de un solo estándar para todo el país tiene algún beneficio a corto plazo? ¿Interoperabilidad o compatibilidad para este caso particular?

4.2 Externalidades positivas que aceleran la necesidad de interoperabilidad en la medición inteligente.

También existen externalidades positivas que se presentan en conjunto con los sistemas de medición inteligente. Estas externalidades podrían contribuir en aumentar la necesidad de interoperabilidad o estandarización. Las externalidades revisadas principalmente se desarrollan en un mundo regulatorio y en las rutas de planificación de políticas públicas a largo plazo de los países. Las principales externalidades presentes en la literatura revisada son:

4.2.1 Modelos de sistemas multiservicio.

Una de las ventajas evidentes de la adopción de un estándar en los sistemas de medición inteligente, está asociado con la posibilidad de incorporar servicios adicionales a la red de comunicación. Es decir, compartir el canal de comunicación con diversos servicios de medición inteligente, siempre que la capacidad del canal lo permita. Esta política podría tener beneficios económicos por las economías de escala presentes. En este apartado se revisará la experiencia internacional asociada a los sistemas compartidos de medición inteligente.

- a) Caso Gran Bretaña.

El gobierno de Gran Bretaña tiene como misión un despliegue masivo de medidores inteligente de energía para el año 2020. Una de las principales razones de justificación de esta ley, se basa en la

principal suposición de ahorro de costos, obtenidos desde la implementación de medición inteligente de luz, agua y gas. El gobierno supone un ahorro considerable si estos servicios son medidos en forma inteligente y separada, sin embargo, consideran aún mayor la economía de escala de la posibilidad de uso de una sola red de comunicación para varios servicios. El marco legal impulsado impone a los proveedores la obligación reglamentaria de tomar todas las medidas razonables para instalar medidores inteligentes, en todas las propiedades domésticas y pequeñas no domésticas, en Gran Bretaña entre 2015 y finales de 2020 [6].

Respecto al caso de la medición inteligente de agua no existe política definida a la fecha. Se puede inferir que un aumento en el consumo de agua podría detonar una aceleración de los cambios. Por otro lado, la infraestructura de comunicaciones puede ser la misma utilizada para energía y gas produciendo un importante ahorro. Pero también se diferencian problemáticas por el hecho de realizar el uso de una sola red de comunicaciones, tales como: la comunicación entre los medidores, generalmente instalados en lugares alejados; la necesidad de la adopción de algún estándar para la comunicación; evaluación de la existencia de capacidad ociosa en la red, etc [6].

b) Caso Holandés.

En Holanda, la empresa DELTA, promueve un modelo de integración de medidores de energía, con medición de gas y medición de agua en la misma red de comunicación inteligente. DELTA tiene como visión la eficiencia de los costos basado en el uso de una sinergia para la comunicación entre los diferentes servicios [7].

La red establecida por DELTA centra como punto de conexión al medidor de energía eléctrica ya que siempre se encuentra energizado. Mientras que los medidores de agua y gas son esclavos del medidor inteligente de electricidad, en referencia a la comunicación [7].

Sin embargo, algunos de los desafíos pendientes que se han encontrado en el modelo presentado por la empresa DELTA son:

- Lograr productos para convertir al usuario en partícipe importante en el sistema, lo cual se logra a través de productos “inteligentes” para el hogar que logran disponibilidad de los datos de manera atractiva para el usuario. Actualmente DELTA prevé un problema de seguridad frente al uso de este tipo de interfaces y se trabaja estudiando la posibilidad de mejorar el rendimiento de la interfaz local [7].
- Otro desafío es integrar la gestión de los medidores de agua con la gestión de los medidores de energía. Esto se debe a que, en los Países Bajos, los medidores de energía son propiedad de los operadores de la red y los medidores de agua son propiedad de las compañías de agua [7].

c) Otros casos menos avanzados.

Algunos casos donde aún la tecnología multi-tarifa se encuentra en etapa de investigación son:

- Italia, por ejemplo, aún en etapa de investigación sobre la implementación de modelos multiservicios. Se considera una oportunidad a futuro [8].
- Colombia, en los estudios realizado en el año 2016 se considera una oportunidad para el desarrollo de los modelos de redes inteligentes basados en la economía de escala considerada del aprovechamiento de la interfaz de comunicación de los medidores inteligentes para la tele medición de gas y agua [9].

4.2.2 Modelos con figura de comercializador.

Otra de las potencialidades de un sistema estandarizado se encuentra en la conexión al sistema de monitoreo y control de entidades distintas a la distribuidora. En este marco, regulaciones en pro de entidades transversales a las distribuidoras y las áreas de concesión pueden demandar interoperabilidad de la red. En este punto se analiza la figura del comercializador de energía. Un comercializador es una entidad, dentro de la regulación del mercado eléctrico, que debe tener acceso a los datos, impulsando la adopción de un estándar en particular para todo el país.

Según un estudio desarrollado para el ministerio de energía chileno en el año 2012 [16], la figura de un comercializador externo podría generar beneficios económicos importantes para el mercado energético. Mediante la participación de comercializadores de la energía sería posible aumentar el beneficio económico por una maximización del beneficio económico social y el fomento de la libre competencia de las generadoras. Se asume según [16] un consenso internacional en estas aseveraciones para clientes libres (grandes y medianos). En la figura 2 se puede apreciar un diagrama de la operación del comercializador en el mercado energético.

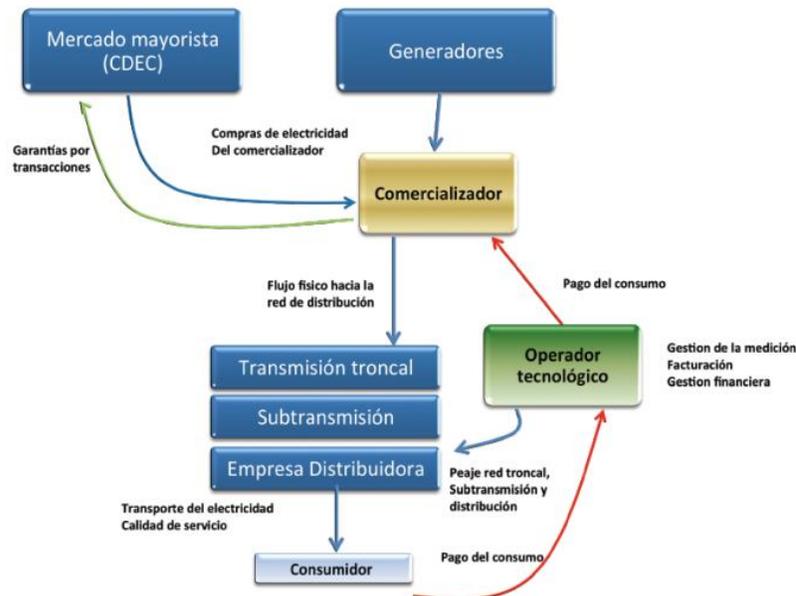


Figura 2. Comercializador propuesto según [16]. Fuente [16].

La eventual incorporación del comercializador en Chile en un horizonte de mediano plazo generaría la necesidad de un “Operador tecnológico” para el acceso a la información de medición

y facturación. La figura de comercializadores impone un reto técnico para los sistemas de medición monitoreo y control, que es la posibilidad de que distintos actores pueden acceder a la plataforma y obtener información. Eso evidentemente sugiere una interoperabilidad completa del sistema y por ende la estandarización.

5 Experiencia internacional.

En este apartado serán revisados los principales estándares, proyectos y protocolos más relevantes utilizados internacionalmente en las redes inteligentes. Dada la gran cantidad de estándares que aplican a la temática, se categorizaran en tres familias considerando su origen y área de aplicación. Las tres familias analizadas son: los estándares para Smart grid de IEC (International Electrotechnical Commission), la familia de estándares ANSI (American National Standards Institute) para Smart grid y la suite de IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) para smart grid. A continuación, se describen las características relevantes de cada uno con los estándares analizados:

5.1 Principales familias de estándares y sus componentes.

5.1.1 IEC

La IEC contiene un desarrollo de más de 290 estándares relacionados con las redes inteligentes, infraestructura de medición avanzada y medición inteligente. En este apartado revisaremos los principales estándares y sus principales características dado que carece de sentido la revisión completa. La lista completa está disponible desde la página web de la IEC [13].

a) IEC/TR 62357: Service Oriented Architecture (SAO).

Control del sistema de energía y comunicaciones asociadas. Principalmente se especifica una arquitectura de referencia, un marco para el desarrollo y la aplicación de estándares IEC para el intercambio de información del sistema de energía. Este reporte técnico proporciona una descripción general de estas normas, así como pautas y principios generales para su aplicación en la distribución; transmisión; y sistemas de generación involucrados en la operación y planificación de servicios eléctricos. La futura arquitectura de referencia de múltiples capas descrita en esta estándar toma en cuenta nuevos conceptos y tecnologías en evolución; tales como modelos semánticos y modelos de datos; con el fin de aprovechar las tendencias tecnológicas de otras industrias para lograr los objetivos de interoperabilidad de la red inteligente.

b) IEC 61970: Common Information Model (CIM) / Energy Management.

La serie de normas IEC 61970 se ocupa de las interfaces para programas de aplicación en sistemas de gestión de energía (EMS). La serie proporciona un conjunto de pautas y estándares para facilitar la integración de aplicaciones desarrolladas por diferentes proveedores en el entorno del centro de control; intercambio de información a sistemas externos al entorno del centro de control, incluidos los sistemas de transmisión, distribución y generación que necesitan intercambiar datos en tiempo real con el centro de control; la provisión de interfaces adecuadas para el intercambio de datos entre sistemas heredados y nuevos.

c) IEC 61968: Common Information Model (CIM) / Distribution Management

IEC 61968 es una serie de estándares en desarrollo, que definirán normas para intercambios de información entre sistemas de distribución eléctrica. IEC 61968 está diseñado para admitir la integración entre aplicaciones de una empresa de servicios públicos que necesita recopilar datos de diferentes aplicaciones (heredadas o nuevas) y cada una tiene diferentes interfaces y tiempo de ejecución. IEC 61968 define interfaces para todos los elementos principales de una arquitectura de sistemas de administración de distribución (DMS) y está diseñado para ser implementado con servicios de middleware que intermedian mensajes entre aplicaciones.

d) IEC 62351: Security

IEC 62351 es un estándar desarrollado desde IEC TC57. Se ha desarrollado para manejar la seguridad de la serie de protocolos TC 57, incluida la serie IEC 60870-5, la serie IEC 60870-6, la serie IEC 61850, la serie IEC 61970 y la serie IEC 61968. Los diferentes objetivos de seguridad incluyen: la autenticación de la transferencia de datos a través de firmas digitales, asegurando solo el acceso autenticado; la prevención de escuchas ilegales; la prevención de la reproducción y la suplantación de identidad; y la detección de intrusos.

e) IEC 62056: Data exchange for meter reading, tariff and load control.

IEC 62056 es un estándar que especifica el protocolo DLMS/COSEM. DLMS (Device Language Message Specification) es el conjunto de estándares desarrollado y mantenido por la Asociación de usuarios de DLMS y ha sido adoptado por IEC 62056. COSEM (Companion Specification for Energy Metering), incluye un conjunto de especificaciones que definen las capas de transporte y aplicación del protocolo DLMS. La Asociación de usuarios de DLMS define los protocolos en un conjunto de cuatro documentos de especificaciones, a saber, Libro verde, Libro amarillo, Libro azul y Libro blanco. El libro azul describe el modelo de objeto del medidor COSEM y el sistema de identificación de objetos OBIS, el libro verde describe la arquitectura y los protocolos, el libro amarillo trata todas las preguntas relacionadas con las pruebas de conformidad, el libro blanco contiene el glosario de términos. Si un producto pasa la prueba de conformidad especificada en el Libro amarillo, entonces la UA de DLMS emite una Certificación de conformidad con DLMS / COSEM. El protocolo DLMS / COSEM no es específico para la medición de la electricidad, también se utiliza para la medición de gas, agua y calefacción.

5.1.2 ANSI

ANSI es una organización privada sin fines de lucro, que supervisa el desarrollo de estándares de consenso voluntario para productos, servicios, procesos, sistemas y personal en los Estados Unidos. ANSI coordina un paquete de estándares relacionados con las redes inteligentes denominado SmartGrid Interoperability Standards Project, uno de los paquetes de estándares de ANSI en este proyecto es el ANSI C12 [14]. El ANSI C12 contiene la siguiente lista de estándares:

- ANSI C12. Smart Grid Meter Package
- ANSI C12.1-2014 - Electric Meters - Code for Electricity Metering

- ANSI C12.18-2006 (R2016) - Protocol specification for ansi type 2 optical port
- ANSI C12.19-2012 - American National Standard for Utility Industry End Device Data Tables
- ANSI C12.20-2015 - Electricity Meters - 0.1, 0.2, and 0.5 Accuracy Classes
- ANSI C12.21-2006 (R2016) - Protocol Specification for Telephone Modem Communication
- ANSI C12.22-2012 - Protocol Specification For Interfacing to Data Communication Networks

Los principales estándares utilizados para redes inteligentes de este estándar son:

- a) ANSI C12.19-2012 - American National Standard For Utility Industry End Device Data Tables

Este estándar define una estructura de datos para aplicaciones que intercambien información entre un dispositivo y otro de la red inteligente. Hay que destacar que este estándar no define ningún tipo de protocolo para realizar la transmisión de los datos y tampoco especifica sobre la estructura de almacenamiento de los datos.

- b) ANSI C12.22-2012 - Protocol Specification For Interfacing To Data Communication Networks

Describe como realizar el transporte de los datos basado en la estructura definida en C12.19. Además, contempla el transporte por diversos medios de transmisión (redes), el objetivo principal de este diagrama es mejorar la interoperabilidad entre los módulos de comunicaciones y los medidores. Utiliza el cifrado AES para seguridad de los datos (incluye confiabilidad y integridad de los datos), además, contempla una gran propiedad de escalabilidad de la seguridad pudiendo incorporar mecanismos adicionales.

5.1.3 IEEE

IEEE actualmente posee a su haber más de 100 estándares (desarrollados y en desarrollo) que tienen relevancia en las redes inteligentes. Además, existen 20 estándares IEEE nombrados en la Hoja de ruta para los estándares de interoperabilidad de redes inteligentes del NIST (National Institute of Standards and Technology). El informe de NIST describe un modelo de referencia de alto nivel para Smart Grid, identifica casi 80 estándares existentes que pueden usarse ahora para apoyar el desarrollo de la tecnología e identifica brechas de alta prioridad para las cuales se necesitan estándares nuevos o revisión de los existentes [15].

Los principales estándares de IEEE encontrados para aplicaciones en medición inteligente son:

- a) 1547-2003 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

Estándar que define los protocolos, pruebas para la interconexión de la generación distribuida al sistema eléctrico de potencia. Además, incorpora situación como los errores, la calidad de la energía, etc.

- b) 1547.3-2007 IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems

El objetivo de este estándar es facilitar la interoperabilidad de los recursos distribuidos y con eso lograr que las partes interesadas puedan implementar el monitoreo, el intercambio de información y el control para operación técnico-comercial. Esta guía incorpora modelos de información, enfoques de casos de uso y una plantilla de intercambio de información e introduce el concepto de una interfaz de intercambio de información.

- c) IEEE 2030-2011 - IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads

IEEE Std 2030 proporciona enfoques alternativos y presentación de las mejores prácticas para lograr la interoperabilidad de una red inteligente. Es el primer estándar IEEE global sobre interoperabilidad de redes inteligentes que proporciona una hoja de ruta dirigida a establecer el marco para el desarrollo de un cuerpo nacional e internacional de estándares IEEE basado en disciplinas técnicas transversales en aplicaciones de energía e intercambio y control de información a través de las comunicaciones.

- d) IEEE 1901-2010

IEEE Std 1901-2010 es un estándar que especifica una comunicación de alta velocidad sobre la línea de tensión (aproximadamente 500 Mbps). La transmisión se realiza sobre portadoras de frecuencias de inferiores a 100 MHz. Se utilizan dispositivos BPL (Broadband Power Line). El estándar IEEE 1901-2010 reemplazó una lista de especificaciones anteriores. Incluye un protocolo obligatorio de Intersistema de Coexistencia (ISP). El IEEE 1901 ISP previene la interferencia cuando las diferentes implementaciones BPL se operan muy cerca unas de otras. La IEEE 1901 es obligatoria para iniciar la carga de vehículos eléctricos SAE J1772.

5.2 Otros protocolos relevantes.

También existen algunos protocolos desarrollados de forma especializada para la infraestructura de medición avanzada y las redes inteligentes. Estos protocolos no son estándares, pero tienen participación importante de mercado a nivel internacional. Los protocolos considerados relevantes analizados en este apartado son: Prime, Open Meter y G3-PLC.

5.2.1 Prime

Proyecto Prime (Powerline-Related Intelligent Metering) nace en Europa como definición de una arquitectura de comunicaciones pública, abierta u no propietaria para soporte de telemedición de medidores de energía eléctrica. El establecimiento de este conjunto completo de estándares de ámbito internacional se basa en lograr la interoperabilidad entre equipos incluso de diferentes

fabricantes. PRIME se inicia para favorecer la competencia y los participantes en los proyectos de redes inteligentes basado en un estándar sin derechos de propiedad intelectual [11].

Prime, especifica una solución de comunicación PLC en la banda A de CENELEC, utilizando el esquema de modulación OFDM. La arquitectura especificada corresponde a una arquitectura de red de tres capas: capa física, capa de acceso al medio y capa de convergencia. La figura 3 muestra el diagrama del modelo de capas de PRIME [10].

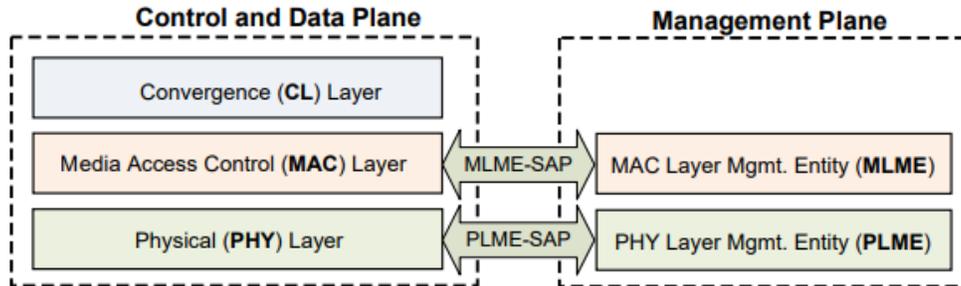


Figura 3. Modelo de referencia del estándar PRIME. Fuente [10].

Principales especificaciones de PRIME.

La capa de convergencia (CL) clasifica el tráfico que lo asocia con su conexión de MAC (Media Access Control) y realiza la asignación de cualquier tipo de tráfico para que se incluya correctamente en las MSDU (MAC Service Data Unit). También puede incluir funciones de compresión de encabezado. Se definen varios SSCS (Service Specific Convergence Sublayer) para acomodar diferentes tipos de tráfico en MSDU. La capa MAC proporciona funciones básicas de MAC de acceso al sistema, asignación de ancho de banda, establecimiento y mantenimiento de conexión y resolución de topología.

La capa física (PHY) transmite y recibe MPDU (MAC Protocol Data Unit) entre nodos vecinos utilizando multiplexación por división de frecuencia ortogonal (OFDM). Se elige OFDM como técnica de modulación debido a: su adaptabilidad inherente en presencia de canales selectivos de frecuencia (que son comunes pero impredecibles, debido a la interferencia de banda estrecha o el atasco no intencional); su robustez al ruido impulsivo, resultado de la duración extendida del símbolo y el uso de FEC (Forward Error Correction); su capacidad para lograr altas eficiencias espectrales con implementaciones de transceptor simples. Las velocidades de datos de PHY se pueden adaptar a las condiciones de canal y ruido mediante el MAC [10].

5.2.2 Open Meter

Open Meter (Open and Public Extended Network metering infrastructure) es un proyecto que nace la búsqueda de estándares que permitan la interoperabilidad entre equipos de medición multi-servicio. Open Meter tiene sus inicios basándose en la falta de estándares que permitan el despliegue de redes de comunicación para medición de electricidad, agua y gas de manera conjunta [11].

El objetivo principal del proyecto Open Meter ha sido especificar un conjunto completo de estándares abiertos y públicos para el soporte de infraestructura de medición avanzada (AMI) con productos múltiples (electricidad, gas, agua y calor) y basados en el acuerdo de las partes interesadas más relevantes en el área [12].

El acrónimo del Open Meter resume la filosofía del proyecto:

- ABIERTO: Proyecto basado en estándares abiertos y soluciones no propietarias, lo que resulta es un conjunto de estándares abiertos
- PÚBLICO: los resultados se pondrán a disposición de todos los interesados.
- EXTENDIDO: va más allá de la medición de servicios públicos y permite proporcionar nueva energía servicios.
- RED: los dispositivos de medición se convierten en nodos de redes de telecomunicaciones.

La figura 4, muestra el diagrama en bloque de las interfaces y nodos abordados por Open Meter.

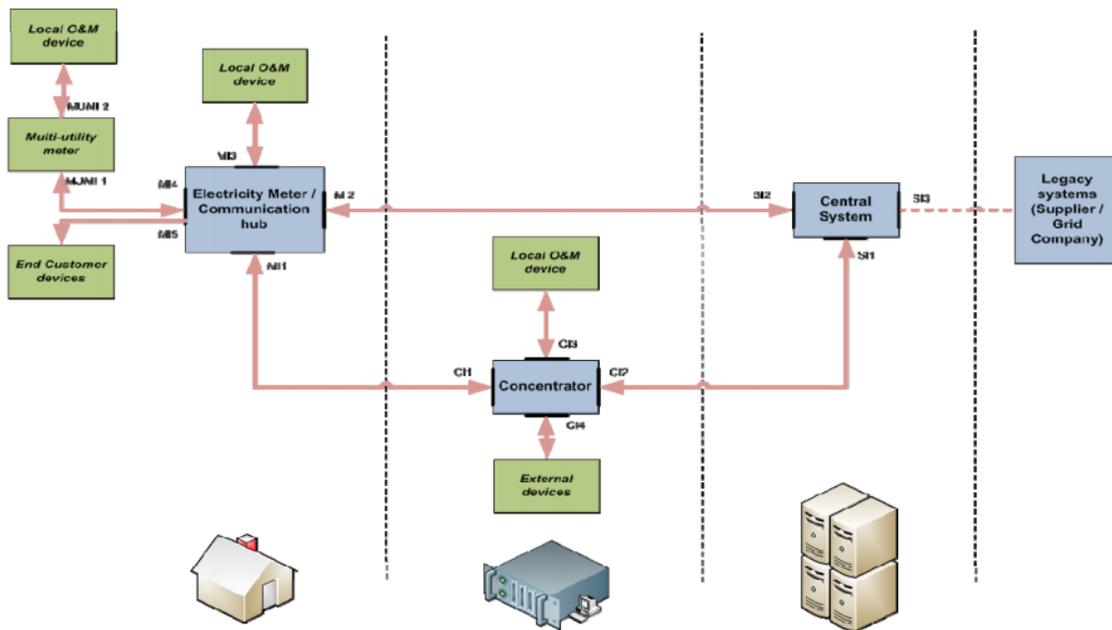


Figura 4, Diagrama abordado por Open Meter. Fuente [12].

5.2.3 G3-PLC.

G3-PLC™ fue desarrollado para cubrir la necesidad de la industria de un estándar de comunicaciones sobre la línea eléctrica que permita la implementación de una red inteligente. G3-PLC facilita la comunicación de alta velocidad, altamente confiable y de largo alcance a través de la red eléctrica existente. Con la capacidad de cruzar transformadores, los costos de infraestructura se reducen y con su soporte de IPv6, G3-PLC dará soporte a las comunicaciones de línea eléctrica

en el futuro. Las redes de comunicaciones basadas en G3-PLC proporcionarán a los operadores de redes eléctricas capacidades inteligentes de monitoreo y control [11].

Otras tecnologías no estandarizadas y utilizadas a nivel mundial son: Echelon, Telegstore-DLC, Ziv, Meter & More, Homeplug [11].

6 Aplicación en Chile.

En este capítulo se analizará los principales aspectos, que, en la experiencia internacional encontrada, puede desbalancear la toma de decisiones respecto de un estándar en particular o de una política de adopción de estándares.

6.1 Aspectos relevantes del caso chileno

6.1.1 Redes inteligentes multiservicios.

En Chile no se evidencia, dentro del corto o mediano plazo, una estructura del mercado de los servicios básicos que permita realizar una sinergia entre los servicios de agua, electricidad y gas en pro de una red multiservicios. Las razones de esto son las siguientes:

- Los servicios en Chile están completamente separados. Técnicamente no están físicamente en el mismo lugar de las propiedades. Por ejemplo, en los edificios en general existe una sala de medidores de energía eléctrica y los medidores de agua y gas se encuentran en las afueras de cada departamento.
- Gas y electricidad son regidas por el mismo ente regulador, pero los servicios sanitarios se rigen por un ente regulador diferente, lo que dificulta la integración sin proyectos de ley que lo sustenten.

Dependiendo de las políticas en esta materia, haciendo referencia al caso europeo, las primeras instancias de creación de redes inteligentes multiservicios, se está originando en sinergia de la red eléctrica y el suministro de gas [6], encontrándose con altas barreras de ingreso en los suministros de agua. En Chile se recomienda realizar el mismo camino.

6.1.2 Caso Smart Meter de Enel.

Enel, corresponde a la distribuidora más grande de Chile con área de concesión en la capital Santiago. Actualmente Enel tiene un parque instalados de medidores inteligentes de su propiedad y de su fabricación de aproximadamente 100.000 equipos. La confección de estos equipos se realiza mediante especificación técnica Meter & More, que corresponde a un protocolo de comunicación para PLC de carácter privado y cerrado, lo que dificulta enormemente un plan de interoperabilidad para la red concesionada de Enel.

Cabe también destacar que existen en el mundo un gran número de medidores inteligentes que Enel ha instalado en diferentes países. Por lo que cabe la posibilidad de realizar un análisis al caso.

6.1.3 Acceso a las comunicaciones en sectores rurales.

Los sectores rurales, actualmente poseen una tasa de equipos conectados por largo del alimentador muy baja y un bajo consumo promedio por unidad conectada a la red. Además, la falta de comunicaciones inalámbricas y los alimentadores de gran extensión geográfica encarecen aún más las posibilidades en las comunicaciones. Todas estas características producen un altísimo costo en la implementación de una red de comunicaciones para medición inteligente, quedando claramente en desventaja y traspasando estos costos al usuario.

6.1.4 Normativa de telecomunicaciones.

No es posible realizar una cobertura de área metropolitana sin un diseño de red de comunicación conjunto con las empresas de telecomunicaciones. Existen normativas definidas por la subtel, que atiende a políticas relacionadas con este tema, tales como: bandas de frecuencia licenciadas, tecnología celular, estándares ya utilizados en transmisión de radios, etc. En estos casos no es posible, dada la actual legislación legislar considerando un estándar por parte de la autoridad eléctrica.

6.1.5 Figura del comercializador.

No existe documentación a excepción del estudio realizado el 2012 por el ministerio de energía [16], de que en Chile se esté considerando, en el corto plazo, la incorporación de una figura de comercializador de la energía. La figura de comercializador genera la dependencia de un sistema como mínimo compatible y deseable interoperable.

6.2 Modelos de adopción de estándares en Chile.

Frente a lo expuesto, se puede apreciar para el caso chileno existen tres alternativas sobre la adopción de estándar para implementación del SMMC. Cada alternativa de adopción con sus respectivas ventajas y desventajas según lo revisado en este estudio.

Las alternativas de política de adopción posibles son: 1) la adopción de un estándar para todo el país y la obligatoriedad de ese estándar para todas las zonas de concesión y distribuidoras; 2) la adopción de estándares diferenciados según distribuidora o área de concesión tomando en consideración la diversidad implícita ya analizada del sistema; y 3) un esquema híbrido, donde se asegure la interoperabilidad parcial del sistema, desde un punto intermedio del SMMC.

6.2.1 Adopción de un estándar nacional.

La primera opción para el SMMC Chile, es la adopción de un estándar único nacional y la respectiva obligatoriedad de este estándar para todas las distribuidoras independiente de la zona de concesión. Si bien esta opción es técnica y académicamente recomendable, ya que cumple con la interoperabilidad completa del sistema y las demás ventajas de la estandarización, existen temas de carácter político y de carácter regulatorio que generar desventajas a la hora de implementar esta política de adopción cuando se realiza la primera versión en Chile del SMMC.

Según nuestro análisis del caso chileno, las ventajas y desventajas de esta política de adopción son las siguientes:

Ventajas	Desventajas
<p>Todas las ventajas expuestas de la adopción de un estándar: Uso de mejores prácticas en materia, contribución a la madurez de la tecnología o los procesos, suma de diferentes perspectivas, acumulación de conocimiento y experiencia, fomento de la competencia, mejora en la experiencia del usuario, corrección de errores, actualizaciones, economía en los costos de largo plazo, agregación de diversos productos y fabricantes.</p> <p>Interoperabilidad prácticamente completa del sistema.</p> <p>Escalabilidad del sistema, en énfasis del ingreso de nuevos actores del mercado eléctrico según nuevas políticas futuras.</p> <p>Mercado de agregación de valor. Posibilidad de agregación de dispositivos, de manera simple, como interfaces para el consumidor de energía.</p> <p>Las políticas internacionales que tienen sistema de medición avanzada en el mundo hace aproximadamente 10 años, hoy están trabajando en la estandarización.</p>	<p>Casos disímiles de densidad de usuarios por superficie, requieren soluciones diferentes y los estándares actuales no diferencian esta problemática. Por ejemplo, la baja densidad de población bajo un estándar desarrollado para urbanidad tendrá costos de comunicación mucho más elevados, discriminando, al fin y al cabo.</p> <p>Empresas internacionales (caso Enel) tienen desarrollos tecnológicos en materia de medidores inteligentes, que corresponden a productos maduros tecnológicamente. Estas empresas pueden estar acogidas a algún estándar diferente del adoptado o incluso pueden usar tecnología propietaria no estandarizada, quedando atómicamente fuera del mercado.</p> <p>La adopción temprana puede ser sobredimensionada, integrando capacidades a la red que no serán utilizadas en mucho tiempo y que por el corto plazo corresponde a capacidad ociosa o inversión no será rentabilizada (comercializador, redes multiservicios, etc)</p>

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la adopción de un estándar nacional. Fuente elaboración Centro Energía Universidad de Chile.

6.2.2 Adopción de estándares diferenciados.

La segunda opción de política de estandarización es la opción de estándar diferenciado, es decir cada área de concesión en pro de la actual separación existente (empresas diferentes, clientes diferentes, geografía diferente) tenga la adopción de un estándar diferente. Esta opción si bien es menos recomendable que la adopción unitaria permite disminuir las brechas en las desventajas existente de la estandarización unitaria. Las ventajas y desventajas revisadas son las siguientes:

Ventajas	Desventajas
Interoperabilidad dentro del área de concesión.	No existe interoperabilidad completa a nivel nacional.
Escalabilidad del sistema, a nivel de área de concesión.	No existe estabilidad nacional automática. En este aspecto se debería recurrir a la compatibilidad entre estándares.
Mercado de agregación de valor. Posibilidad de agregación de dispositivos, de manera simple, como interfaces para el consumidor de energía.	Empresas internacionales (caso Enel) tienen desarrollos tecnológicos en materia de medidores inteligentes, que corresponden a productos maduros tecnológicamente. Estas empresas pueden estar acogidas a algún estándar diferente del adoptado o incluso pueden usar tecnología propietaria no estandarizada, quedando atómicamente fuera del mercado.
Para los casos disímiles en cuanto a densidad de usuarios por superficie, es posible adopción de estándares a medida que permitan una distribución de costos de comunicación más equitativo.	Complicación en la forma de elegir cada estándar según área de concesión.
Dimensión del estándar adecuado según necesidad del área de concesión. Por ejemplo, necesidades de Santiago diferentes a las necesidades de las regiones del sur.	

Tabla 2. Ventajas y desventajas de la adopción estándares diferenciados. Fuente elaboración Centro Energía Universidad de Chile.

6.2.3 Adopción de una estandarización parcial.

Una tercera alternativa presentada es la adopción de una política de interoperabilidad parcial del sistema con la adopción híbrida de un estándar parcial al sistema y la posibilidad de diferentes alternativas de estándares en el resto de la red de comunicación del SMMC. Es decir, un estándar general que contemple la estandarización a menor nivel de unidades parciales del SMMC.

Para ejemplificar este punto se analizará un ejemplo basado en el modelo TCP/IP de redes de computadores. El modelo TCP/IP responde a un modelo de referencia, específicamente el modelo OSI de 7 capas. El modelo de referencia OSI, una normativa formada por siete capas que define las diferentes fases por las que deben pasar los datos para viajar de un dispositivo a otro sobre una red de comunicaciones.

El modelo OSI soporta diferentes estándares en cada una de las capas definidas. Dicho de otra manera, existe un estándar general que define cada capa del sistema y además existen estándares y/o protocolos no estandarizados diferentes al interior de una de las capas. Lo importante es que al interior de la capa exista compatibilidad y desde una capa a otra exista interoperabilidad.

De esta manera es posible interconectar redes TCP/IP que viajan en la capa física por diferentes medios: fibra óptica, cable par trenzado, cable UTP, cable coaxial, cable de tensión (PLC), inalámbrico, etc. Manteniendo la compatibilidad al interior de la capa misma y la interoperabilidad a nivel de capa superior que finalmente se traduce en algo transparente para el usuario.

En referencia al modelo OSI, se propone un sistema híbrido para el SMMC, basado en 4 capas. Las capas del modelo son:

- Capa física.
- Capa de enlace.
- Capa de red.
- Capa de aplicación.

La capa física realizar la conexión directamente al medio físico de transmisión de los datos desde los medidores inteligentes y la capa de aplicación genera la conexión del SMMC fuera de la red. Se debe definir un estándar unitario para las capas de red y de aplicación. Las capas físicas y de enlace deben cumplir con un estándar de compatibilidad con las otras capas. Lo anteriormente descrito se traduce en el siguiente diagrama de capas de la figura 5.

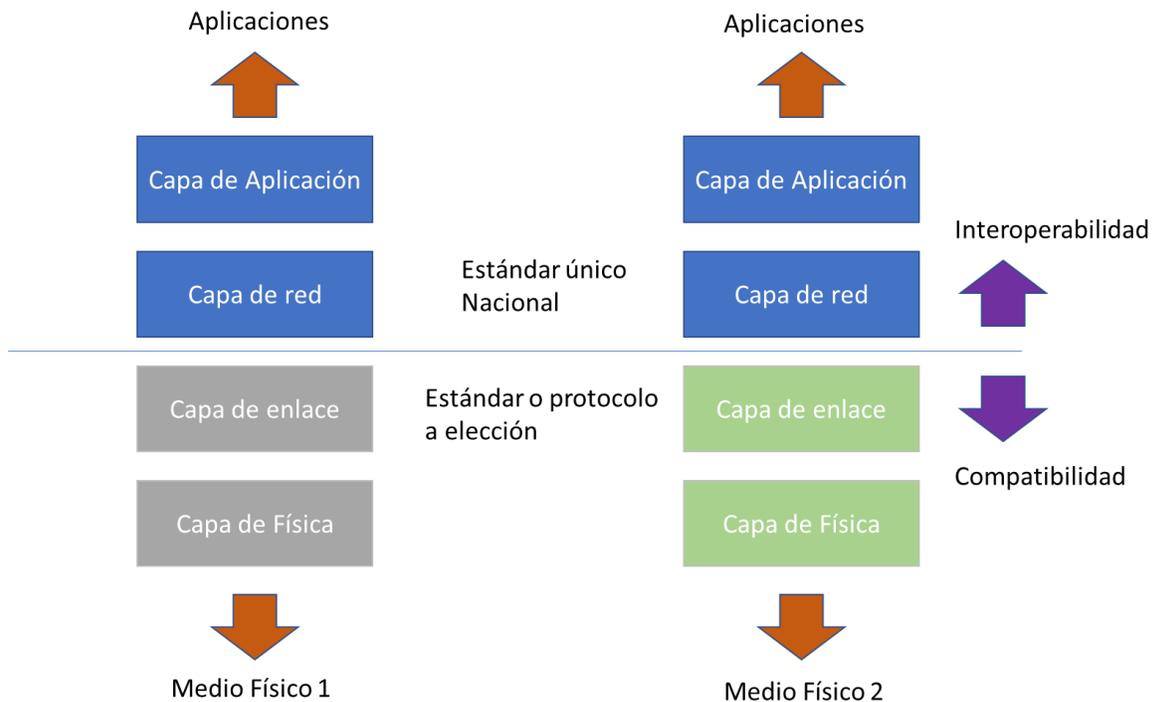


Figura 5. Modelo híbrido simplificado en dos distribuidoras y en dos áreas de concesión. Fuente Elaboración Centro Energía Universidad de Chile.

Finalmente, a nivel de topología de la red del SMMC el modelo híbrido propuesto se traduce en el modelo mostrado en la figura 6. Se puede apreciar que las interfaces estandarizadas se desarrollan principalmente para las aplicaciones y en las capas internas del modelo se traduce en una compatibilidad.

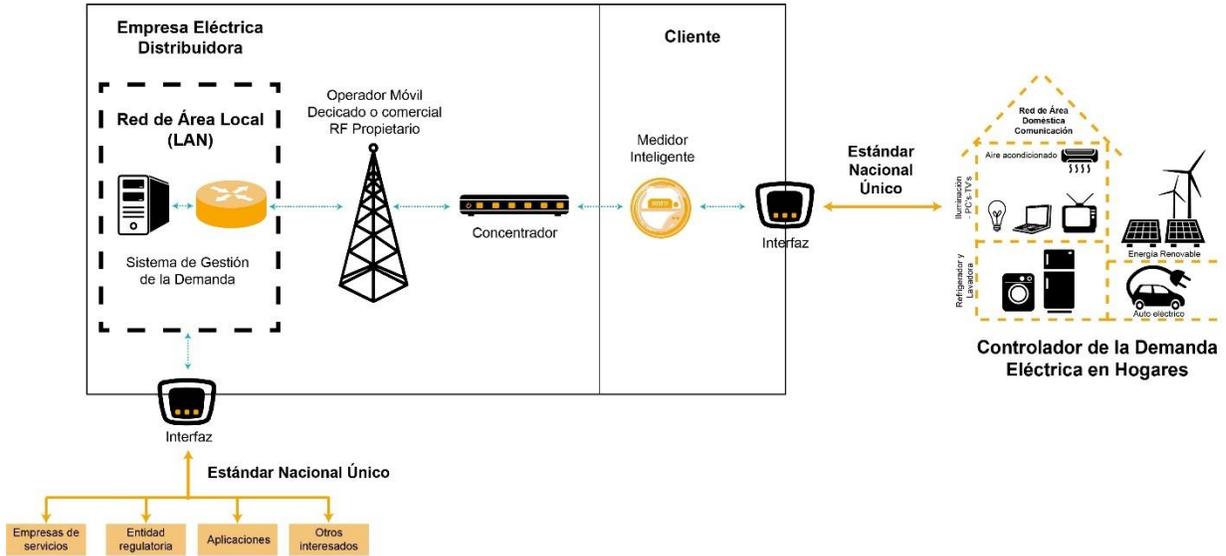


Figura 6. Modelo híbrido para SMMC. Fuente: Elaboración Centro de Energía Universidad de Chile.

La adopción de un estándar mixto tiene las ventajas y desventajas mostradas en la Tabla 3.

Ventajas	Desventajas
Interoperabilidad completa en las capas superiores del modelo. Capas inferiores son compatibles.	Complicaciones por desarrollo de modelo de referencia de capas inicial.
Escalabilidad del sistema, en las capas superiores.	Interoperabilidad parcial, capas inferiores solo son compatibles.
Mercado de agregación de valor. Posibilidad de agregación de dispositivos, de manera simple, como interfaces para el consumidor de energía.	Estudio de diversos estándares en las capas inferiores.
Para los casos disímiles en cuanto a densidad de usuarios por superficie, es posible adopción de estándares a medida en las capas inferiores, que permitan una distribución de costos de comunicación más equitativo.	Necesidad de evaluación de protocolos no estandarizados para aprobación de uso.
Dimensión del estándar adecuado según necesidad del área de concesión en las capas inferiores.	

Tabla 3. Ventajas y desventajas de la adopción estándares parciales por modelo de referencia en capas. Fuente elaboración Centro Energía Universidad de Chile

7 Conclusiones y recomendaciones.

Se han definido de manera técnica los términos asociados a la implementación del SMMC en Chile, tales como interoperabilidad, compatibilidad, estándar y protocolo. Se encuentra una conclusión importante de este análisis: la interoperabilidad abierta y efectiva, según su definición, debe ser basada preferentemente en estándares abiertos de fácil adopción e implementación. Así, la interoperabilidad en sistemas no estandarizados o basados en protocolos cerrados es más difícil de implementar o alcanzar.

Se realiza un análisis de la experiencia internacional en la materia, encontrándose indicios de una tendencia, aún leve, a la estandarización de los sistemas de medición inteligente con miras a una red inteligente futura. Entidades de desarrollo de estándares como IEEE, IEC y ANSI ya esbozan paquetes o familias de estándares para las redes inteligentes. Del análisis de estos cuerpos de estándares, se desprende que aquellos más relevantes para la implementación del SMMC en Chile en el corto plazo corresponden a los de la familia IEC, al ser los más completos y detallados.

Es recomendable la definición del nivel de interoperabilidad deseada en el corto y largo plazo. En el futuro la red inteligente requerirá de definiciones en miras de una mayor interoperabilidad incluso entre distintos usos y servicios y la adopción de estándares apropiados para costos de operación y desarrollos efectivo. En el corto plazo, los requerimientos y/o limitaciones la red actual, las limitaciones de los propios estándares y tecnologías de SMMC actuales, aconsejan que la definición de la interoperabilidad deseada sea lo suficientemente flexible para permitir el desarrollo de la tecnología en el corto y mediano plazo, sin convertirse en si misma en una traba para su implementación inmediata o afectar indeseadamente a segmentos de clientes específicos.

Se debe definir, en concordancia con el nivel de interoperabilidad, una política de adopción de estándares para el SMMC. Para ello, es recomendable, por ejemplo, definir una política de interoperable de adopción parcial y/o paulatina, con énfasis en el uso de estándares abiertos para las capas superiores de los sistemas de comunicación. Para mantener el sistema en equilibrio y constante comunicación, las capas no estandarizadas deben ser compatibles con el sistema y con la normativa establecida por medio de interfaces de compatibilidad.

Por último, comentar, que hacia futuro los sistemas deberán tender a ser interoperables y estandarizados, se puede apreciar en la figura 7, el modelo de visión de la red de energía eléctrica mostrada por la IEEE en [3], donde el consumidor (usuario) será el centro del mercado energético.

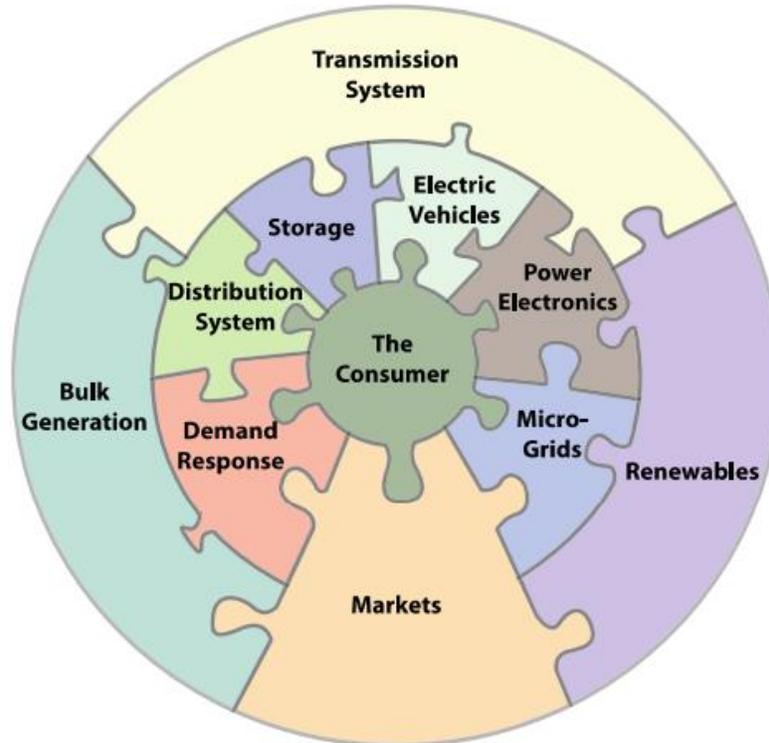


Figura 7. Visión de la red eléctrica inteligente al 2030 por IEEE. Fuente [3].

8 Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía Chile, Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, 2017.
- [2] Comisión Europea, Interoperability solutions for public administrations, businesses and citizens. Sevilla 2010.
- [3] IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads," in IEEE Std 2030-2011, vol., no., pp.1-126, 10 Sept. 2011 doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6018239.
- [4] CEPAL, Unión Europea. (2007). Libro blanco de interoperabilidad de gobierno electrónico para América Latina y el Caribe.
- [5] Marsden 1986, Section 6.1 - Why are standards necessary? p. 64-65, uses BSC as an example to show the need for both standard protocols and a standard framework.
- [6] The Parliamentary Office of Science and Technology London, Smart Metering of Energy and Water, postnote Number 471 July 2014.
- [7] Smart Energy International, How smart water meters save energy, January 10, 2014.
- [8] G. Betta, D. Capriglione, L.Celenza, M.Dell'Isola, L. Ferrigno, G.Ficco, A MULTI-UTILITY SMART METERING ARCHITECTURE TO IMPROVE ENERGY EFFICIENCY, September 4, 2015.
- [9] Informe: Mercado de Energía, Actualización área de oportunidad Smart Grid-Medición Inteligente por Corporación Ruta N, 2016.
- [10] Prepared by the PRIME Alliance Technical Working Group, Specification for PowerLine Intelligent Metering Evolution.
- [11] Energía y Sociedad, SMARTGRIDS, Redes eléctricas inteligentes, Marzo de 2010.
- [12] Project Funded by the European Commission under the 7th Framework Programme, IB09_OPEN meter_publishable summary, 31/8/2011.
- [13] <https://www.iec.ch/smartgrid/standards/>, Diciembre 2018.
- [14] <https://webstore.ansi.org/industry/smartgrid>, Diciembre 2018.
- [15] <https://www.ieee.org/standards/index.html>, Diciembre 2018.
- [16] Antuko Energy S.A., Impacto de la Participación del Agente Comercializador en el Mercado Eléctrico Chileno - Informe Ejecutivo, 03 de Mayo de 2012.
- [17] Recommendations for smart grid standardization in Europe "Standards for Smart Grids", European Standards Organizations, June 2011, Europe.
- [18] Resumen Siemens Norma Advanced Metering Infrastructure (AMI) NTC 6079 – ICONTEC, marzo 2018, Colombia.
- [19] Norma WELMEC 7.2: Software Guide Measuring Instruments Directive 2004/22/EC, Maio 2008, Brasil.
- [20] Documento Internacional da Organização Internacional de Metrologia Legal – OIML D31/2008: General Requirements of Software Controlled Measuring Instruments, Brasil.
- [21] 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.
- [22] Directiva 2006/32/CE del parlamento europeo y del consejo de 5 de abril de 2006, Unión Europea.