

“ESTUDIO DE MEDIDORES INTELIGENTES Y SU IMPACTO EN TARIFAS “

INFORME FINAL



Diciembre 2016

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	6
1 INTRODUCCIÓN.....	8
2 OBJETIVO.....	8
3 ALCANCES.....	9
4 DESARROLLO	11
4.1 Aspectos Generales.....	11
4.2 Diferentes sistemas disponibles en el mercado	16
4.2.1 Power Line COMMUNICATION (PLC)	17
4.2.2 Radio Frecuencia (RF).....	19
4.3 Aspectos claves a considerar para la selección de una tecnología AMI	22
4.4 Identificación de fabricantes y proveedores	29
4.5 Información de Precios de Medidores.....	39
4.6 Levantamiento de Información de Medidores de Facturación en Operación en Sistemas Inteligentes de Medición	50
4.6.1 Mercado Nacional.....	51
4.6.1.1 Descripción de experiencia de medidores Smart Meter CHILQUINTA	51
4.6.1.2 Descripción de experiencia de medidores Smart Meter CHILECTRA	57
4.6.1.3 Descripción de experiencia de medidores Smart Meter SAESA	59
4.6.2 Mercado Internacional.....	60
4.6.2.1 Asociaciones y Estándares de Mercado.....	60
4.6.2.2 Experiencia internacional en relación al reemplazo de medidores.....	62
4.6.3 Revisión Actas Comité TC-13.....	71
4.7 Levantamiento de Información de Instalaciones y Equipos Anexos	72
4.8 Modularidad de Equipos de Medida	73
4.9 Costos de Instalación	74
5 ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE MEDIDA INTELIGENTE MÁS ADECUADAS A LA REALIDAD ELÉCTRICA CHILENA.....	75
5.1 Comparación Proyecto Piloto Homologado.....	75
5.2 Comparación Proyectos de Smart Grid de Empresas Distribuidoras	82
6 PROPUESTA OPCIONES TARIFARIAS PARA MEDIDORES INTELIGENTES.....	88

6.1	Revisión Internacional Tarifas Medidores Inteligentes	88
6.1.1	PG&E (California).....	89
6.1.1.1	Smart Rate	90
6.1.1.2	Peak Day Pricing Default Rate	90
6.1.1.3	Base Interruptible Program (E-BIP)	91
6.1.1.4	Smart AC Program (E-CSAC y E-RCSAC)	92
6.1.1.5	Demand Bidding Program (E-DBP).....	92
6.1.1.6	Scheduled Load Reduction Program (E-SLRP)	93
6.1.1.7	Net Energy Metering (NEM).....	94
6.1.2	MG&E (Wisconsin).....	94
6.1.2.1	Electric Interruptible Service (Is-3 y Is-4).....	95
6.1.2.2	Power Critical Peak Pricing Rate (Cg-2A y Cg-6A)	97
6.1.2.3	Short-Term Interruptible Replacement Service (STIR)	98
6.1.2.4	Renewable Generation Net Metering Rate (Rg-7, Cg-7, Cg-8)	98
6.1.3	Hydro Quebec (Canadá)	98
6.1.3.1	Interruptible Electricity Options	99
6.1.3.2	Additional Electricity Option.....	101
6.1.3.3	Rate LD.....	102
6.1.3.4	Net Metering.....	103
6.1.3.5	Services	103
6.1.4	España.....	104
6.1.5	Alemania.....	107
6.2	Aplicación en Chile Tarifas Medidores Inteligentes	108
6.3	Beneficios y cargos opciones de medición inteligente	110
6.3.1	Comparación Opciones Tarifarias Sin Modificación Del Perfil De Carga.....	111
6.3.2	Comparación Opciones Tarifarias Con Modificación Del Perfil De Carga	113
6.3.3	Sustitución Otros Insumos Energéticos	115
6.3.4	Oferta por aumento/reducción de consumo a un precio diferente del de compra de la empresa distribuidora.....	116
6.4	Estructura Tarifaria con Medición Inteligente	118
6.4.1	Precio De Energía Diferenciado Por Período, Potencia Y Reactivos.....	119
6.4.2	Operación mecanismo.....	122
7	APLICACIÓN SISTEMAS DE MEDIDA INTELIGENTES	123
7.1	Costos Implementación Medidores Inteligentes	123
7.2	Beneficios Implementación Medidores Inteligentes	124
7.2.1	Corte y reposición	125
7.2.2	Lectura	126
7.2.3	Pérdidas no técnicas (hurto).....	126
7.2.4	Aviso y localización de falla	126
7.2.5	Gestión de consumo	127

7.2.6	Campañas de medición.....	127
7.3	Análisis de conveniencia de incorporación de sistemas de medición inteligente...	128
8	CONCLUSIONES.....	130
9	GLOSARIO.....	133
10	ANEXO 1: ESTRUCTURA OPCIONES TARIFARIAS Y SUPUESTOS MODELO.....	134
10.1	Estructura Opciones Tarifarias	134
10.1.1	Supuestos Modelo.....	138

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Aspectos Claves Comparación por Tecnologías	23
Tabla 2: Proveedores, Marcas Disponibles y Contacto	29
Tabla 3: Atributos de Medidores Parte 1	41
Tabla 5: Precios Otros Equipamientos.....	49
Tabla 6: Características Elementales Equipos	52
Tabla 7: Características Metrológicas y de Registro	52
Tabla 8: Características Elementales Medidores Trifásicos	54
Tabla 9: Características Metrológicas y de Registro	54
Tabla 10: Precios referenciales informados por Chilquinta	56
Tabla 11: CAPEX y Costo Instalación Medidores Distintas Tecnologías para Piloto Urbano.....	77
Tabla 12: CAPEX y Costo Instalación Medidores Distintas Tecnologías para Piloto Rural.....	78
Tabla 13: OPEX Distintas Tecnologías para Piloto Urbano	79
Tabla 14: OPEX Distintas Tecnologías para Piloto Rural	79
Tabla 15: CAPEX, OPEX Distintas Tecnologías	80
Tabla 16: Costos Instalación de Equipos.....	81
Tabla 17: Análisis Comparativos Distintas Tecnologías para Empresas Distribuidoras	83
Tabla 18: Selección de Tecnología por Empresa Distribuidora	85
Tabla 19: Programas Tarifas Medidores Inteligentes	89
Tabla 20: Condiciones de Aplicación Programa Interrumpible	99
Tabla 21: Energía Consumida y Factor de Modulación Promedio	111
Tabla 22: Comparación Cambio Tarifa Sin Modificación del Perfil de Consumo	111
Tabla 23: Factores de Modulación Precio de Energía Bloques.....	112
Tabla 24: Distribución Consumo de Energía Horario.....	114
Tabla 25: Comparación Cambio Tarifa Sin Modificación del Perfil de Consumo	114
Tabla 26: Comparación Precios Energéticos (c/IVA)	115
Tabla 27: Ejemplo Plan de Cambio Medidores con Precio de Compra Alternativo	118
Tabla 30: Glosario.....	133

Tabla 31: Estructura Tarifaria Opciones BT1a y TR2.....	134
Tabla 33: Distribución Consumo de Energía Horario.....	140
Tabla 34: Factor de Carga Nuevas Opciones Tarifarias	140

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: la Relación de las Componentes Sistemas AMI	15
Figura 2: Diagrama Red PLC Simplificada	18
Figura 3: Esquema Sistema RF de Largo Alcance	19
Figura 4: Esquema Sistema RF Mesh.....	19
Figura 5: Esquema Plataforma de Comunicación Medidores GE.....	55
Figura 6: Esquema Proceso de Recolección de Datos y Base de Datos	56
Figura 7: Esquema Solución de Medición Inteligente Propuesta por ENEL.....	57
Figura 8: Opciones Reducción Consumo Programas Interrumpibles ls-3 y ls-4.....	96
Figura 9: Buy-through Option Tarifas Interrumpibles ls-3 y ls-4.....	96

ESTUDIO DE MEDIDORES INTELIGENTES Y SU IMPACTO EN TARIFAS

INFORME FINAL

RESUMEN EJECUTIVO

Asociado al interés de conocer y analizar los sistemas de medición inteligente existente a nivel mundial y con el fin de preparar su posible implementación en nuestro país, es de interés realizar un relevamiento del tipo de tecnologías disponibles para los sistemas de medición inteligente, así como sus costos y beneficios para dimensionar el impacto de una posible implementación a nivel nacional

Si bien en la actualidad se usan medidores del tipo “electromagnéticos” y “electrónicos”, similares a los concebidos por la actual estructura tarifaria al momento de su creación, dado el progresivo desarrollo del concepto de “generación distribuida” y aplicación de su regulación, así como de la necesidad del desarrollo de redes del tipo “inteligentes” (Smart Grid), resulta necesario considerar, una estructura regulatoria y tarifaria que dé cuenta de las nuevas aplicaciones que se realizarán en las redes de distribución de manera de contemplar, en las referidas opciones tarifarias, el uso de “medidores inteligentes”.

En este contexto se ha realizado el presente estudio, es cual considera tres etapas: análisis del mercado de medidores inteligentes, recomendación de la tecnología más adecuada a la realidad eléctrica nacional, y análisis de su implementación en tarifas.

Se ha realizado un análisis del mercado de sistemas de medición inteligente, los cuales a su vez incorporan los equipos de medida propiamente tal, y la tecnología de comunicación que ellos requieren y que incluyen tanto los sistemas para ir recopilando la información desde los puntos de medida hasta su transmisión hasta los centros de control, agregando a esto el equipamiento de comunicación tales como acumuladores, antenas y otros que se pueden requerir.

Dada las características de este mercado que se asocia a las implementaciones masivas de estos productos, por lo general se obtienen precios sólo de carácter referencial, ya que los proveedores evitan entregar precios exactos de sus equipos y tecnologías bajo condiciones de información para volúmenes de que se supone son de mayor envergadura. Igualmente, no se dispone de información de modularidad de estos equipos, ya que en la actualidad su diseño a gran escala es más conveniente incorporar todas las funcionalidades ya desde fábrica, aminorando los costos para el comprador y evitando futuras intervenciones en los medidores. En el mercado se observa la existencia de diversos proveedores, la mayoría con experiencias en la implementación de estos sistemas, obtenidas ya sea de la aplicación de pilotos a nivel nacional como de la implementación de proyectos globales en otros países.

Al observar el equipamiento, la tecnología de comunicación y los beneficios que se pueden obtener de la implementación de estos sistemas, resulta que no existe una única solución a aplicable a toda la realidad chilena. Las componentes geográficas y de densidad de clientes son altamente relevantes al momento de definir la conveniencia de una solución respecto a otra, y dada la variabilidad que se tiene en el mercado chileno, resultan distintas opciones convenientes. En las

zonas urbanas la tecnología que presenta mayor conveniencia es la PLC AF (comunicación a través de la red de distribución BT a alta frecuencia). A su vez, en las zonas rurales se observa mayor conveniencia de los sistemas que hace uso de la Radio Frecuencia de Largo Alcance (comunicación mediante RF a un concentrador y luego hacia el sistema de control). A nivel global la estimación del costo de implementación es del orden de 112,1 MMUS\$, equivalente a un costo medio por cliente de 140,6 US\$/cliente.

Respecto de los beneficios de la implementación de estos sistemas, se estimaron los montos anuales asociados a los ahorros por concepto de Corte y Reposición, Lectura Remota, Aviso y Localización de Fallas, Hurto y Gestión de Demanda totalizando un valor aproximado de 106,9 MMUS\$, resultando de mayor relevancia los de Gestión de Demanda (47%), Corte y Reposición (17%) y Hurto (26%).

Al comparar los costos de implementación del sistema para un escenario base respecto de los beneficios, resulta una diferencia anual de US\$-5.206.811 que representa un -4,6% sobre el costo anual. Para el escenario pesimista la diferencia anual es de US\$ -18.701.187 que representa un -16,7% sobre el costo anual, para el escenario optimista la diferencia anual es de US\$ 24.776.901 que representa un 22,1% sobre el costo anual. De lo anterior se observa la relevancia de identificar y dimensionar apropiadamente los beneficios del proyecto.

Cabe recordar que si a futuro, con las adecuadas modificaciones regulatorias, se pudieran incorporar otros beneficios asociados, por ejemplo, que los clientes puedan acceder a disminuciones de precios temporales que efectúen los suministradores, o premios o incentivos por aumentos o reducciones de consumos (escenarios que los sistemas de medición inteligente permiten implementar) los beneficios podrían aumentar para los usuarios.

A nivel mundial se observa que la penetración de redes inteligentes, que fomentan la incorporación de generación distribuida, el control de la demanda, el traspaso de precios directo de los generadores a los consumos, la utilización de la electricidad en nuevos elementos (como los vehículos eléctricos), entre otras características es cada vez mayor, y ellas requieren necesariamente de la incorporación de sistemas de medición inteligente como el analizado en este estudio.

1 INTRODUCCIÓN

Bajo el contexto de “Analizar y proponer fundadamente nuevas opciones tarifarias, considerando la experiencia de los procesos de fijación anteriores y los cambios regulatorios en tramitación”, interesa realizar un relevamiento del tipo de tecnologías disponibles en equipos destinados a medir el consumo de energía eléctrica o de otras magnitudes que configuran el suministro, con el propósito de su facturación. Si bien en la actualidad, se usan medidores del tipo “electromagnéticos” y “electrónicos”, similares a los concebidos por la actual estructura tarifaria al momento de su creación, dado el progresivo desarrollo del concepto de “generación distribuida” y aplicación de su regulación¹, así como de la necesidad del desarrollo de redes del tipo “inteligentes” (Smart Grid), resulta necesario considerar, una estructura tarifaria que dé cuenta de las nuevas aplicaciones que se realizarán en las redes de distribución de manera de contemplar, en las referidas opciones tarifarias, el uso de “medidores inteligentes”.

2 OBJETIVO

El propósito de este Estudio, es evaluar la incorporación de sistemas de medida inteligente que permitan a los usuarios acceder al sistema “Netbilling y Eficiencia energética”, dimensionando además su impacto sobre las redes de distribución de las concesionarias de servicio público y de los “servicios asociados” que ellas prestan, así como su efecto en la estructura tarifaria vigente.

Para tal efecto, la Comisión Nacional de Energía, en adelante la CNE, ha solicitado a GTD Ingenieros Consultores Ltda., en lo sucesivo el “Consultor” o “GTD”, el desarrollo de una serie de tareas, con el propósito de alcanzar los objetivos propuestos, según es descrito, en cada caso, a continuación:

- a) Relevamiento de mercado relevante
- Identificación de fabricantes y proveedores de Medidores de Facturación en el mercado nacional e internacional.
 - Levantamiento de información relativa a tipos de Medidores de Facturación que se ofrecen actualmente en el mercado nacional e internacional.
 - Análisis de funcionalidades de los distintos tipos de medidores inteligentes en cuanto a: capacidad de almacenamiento, direccionalidad de medida, control a distancia, lectura remota, red de comunicaciones, cobertura, antenas y repetidoras, software propietario o abierto, sistemas de control, entre otros.
 - Estudio de precios de medidores a través de relevamiento de precios lista y/o cotizaciones, e identificación de descuentos por volumen.
 - Adicionalmente, se debe dar cuenta del grado de modularidad de los equipos de medida, identificando funciones y precios que se le pueden agregar a través de tarjetas electrónicas u otros dispositivos.

¹ Ley N° 20.571, del 20.02.2012, publicada el 22.03.2014, mediante la cual es regulado el “PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES”, conocida como la “Ley Net Billing”, en virtud de la cual se permite a los clientes eléctricos residenciales (Tarifa BT1) generar energía para consumo propio, e inyectar al sistema eléctrico los excedentes de energía no consumida y recibir pagos por dicha inyección.

- Estudio de precios de instalaciones y equipos anexos, tales como antenas, repetidoras, software, entre otros, necesarios para el establecimiento de sistemas de medida inteligente.
- Estimación de costos de instalación, operación y mantenimiento, asociados a los distintos sistemas de medida.

b) Análisis e identificación de las tecnologías de medida inteligente más adecuadas a la realidad eléctrica chilena que permitan a los usuarios acceder a Netbilling y Eficiencia energética, así como, dadas sus funcionalidades, dimensionar los costos/beneficios en la operación y mantenimiento de las redes de distribución y servicios asociados correspondientes. En base a lo anterior, se deberá proponer una definición de sistema de medida inteligente.

c) Propuesta de opciones tarifarias que consideren el uso de medidores inteligentes y una estructura tarifaria que dé cuenta de la aplicación de Netbilling y Eficiencia energética. Adicionalmente, se debe estimar los costos/ahorros incrementales asociados a la incorporación de medidores inteligentes, que permitan determinar cargos tarifarios que consideren la gradualidad de su incorporación y permitan su aplicación en la medida que éstos se vayan poniendo en servicio.

3 ALCANCES

El resultado del estudio requerido, según las condiciones establecidas en los términos de referencia definidos por la CNE, considera la entrega de cuatro informes que deben ser desarrollados de acuerdo con el siguiente alcance:

a) Informe N°1

El contenido propuesto para este informe es el siguiente:

- Identificación de fabricantes y proveedores de medidores para facturación en el mercado nacional e internacional.
- Levantamiento de información relativa a tipos de medidores de facturación que se ofrecen actualmente en el mercado nacional e internacional.
- Análisis de funcionalidades de los distintos tipos de medidores inteligentes en cuanto a: capacidad de almacenamiento, direccionalidad, de medida control a distancia, lectura remota, red de comunicaciones, cobertura, antenas y repetidoras, software propietario o abierto, sistemas de control, entre otros.
- Estudio de precios de medidores a través de relevamiento de precios lista y/o cotizaciones, e identificación de descuentos por volumen.
- Adicionalmente, se debe dar cuenta del grado de modularidad de los equipos de medida, identificando funciones y precios que se le pueden agregar a través de tarjetas electrónicas u otros dispositivos.
- Estudio de precios de instalaciones y equipos anexos, tales como antenas, repetidoras, software, entre otros, necesarios para el establecimiento de sistemas de medida inteligente.
- Estimación de costos de instalación, operación y mantenimiento, asociados a los distintos sistemas de medida.

b) Informe N°2

El contenido propuesto para este informe es el siguiente:

- Análisis e identificación de las tecnologías de medida inteligente más adecuadas a la realidad eléctrica chilena que permitan a los usuarios acceder a Netbilling y Eficiencia energética, así como, dadas sus funcionalidades, dimensionar los costos/beneficios en la operación y mantenimiento de las redes de distribución y servicios asociados correspondientes. En base a lo anterior, se deberá proponer una definición de sistema de medida inteligente.
- Complementaciones y levantamiento de observaciones del Informe N°1.

c) Informe Final Preliminar

El contenido propuesto para este informe es el siguiente:

- Propuesta de opciones tarifarias que consideren el uso de medidores inteligentes y una estructura tarifaria que dé cuenta de la aplicación de Netbilling y Eficiencia energética. Adicionalmente, se debe estimar los costos/ahorros incrementales asociados a la incorporación de medidores inteligentes, que permitan determinar cargos tarifarios que consideren la gradualidad de su incorporación y permitan su aplicación en la medida que éstos se vayan poniendo en servicio.
- Complementaciones y levantamiento de observaciones del Informe N°1 y N°2.

d) Informe Final

El contenido propuesto para este informe es la consolidación del desarrollo y propuestas correspondientes a la totalidad de las tareas especificadas en los puntos de los literales anteriores, incluyendo el levantamiento de las observaciones a los informes N°1, N°2 y Final Preliminar.

4 DESARROLLO

Se describen a continuación las actividades desarrolladas.

4.1 Aspectos Generales

Los medidores inteligentes (Smart meter), son en términos generales equipos que permiten registrar diversas variables eléctricas, tanto para facturación horaria como para calidad de servicio. Además de transmitir alertas de pérdidas de suministro, reprogramación tarifaria a distancia, cambio de horario verano e invierno vía remota y efectuar cortes y reposiciones a distancia, entre otras acciones.

Los medidores inteligentes son parte de lo que se conoce como Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). AMI se entiende como el uso de Tecnologías de información y comunicación (TIC) asociado a una periódica y sistemática medición, lectura, monitoreo y gestión de los consumos eléctricos para grandes grupos de usuarios.

AMI permite lograr y mantener una gestión más eficiente de las actividades de medición, lo cual es crucial para una empresa eléctrica y clave para la introducción de TIC en los sistemas eléctricos.

Al permitir comunicación en tiempo real entre los usuarios y la empresa, AMI hace posible implementar acciones de gestión de demanda que permiten maximizar la eficiencia energética.

Existen diversas formas de implementar AMI, dependiendo de las especificaciones técnicas y funcionalidades de hardware y software. Sin embargo, la viabilidad técnica y económica de una opción específica depende del desempeño operacional y financiero de las empresas involucradas, así como de otros aspectos claves (Institucional, regulatorio, desarrollo de la infraestructura de comunicaciones) del entorno en que operan.

Aunque cada experto tiene su propia definición de AMI, existe un acuerdo general sobre características y funcionalidades mínimas de un sistema de medición inteligente. El consultor propone la siguiente definición de medidor inteligente que se compone del siguiente set de funcionalidades básicas:

1. Medidores registran consumo durante periodos de tiempo específico (máximo 15 minutos). Considera la posibilidad de tomar las muestras de energía y potencia cada un determinado lapso de tiempo, se debe recordar, este atributo permitirá por ejemplo adecuarse a condiciones de intervalo de medida definidos en la Norma correspondientes.
2. Medición bidireccional, positivo aditivo. Hace referencia a la posibilidad de medir tanto los retiros de electricidad que el consumo efectúa de la red como eventuales inyecciones que el efectúe al sistema, donde esta condición se presenta en el caso que el genere e inyecte sus excedentes al sistema. De igual manera la componente reactiva deberá ser considerada en ambas direcciones, con lo cual se tiene que estos medidores deben ser capaces de medir en los cuatro cuadrantes.

3. Canal de comunicación que permite a la empresa, obtener lectura de la demanda y emitir órdenes al medidor para realizar tareas específicas. Este atributo da cuenta de la posibilidad que el sistema de administración de medidas de la empresa distribuidora pueda obtener la información de consumo de los clientes, y eventualmente en caso que la opción tarifaria del cliente lo permita, ella pueda tomar medida sobre determinado equipamiento.
4. El medidor está conectado a un sistema que permite informar al cliente en tiempo real sobre su uso actual u otra información diseñada para ayudar al cliente a gestionar el costo y uso de electricidad, Este atributo se relaciona con la capacidad de informar en línea sobre parámetros que le permitan definir a este sobre la conveniencia de aumentar o disminuir consumos.
5. Corte-reposición remoto. Se refiere a la posibilidad de efectuar el corte y reposición del suministro, asociado al no pago de la cuenta correspondiente, de manera remota sin la necesidad de enviar cuadrillas a terrenos que efectúen dicha acción.
6. Limitación de potencia para gestión de planes de control de la demanda. Se refiere a la posibilidad de ajustar los consumos del Clientes a un determinado nivel de potencia, ya sea porque la tarifa del Cliente lo permite o porque si bien se ha efectuado el corte del suministro por razones de no pago, se proporciona un nivel de consumo básico al usuario.
7. Opciones multi-tarifas / Tiempo de Uso y precios flexibles. Este atributo se refiere a la posibilidad que el usuario pueda optar en línea por distintas opciones tarifarias.
8. Alerta de ausencia de tensión: Se refiere a la capacidad de los medidores e comunicar a la central que el equipo no tiene tensión lo que se puede asociar a la falla del sistema de distribución.

Cabe señalar que existen medidores, que adicionalmente a lo anterior, poseen la capacidad de registrar información asociada a la calidad del producto eléctrico, por ejemplo, distorsión armónica. Estos equipos de mayor capacidad de medida poseen y también mayor capacidad de almacenamiento de datos ya que guardan una mayor cantidad de variables. Igualmente poseen la posibilidad de emitir una señal a la central de control cuando se intenta abrir su caja de protección. Específicamente, de acuerdo a los señalado por proveedores, las variables a medir son:

- Tensión RMS, media, Máximo y Mínimo (V fase y Vlinea)
- Frecuencia, media, Máximo y Mínimo
- Potencia Aparente y Factor de Potencia
- Distorsión armónica THD (hasta armónica 31)

En el caso de considerar todas estas variables, ellas se pueden integrar en tiempos menores de hasta 1 minuto, pero se almacenan menos datos. No obstante, lo anterior, la capacidad de almacenamiento supera los dos meses.

En general en el mercado ya existe diversos medidores que poseen las características de almacenar en memoria masa sus registros de medida, que pueden ser interrogados y rescatar su información horaria y que además permiten la medición bidireccional. Algunos de estos medidores ya han sido autorizados por la SEC para ser utilizados en el contexto de la Ley 20.571 que hace referencia a la generación distribuida. En general la diferencia entre este tipo de equipos es que de ellos sólo se requiere como principal atributo la capacidad de medir en forma bidireccional. Del listado de la SEC de medidores autorizados² se observa que existen equipos que poseen algunos de los atributos mencionados anteriormente como por ejemplo el modelo ACE6000 de Itron, el cual de acuerdo a su hoja de datos posee la capacidad de efectuar corte y reposición mediante un contactor remoto.

Otros atributos que se han revisado y que pueden resultar complementarios a los anteriores son los siguientes:

- **Alertas por sobreconsumo:** Esta acción dice relación con la capacidad del medidor de efectuar avisos ya sea porque el consumo sobrepasa de manera instantánea un determinado umbral de corriente o porque el consumo sobrepasa un determinado nivel de consumo de energía en un tiempo determinado.

Al respecto los proveedores señalan que el medidor puede gestionar una alarma con sobreconsumo instantáneo y otro acumulado.

Si el cliente supera una demanda dada, un relé opera desconectando las cargas, este es un Relé programable por demanda instantánea. Esta alarma se muestra en display del equipo como un código. Este es un atributo de los medidores avanzados.

Otra alternativa, es hacerlo a través de la plataforma en la cual se avisa a cliente que se sobrepaso cierto umbral. Esta funcionalidad es aplicable a todos los tipos de medidores ya que depende del sistema.

- **Limitación de potencia en ambos sentidos:** Esta acción dice relación con la capacidad del medidor de limitar la potencia que se inyecta a la red y está orientada a la verificación el cumplimiento de la normativa de Net Billing.

Al respecto, los proveedores consultados señalan que los medidores no tienen capacidad de controlar la energía inyectada. Esta acción eventualmente se podría efectuar mediante software a nivel centralizado, pero no a nivel local propiamente tal.

- **Limitación de potencia en ambos sentidos:** Esta acción dice relación con la capacidad del medidor de limitar la potencia que se inyecta a la red y está orientado a verificación el cumplimiento del Net Billing.

² http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905772&_dad=portal&_schema=PORTAL

Al respecto, los proveedores consultados señalan que los medidores no tienen capacidad de controlar la energía inyectada. Esta acción se podría efectuar si mediante software a nivel centralizado, pero no a nivel local propiamente tal.

- Capacidad de medir la cantidad de horas sin suministro al mes: Esta acción dice relación con la capacidad del medidor de contar las horas del mes durante las cuales el cliente no dispuso de suministro, así como la posibilidad de emitir una alerta en caso de superar determinado rango.

Al respecto, los proveedores consultados señalan que los medidores que cuentan con tecnología de comunicación RF, indican que el módulo de comunicación posee una función de “Last GASP” (último suspiro) que envía una alarma siempre que ocurra una falta de energía. En este caso, ellos todavía permanecen funcionales alimentados por súper condensadores por un tiempo suficiente para enviar la información de la falta de energía, y según esto llevan un registro de la cantidad de horas sin servicio. Esto se puede ver directamente en el display del equipo o en el sistema que administra las mediciones.

Respecto de las tecnologías de tipo PLC, los medidores almacenan la cantidad de tiempo que no tuvieron suministro, de lo cual pueden informar al sistema una vez que se recupera la comunicación con la central. Luego, esta información puede ser acumulada por el mismo equipo o en el sistema previa programación.

En los dos casos anteriores, la posibilidad de emitir alarmas, puede ser programado a nivel del sistema central, contabilizando los tiempos correspondientes y emitiendo un mensaje por ejemplo al display del equipo cuando se sobrepasa un determinado umbral de tiempo.

- Capacidad de generar alerta por operación en Isla: Esta acción dice relación con la capacidad del medidor de generar alertas cuando se encuentre operando en isla.

Al respecto, los proveedores consultados señalan que los medidores y los sistemas de comunicación no disponen en forma directa de la capacidad de detectar la operación en Isla.

En el caso de la tecnología RF, en la medida que el equipo se encuentre energizado y conectado al acumulador, no podrá diferenciar si el suministro lo recibe del sistema conectado o de una parte del sistema que se alimente, por ejemplo, de un PMGD. De igual manera, en los sistemas PLC, en tanto que el acumulador correspondiente a cada equipo mantenga comunicación con el sistema central no es directo que se pueda identificar la operación en Isla.

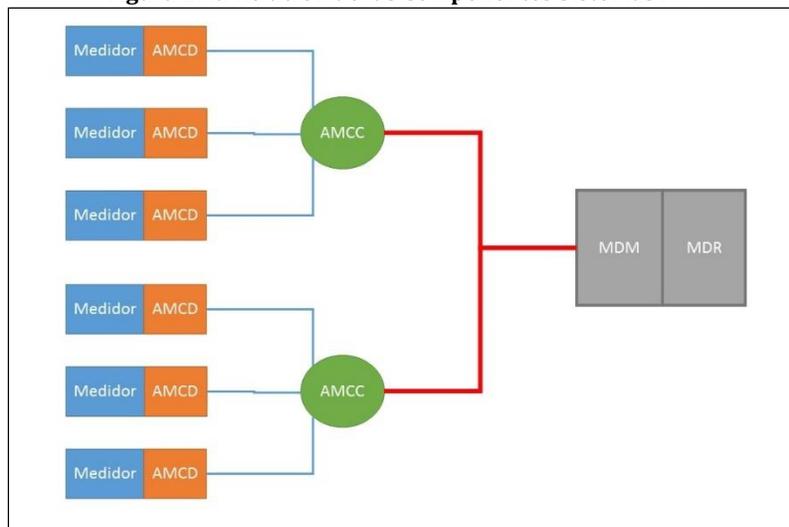
Para este estudio se entiende que AMI considera el sistema de software y hardware que incluye los medidores en un lado y la aplicación de uso de datos en el otro. Las componentes principales son:

- Medidor
- Dispositivo de comunicación (AMCD). Este dispositivo es parte del medidor o como componente externa, que transmite las lecturas desde el medidor directamente o indirectamente al computador de control.
- Computador de control o colector (AMCC) que se utiliza para recibir o enviar y temporalmente almacenar las lecturas de medidor antes de enviar a los servidores de la compañía.
- Red de comunicación de área amplia (WAN) que transmite entre AMCC y los servidores de la compañía.

Un sistema AMI se suele complementar con un sistema de gestión de datos de medidor (MDM) y un repositorio de datos de medición (MDR), que permiten una administración global de la información recopilada.

A continuación, se presenta un diagrama con la relación de las componentes principales:

Figura 1: la Relación de las Componentes Sistemas AMI



Cabe señalar que, uno de los elementos que han favorecido el desarrollo de los sistemas AMI es su capacidad de dar respuesta ante la necesidad de entregar señales a los usuarios que les permita modificar sus patrones de consumo con el fin de optimizar el uso de los recursos, tanto en generación (en cuanto a costos y emisiones), como en redes, minimizando así las inversiones que se requieren para abastecer las puntas de demanda del sistema eléctrico, mediante el aplanamiento de la curva de carga.

Entre sus beneficios más relevantes, que se deben principalmente al flujo constante de información desde consumidores hacia distribuidora y viceversa, se pueden mencionar los siguientes:

- Lectura de los medidores en forma remota y automática.
- Desconexión y conexión remota del suministro, mediante la existencia de un relé operado según reglas del negocio.
- Posibilidad de integrar los procesos de facturación existentes. A través de la comunicación fluida del sistema comercial y MDM.
- Limitación remota, de la potencia de suministro, produciendo una desconexión del consumo cuando cliente supere cierto nivel de potencia.
- Detección de robo de energía, con la existencia de sensores de intervención del medidor.
- Optimización de redes y detección de pérdidas técnicas, gracias a software de balances de energía.
- Disposición de mayor información para los consumidores sobre las unidades medidas y facturadas.
- Respuestas de los consumidores, ante estímulos de precio u otros incentivos.
- Incorporación de micro generación, por parte de los consumidores, al sistema eléctrico de la suministradora del servicio, por la existencia de una contabilización de la energía en forma bidireccional.

4.2 Diferentes sistemas disponibles en el mercado

La diferencia principal entre los diferentes sistemas AMI disponibles en el mercado se basa en la tecnología usada para comunicación entre los medidores y los servidores de la compañía.

En la actualidad hay dos tecnologías de comunicación claramente predominantes en los sistemas AMI disponibles en el mercado:

- Portador de línea de potencia (PLC)
- Radiofrecuencia (RF).

Considerando las tecnologías existentes, el punto principal del diseño de la solución más adecuada para cada empresa y zona de abastecimiento radica en qué tecnología de comunicación seleccionar.

La o las soluciones eficientes dependen de las características geográficas y demográficas de cada zona, así como de la disponibilidad y cobertura de sistemas de comunicación pública, segura y confiable.

Tal como se describe en este documento, la experiencia sobre el uso de este tipo de tecnología, en Chile, es de momento escasa, existiendo algunas prácticas resultantes de la aplicación de proyectos pilotos, realizados por algunas de las concesionarias de servicio público de distribución de electricidad existentes en el país.

Algunos proveedores poseen desarrollos propios para utilizar estas tecnologías de comunicación en la prestación servicios adicionales a los clientes, tales como comunicación de consumos de otros servicios públicos (agua, gas). El beneficio es poder tener un control total de los

consumos asociados a una vivienda, facilitando aplicar estrategias que reduzcan los niveles de facturación. Al considerar una integración global de otros servicios básicos, se debe tener cuidado en disponer de un canal de comunicación lo suficientemente ancho para la transmisión de datos y los costos de inversión adicional.

Respecto de la seguridad de la información, la normativa actual no contempla definiciones respecto del tratamiento de los antecedentes de consumo de los clientes. En este aspecto, por ejemplo, se conoce que las empresas distribuidoras utilizan la información estadística de los consumos de sus clientes para realizar, al menos análisis de pérdidas e identificar posibles clientes que estén hurtando. Luego, la posibilidad que realicen los mismos tipos de análisis para ofrecerles servicios o productos fuera del ámbito de la distribución es factible bajo la falta de normativa específica que existe. Cabe recordar que, en la actualidad para algunas empresas distribuidoras es posible acceder a la facturación de los clientes por medio de las páginas web sólo con el número de clientes, los cuales a su vez se pueden obtener de la misma fuente con sólo conocer la dirección del consumo.

Como ejemplo de un área en que se han desarrollado diversas medidas para resguardar la información de los clientes se tienen el sector financiero, donde bajo diversas regulaciones de organismos tales como la Superintendencia de Banco e Instituciones Financieras se resguarda la privacidad de la información de los clientes.

De lo anterior se tiene que, el resguardo de la información de los consumos de empresas eléctricas, sanitarias u otras, es un tema que es revisable más allá de la forma como se efectúa la medición de los consumos propiamente tal.

Ahora, respecto del nivel de seguridad que los sistemas de medición inteligente poseen, de acuerdo a la información proporcionada por los proveedores, se implementan diversas capas de seguridad y encriptación similares a las que se utilizan en el sector bancario para las transferencias electrónicas. Los costos de esta seguridad se encuentran ya considerados en los licenciamientos de tecnologías que efectúan los proveedores, de igual manera ellos han indicado que dado que estas medidas son asociadas a la programación de los softwares de control, el implementar mayores medidas de seguridad es bajo en el contexto de los niveles de inversión que tiene la implementación masiva de los sistemas de medición inteligente.

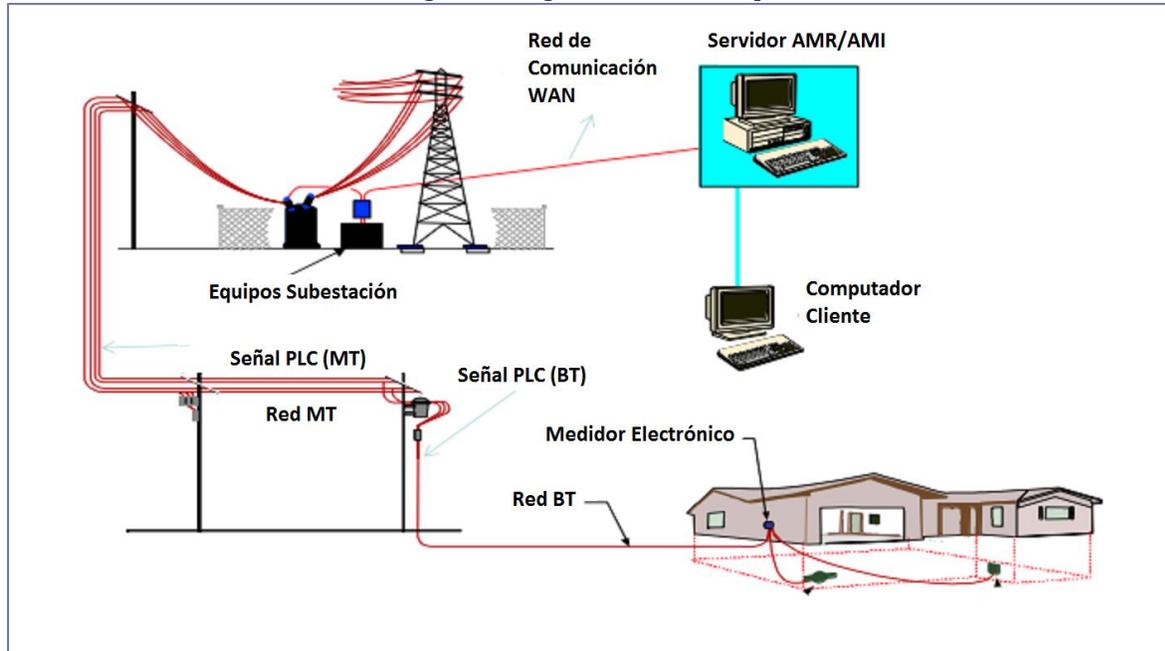
Sin embargo, se tiene que una vez que exista una masificación de los sistemas de medida inteligente, es recomendable que se emita una normativa atinente al uso y seguridad de la información de los consumos de los clientes.

En el capítulo 4.3 se muestra la tabla comparativa con la descripción de las ventajas y desventajas de las tecnologías anteriores.

4.2.1 POWER LINE COMMUNICATION (PLC)

La tecnología PLC aprovecha la red eléctrica para convertirla en una línea digital de transmisión de datos. Algunos sistemas pueden ser exclusivamente BT o MT, mientras que otros son capaces de transmitir señales a través de líneas en ambos niveles de tensión.

Figura 2: Diagrama Red PLC Simplificada



El diagrama anterior representa una red PLC simplificada.

Para el caso de **PLC de baja frecuencia (PLC BF)** incluye AMCD en cada medidor, un transformador en la cabecera del alimentador para inyectar la señal al alimentador, un amplificador de señal y la unidad procesadora. Este tipo de tecnología también se conoce como PLC Twacs (perteneciente a Aclara).

Para el caso de **PLC de alta frecuencia (PLC AF)**, además del AMCD en cada medidor, se debe incluir en cada transformador de distribución un colector que se comunica con el MDM centralizado mediante una red WAN. En la sección 4.3 se entrega un detalle comparativo de cada tecnología.

Respecto del caso de la tecnología PLC de alta frecuencia, que recolecta y acumula la información en los colectores ubicados en los transformadores de distribución y luego se comunica vía GPRS, en caso de no existir cobertura apropiada de GPRS esta situación se puede subsanar haciendo uso de las otras tecnologías disponibles, por ejemplo, Radio Frecuencia de Largo Alcance, la cual se describe en capítulo siguiente. No obstante, lo anterior de acuerdo a la recomendación general de los proveedores en caso que en un alimentador se encuentren muchas zonas en esta condición se propone estandarizar la tecnología en ese alimentador por ejemplo a PLC de baja frecuencia o dejarlo todo como RF de largo alcance.

Respecto de la información sobre el nivel de cobertura del sistema GPRS no ha sido posible obtener información tabulada sobre el nivel de cobertura de este sistema a nivel de localidades o a nivel regional.

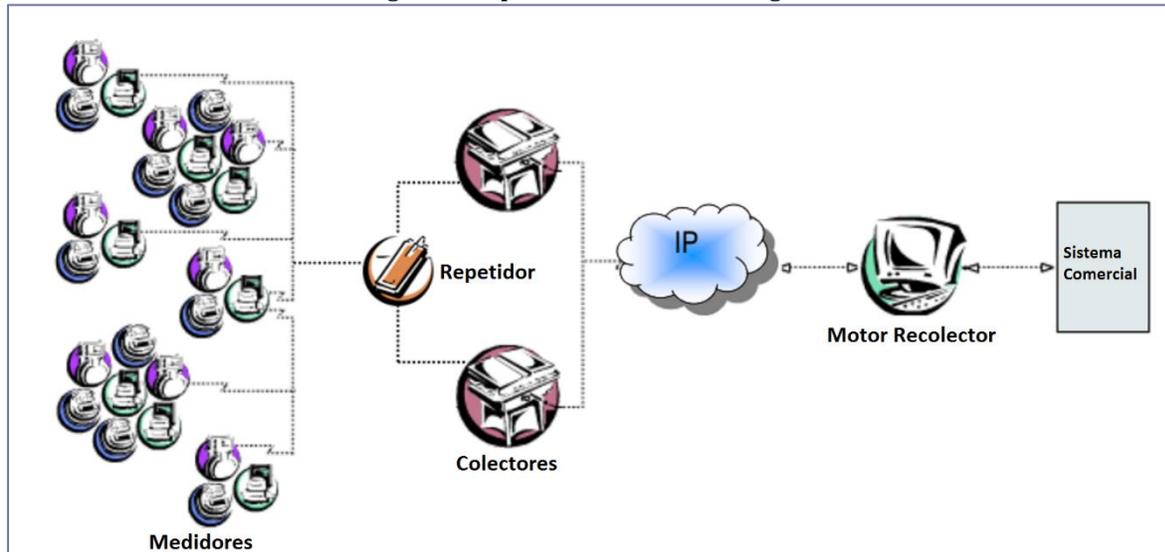
4.2.2 RADIO FRECUENCIA (RF)

La técnica RF utiliza el espacio aéreo para la transmisión de señales. Consiste en nodos principales equipados con antenas sirviendo de repetidoras. Usualmente operan a UHF (frecuencia ultra alta). Se clasifican en dos grupos principales:

- Largo Alcance (RF de largo alcance)
- MESH (RF-Mesh)

Sistema RF de largo alcance utiliza concentradores que reciben los datos desde el dispositivo de comunicación en los medidores (AMCD) y los envían a continuación a MDM mediante una red WAN.

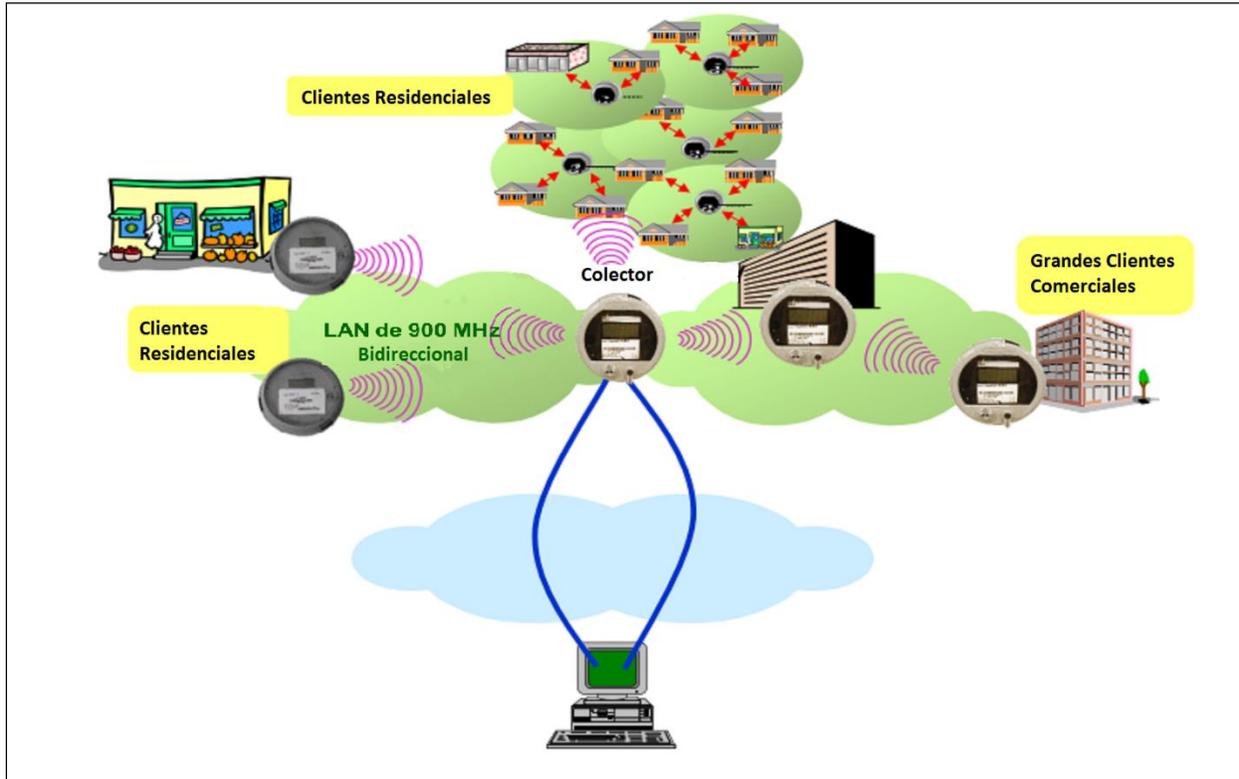
Figura 3: Esquema Sistema RF de Largo Alcance



Los sistemas RF de largo alcance pueden ser difícil de expandir con una buena calidad de señal en ciertas condiciones geográficas. Para enfrentar esta dificultad se desarrolla un nuevo tipo de red, donde cada nodo puede operar como receptor y trasmisor. Esto permite expandir el alcance geográfico de los sistemas RF y reducir casos de falta de comunicación. A este sistema ampliado se le denomina **RF-Mesh**.

En la sección 4.3 se entrega un detalle comparativo de cada tecnología.

Figura 4: Esquema Sistema RF Mesh



Cabe señalar que en el ámbito normativo el equipamiento que utilice radiofrecuencia deberá ajustarse a la regulación correspondiente. En este aspecto, se puede señalar que los proveedores de estos equipos solicitan a la SUBTEL las correspondientes autorizaciones y certificaciones.

Al revisar la normativa se observan al menos dos Resoluciones en las cuales se hace referencia a las condiciones que debe cumplir el equipamiento a utilizar, éstas son:

- Resolución Exenta 3103 del año 2012, de la Subsecretaría de Telecomunicaciones del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, la cual “Modifica Resolución N° 403 Exenta, de 2008, Norma Técnica Sobre Requisitos De Seguridad Aplicables A Las Instalaciones Y Equipos Que Indica, De Servicios De Telecomunicaciones Que Generan Ondas Electromagnéticas, Fijando Texto Refundido De La Misma”. Esta resolución incorpora valores límites por radiación de antenas, su forma de medición respecto de la tecnología que se utiliza, así como el procedimiento a realizar en caso de identificar zonas saturadas de emisiones.
- Resolución Exenta 755 del año 2005, de la Subsecretaría de Telecomunicaciones del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, la cual “Fija Norma Técnica De Equipos De Alcance Reducido”. Identifica y define aparatos que emplean ondas electromagnéticas y que no requerirán autorización para su utilización.

En esta Norma, en relación a los medidores inteligentes, en su artículo 1 menciona que “Los aparatos que empleen ondas radioeléctricas y que cumplan con los requisitos que a continuación se detallan no necesitarán autorización para su uso...”. En particular, en el inciso j se establece el criterio aplicable a otros aparatos o equipos, clasificación a la cual pertenecen los equipos de medida inteligente. Al respecto, el inciso j.2 autoriza la operación de estos equipos en ciertas bandas de frecuencia siempre que no excedan valores definidos de potencia máxima radiada. En particular, se estipula que:

- Para la banda comprendida entre 902 MHz y 928 MHz la máxima intensidad de potencia permitida es de 7 mW.
 - Para la banda comprendida entre 915 MHz a 928 MHz, operando al interior de inmuebles, se exige una potencia máxima radiada de 100 mW y al exterior de inmuebles, 20 mW.
 - Para la banda comprendida entre 915 MHz a 928 MHz, se exigirá 1W de potencia radiada máxima.
 - Para la banda comprendida entre 2.400 a 2.483,5 MHz se exigirá un máximo de 5 mW.
-
- La Resolución Exenta 4902 del año 2009 que “Fija Norma Técnica para el Servicio Intermedio de Telecomunicaciones en la Banda de Frecuencias de 900 MHz” indica los bloques de frecuencias asignados para la operación de equipos digitales de radiocomunicación destinados a acceso fijo inalámbrico, para todas las regiones exceptuando la Región Metropolitana. En este contexto, las bandas comprendidas entre 902-913 MHz y 947-958 MHz son destinadas para la operación de telefonía.

En relación a lo anterior, los proveedores de equipos mencionan que pueden operar en cualquier banda de frecuencia, no obstante, especifican que las bandas de 400 MHz, 900 MHz y 2,4 GHz es donde se han desarrollado principalmente estas aplicaciones.

En Chile, de acuerdo a la información recopilada, una parte de la banda de 900 MHz ha sido licitada para servicios de telefonía móvil, quedando disponibles intervalos de frecuencia en dicho rango en algunos de los cuales diversas empresas proveedoras de tecnología tipo RF han obtenido autorizaciones para operar.

Por ejemplo, a la empresa Transam, mediante Resolución Exenta N° 3.777 del 15 de Julio de 2010, del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, se le asignó la concesión de servicio intermedio de telecomunicaciones en la banda de frecuencias de 900 MHz con cobertura regional (específicamente las bandas asignadas que corresponden a los rangos 908 – 913 y 953 – 958 MHz). Por otra parte, a uno de los proveedores de equipos, la SUBTEL mediante carta ORD N° 1693 del 25 de febrero 2016, certificó algunos de sus equipos para operar en las frecuencias 917,393 – 919,393 MHz, con una potencia máxima radiada de 1,3 mW.

En virtud de lo señalado, la operación en las distintas bandas de frecuencia de los equipos de medida inteligente con tecnología RF será posible en la medida que estos equipos no operen en la banda asignada a telefonía (es decir, en los rangos 902-913 MHz y 947-958 MHz), siendo necesario

además demostrar que la potencia radiada es menor que la señalada en la RE 755, según su banda de operación. Para esto, se deberá presentar a la SUBTEL una solicitud, en la cual se entregue la información técnica necesaria del equipo de medida para verificar su posible operación.

Respecto de los proyectos pilotos que se han desarrollado a la fecha y que hacen uso de tecnología RF, habida consideración de la situación anterior, han optado por hacer uso de la banda de 2,4 GHz para manejar mayores holguras de espectro.

4.3 Aspectos claves a considerar para la selección de una tecnología AMI

Cada una de las tecnologías presentadas tiene ventajas y desventajas dependiendo de las particularidades de la empresa que desea seleccionar una tecnología. Para realizar una evaluación más profunda, se definen 17 aspectos claves de análisis para la realización de una comparación.

1. Arquitectura e infraestructura tecnológica.
2. Adaptabilidad a la topografía del terreno.
3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes.
4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales.
5. Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica.
6. Adaptabilidad a la longitud de la red.
7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (bajo o alto tamaño)
8. Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa
9. Complejidad de mantenimiento
10. Seguridad de la información / Sistemas de recuperación
11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación
12. Instalación
13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado
14. Capacidad para operar equipos en la red de distribución
15. Costo por unidad instalada
16. Costos de mantenimiento
17. Experiencia en la aplicación de la tecnología

A continuación, se presenta una tabla comparativa para cada una de las tecnologías, según los criterios presentados previamente.

Tabla 1: Aspectos Claves Comparación por Tecnologías

TIPO DE TECNOLOGÍA	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
MARCAS REFERENTES	ECHELON	ACLARA	SENSUS	ITRON
	QUAD LOGIC	LANDYS&GYR	TRILLIANT	ELSTER
			ACLARA RF	CELLNET
Característica Técnica/Funcional				
Arquitectura Infraestructura Tecnológica	Sólida	Muy Sólida	Muy Sólida	Sólida
	Sistemas PLC que operan en alta frecuencia requieren, en general, la instalación de equipos especiales (repetidores o puentes) para permitir a la señal pasar desde redes de baja tensión a media tensión. Esto aumenta la vulnerabilidad			
	Sistemas de Radio Frecuencia y PLC de baja tensión, en general requieren un alto número de concentradores, lo cual hace la infraestructura de la red más extensa y vulnerable.			
	La infraestructura de los sistemas PLC de Baja Frecuencia que funcionan en media tensión es simple y menos vulnerable, ya que el equipo de comunicación se encuentra en subestaciones operadas por la compañía eléctrica.			
Adaptabilidad a la topografía de campo del área servida	Buena	Muy Buena	Suficiente	Buena
	En general, las tecnologías PLC son las más eficaces en áreas de servicio con consumidores ubicados desagregadamente (baja densidad) y/o en terrenos muy empinados, excepto aquellas que sólo funcionan en baja tensión.			
	Las tecnologías RF pueden no ser una opción adecuada cuando las "líneas de visión" son difíciles de establecer o los saltos para los enlaces de comunicación son grandes. La tecnología de RF Mesh soluciona parcialmente este problema ya que cada medidor puede funcionar como receptor y transmisor, reduciendo los casos de falta de "línea de visión" y fallas de lectura en el sistema.			
Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes	Muy Buena	Muy Buena	Suficiente	Buena
	Muchos proyectos para la reducción de pérdidas no técnicas incluyen la instalación de medidores en paneles blindados para evitar el acceso de los consumidores y agentes externos. En algunos países no existen normas de fabricación para la instalación de equipos de medición. Están ubicados en sótanos, bajo escaleras o en áreas con malas condiciones para la transmisión de una señal RF. El uso de tecnologías RF puede implicar un aumento de los costos de inversión si es necesario instalar antenas o repetidores para amplificar la señal.			
	Las tecnologías PLC son totalmente insensibles a la ubicación de los medidores y funcionan adecuadamente en cualquier condición.			

TIPO DE TECNOLOGÍA	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
Adaptabilidad a las condiciones ambientales	Muy Buena	Muy Buena	Buena	Buena
	Los sistemas con baja cantidad de componentes instalados en la red están menos expuestos a las condiciones climáticas y sus impactos.			
	Si se utilizan técnicas de RF, es fundamental verificar la condición del espectro de radio en la gama de frecuencias en la que operarán. Debe comprobarse la eventual existencia de bandas clandestinas que puedan afectar la transmisión de la señal. También es importante comprobar los procedimientos existentes de concesión de licencias y supervisión para asignar el uso de bandas de comunicación y su aplicación efectiva (posiblemente un problema importante en los países que enfrentan debilidades en la gestión pública).			
Adaptabilidad a la condición operativa de la red eléctrica	Suficiente	Buena	Muy Buena	Muy Buena
	La condición operativa de la red eléctrica puede afectar la calidad y confiabilidad de la transmisión de la señal en algunos sistemas PLC, especialmente aquellos que operan en frecuencia media y alta. Los sistemas de baja frecuencia son menos sensibles a las condiciones de la red, aunque algunos efectos electromagnéticos específicos (armónicos) pueden afectar su rendimiento.			
Adaptabilidad a la longitud de la red	Suficiente	Muy Buena	Buena	Buena
	Redes largas pueden afectar el rendimiento de algunos sistemas PLC que funcionan en frecuencia media y Alta. La instalación de relés y amplificadores puede ser necesaria para asegurar una transmisión de señal adecuada.			
	Si se utilizan sistemas RF, las redes largas podrían implicar un número bajo de medidores por hub y grandes cantidades de enlaces de comunicaciones, repetidores o antenas de WAN. Esto afecta tanto a los costes de inversión como a la confiabilidad general			
Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (baja o alta Capacidad)	Baja	Alta	Alta	Alta
	El uso de transformadores de pequeña capacidad afecta el rendimiento de los sistemas PLC que requieren la instalación de un puente para pasar señales de líneas de Baja tensión a líneas de media tensión. Para aquellos que sólo operan sobre las líneas de baja tensión y requieren un hub y una línea de comunicación por cada concentrador, los costos de implementación y mantenimiento serán altos.			
Capacidad para transmitir información y confiabilidad operacional	Muy Buena confiabilidad y capacidad	Muy Buena confiabilidad y capacidad	Buena confiabilidad y muy buena capacidad	Buena confiabilidad y muy buena capacidad
	La capacidad de manejar la información de los sistemas RF es más alta que la de los sistemas PLC que operan en la frecuencia media y Baja. Sin embargo, los sistemas más grandes actualmente en funcionamiento (millones de puntos conectados) utilizan la tecnología PLC.			
	La confiabilidad es en general más alta en sistemas PLC, ya que están menos expuestos a fuentes externas de interferencia.			

TIPO DE TECNOLOGÍA	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
Complejidad Mantenimiento	Suficiente	Muy Baja	Suficiente	Baja
	En general el mantenimiento de sistemas PLC es más fácil, ya que la red de comunicación es la misma que la Red de Distribución Eléctrica.			
	Un fallo en el enlace de comunicación es un fallo en el suministro de energía a los clientes.			
	Las mejoras en la calidad de la red de distribución también tendrán un efecto positivo en el rendimiento del sistema de comunicaciones.			
	Los sistemas PLC de largo alcance (Baja frecuencia) tienen sus equipos ubicados en las subestaciones de distribución, facilitando la realización de las actividades de mantenimiento.			
	Los sistemas de RF requieren un mantenimiento continuo de los equipos instalados en la red por diversos motivos, como bloqueos generados en las "líneas de visión", gran número de concentradores y enlaces de comunicación que deben ser instalados para recopilar datos, etc. Es alrededor de 4 veces el de los sistemas PLC equivalentes (nivel de servicio).			
Seguridad información/ recuperación de de Sistemas	Buena/Muy Buena	Muy Buena/Muy Buena	Buena/Muy Buena	Buena/Suficiente
	Las tecnologías y protocolos RF son más populares y mejor conocidas por el público. Esto implica un mayor riesgo de intervención por agentes externos, ya que la señal viaja a través del espacio aéreo.			
La protección contra interferencias externas es importante. Pero es aún más crítico la capacidad real del sistema para recuperarse y reconfigurarse después de las fallas. Los sistemas de RF, especialmente de tipo Mesh, no son buenos en este criterio. Un fallo de alimentación puede afectar a un gran número de puntos repetitivos y hubs y obligar a restaurar la red, un proceso que podría tomar horas. La consideración apropiada de este aspecto es crucial en los países donde la calidad del suministro de electricidad es mala y las interrupciones programadas o forzadas son frecuentes.				
Capacidad identificar fallas en el sistema de comunicación	Buena	Muy Buena	Buena	Suficiente
	En sistemas de RF, especialmente los de tipo Mesh, es difícil determinar el origen de un fallo. Sin una conexión entre un concentrador y un medidor, no es fácil determinar si el fallo es la consecuencia de un canal bloqueado, un mal funcionamiento del equipo o simplemente una simple desconexión. La empresa puede estar obligada a realizar varias visitas de revisión antes de poder identificar la causa de un fallo.			

TIPO DE TECNOLOGÍA	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
Instalación	Simple	Muy simple	Simple	Simple
	Los sistemas RF requieren una planificación más completa y detallada del diseño de la red. Se debe elaborar un diagrama preciso que asegure una alta cobertura y redundancia, teniendo en cuenta la ubicación de los contadores, las restricciones topográficas, la condición del espectro radioeléctrico, etc.			
	El diseño no es un problema para los sistemas PLC porque la red eléctrica se utiliza para las comunicaciones.			
Compatibilidad con la mayoría de los medidores en el mercado	Alta	Muy Alta	Muy Alta	Muy Alta
La mayoría de los sistemas AMI actualmente disponibles en el mercado pueden incorporar medidores de un gran número de fabricantes. Aunque todavía hay algunas plataformas muy limitadas, la mayoría de ellas han evolucionado hacia la eliminación de las restricciones relativas a la incorporación de equipos de medición.				
Capacidad para operar equipos en líneas de distribución	Baja	Medium	Alta	Alta
	Los sistemas RF y PLC que operan a través de las líneas de baja tensión y media ofrecen grandes capacidades para operar equipos en las redes de distribución.			
	Los sistemas PLC que funcionan sólo con líneas de baja tensión muestran una capacidad muy limitada para operar el equipo de distribución.			
Otras Características				
Costo por punto de instalación	Promedio	Baja	Promedio	Alta
	Los sistemas PLC, especialmente aquellos que operan en baja frecuencia y que no requieren equipo específico para permitir a la señal para pasar de baja a media tensión, tienen un costo menor por usuario instalado. El costo de expansión es también el menor.			
	Los costos de inversión de los sistemas RF varían considerablemente dependiendo del diseño final de la red. La adición de nuevos medidores suele ser más cara que en el caso de los sistemas PLC. Dentro de la tecnología RF, los sistemas "Mesh" tienden a tener un costo ligeramente superior, justificado en la capacidad de cada medidor de funcionar como transmisor, receptor y repetidor.			

TIPO DE TECNOLOGÍA	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
	Alta	Muy Baja	Promedio	Promedio
Costos Mantenimiento	Los costes de mantenimiento de los sistemas PLC de baja frecuencia son menores debido a:			
	o Requieren que se comuniquen puntos de conexión menos remotos mediante los servicios proporcionados por la compañía telefónica			
	o Requieren menos esfuerzo operacional en el mantenimiento de los enlaces de comunicación			
	o Los fallos se encuentran generalmente en equipos ubicados en las subestaciones de distribución, que son menos vulnerables y fácilmente identificables			
Experiencia en la aplicación de la tecnología	Alta	Alta	Alta	Promedio
	Tanto las tecnologías PLC como RF han evolucionado a través de un proceso de establecimiento y desarrollo. PLC y tecnologías RF de largo alcance han estado en el mercado por más tiempo que RF "Mesh".			
	Los sistemas AMI / AMR con mayores cantidades de puntos conectados o lecturas utilizan la tecnología PLC.			

En forma complementaria a los aspectos anteriores se puede mencionar que en condiciones de falla de suministro no existirá pérdida de información. Específicamente en el caso de las tecnologías que utilizan RF, existe el concepto que los proveedores denominan “último suspiro” el cual hace referencia que el medidor al detectar la falla de suministro efectuará un último envío de la información que tiene almacenada en su memoria, sin implicar que la memoria se borre. Respecto de las tecnologías de tipo PLC, se ha señalado que, frente a la pérdida de suministro, las medidas que se almacenan en la memoria de los equipos no se pierden y una vez que el equipo detecta que se ha recuperado el servicio, se pondrá de nuevo en contacto con el sistema central.

Los comentarios anteriores son extensibles al caso que el sistema quede operando en isla (situación que es posible sólo en la medida que el automatismo del sistema lo permita y que exista un adecuado balance de generación – demanda en el sistema).

De acuerdo a lo informado por lo proveedores de equipos y tecnologías, se tendrá que en caso que los equipos pierdan conexión con su central o elemento de comunicación jerárquicamente superior, continúan almacenando la información de manera normal, y una vez que recuperen la comunicación enviarán la información almacenada que corresponda al intervalo de tiempo que estuvieron incomunicados.

En lo referente a la implementación de los equipos, la conexión de equipos de baja tensión se realiza sin la necesidad de equipamiento especial, en tanto, en tanto la medición en sistemas de alta tensión requerirá de la conexión de transformadores de medidas manteniendo el esquema que se utiliza actualmente con los medidores convencionales.

Respecto de los parámetros de desempeño de los sistemas de comunicación asociados a los medidores inteligentes, para los cuales deberían establecerse exigencias mínimas de diseño y operación se tiene por ejemplo que para el sistema AMI, se define la confiabilidad como la cantidad de medidores que se comuniquen para ser leídos una vez al día. En este caso un 95% es aceptable, pero entre 97% y 98% el sistema está operando en forma correcta, dado que habrán medidores que no pueden comunicarse.

Con respecto a la latencia, que se puede asociar al tiempo de respuesta de un medidor frente a una consulta del sistema central, se pueden considerar dos conceptos:

- Latencia de medidor por sí solo, que corresponde a una consulta tipo “on demand” a un solo equipo. En este caso el tiempo de respuesta es sobre 10 segundos, pudiendo llegar a demorar 20 segundos. En el caso de PLC twacs y RF Mesh el tiempo de respuesta es alrededor de 20 segundos aproximadamente.
- Latencia para un conjunto de medidores, asociada a una consulta masiva de equipos. En este caso hay una mayor dependencia de la tecnología de comunicación y de la cantidad de equipos interrogados. En el caso de PLC twacs la consulta de 5.000 medidores se puede realizar en una hora

4.4 Identificación de fabricantes y proveedores

En el presente capítulo se describen los principales fabricantes y proveedores tanto de los equipos de medida como de los sistemas de comunicación, presentes a nivel nacional como internacional,

Respecto del mercado nacional, es importante señalar que no existe fabricación local de este tipo de equipos, existiendo diversos proveedores, los cuales, con ocasión de esta asesoría, han sido contactados con el fin de obtener los antecedentes necesarios referentes a sus características y a sus precios. En el presente informe se incorpora la información que fue posible obtener de parte de ellos. Cabe señalar que se realizaron múltiples gestiones obteniendo información con distinto nivel de profundidad.

En comparación con las experiencias internacionales en Chile, el uso de estos equipos todavía se encuentra a nivel de implementaciones de alcance limitado o de proyectos piloto. Los principales desarrollos han sido realizados por empresas distribuidoras tanto a nivel de estudio o con implementaciones de menor escala.

Respecto de las marcas disponibles, los proveedores existentes en Chile y el contacto que se logró con ellos se tiene los siguientes resultados:

Tabla 2: Proveedores, Marcas Disponibles y Contacto

Proveedor	Marca Equipo	Contacto
COMULSA/RHONA/JUNG Y CIA.LTDA	LANDIS+GYR	SI
KAMSTRUP	KAMSTRUP	SI
ACLARA	ACLARA (ex GE)	SI
ALRA Medición	EDMI	SI
ALEMA	CONSTANT y STAR	SI
ITRON/COMPAÑÍA CHILENA DE MEDICION	ITRON	SI
ENEL	ENEL DISTRIBUZIONE SPA	SI
TECNORED	CLOU	NO
AMMY COMERCIAL/TAVIRA	ELSTER	NO
CAM/JUNG Y CIA.LTDA	EMH	NO
S/I	ISKRA	NO
S/I	MP METERING	NO

De la revisión de información disponible, se observa que los fabricantes de equipos de medición que presentan mayor presencia a nivel mundial, son los siguientes:

- LANDIS+GYR:

Desde 1896 Landis+Gyr ha diseñado y fabricado medidores eléctricos de última generación y de alta calidad. Con sede en Zug, Suiza, la compañía tuvo acceso a personal altamente calificado y un sistema de distribución en toda Europa con filiales en Berlín, Londres y Viena. En 1924, la compañía se expandió globalmente con el establecimiento de las primeras oficinas en otros continentes, concretamente en Nueva York (EE.UU.) y Melbourne (Australia) 3.

El crecimiento continuó hasta principios de 1970 y se dio un paso importante en 1976 cuando Landis+Gyr adquirió el fabricante de medidores Duncan Electric of Lafayette, Indiana, EE.UU. El año 1981 fue la llegada de medidores electrónicos y Landis+Gyr estuvo allí al frente, desarrollando y lanzando su primera familia de medidores digitales para los segmentos comercial e industrial.

El cambio tecnológico y la emergente globalización de los mercados como consecuencia de la creciente liberalización y desregulación exigieron una reorientación del grupo. Landis+Gyr crea entonces el primer medidor de electricidad electrónico para el sector residencial.

A finales de los 90 la compañía continuó su crecimiento y expansión mundial mediante una serie de inversores y propietarios entre los que se encuentran Electrowatt, KKR y Siemens. En 2004, Bayard Capital of Australia adquirió la compañía con la visión de crear la primera empresa de gestión de energía del mundo, una que pudiera combinar resultados medioambientales positivos con la experiencia y cultura metrológica de Landis+Gyr.

Bajo la propiedad de Bayard, Landis+Gyr hizo 14 inversiones diferentes en el sector, empleando un capital de más de 1.200 millones de dólares USA para dejar de ser sólo fabricante de medidores y crecer en el área de las redes y las comunicaciones.

En 2011, Landis+Gyr fue adquirida por Toshiba Corporation. Esta combinación, reconocida en todo el mundo por haber establecido una asociación de primera clase en el prometedor campo de las soluciones de gestión de la energía, intensificó el enfoque en la tecnología de medición inteligente como un componente básico en el desarrollo de redes y comunidades inteligentes.

Operando en más de 30 países y sirviendo a las mayores compañías de distribución de energía de los cinco continentes, Landis+Gyr, en su calidad de plataforma de crecimiento independiente dentro de Toshiba, continúa ayudando a las compañías de distribución y a los consumidores finales a mejorar su eficiencia energética y reducir sus costos de energía.

Landis+Gyr es uno de los líderes mundiales en medición de electricidad con una adecuada posición en sistemas de medición inteligente, ofreciendo una amplia gama de productos de medición de electricidad, incluyendo soluciones integradas AMM/AMI, sistemas de comunicación y software, medidores y gestión de datos de medición.

³ <http://eu.landisgyr.com/blog/landisgyrs-smart-metering-solution-passes-field-test-in-germany>

Landis+Gyr colabora activamente con las empresas de distribución de energía y adapta sus soluciones para cumplir los requerimientos locales, desde la prevención de pérdidas no comerciales y del fraude energético, hasta el suministro del consumidor.

Dentro de las principales características de los medidores ofrecidos por esta empresa se encuentran las siguientes⁴:

- Medición en 4 cuadrantes
- Corte y Reposición.
- Medida del factor de potencia.
- El medidor ya incluye las principales funcionalidades (todas incorporadas en un solo medidor).
- Realiza limitación de potencia.
- Realiza Corte Social. En este sentido, no existe regulación clara al respecto, sólo en algunas regiones de Colombia tienen implementado el corte social.
- Disponibilidad de prepago.
- El medidor cuenta con su propio reloj, sin embargo, es el sistema el que sincroniza los horarios con su propio reloj.
- La memoria de los equipos alcanza para almacenar datos de hasta 45 días, con medidas realizadas cada 5 minutos, con 15 canales.
- Tiene la flexibilidad para medir agua y gas también.
- Sistema realiza la encriptación de datos de la red, con alta seguridad.
- Ante fallas que implican operación en isla de los consumos, los medidores pueden seguir adquiriendo datos.

- Aclara:

Empresa con sede en Estados Unidos, que también ofrece sistemas de medición inteligente para servicios de suministro de gas y de agua, quien durante el año 2015 adquiere la unidad de negocios de medidores de GE. Presenta ventas anuales en este mercado superiores a los 500 millones de dólares anuales, sus principales clientes son PPL (USA), PREPA (Puerto Rico), CEPM (República Dominicana), Elmar (Aruba), mantiene presencia global, Toda el área del Caribe y Latinoamérica con casa matriz en Chile. De acuerdo a la información proporcionada por la empresa tiene una presencia del 15 al 20% del mercado global, el proveedor en Chile es Aclara Meters Chile SpA y forman parte del Holding de inversiones Sun Capital⁵.

Aclara Technologies LLC provee de soluciones inteligentes de infraestructura (SIS) con más de 780 clientes de empresas eléctricas, gas y agua en el mundo. Entre la oferta de Aclara están los medidores inteligentes, infraestructura de medición avanzada, software y servicios para aprovechar las redes de distribución efectivamente.

⁴ Atributos de los medidores obtenidos directamente por el proveedor.

⁵ <http://www.aclara.com/>

Entre los principales atributos ofrecidos por los equipos de Aclara se encuentran los siguientes⁶:

- Corte y Reposición, cuya funcionalidad se encuentra disponible tanto para medidores monofásicos como para trifásicos. Esta característica incluye también la posibilidad de realizar Corte Social, el cual a través de un limitador de potencia permite dejar un suministro mínimo en casos especiales.
- Medición en 4 cuadrantes, función que permite medir potencia activa y reactiva al momento de inyectarlas o consumirlas hacia o desde la red respectivamente. Si el cliente lo solicita, el equipo puede o no incluir esta función, variando los precios del medidor. Contiene también la función de perfil de carga.
- Control de Demanda. Es posible que, ante señales de la oferta, se pueda cortar el suministro, por ejemplo, del aire acondicionado si la distribuidora recibe alguna oferta del generador. Esto se puede realizar mediante relés de potencia y relés auxiliares. Los relés de corte son de 100 A, clase 1.
- Contiene la posibilidad de prepago, desde el equipo más básico.
- Los medidores siguen la norma IEC, FCC y Prime, esta última como norma del sistema de comunicaciones. En este aspecto, sólo a los equipos con la norma ANSI se les puede agregar otras funcionalidades, a diferencia de los que siguen la norma IEC, por lo que estos equipos incluyen un pack completo de funciones, pero no permiten agregar otras.
- Dentro de la tecnología de radiofrecuencia, se dispone de la tecnología RF Mesh, en la cual los medidores se comunican entre ellos. Cada colector puede agrupar a 2.500 medidores, cubriendo un radio aproximado de 2 km de distancia. Además, Aclara posee la tecnología Punto-Multipunto, en la que cada access point comunica 20.000 medidores, cubriendo un radio de 40 km de distancia aproximadamente.
- En caso de pérdida de suministro por falla en la red, la tecnología RF envía la señal de “último suspiro” para avisarle al sistema que se quedó sin suministro, quedando los datos de medición almacenados en la memoria de los medidores. Para el caso de la tecnología PLC, el colector realiza “ping” a los medidores y dado que la red se encuentra mapeada, aproximadamente en 140 segundos se envía la señal de reporte de falla, señalando que los medidores se encuentran sin energía.
- Dentro del ancho de banda de comunicación utilizado por la tecnología RF de Aclara, se encuentran los valores de 400 MHz, 900 MHz y 2.4 GHz. El ancho de banda utilizado tendrá que ser autorizado previamente por SUBTEL. En este sentido, es importante que CNE y SUBTEL definan la banda más adecuada donde se pueda operar con RF.
- Los medidores de Aclara se pueden comunicar también con medidores de agua y gas.

⁶ Características de los medidores obtenidos mediante proveedor en Chile.

- Operación en isla eléctrica. Si se pierde el suministro desde la cabecera de un alimentador, quedando los consumos alimentados por un PMGD por ejemplo, el medidor seguirá actuando como tal, hasta que se recupere la comunicación.
- Capacidad de almacenamiento. En cuanto a este tema, los equipos de Aclara pueden almacenar hasta 2 años de datos, interrogando al medidor cada 15 minutos.
- Tanto la tecnología PLC como RF disponen de GPS. Ante cambios de hora, los relojes internos de los medidores pueden ser ajustados remotamente, verificando el GPS que el medidor se encuentre sincronizado con el sistema.

- KAMSTRUP:

Empresa danesa fundada en el año 1946, que posee oficinas en Chile y que en el año 1990 es adquirida por la empresa OK, ofrece soluciones tanto de equipos de medición como de comunicación.

Kamstrup presta servicio a empresas de energía, operadores de redes de suministro y empresas de medida en todo el mundo con respecto a la medición de electricidad, calefacción y refrigeración.

Kamstrup pertenece en su totalidad a la empresa danesa OK, ofreciendo soluciones integrales para distintas redes de suministro a partir de una extensa gama de productos, desde medidores hasta herramientas de análisis de datos. La gama completa de productos incluye medidores, infraestructura de comunicación para medidores, sistemas de gestión de datos y aplicaciones de red eléctrica inteligente⁷.

- SIEMENS:

Empresa alemana con más de cien años de historia, presente en diversos ámbitos de la ingeniería eléctrica.

Siemens se centra en las áreas de electrificación, automatización y digitalización. Es uno de los mayores productores del mundo de tecnologías de eficiencia energética, siendo uno de los proveedores líderes de sistemas para la generación y transmisión de energía. Durante el 2016, ha generado ingresos aproximados de 79,6 mil millones €.

- EDM I

EDMI Limited es uno de los principales proveedores de Smart Energy Solutions en el mundo. EDM I se centra en el diseño, desarrollo y fabricación de medidores de energía tecnológicamente avanzados y sistemas de medición para la industria de servicios globales. Con más de 30 años de experiencia en la fabricación de medidores inteligentes instalados en todo el mundo, los productos de EDM I presentan una probada eficacia.

⁷ <https://www.kamstrup.com/es-es/products-and-solutions/smart-grid>

EDMI es propiedad de Osaki Electric Co., Ltd., un proveedor japonés de soluciones de medición que figuran en la Primera Sección de la Bolsa de Tokio.

Respecto de las marcas utilizadas por las empresas distribuidoras chilenas en análisis, se tiene que Chilquinta utiliza la marca Aclara, Chilectra ella utiliza medidores marca ENEL, en tanto que SAESA ha efectuado sus análisis considerando la utilización de distintas marcas tales como LANDIS, Aclara, Kamstrup y ENEL.

Las mismas marcas anteriores se encuentran descritas en diversas experiencias de países europeos, donde se agregan otras marcas como eslovena Iskraemeco, cuya tecnología y diseño se basa en la experiencia y la tecnología de Siemens AMIS.

Específicamente respecto a las diferentes tecnologías, las empresas relevantes son:

Proveedores PLC:

- Aclara: TWACS system
- ANDYS & GYR: TS1 & TS2 HUNT system
- CANON: EMETCON system
- ECHELON: NES system
- QUADLOGIC: QLC system

Proveedores RF largo alcance:

- ITRON: R300/R900 and fixed network systems.
- SENSUS: MXU and fixed net technology
- LANDYS & GYR: AIRPOINT
- TRILLIANT: WIRELESS TECHNOLOGY

Proveedores RF MESH:

- CELLNET: UTILITINET.
- ELSTER: ENERGY AXIS
- TRILLIANT: NCZ
- ITRON: WAY OPEN

Al respecto, respecto de las tecnologías propuestas por algunos proveedores se puede mencionar lo siguiente:

- Kamstrup

La plataforma de smart grid OMNIA de Kamstrup ofrece una gran flexibilidad y se integra fácilmente con otros sistemas. Incluye elementos básicos que son vitales para cualquier distribuidora, tales como contadores inteligentes, infraestructura de comunicación, gestión de datos de contadores y capacidades de smart grid, cumpliendo los requerimientos de las normas europeas⁸.

⁸ <https://www.kamstrup.com/es-es/products-and-solutions/smart-grid>

OMNIA Suite es la respuesta a la optimización de la red mediante una plataforma de smart grid integral que ofrece una línea completa de tecnología inteligente, apoyo y conocimiento.

Se compone de medidores inteligentes, comunicación de red, gestión de datos de medidores y smart grid, adaptados a los requisitos actuales de las utilities.

OMNIA Suite ofrece posibilidades de supervisión de subestaciones, perfiles de calidad de tensión y detección de distorsión armónica total desde cada punto de medición, que proporcionan al propietario una visión de la red de distribución. Inmediatamente después de la instalación, los medidores se comunican con el centro de recepción y control para que este los registre. La inteligencia mejorada en medidores y concentradores proporcionará respuestas rápidas, así como una alta frecuencia de datos del cuadrante de baja tensión.

➤ Medidores monofásicos y trifásicos inteligentes

El medidor inteligente es uno de los componentes clave de un sistema de smart grid. Además de medir el consumo energético, este medidor es el elemento central para garantizar a las utilities la posibilidad de aprovechar todo el potencial de smart grid.

OMNIPOWER es un tipo de medidor inteligente de alto rendimiento que proporciona estabilidad y confiabilidad a largo plazo para todas las aplicaciones.

Los medidores inteligentes OMNIPOWER monofásicos y trifásicos están diseñados para aplicaciones residenciales. Ofrecen las características estándares de un verdadero medidor inteligente, como medición de cuatro cuadrantes, registro de la calidad de la energía y desconexión a distancia.

Este medidor está habilitado para aplicaciones residenciales, enviando mensajes de texto a la pantalla del medidor. Cuando se conecta a una infraestructura de red, transmite de forma inalámbrica los datos de consumo en tiempo real, mensajes de texto, información sobre el precio y alertas a una pantalla instalada en el hogar. De esta manera, el consumidor puede seguir de cerca su consumo diario de electricidad y reaccionar ante los cambios en el consumo o ante la información proporcionada en la pantalla instalada en el hogar, lo que animará a modificar sus patrones de consumo para ahorrar energía y dinero.

Los medidores de electricidad trifásicos OMNIPOWER están optimizados para los sistemas de smart-metering y ofrecen múltiples características que maximizan la utilización de los activos de las utilities. La medición de la calidad de la tensión, el registro de eventos y la generación de curva de carga en tiempo real para los cuatro cuadrantes son características estándar.

Con información detallada, y con alarmas implementadas que indican la ubicación exacta de cualquier problema de calidad de la tensión, la distribuidora puede obtener una visión global de la calidad de la tensión y reaccionar ante estos problemas. Los contadores OMNIPOWER, permiten a la distribuidora el seguimiento de toda la información relevante sobre la red y, en consecuencia, aumentar y mantener un funcionamiento. Los contadores realizan mediciones y supervisiones

continuadas de la frecuencia, caídas y subidas, cortes de corriente, desequilibrio de tensión, distorsión armónica total (THD) y factor de potencia.

La distribuidora puede utilizar la información para probar la calidad de la tensión, disminuyendo los problemas con los clientes, resultando en un mejor servicio de atención.

➤ Medidores para AT y subestaciones

Dentro de las características principales se encuentran:

1. Combinado de cuatro cuadrantes
2. Pantalla VDEW con DBIS
3. Salida de datos ópticos y en serie
4. Tensión de 58/100 V a 240/415 V
5. Clase de precisión 1, 0,5 y 0,2
6. Registro de hasta 32 canales
7. Intervalo configurable de registro de datos (1-10-15-30-60 minutos)

➤ Comunicaciones

La solución en este caso está dada por RF-Mesh de alto rendimiento que provee una transmisión de datos segura y constante entre el centro de recepción y los medidores, siendo una parte esencial de una smart grid.

La lectura de todos los medidores residenciales desde un solo punto, utilizando sólo una infraestructura, hace de este mecanismo una solución para operadores de varias redes de suministro o bien para operadores de suministro único que desean aumentar la rentabilidad de su inversión.

Esta tecnología permite además el control de subestaciones a distancia. Hasta ahora, no ha sido económicamente viable para la mayoría de las distribuidoras supervisar y controlar de forma remota las subestaciones, ya que estas soluciones requieren de una variedad de PLC independientes y líneas de comunicación dedicadas, costosas y muy complicadas de integrar, instalar y usar.

Una red RF-Mesh consta exclusivamente de medidores y concentradores, sin requerir ninguna infraestructura adicional. Los medidores de electricidad están provistos de una unidad de radiocomunicación integrada capaz de comunicarse con otros medidores y concentradores de datos. Cada medidor es capaz de encaminar la comunicación de otros medidores, formando una infraestructura de malla, gestionando automáticamente y optimizando estas líneas de comunicación.

El concentrador de datos conecta los medidores inteligentes con el centro de recepción y control a través de la WAN. Su sistema operativo inteligente recoge automáticamente las curvas de carga, la información de interrupción y otra información esencial, resguardando los datos de forma integral.

Cuando las distribuidoras invierten en smart-metering, esperan que la inversión dure al menos de 10 a 15 años. Sin embargo, en ese período los mercados cambian y evolucionan, imponiéndose

nuevas demandas. Para proteger estas inversiones, esta tecnología ofrece la posibilidad de realizar programaciones y actualizaciones inalámbricas. La red Radio-mesh OMNICON está diseñada para cargar actualizaciones de firmware a un parque completo de medidores inteligentes, todo en menos de 48 horas, sin interferir con las lecturas diarias y la gestión de la red.

➤ Monitor de subestación

OMNICON UtiliKeeper® es un componente de smart grid, que por medio de sensores externos, detecta situaciones críticas de la subestación y envía alarmas a los operadores en tiempo real. La funcionalidad de datalogger integrado de UtiliKeeper® ofrece una visión general de los datos y eventos históricos.

La posibilidad de conectar una variedad de diferentes sensores a UtiliKeeper® hace que sea posible conocer básicamente todo lo que desea saber acerca de la subestación.

El acceso remoto a toda la información crítica de la subestación ayuda al equipo de trabajo de gestión y reduce las visitas y el costo de mantenimiento de la red.

La función de alarma proporciona a las distribuidoras alertas tempranas para que puedan ser proactivas y resolver problemas antes de que se conviertan en un problema mayor, con los consiguientes costos de tiempo y reparación.

La interfaz abierta e interoperable permite una fácil integración con el entorno de smart grid de su elección.

➤ Monitor de energía

Con la aplicación Energy Monitor, los consumidores pueden controlar sus patrones de uso de energía en cualquier momento y en cualquier lugar. Es una aplicación auxiliar inteligente y simple que ofrece una visión completa de los datos de consumo de los hogares. Esta aplicación proporciona al consumidor una imagen instantánea de cualquier consumo de energía no deseado y le ayuda a tomar las medidas necesarias para modificar sus patrones de uso energético.

La interfaz de usuario y el diseño se pueden adaptar individualmente para adecuarse a los requerimientos y la aplicación se puede ofrecer como una función de descarga gratuita para los consumidores.

- Aclara

La solución de Aclara de PLC está dada por la tecnología TWACS, la cual consiste en un sistema automático de dos vías de comunicación probado en la industria para la creación de redes AMI. Esta tecnología ofrece utilidades como herramientas para la facturación, control de carga, nuevas aplicaciones de respuesta de la demanda, reportes sobre el estado general de la línea de alimentación

y detección de interrupciones, mejorando la bidireccionalidad del Sistema de Comunicaciones (eTWACS), permitiendo a las empresas leer cada medidor de la red⁹.

Lo anterior permite las comunicaciones simultáneas en todas las fases y alimentadores.

La tecnología eTWACS es compatible con los sistemas actuales, proporcionando una ruta de migración manejable, que puede gestionar con eficacia múltiples sistemas, incluyendo el AMI, a través de iiDEAS® (Infraestructura Inteligente: Datos, Eficiencia, Análisis y Servicios), la gestión de los datos clave de operaciones y su presentación a través de un navegador web o un dispositivo móvil.

Las tecnologías TWACS y eTWACS de Aclara funcionan sobre la infraestructura de transmisión de datos existente, lo que le permite administrar su proceso de recolección de datos, control de datos de intervalos críticos y apoyar la respuesta de la demanda, con las siguientes características:

1. Apoyo a la gestión de la demanda, incluyendo los tiempos de uso.
2. Toma de datos en intervalos de 15 minutos.
3. Previsión de la demanda y precios.
4. Perfiles de carga para realizar la facturación.
5. Integración inmediata de los datos de consumo en el sistema de facturación.
6. Servicio de conexión / desconexión.

Por su parte, Aclara también presenta la tecnología de radiofrecuencia Synergize RF, la cual ofrece un gran rendimiento y capacidad de expansión, proporcionando comunicaciones bidireccionales confiables.

La red de punto a multipunto Synergize RF está diseñada para que cada uno de los medidores se comuniquen directamente con al menos una unidad de datos, una técnica que crea rutas eficientes y resultados más rápidos.

El sistema utiliza una licencia de 450-470 MHz de espectro que transmite más de 900 MHz, en Chile han ajustado la operación de sus equipos a la banda de 2,4 GHz. Las señales en esta frecuencia se propagan mejor alrededor de edificios y otros obstáculos para proporcionar una cobertura confiable.

Dado que la señal tiene un alto nivel de propagación, se requieren menos equipos para esto, lo que resulta en una implementación más rápida y menor inversión. En comparación con muchas redes de RF, la red de RF Synergize requiere hasta un 35 por ciento menos inversión de capital y costos operativos, lo que reduce el costo del proyecto a través de todo el ciclo de vida del sistema. Esto es en parte debido al diseño de punto a multipunto del sistema y al uso del espectro de frecuencia ultra alta.

Con respecto a las comunicaciones celulares, Aclara utiliza la tecnología Metrum, que posee un gran ancho de banda, incluyendo medidores AMI y otros dispositivos de la red de distribución. La red inalámbrica Aclara Metrum celular es escalable y no requiere infraestructura adicional y costosa. Está

⁹ <https://www.aclara.com>

diseñado para manejar grandes cantidades de datos en tiempo real, creando un nuevo nivel de control y mejorando el rendimiento del sistema. Utiliza un protocolo abierto estándar que no requiere un protocolo especial para comunicarse, eliminando el riesgo de las inversiones en otros equipos y garantizar el cumplimiento de las normas futuras.

Esta plataforma abierta proporciona un repositorio centralizado para agregar datos de diversas fuentes, como las redes de lectura de medidores y sensores. Un único punto de recolección y distribución de la información facilita los servicios de las distribuidoras, tales como el análisis de pérdidas, el análisis de tensión, la facturación de energía, gestión de la demanda y el análisis de carga de los transformadores, permitiendo reportar datos, optimizar la red de distribución y solucionar problemas de servicio al cliente de forma rápida.

Además, puede incorporar una plataforma de vigilancia de distribución, con sensores predictivos que realizan gestión en tiempo real de los alimentadores para detectar fallas, verificar calidad de servicio y desequilibrio entre las fases de la red de distribución.

Como experiencia internacional, esta plataforma de Aclara se ha implementado en América del Norte, experimentando una mejora del 2,6% en la puntuación del Índice Americano de Satisfacción del Cliente (ACSI). Por su parte, también se ha implementado en Canadá, en donde se informó a la Junta de Energía de Ontario que se tiene el potencial de ahorrar 550.000 minutos de interrupción al cliente mediante el control de alimentadores. En el Reino Unido, Western Distribución de Energía seleccionó la plataforma de Aclara, ya que les proporcionaba una mejor información sobre la red para mejorar la confiabilidad de esta.

Si bien los diversos proveedores promueven sus propios sistemas de control y comunicación, manifiestan que sus equipos de medidas son compatibles con la mayoría de dichos sistemas, aunque sean de otras marcas.

4.5 Información de Precios de Medidores.

A la fecha de realización de este informe aún se está en proceso de contactar y recibir información de proveedores equipos de medición, y de los equipamientos anexos. Los proveedores contactados corresponden a los señalados al inicio de este capítulo.

Respecto de la información proporcionada por proveedores nacionales de equipos de medida, que ha sido consultado directamente, a la fecha se ha recibido información de precios de los siguientes proveedores:

- Aclara Chile
- ALEMA
- COMULA para los equipos LANDIS
- ITRON

De los restantes proveedores no se ha tenido respuesta o han señalado que no proporcionan información de equipos específicos, sino que sólo entregan información de proyectos de medición inteligente completos.

La información de las características específicas de los medidores difiere respecto del proveedor. Los catálogos recibidos poseen diversas estructuras y no contiene el mismo nivel de información, con lo cual no es factible obtener una comparación directa de los mismos atributos para todos los equipos.

En términos generales, la información de los catálogos contiene información referente a los siguientes ítems:

- Clase de las medidas
- Rango de los voltajes de medición
- Corrientes de operación
- Variables físicas medidas (capacidad de medición bidireccional) y otras variables asociadas a calidad de servicio
- Tipo de salida, respecto de protocolos de comunicación, y niveles de voltajes y corrientes de dichas salidas.
- Dimensiones físicas
- Facilidades de programación
- Softwares utilizados
- Sistema de Comunicación

No obstante, para efectos de comparación se elabora una matriz con los diversos parámetros contenidos en los catálogos. Luego de la presentación de la matriz anterior, se muestra la información de precios disponibles

Tabla 3: Atributos de Medidores Parte 1

Ítem	KAMSTRU P OMNIPOWER 58101300 - Monofásico	KAMSTRU P OMNIPOWER 58101312 -Trifásico	Landis+Gyr E450 Monofásico	Landis+Gyr E450 Trifásico	ENEL Monofásico	ENEL Trifásico	ACLARA SGM1100 (BASICO)	ACLARA SGM1300 (MEDIO)	ACLARA SGM3000 (FULL)	Constant DDS(X)01A AN	Constant DDS(X)02A EN	Constant DDSH02AFP
Características generales												
Clase de precisión (IEC)	1 y 2	1 y 2	1 y 2	1 y 2	1 y 2	1 y 2	Clase A	Clase B	0.5 C&I indirecto; Clase 1 Residencial y C&I Directo. Precisión típica desde el 0.2%	2	2	2
Frecuencia Nominal	50 Hz ± 5 %	50 Hz ± 5 %	50 Hz	50 Hz	50 Hz ± 2 %	50 Hz ± 2 %	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50	50	50
Capacidad de Memoria permanente	no Informa	no Informa	45 días medidas cada 15 minutos, 15 canales	45 días medidas cada 15 minutos, 15 canales	1-2 meses datos cada 15 min	1-2 meses datos cada 15 min	12 meses mediciones cada 15 minutos	12 meses mediciones cada 15 minutos	Hasta 64kB EEPROM, 4MB serial flash, 16MB SDRAM; Non-Volatile Memory. 12 meses mediciones cada 15 minutos	no Informa	no Informa	no Informa
Intervalo de medición (minutos)	Desde 5 min	Desde 5 min					1 minuto	1 minuto	1 minuto	1 min	1 min	1 min
Corriente (A)										5(100)	5(100)	10(50)

Ítem	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101300 - Monofásico	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101312 - Trifásico	Landis+Gyr E450 Monofásico	Landis+Gyr E450 Trifásico	ENEL Monofásico	ENEL Trifásico	ACLARA SGM1100 (BASICO)	ACLARA SGM1300 (MEDIO)	ACLARA SGM3000 (FULL)	Constant DDS(X)01A AN	Constant DDS(X)02A EN	Constant DDSH02AF P
Tipo de comunicación	GPRS	GPRS	PLC o GSM/GPRS	PLC o GSM/GPRS	Módem DLC [4] Integrado y GPRS [5]/UMTS [6]	Módem DLC55 Integrado y GPRS6/UMTS7	Power line connectivity for PLC based on the PRIME standard DLMS/COSEM communications based on the Spanish profile Local optical communication port complaint with UNE-EN 62056-21 and UNE-EN 62056-46	GPRS WAN with Internal Bi-Directional Antenna Supporting DLMS COSEM (Optional Module to Support External Antenna Variant) Local Optical Port - IEC 62056-21 (physical)	Serial (RS-232/RS-485), puerto óptico o AMI (RF P2MP y Mesh) y PLC	RF	RF	PLC con protocolo SSC16 o DL/T 645
Funcionalidades básicas												
Medición bidireccional	si	si	si	si	si	si	No	Si	si	Sí	Sí	Sí
Corte y reposición	si	si	si	si	si	si	si	si	si	no Informa	Sí	Sí
Corte social	si	si	si	si	si	si	No	si	si	no Informa	Sí	Sí
Función prepago	si	si	si	si	si	si	No	si	si	no Informa	Sí	Sí

Ítem	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101300 - Monofásico	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101312 -Trifásico	Landis+Gyr E450 Monofásico	Landis+Gyr E450 Trifásico	ENEL Monofásico	ENEL Trifásico	ACLARA SGM1100 (BASICO)	ACLARA SGM1300 (MEDIO)	ACLARA SGM3000 (FULL)	Constant DDS(X)01A AN	Constant DDS(X)02A EN	Constant DDSH02AF P	
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	si	si	si	si	si	si	No	Si	si	no Informa	Sí	Sí	
Módulos adicionales:													
Sincronización horaria	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Access Point con GPS para sincronización horaria. Además, los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Access Point con GPS para sincronización horaria. Además, los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Access Point con GPS para sincronización horaria. Además, los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	No informa	No informa	No informa

Ítem	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101300 - Monofásico	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101312 - Trifásico	Landis+Gyr E450 Monofásico	Landis+Gyr E450 Trifásico	ENEL Monofásico	ENEL Trifásico	ACLARA SGM1100 (BASICO)	ACLARA SGM1300 (MEDIO)	ACLARA SGM3000 (FULL)	Constant DDS(X)01A AN	Constant DDS(X)02A EN	Constant DDSH02AF P
Integración de mediciones de otros servicios	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si, medición con medidores de agua y gas por RF a corta distancia, control de carga, luminaria led, detector de falla	Si, medición con medidores de agua y gas por RF a corta distancia, control de carga, luminaria led, detector de falla	Si, medición con medidores de agua y gas por RF a corta distancia, control de carga, luminaria led, detector de falla	No informa	No informa	No informa
Control de redes HAN (Home Area Network)	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No	HAN and WAN Compliant with SSWG UK Extensions	Control mediante PLC TWACS	No informa	No informa	No informa
Tarifas Programables	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Cifrado Información	No informa	No informa	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No informa	No informa	No informa
Análisis de la red (Medición de otras variables)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	No	Sí	No informa	No informa	No informa
Medición	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo
Otras características												

Ítem	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101300 - Monofásico	KAMSTRUP OMNIPOWER 58101312 - Trifásico	Landis+Gyr E450 Monofásico	Landis+Gyr E450 Trifásico	ENEL Monofásico	ENEL Trifásico	ACLARA SGM1100 (BASICO)	ACLARA SGM1300 (MEDIO)	ACLARA SGM3000 (FULL)	Constant DDS(X)01A AN	Constant DDS(X)02A EN	Constant DDSH02AF P
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP54	IP54	No informa	No informa	No informa	No informa	IP51	IP53	IP54	IP54	IP54	IP54
Período de mantenimiento o propuesto	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	10 años	10 años	10 años	No informa	No informa	No informa
APROBACIONES	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	ORD. N° 6585, del 26.05.2015, de SUBTEL	R.Ex.N°0347, del 14.02.2013, de la SEC; Reconoce Certificación Extranjera, pero obliga a certificar además en Chile)	
Precio Equipo	67	265 US\$ () 213 US\$ (Medidor trifásico 100amp. Clase 1, bidireccional)	180	240	54,6	109,4	desde US\$60 (incluye modulo y corte remoto)	desde US\$120 (incluye modulo y corte remoto)	desde US\$250 (incluye modulo y corte remoto)	66,7	81,5	340,7
Descuentos por volumen (Se muestra valor esperado observado en proceso tarifarios)	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	El proveedor indica que sí, no se especifica se asumir de 2% a 5%	El proveedor indica que sí, no se especifica se asumir de 2% a 5%	El proveedor indica que sí, no se especifica se asumir de 2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%

Tabla 4: Atributos de medidores parte 2

Ítem	Constant DDSI06AEH	Constant DDSI07AAH	Constant DDSI19QAAAK	START DTS27 3F	START DDSY23S	Centron Monofásico	Centron Trifásico	EDMI MK10E	EDMI MK7B
Características generales									
Clase de precisión (IEC)	1	1	1	1	1	0,5	0,2	0.5 y 1	1 y 2
Frecuencia Nominal	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Capacidad de Memoria permanente	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa
Intervalo de medición (minutos)	1 min	1 min	1 min	desde 15 min	desde 15 min	5 a 60 min	5 a 60 min	1 a 60 min	1 a 60 min
Corriente (A)	10(50)	10(50)	10(50)	5(100)	5(100)	5(100)	5(100)	5(100)	5(100)
Tipo de comunicación	PLC con protocolo DL/T645	PLC con protocolo SSC16 o DL/T 645	PLC con protocolo SSC16 o DL/T 645	GPRS	PLC	RF	RF	GPRS / RF	GPRS
Funcionalidades básicas									
Medición bidireccional	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Corte y reposición	Sí	no Informa	no Informa	no Informa	SI	Sí	Sí	No informa	No informa
Corte social	Sí	no Informa	no Informa	no Informa	SI	Sí	Sí	No informa	No informa
Función prepago	Sí	no Informa	no Informa	SI	SI	no Informa	no Informa	no Informa	si
Posibilidad de controlar potencia generada para Net billing	Sí	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa

Ítem	Constant DDSI06AEH	Constant DDSI07AAH	Constant DDS19QAAAK	START DTS27 3F	START DDSY23S	Centron Monofásico	Centron Trifásico	EDMI MK10E	EDMI MK7B
Módulos adicionales:									
GPS	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	No informa	No informa
Integración de mediciones de otros servicios	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa
Control de redes HAN (Home Area Network)	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	Si	Si	No informa	No informa
Tarifas Programables	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Cifrado de Información	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa	no Informa
Análisis de la red (Medición de otras variables)	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	Sí	Sí	No informa	No informa
Medición	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo	activo/reactivo
Otras características									
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	No informa	No informa	IP54	IP54

Ítem	Constant DDSI06AEH	Constant DDSI07AAH	Constant DDS19QAAAK	START DTS27 3F	START DDSY23S	Centron Monofásico	Centron Trifásico	EDMI MK10E	EDMI MK7B
Período de mantenimiento propuesto	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	No informa	IP54	IP54
APROBACIONES	R.Ex.N°0347, del 14.02.2013, de la SEC; Reconoce Certificación Extranjera, pero obliga a certificar además en Chile)		NI	NI	NI	No informa	No informa	No informa	No informa
Precio Equipo	66,7	81,5	66,7	400	400	No informa	No informa	No informa	No informa
Descuentos por volumen (Se muestra valor esperado observado en proceso tarifarios)	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%	2% a 5%

Respecto de la acción para realizar de parte de un usuario un cambio de tarifas, efectivamente hay medidores en el mercado que pueden elegir distintas opciones tarifarias. Esto, según información recopilada de los proveedores se puede realizar de varias formas:

- Cuando se instala el medidor se programa para diferentes perfiles de carga y a su vez distintas opciones tarifarias.
- Sistema centralizado, la distribuidora a través del sistema de monitoreo da orden al medidor para indicar con que tarifa va a ser cobrado el consumo.
- Localmente en el medidor con previo aviso de la distribuidora.

Con respecto a las normas de eficiencia energética en que se indican que deben existir supervisión del uso de la energía eléctrica por separado considerando los siguientes aspectos:

- Energía Eléctrica Total
- Sistema de calefacción
- Sistema de Ventilación
- Sistema de Aire acondicionado
- Iluminación
- Circuitos de Enchufes

Los medidores consultados y presentados en este estudio no tienen la capacidad para supervisar los consumos por separados, solo existe la posibilidad en algunos equipos de ejercer una acción de control ya sea conectando o desconectando un determinado circuito bajo cierta consigna. Para este caso se podrían utilizar diferentes medidores de características más simple en conjunto con medidor inteligente actuando como medidor Maestro y centralizado. En algunos países se han instalado medidores bifásicos o trifásicos, pudiendo en dicho caso realizar mediciones por fase.

En archivo anexo se entregan catálogos proporcionados de parte de los equipos anteriores.

Respecto de otros equipamientos, a la fecha solo la empresa Kamstrup ha proporcionado información.

Tabla 5: Precios Otros Equipamientos

Marca	Ítem	Precio Ref. USD
Kamstrup	Módulos de comunicación GSM/GPRS, para lectura punto a punto de medidores directos/indirectos.	88
Kamstrup	Valor punto de medida anual para medidores monofásico	3
Kamstrup	Valor punto de medida anual para medidores trifásicos	14

Cabe señalar que los precios proporcionados no incorporan descuentos por compras de grandes volúmenes. Al consultar a los proveedores respecto de esta posibilidad, éstos señalan que efectivamente se pueden efectuar dichos descuentos, pero sólo podrán ser informados al momento de efectuar cotizaciones asociadas a proyectos reales. No obstante, y sobre la base de la experiencia de otras actividades de cotización, es de esperar con una alta probabilidad descuentos del orden de 2% a 5%, y con menor probabilidad descuentos superiores al 5%. Este criterio es aplicable tanto a

los equipos de medida como al equipamiento anexo. Cabe recordar que los precios que ha sido posible obtener son, de acuerdo a lo señalado por los proveedores, de índole referencial. Se ha indicado que los medidores para el caso de compras masivas, terminan siendo fabricados específicamente para cada proyecto de acuerdo a las realidades que soliciten las empresas, de ahí que los precios finales de los equipos y sus tecnologías sólo serán definidos una vez que se disponga de las especificaciones reales de cada proyecto.

En cuanto a los tipos de medidores, actualmente existentes tanto a nivel nacional como internacional, es necesario señalar que los antecedentes obtenidos provienen principalmente del análisis de los proyectos de pilotos implementados por empresas distribuidoras, actualizados con la información recibida de proveedores, y que dicen relación con las siguientes materias:

- Descripción de funcionalidades de medidores inteligentes.
- Descripción de tecnologías de comunicación.
- Descripción de instalaciones y equipos anexos
- Precios referenciales utilizados y costos de instalación, operación y mantenimiento.

Por ejemplo, dentro de las tecnologías ofrecidas por Aclara, se encuentran los siguientes precios referenciales¹⁰:

- PLC Prime, en el cual el colector se ubica en un transformador de distribución(TD) y aguas arriba de él, se comunica mediante tecnología celular. Cada TD puede agrupar 250 medidores. Los precios de estos equipos fluctúan entre los 50 y 60 USD/medidor aproximadamente.
- PLC Twacs, en el cual el colector se ubica la subestación de poder y desde aquí se comunican todos los medidores aguas abajo. Este medidor puede llegar a costar hasta 250 USD/ medidor para el caso monofásico, el cual posee funciones específicas, tales como la medida del contenido armónico THD (midiendo hasta la armónica 31), medida del factor de potencia y la posibilidad de incorporar hasta 10 tarifas diferenciadas.
- Con respecto la tecnología PLC, Aclara dispone de equipos, cuyo precio oscila entre 120 y 130 USD/medidor, que realizan las funciones más relevantes, pero no las más específicas. Finalmente, dentro de los equipos más básicos con tecnología PLC, se encuentran precios alrededor de 10 USD/medidor.
- Para RF, los precios se encuentran entre 60 y 110 USD/medidor.

4.6 Levantamiento de Información de Medidores de Facturación en Operación en Sistemas Inteligentes de Medición

En este capítulo se da cuenta de la información recopilada respecto de funcionalidades de medidores inteligentes, tecnologías de comunicación, descripción de instalaciones y equipos anexos y precios referenciales.

¹⁰ Precios referenciales obtenidos del proveedor Aclara.

En una primera etapa se muestra la información referente a experiencias nacionales, principalmente asociada a planes pilotos o análisis realizados por las empresas concesionarias CHILQUINTA, SAESA y CHILECTRA.

Respecto del mercado internacional, se muestra la información principalmente proveniente de compañías eléctricas que operan en países de Europa.

4.6.1 Mercado Nacional

4.6.1.1 Descripción de experiencia de medidores Smart Meter CHILQUINTA

Actualmente, Chilquinta impulsa un proyecto para instalar medidores inteligentes con tecnología RF (GridIq) en la totalidad de sus clientes con demandas que mueven aproximadamente el 50% de sus ventas de energía, considera la utilización de medidores marca Aclara. En este contexto, hace 3 años atrás, Chilquinta cambió el sistema para sus clientes con tarifas distintas de BT1, con un proyecto destinado para 7.000 clientes cuya implementación tiene un tiempo esperado de 4 años. En la actualidad, Chilquinta tiene alrededor de 3.500 medidores implementados, esperando concluir el total del proyecto para el 2018¹¹.

Con respecto a este proyecto, se implementó una red RF Punto-Multipunto (es decir, a través de un punto se conecta un área de cobertura de aproximadamente 25 – 30 km, sistema que se encuentra integrado al sistema comercial. Algunas características de la tecnología utilizada por Chilquinta están las siguientes¹²:

- Realizar Corte y Reposición remoto.
- Emisión de señal de no voltaje, con lo cual si ocurre una falla esta se detecta rápidamente, entregando información de los puntos que presentan problemas de calidad de servicio.
- Lectura de armónicas.
- Interrogación de los medidores cada 15 minutos en donde cada colector soporta alrededor de 5.000 medidores, en el caso de que no exista mucha interferencia. Si una antena llegase a caer o dejar de funcionar, el sistema empieza a buscar la otra más cercana para dar continuidad a las mediciones.

En este aspecto, se ha determinado que la solución RF Punto-Multipunto ha proporcionado mejores resultados por el nivel de comunicación y por el alcance logrado. Por otro lado, para los medidores monofásicos, ha resultado más conveniente la tecnología PLC Twacs. En comparación con la tecnología PLC simple, ésta presenta un excesivo aumento de concentradores, sumado al hecho de que es necesario disponer de contratos con telefonía celular para poder interrogar a los medidores. Dado lo anterior, se ha optado por privilegiar la tecnología PLC Twacs, la cual se instala en la subestación de poder, permitiendo la lectura de una gran cantidad de clientes mediante un solo concentrador.

¹¹ Experiencia recogida de la empresa de distribución

¹² Características obtenidas mediante el distribuidor.

Las bases técnicas establecidas para la selección de los medidores inteligentes usados en Chilquinta, son las siguientes:

- a) Medidores monofásicos: Dentro de este segmento poseen medidores básicos y avanzados monofásicos
- o Características elementales:

Tabla 6: Características Elementales Equipos

Características Elementales	
Categoría	Descripción
Tipo Clase	Clase 1
Volt	180-240V
Amperes	60 A
Frecuencia	50Hz
Temperatura	70-80°C
Uso	Uso intemperie, soporte UV
Consumo propio	1 W
Corriente partida	según norma IEC
IP	54
Visor	Cristal líquido
Clasificación mecánica y electromagnética	según norma IEC
Sellos de Seguridad	sí
Tapas para conectores del medidor que no sean accesibles	sí

- o Características metrológicas y de registro:

Tabla 7: Características Metrológicas y de Registro

Características Metrológicas y de Registro		
Categoría	Medidor Básico Monofásico	Medidor Avanzado Monofásico
Medición de energía activa en cuatro cuadrantes	sí	sí
Medición de energía reactiva en cuatro cuadrantes	sí	sí
Registros múltiples TOU (TOU= Medición de tarifa horaria) configurables	sí	sí
Memoria no volátil para almacenar información para n días > 30 días, configurable	sí	sí
DST configurable (horarios Verano/invierno)	sí	sí
Botón de reset de TOU para despliegue por pantalla	sí	sí
Pantalla de despliegue de datos configurables (prueba display, fecha-hora actual, registro energía activa y reactiva, indicación de TOU fecha y hora, desplazamiento manual y automático)	sí	sí
Congelamiento de pantalla en caso de pérdida de energía	no	sí
Retardo en reposición de suministro configurable, una vez repuesto el suministro externo	no	sí
Perfil de carga de potencia activa en integraciones de n minutos (habitualmente n = 15 minutos)	sí	sí
Perfil de carga de potencia reactiva en integraciones de n minutos (habitualmente n = 15 minutos)	sí	sí
Registro de voltajes por fase (máximo, promedio, mínimo) cada m minutos (habitualmente m = 10 minutos)	sí	sí
Registro de corrientes por fase (máximo, promedio, mínimo) cada m minutos (habitualmente m = 10 minutos)		
Factor de potencia total	no	sí

Características Metrológicas y de Registro		
Categoría	Medidor Básico Monofásico	Medidor Avanzado Monofásico
Factor de potencia por fase	no	sí
Índice de distorsión armónica en tensión por fase (máxima, promedio, mínima) en registros cada L minutos (habitualmente L = 10 minutos)	no	sí
Relé de corte y reposición, accionado remotamente, para 50 A, con reporte de status	no	sí
Protocolo IEC (DLMS/COSEM)	sí	sí
Actualización de firmware por el aire	sí	sí
Envío de alarma de pérdida de energía lado red y alarma de recuperación de energía lado red	sí	sí
Envío de alarma por apertura de tapa de bornes del medidor	sí	sí
Envío de alarma por superar temperatura en límite superior configurable, del medidor	sí	sí
Reprogramación del medidor por el aire	sí	sí
Puerto óptico IEC, para extraer datos y opción de reprogramación del medidor de forma local	sí	sí
Puerto RS 232 con RJ 45/485 para comunicación	sí	sí
Opción Antena externa para mejorar comunicación	no	sí

b) Medidores Trifásicos: Dentro de este segmento, Chilquinta posee medidores trifásicos Directos e Indirectos, cuyas características se indican a continuación:

- Características elementales:

Tabla 8: Características Elementales Medidores Trifásicos

Características Elementales		
Categoría	Trifásico Directo	Trifásico Indirecto
Tipo Clase	Clase 1	0,5
Volt	380 V ±30%	Multirango 110-400V
Amperes	60 A	60 A
Frecuencia	50Hz	50Hz
Temperatura	70-80°C	70-80°C
Uso	Uso intemperie, soporte UV	Uso intemperie, soporte UV
Consumo propio	1 W	1 W
Corriente partida	según norma IEC	según norma IEC
IP	54	54
Visor	Cristal líquido	Cristal líquido
Clasificación mecánica y electromagnética	según norma IEC	según norma IEC
Sellos de Seguridad	sí	sí
Tapas para conectores del medidor que no sean accesibles	sí	sí

- Características metrológicas y de registro:

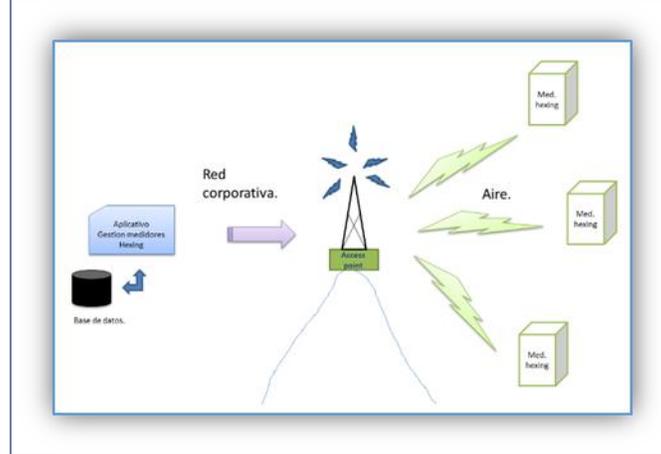
Tabla 9: Características Metrológicas y de Registro

Características Metrológicas y de Registro		
Categoría	Trifásico Directo	Trifásico Indirecto
Medición de energía activa en cuatro cuadrantes	sí	sí
Medición de energía reactiva en cuatro cuadrantes	sí	sí
Registros múltiples TOU configurables	sí	sí
Memoria no volátil para almacenar información para n días > 30 días, configurable	no	no
DST configurable (horarios Verano/invierno)	sí	sí
Botón de reset de TOU para despliegue por pantalla	sí	sí
Pantalla de despliegue de datos configurables (prueba display, fecha-hora actual, registro energía activa y reactiva, indicación de TOU fecha y hora, desplazamiento manual y automático)	sí	sí
Congelamiento de pantalla en caso de pérdida de energía	sí	sí
Retardo en reposición de suministro configurable, una vez repuesto el suministro externo	sí	sí
Perfil de carga de potencia activa en integraciones de n minutos (habitualmente n = 15 minutos)	sí	sí
Perfil de carga de potencia reactiva en integraciones de n minutos (habitualmente n = 15 minutos)	sí	sí
Registro de voltajes por fase (máximo, promedio, mínimo) cada m minutos (habitualmente m = 10 minutos)	sí	sí
Registro de corrientes por fase (máximo, promedio, mínimo) cada m minutos (habitualmente m = 10 minutos)	sí	sí
Factor de potencia total	sí	sí
Factor de potencia por fase	sí	sí
Índice de distorsión armónica en tensión por fase (máxima, promedio, mínima) en registros cada L minutos (habitualmente L = 10 minutos)	sí	sí
Relé de corte y reposición, accionado remotamente, para 50 A, con reporte de status	sí	sí
Protocolo IEC (DLMS/COSEM)	sí	sí
Actualización de firmware por el aire	sí	sí
Envío de alarma de pérdida de energía lado red y alarma de recuperación de energía lado red	sí	sí
Envío de alarma por apertura de tapa de bornes del medidor	sí	sí
Envío de alarma por superar temperatura en límite superior configurable, del medidor	sí	sí
Reprogramación del medidor por el aire	sí	sí
Puerto óptico IEC, para extraer datos y opción de reprogramación del medidor de forma local	sí	sí
Puerto RS 232 con RJ 45/485	sí	sí
Opción Antena externa para mejorar comunicación	sí	sí

c) Plataforma de comunicación medidores Aclara (antiguos GE)

La comunicación se hace a través del aire, con radio frecuencia con tecnología RPMA (Fase aleatoria de acceso múltiple sistema patentado por GE), como proveedor de medidores y Onramp con las comunicaciones con su tecnología de nivel mundial GridIQ.

Figura 5: Esquema Plataforma de Comunicación Medidores GE



Las características de este sistema son:

- Aplicación para gestión de medidores (lectura, alarmas, corte/reposición, calidad de suministro, extracción de data por aire, reprogramación).
- Plataforma de comunicación OMRAMP Wireless, 2,4 GHz.
- Modulo AMI.
- Datos encriptados.
- Niveles de seguridad.

d) Proceso de recolección de datos y base de datos.

Figura 6: Esquema Proceso de Recolección de Datos y Base de Datos



Los medidores inteligentes se comunican vía radiofrecuencia con los Access Point de Chilquinta instalados en lugares estratégicos, mediante los cuales se espera dar cobertura a toda la zona donde éstos son ubicados. Esta información se lleva hacia la base Smart Meters, desde la cual se enlaza el sistema operativo OSF (denominación que significa Open Software Foundation) para rescatar los datos que finalmente serán usados en facturación. Cabe señalar que Chilquinta no usa un MDM, sino que ha desarrollado un sistema propio de administración de datos para los medidores inteligentes.

En el caso de los medidores usados por Chilquinta para su proyecto piloto, según el contrato actual con General Electric, el presupuesto por cada tipo de medidor utilizado en el proyecto en la condición EXWORKS, en la fábrica de La India, se incluye también los equipos necesarios para su comunicación, como radios, BackHaul, y los Access Point como los concentradores de datos. Este proyecto piloto fue diseñado inicialmente para alrededor de 7.000 clientes con medición de potencia. Cabe señalar que estos valores son unitarios sin considerar su instalación.

Tabla 10: Precios referenciales informados por Chilquinta

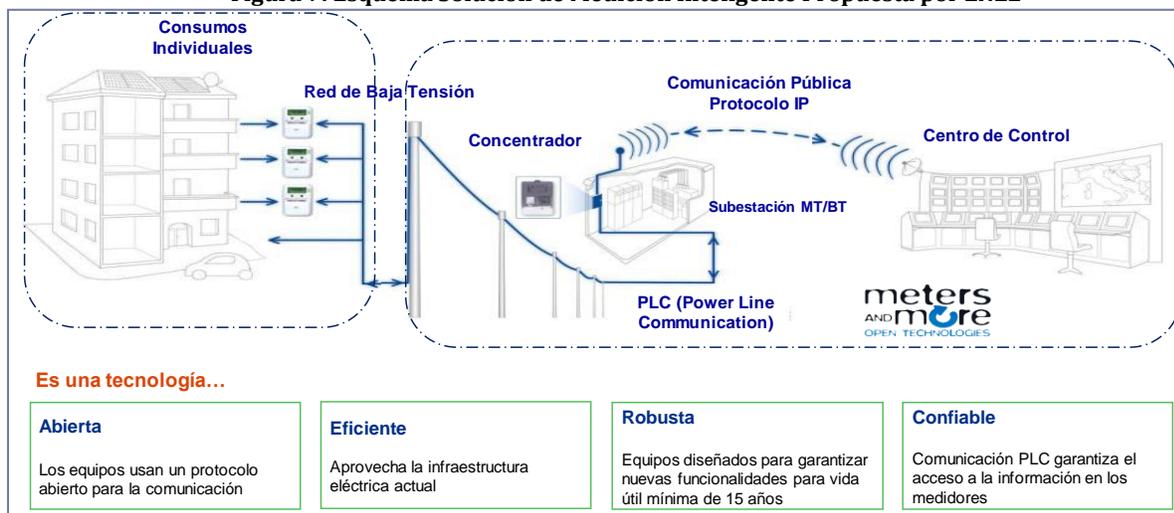
Contrato GE	USD
Directo 220 V Ant Interna	\$ 325
Directo 220 V Ant externa	\$ 361
Indirecto 220 Ant Interna	\$ 385
Indirecto 127 Ant Interna	\$ 385
Indirecto 220 Ant Externa	\$ 385
Indirecto 127 Ant Externa	\$ 421
Monofásico	\$ 253
AP	\$ 12.850
Radios	\$ 2.500
Master Radio	\$ 2.500

4.6.1.2 Descripción de experiencia de medidores Smart Meter CHILECTRA

Chilectra está trabajando en un plan de reemplazo de medidores inteligentes el cual contempla el desarrollo de un Plan Piloto de instalación de 50 mil medidores, a partir de la experiencia adquirida por su empresa matriz ENEL quien efectuó el reemplazo de 33 millones de medidores en Italia en un período de 5 años.

En el siguiente esquema, se ilustra un esquema de la solución de medición inteligente propuesta por ENEL.

Figura 7: Esquema Solución de Medición Inteligente Propuesta por ENEL



Tal como se aprecia en el esquema, la solución de medición de Chilectra considera un enlace de comunicaciones de tipo PLC el cual aprovecha la red de distribución secundaria de la empresa como carrier para llevar las señales desde y hacia los concentradores de datos, los cuales se conectan al centro de control a través de la red pública de comunicaciones.

Tal como fuera indicado, previamente, Chilectra implementó un Plan Piloto de reemplazo de medidores a 50 mil clientes en un plazo de 8 meses, cuyo costo total ascendió a 7,5 millones de euros, equivalentes a un costo medio por medidor de 150 euros, de los cuales 39% correspondieron a medidores y concentradores de datos, 47% a la instalación y 14% a TI.

La productividad alcanzada fue de 9 medidores reemplazados por día, incluyendo el tiempo de aprendizaje y repaso, considerando cuadrillas equipadas con dos personas.

Con base en la experiencia y la logística desarrollada tanto por ENEL como la propia Chilectra en su Plan Piloto, la empresa distribuidora tiene programado ejecutar el plan de reemplazo del 100% de los medidores (1,7 millones de clientes) en un plazo de 3 años, a un costo aproximado de 110 euros por medidor, es decir, alrededor de 124 dólares por cliente.

Dentro de las características principales de la tecnología PLC implementada por Chilectra en su Plan Piloto se encuentran las siguientes¹³:

- Realizar Corte y Reposición remota.
- Realiza Corte Social, entendido como una limitación de potencia para casos de no pago de clientes.
- Medición en 4 cuadrantes, lo que permite medir las inyecciones y consumos de potencia activa y reactiva, pudiendo así medir los aportes por generación distribuida.
- Control de Demanda, lo que permite que, ante la señal de la distribuidora, pueda dejar sin suministro algún consumo específico. Esta función no la realiza el medidor propiamente tal, sino que es un equipo externo el que suprime el suministro.
- Entrega la posibilidad de prepago.
- Posee modularidad, en el sentido que todas las funciones relevantes ya están incluidas en los equipos de medida. Lo que no está incluido es el equipo externo que realiza control de demanda, sin embargo, este equipo ya se encuentra disponible para estos medidores, el cual corresponde a un relé que se comunica mediante PLC.
- Los medidores cumplen con el Protocolo Meters & More, el cual es un protocolo abierto de comunicaciones, diseñado en Bélgica. Este protocolo opera en la banda de comunicaciones reservada para el uso de distribución. En particular, cumple con la norma CENELEC 50065-1, con respecto a la banda y la frecuencia.
- Incluye la función para realizar medida y gestión del alumbrado público.
- Interrogación periódica de los medidores. Dado que la frecuencia PLC está libre, no implica sobrecosto, ejecutando procedimientos diarios programados.
- Operación en isla. Si ocurre una falla en algún alimentador y el sistema queda aislado siendo suministrado por un PMGD, el sistema PLC sigue guardando los datos de medida. Lo importante es que la isla tenga un concentrador asociado. El resto de las funcionalidades continúa realizándose mediante GPRS o 3G, sólo a nivel de BT.
- Reloj de los medidores. Los medidores tienen un reloj interno y es el concentrador el que está en línea con la hora local, traspasando esta información a todos los medidores.

¹³ Atributos mencionados por el distribuidor

Con respecto a la pérdida de suministro, esta función no ha sido incorporada por el momento en el proyecto piloto, puesto que verificar el estado de la red para 50.000 medidores no es conveniente desde el punto de vista de costos. Sin embargo, estos sistemas se encuentran disponibles en países como España e Italia con despliegue masivo. El sistema implementado en la actualidad posee 2 niveles de identificación de falla. El primero de ellos, se realiza mediante la automatización de la red MT, en la cual se identifica la falla y se normaliza la red. El segundo, utiliza la telegestión de las fallas en BT. Cuando se produce una falla, el equipo registra la hora y la duración de la falla, manteniendo la información de los datos de medición. Se detecta entonces la pérdida de comunicación entre equipos y en base a su georreferencia se detecta dónde ocurrió la falla. Este equipo, a diferencia de RF, no permanece encendido durante un tiempo breve después de la falla sin embargo conserva los datos en su memoria. Con respecto a la capacidad de memoria de almacenamiento, estos equipos almacenan curvas de carga cada 15 minutos por 1 o 2 meses en los 4 cuadrantes¹⁴.

En relación a la seguridad de la información, Meters & More posee capas de seguridad para encriptación de datos que cumple con estándares internacionales, con tecnología avanzada en este aspecto, donde el acceso a datos está protegido.

Dentro de las limitantes del PLC se encuentra la necesidad de realizar un despliegue masivo en el área. Si esto se aplicara a redes rurales, existirían algunos problemas de comunicación del colector al utilizar esta tecnología.

Con respecto a la diferencia de precios de medidores de la tecnología PLC, estas diferencias se deben principalmente a que el medidor electrónico tenga comunicación con todo el sistema, a la seguridad física del equipo y a la posibilidad de realizar corte y reposición mediante un relé. Estos tres aspectos cubren el 80 % del costo del medidor, siendo el resto costos asociados a software.

Dentro de las proyecciones de Enel, se encuentra instalar 18.000.000 de medidores alrededor del mundo, con un costo estimado por medidor de 150 Euros.

4.6.1.3 Descripción de experiencia de medidores Smart Meter SAESA

El grupo SAESA ha estado estudiando diversas soluciones de utilización de medidores inteligentes desde hace ya varios años, que, si bien hasta la fecha no ha implementado alguna solución piloto, ésta ha hecho un relevamiento de mercado

El Grupo Saesa ha realizado un análisis de precios de medidores a través de relevamiento de precios lista y/o cotizaciones, e identificación de descuentos por volumen. Estos medidores aún son caros y van desde los 100 US\$ los monofásicos hasta los 400 US \$ trifásicos (Precios aproximados). Normalmente no hay grandes descuentos por volumen pudiendo llegar a 5%.

En cuanto a estudio de precios de instalaciones y equipos anexos, tales como antenas, repetidoras, software, etc., éstos van entre los US\$ 12.000 (Antenas) hasta los US\$ 70.000 (Instalación de equipos PLC MT). Para los softwares existen modalidades de Hosting, en donde se paga por el

¹⁴ Información proveniente del distribuidor para la implementación del Plan Piloto.

arriendo de servidores donde se alojan los datos de los medidores y la aplicación no queda instalada en la empresa, esta modalidad en algún momento fue cotizada por Saesa en US\$ 20.000 al año. Por otro lado, si se opta por adquirir la licencia e instalarla en la empresa, el software puede llegar a costar USD\$ 37.000, aparte hay que considerar valores de servidores, discos de almacenamiento, etc.

Para la instalación de una solución de medición inteligente hay costos de Capacitación y Supervisión por parte del proveedor, que rondan los US\$ 50.000 (Incluye viajes de ingenieros, etc.). También se debe considerar que la instalación del medidor puede llegar a los \$ 20.000 pesos la mano de obra, sin contar eventuales normalizaciones de los empalmes que, en el caso de las empresas del Grupo Saesa que tienen distinta procedencia, es más bien un tema recurrente.

Saesa experimentó con un piloto de PLC de baja frecuencia, el año 2010. Este proyecto se realizó en la red BT con acumuladores en los transformadores de distribución, comunicándose con la central de datos a través de GPRS, pudiendo realizar mediciones en los 4 cuadrantes y factor de potencia. Dada la realidad rural de los clientes asociados a Saesa, esta solución requería de un concentrador para cada cliente, resultando un alto costo para este sistema. Además, las comunicaciones vía GPRS en zonas rurales no funcionan de forma óptima, por lo que los resultados no fueron los deseados¹⁵.

Luego Saesa intentó soluciones del tipo PLC Twacs mediante el proveedor Aclara, lo cual resultó ser quizás la tecnología que mejor se adaptó a la realidad rural de la zona, en el sentido que mientras se tenga energía es posible medir hasta el último punto requerido. Sin embargo, esta solución no prosiguió su desarrollo puesto que se necesitaba además de un control de telemedida. Los costos asociados a este tipo de tecnología resultaron del orden de 230 a 250 USD por medidor, con comunicaciones y medidor instalado.

SAESA ha proyectado implementar un plan de reemplazo de medidores al 100% de sus clientes (800 mil) en un plazo de 8 años, con un costo estimado de 160 millones de dólares, equivalente a un costo medio por medidor de USD 197, de los cuales un 57% corresponde a medidores, 40% instalación y 4% TI. No obstante lo anterior, ella está dispuesta a revisar su planificación para reducir este plazo a 4 o 5 años.

4.6.2 Mercado Internacional

Los avances logrados a nivel internacional, principalmente en Europa, donde las principales economías han desarrollado y aplicado esta tecnología a través de planes pilotos, se refieren a la estandarización de soluciones y a la legislación efectiva orientada a la implementación de un plan de recambio total del parque de medidores de facturación por sistemas de medición inteligente.

4.6.2.1 Asociaciones y Estándares de Mercado

Para el desarrollo de soluciones de medición inteligente, se han creado estándares en diversas organizaciones, cuyos principios y miembros se resumen a continuación:

¹⁵ Información solicitada al distribuidor.

a) OPENmeter

El resultado del proyecto europeo será un conjunto de proyectos de normas, sobre la base de las ya existentes aceptadas siempre que ello sea posible. Estas normas incluyen las normas IEC 61334 serie PLC, los IEC 62056 DLMS / estándares COSEM para medición de electricidad, la serie EN 13757 de normas para la medición de servicios distintos de la eléctrica mediante M-Bus y otros medios de comunicación¹⁶.

Los miembros de esta organización son las siguientes empresas:

- IBERDROLA DISTRIBUCIÓN
- ACTARIS (ITRON),
- ADVANCED DIGITAL DESIGN
- CESI RICERCA
- CURRENT TECHNOLOGIES INTERNATIONAL
- DLMS USER ASSOCIATION
- EDF
- ELSTER
- ENDESA
- ENEL
- NETBEHEER NEDERLANDS
- KEMA
- LANDIS+GYR
- RWE
- ST MICROELECTRONICS
- UNIVERSITY OF KARLSRUHE
- USYSCOM
- ZIV MEDIDA
- CENELEC

b) Prime Alliance

Asociación sin fines de lucro, relacionada con Evolución de Medición Inteligente. El objetivo final de PRIME es establecer un conjunto completo de normas a nivel internacional que permita la interoperabilidad entre equipos y sistemas de diferentes fabricantes¹⁷.

Sus fundadores y empresas miembros de esta asociación son:

- ST MICROELECTRONICS, Texas Instrument,
- ZIV, FujitsuCurrent, CIRCUITOR,
- ITRON,
- LANDIS+GYR,

¹⁶ www.openmeter.com

¹⁷ <http://www.prime-alliance.org>

- ADD group,
- SAGEMCOM,
- ISKRAEMECO
- IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, CEZ GROUP, EDP
- ORBIS, SAC
- APATOR
- JANZ

Conjunto de Protocolos: OFDM + DLMS/COSEM

c) G3

G3-PLC permite a alta velocidad, comunicaciones altamente fiables sobre las líneas eléctricas existentes necesarios para hacer el "Internet y la energía" una realidad.

Su fundador es ERDF y está consorciada con MAXIM. Utilizan como protocolos OFDM + DLMS/COSEM¹⁸.

d) Meters&More

El objetivo principal de esta Asociación es proporcionar a la industria con un protocolo abierto probado para la medición inteligente, siendo por tanto una respuesta tangible al Mandato de la Comisión Europea 441 para lograr soluciones estándar AMM en todo el continente¹⁹.

Sus fundadores son Enel Distribuzione SpA y Endesa Distribución SA, y sus empresas miembros son:

- Siemens, ST MICROELECTRONICS,
- IBM, CESI,
- Sagemcom,
- AP Systems, Emeter corporation,
- Xi'an swip, coelce (electric company)
- AMPLA energia
- Bitron, Kaifa
- Asociación: sin finalidad de lucro
- Suite de Protocolos: meters and more

4.6.2.2 Experiencia internacional en relación al reemplazo de medidores

Respecto de las experiencias relacionadas con el reemplazo de medidores de facturación por medidores inteligentes, se comentan a continuación los resultados en tres países de Europa: Italia, Francia, España, Alemania y Canadá.

¹⁸ <http://www.g3-plc.com>

¹⁹ <http://www.metersandmore.com>

4.6.2.2.1 Motivación para el desarrollo de medición inteligente

Dentro de las motivaciones generales que impulsan a los países para optar por la incorporación de la medición inteligente, se puede mencionar que es un importante habilitador de seguridad energética y crecimiento económico bajo en emisiones de CO₂, entendiéndose por seguridad energética la disponibilidad de suficientes recursos de energía para cumplir las necesidades actuales y futuras de los ciudadanos y de la industria. Los combustibles fósiles abastecen la mayor parte de los requerimientos energéticos en el mundo, sin embargo, son un recurso limitado y de costo creciente.

Lo anterior sumado a la inestabilidad de los productores de estos recursos, los países están intentando estimular la independencia energética mediante la inclusión de energías renovables a la matriz. En este sentido, las redes inteligentes posibilitan el uso eficiente de la electricidad, limitando las pérdidas en distribución. Como ejemplo, la Unión Europea obligó a sus miembros a cumplir para el 2020 con un 20% de reducción de emisión de gases de efecto invernadero, un 20% de aumento de eficiencia energética y 20% de consumo de energía proveniente de fuentes renovables. Las redes inteligentes exceden estos objetivos, integrando fuentes renovables e introduciendo mayor eficiencia y modernización a la red, a través de tecnologías de la información.

Existe además una motivación social por el correcto uso de los recursos naturales y la reducción de los costos de generación y el impacto que esto genera en la vida cotidiana. La implementación de Smart Grids es una respuesta del sector energético a esta tendencia, siendo una forma más limpia, segura y eficiente de contar con energía. Además, está el interés de las personas por contar con sus propios sistemas de auto-generación. En particular, en Europa se ha impulsado el modelo feed-in-tariff en base a energía solar, en el cual los excedentes de energía de los sistemas domiciliarios son inyectados a la red y pagados de vuelta al cliente mediante una tarifa con premio. Esto, sumado a que los gobiernos y reguladores introducirán políticas para aumentar la competitividad y producción de la industria, junto con asegurar que los clientes reciban suministro energético seguro y a precios razonables, contribuye a la necesidad de equilibrar el crecimiento de la demanda energética con el impacto en los consumidores. En este sentido, los consumidores podrán acceder a mayores opciones y oportunidades para que puedan tomar decisiones de manera informada sobre su uso de energía.

4.6.2.2.2 Italia

Nombre: ENEL TELEGESTORE project Italy

Cobertura: 32 millones de Clientes

Periodo: 5 años

Vida útil: 15 años

Capex Total: 2.800 millones de euros

Costo por punto de medición: 87 euros.

- Medidores más concentradores: 71%
- Instalación: 22%

- Sistemas IT: 7%

Comunicaciones:

- Modulación: FSK²⁰
- Estándar: Propietario y Open Meter

Este proyecto tiene altas economías de escala que se aprecian no sólo en el costo de los medidores, sino que especialmente en los costos de instalación que son muy eficientes debido a una logística eficiente de reemplazo en 5 años.

Se desechó el uso de otras tecnologías de comunicación, como por ejemplo RF Mesh, cuyos costos se elevaban en alrededor de 30% a 40%. Sin embargo, la solución óptima para otras realidades dependerá de las características específicas de tamaño y geografía de cada proyecto.

4.6.2.2.3 Francia

Nombre: ERDF Project

Cobertura: Piloto para 300 mil Clientes

Lugar: Tours y Lyon

Número de Proveedores: 3

Comunicaciones: Estándar S-FSK y Linky G3-PLC

En julio de 2015 se licitó la instalación de un millón de Linky Smart Meters y se espera alcanzar los 3 millones de medidores a diciembre de 2016. El proyecto final considera el reemplazo de medidores para 35 millones de clientes en un plazo de seis años, luego de la aprobación de la Ley de Transición Energética por el parlamento francés. El costo del proyecto se estima en un valor cercano a los 6.500 y 7.800 millones de dólares americanos, con lo cual se estima un costo promedio por medidor de alrededor de 185 US\$, los cuales se recuperarán de los ahorros estimados por concepto de lectura y eficiencias por control de demanda de punta. Es interesante destacar que el proyecto considera un plazo de 45 días desde que se notifica al cliente hasta que se procede con la instalación del medidor.

Paralelamente, Francia implementará este año un piloto de 1 millón de medidores inteligentes para la red de gas, además de un piloto de red inteligente (Smart Grid) para la ciudad de Toulouse que integrará vehículos eléctricos, energía renovable y administración de demanda.

4.6.2.2.4 España

Mediante Decreto Real N°809 del año 2006, por el que se revisa la tarifa eléctrica, España estableció las disposiciones que permitieron al Ministerio de la Industria, Turismo y Comercio establecer las ordenanzas que establecieron las condiciones técnicas que deberán cumplir los

²⁰ Sigla en inglés: Frequency Shift Keying, que significa modulación por desplazamiento de frecuencia.

equipos de medida a efecto de incorporar la discriminación horaria y telegestión (Orden ITC.3860 del 2007 modificada por Orden ITE 290 de 2012).

A través de este marco legal, las principales empresas de distribución eléctrica están llevando a cabo un Plan de Reemplazo de medidores de facturación por medidores inteligentes, cuyo plazo culmina el 31 de diciembre de 2018. A título ilustrativo, en este capítulo se presenta un resumen de dos de éstos proyectos que están llevando a cabo las empresas IBERDROLA y ENEL.

a) Proyecto IBERDROLA

Nombre: IBERDROLA STAR²¹ project

Comunicaciones: PLC Prime en BT y GPRS PLC MT ADSL

- Modulación: OFDM
- Estándar: DLMS/COSEM, Prime Alliance

Proveedores:

- ZIV, Landis&GYR, Sagemcom, Sogecam,
- Orbis, Elster, G.E.

Número de medidores instalados

- Proyecto Piloto año 2010: 100 mil clientes en la ciudad de Castellón
- Año 2012: Proyecto de sustitución de 7 millones de medidores en 10 comunidades autónomas de España, cuyos costos ascendió a 395 millones de libras, equivalentes a 73 dólares americanos por medidor.
- Al año 2018 esperan alcanzar los 10,5 millones de medidores instalados y 80.000 centros de distribución distribuidos.

El costo total del proyecto asciende a 2.000 millones de euros, equivalentes a 213 dólares por cliente.

Para efecto de difusión constituyeron un Proyecto PRIME como una asociación sin fines de lucro.

²¹ Sigla en español: Sistema de Telegestión y Automatización de la Red

b) Proyecto ENEL / ENDESA

Nombre: ENEL+ENDESA Project

Comunicaciones:

- Modulación: B-PSK
- Estándar: Protocolo Abierto (Meters and More)

Número de Medidores: al año 2015 ENDESA había reemplazado 7 millones de medidores de un total de 13 millones que espera concluir en diciembre del 2017.

El presupuesto estimativo para los 6 millones de medidores restantes es de 6 millones de euros, equivalentes a alrededor de 112 US\$ por medidor.

4.6.2.2.5 Alemania

La Unión Europea, como parte de sus políticas dentro del Plan Energético hacia el año 2020, definió la implementación de medición inteligente para el 80% de los clientes de todos los países que la integran, con el propósito que puedan participar en el mercado eléctrico y promover la eficiencia energética. Aquellos países que no puedan cumplir con esta obligación, deberán realizar un estudio Costo-Beneficio que demuestre que a estos países no les conviene implementar medición inteligente. Para realizar esta exigencia, la Unión Europea se basó en algunos estudios basados en los ahorros de energía obtenidos en USA debido al uso de medidores inteligentes, buscando replicar los resultados obtenidos en este país en temas de medición inteligente, sin embargo, las realidades de los consumos entre ambos países no son similares. En efecto, USA presenta un gran consumo de aire acondicionado, mientras que Alemania presenta consumo elevado debido a la utilización de bombas de calor para calefacción, la que en promedio se estima 8.000 kWh/año.

Debido a lo anterior, se realizó un análisis de Costo-Beneficio encargado por el Ministerio de Energía alemán, en el cual se probó que en Alemania no resulta conveniente incluir el 80% de medición inteligente para sus clientes, con lo cual quedó exento del requerimiento de la Unión Europea. Desde entonces, Alemania comenzó con un debate controvertido con respecto a este tema, desarrollando proyectos pilotos para probar la adaptación de dicha política dentro del país.

Es así como Landis + Gyr ha completado con éxito una de las mayores pruebas de campo de medición inteligente en Alemania. Los resultados muestran que los sistemas de medición inteligente se ajustan a la reglamentación y disposiciones de este país, las cuales se encuentran entre las más estrictas del mundo y funcionan de manera satisfactoria con los dispositivos y el software de otros proveedores del proyecto, disposición técnica importante de la Oficina Federal Alemana para la Seguridad de la Información.

La realización de este proyecto piloto ha demostrado que la tecnología de medición inteligente, la cual incluye medidores, puertas de enlace, software de administración y sistemas SAP, pueden trabajar juntos sin problemas. Los resultados de estas pruebas forman un paso crucial en el camino hacia la certificación de dispositivos y sistemas de TI de la Oficina Federal Alemana para la Seguridad de la Información.

Iniciado en 2015, las pruebas de medición inteligente son un acuerdo de cooperación entre Landis + Gyr y la eléctrica alemana EnBW, firmado en 2013. Este acuerdo fue el primero de su clase para hacer frente a las nuevas exigencias regulatorias para medidores inteligentes en Alemania para la Seguridad de la Información. La prueba involucró a más de 400 clientes de EnBW, así como a dos proveedores de energía locales. El objetivo del ensayo fue evaluar la idoneidad de los sistemas inteligentes de medición y comprobar si los procesos diseñados funcionarían una vez aplicados, evaluando también la compatibilidad entre los diferentes sistemas con cuatro proveedores distintos. Los datos se transmiten a través de las tecnologías móviles LTE Ethernet, así como con tecnología PLC. En esta prueba se exigió a los proveedores instalar diferentes tecnologías de comunicación. Los datos de energía que se comunican a los sistemas vienen en un formato visual, diseñado para que el usuario final pueda obtener el control sobre sus datos.

En este sentido, Landis + Gyr desarrolló una interfaz dedicada para cumplir con este requisito, que se establece por la Oficina Federal Alemana de Pesos y Medidas, cuyos resultados muestran que esta interfaz cumple con lo solicitado. Con esto se ha ganado una excelente experiencia en áreas tales como la instalación de dispositivos, gestión de relaciones con los clientes y la visión de cómo trabajar con los proveedores. Esta experiencia proporciona la base para la siguiente fase hacia el despliegue completo de la medición inteligente. Durante la prueba de campo, dispositivos de medición inteligente y puertas de enlace de medición inteligente de diferentes fabricantes fueron instalados en las viviendas de los participantes del proyecto. Los datos leídos desde estos dispositivos permitieron ser comunicados a la correspondiente compañía de energía.

En un comienzo, las distribuidoras se hicieron cargo de la instalación de medidores inteligentes sin costo para sus clientes. Como resultado, se obtuvo que el consumo de estos clientes se redujo en un 3% aproximadamente. Luego, se realizó una encuesta a los clientes para conocer su disposición a pagar por la medición inteligente, ante lo cual los clientes asignaron un valor por debajo del precio de estos medidores, siendo una preocupación adicional el hecho de que la seguridad de los datos se podría ver vulnerada, por lo que la propuesta de medición inteligente no tuvo buena respuesta entre los clientes y no fue posible su masificación. Además, la medición en Alemania se realiza mediante una carta anual que envía el distribuidor al cliente, donde este último es quién envía su consumo a la distribuidora, por lo que la medición remota no se justifica para este caso. Por otro lado, la tasa de no pago por el consumo eléctrico es muy baja, no siendo permitido además el corte de suministro (sólo bajo casos muy puntuales), por lo que tampoco se justifica la función de corte remoto ejercida por el medidor inteligente. Con respecto al atributo de medición bidireccional, a modo de ejemplo, el año 2012 cuando existía un feed in tariff muy alto, si el cliente quería inyectar su energía a la red, resultaba más conveniente que se realizara la inyección total, mientras que lo que necesitaba para consumir resultaba más conveniente comprarlo al distribuidor, por lo existían 2 medidores diferentes, de modo que no era necesario que el medidor fuese bidireccional.

Luego de esta experiencia, Alemania definió que aquellos clientes que consumen desde 6.000 kWh/año deben contar con medidores inteligentes, en donde todos estos instrumentos sean trifásicos, en donde la tecnología empleada para la medición inteligente (PLC, PLC Twacs, RF, etc) quedó a libertad del distribuidor, siendo los clientes los que eligen el proveedor para adquirir dicho medidor. Si los clientes no eligen el medidor, será el distribuidor quien lo elija por ellos. En ambos casos, es el cliente el que paga el medidor.

Dentro de las motivaciones encontradas por Alemania para instaurar la medición inteligente está el apoyar a los consumidores a participar en el mercado de suministro de energía, promover servicios que faciliten la eficiencia energética, lograr transparencia en el consumo, evitar los costos de la medición manual, promover tarifas variables, controlar la generación distribuida y las cargas flexibles, junto con una medición simultánea de gas, agua, etc., considerando una infraestructura segura y estandarizada. Además, se encuentra la idea de promover y apoyar la transición energética, la generación distribuida, disponer de una infraestructura adecuada para el control de la demanda, permitiendo además la inclusión de tarifas variables. En este último punto, la medición inteligente constituye el requerimiento técnico para desarrollar tarifas variables, no obstante Alemania entiende que existe una arista más compleja dada por la interacción que debe darse para estos fines entre el comercializador, el cliente y el mercado spot.

En julio del 2016 surgió la Ley de la digitalización de la transición energética, la que contempla la implementación de un sistema de medición inteligente desde el 2017, en donde el medidor a instalar es un medidor de tipo trifásico, que realiza medidas cada 15 minutos, transmitiendo la información a la central de datos y que tiene una interfaz para controlar demanda y generación, existiendo integración o no entre la medida y la comunicación de datos, en el cual se encuentra definido por ley los protocolos de seguridad de la información que se debe cumplir, comenzando con grandes clientes y generadoras, incluyendo incrementos porcentuales por año de medición inteligente, teniendo como plazo máximo 8 años para terminarla²².

4.6.2.2.6 California

Estados Unidos ha estado interesado en por el impacto ambiental de la producción de energía, incluyendo temas como la independencia energética con el objeto de reducir los altos niveles de importación de bloques de energía, intentando disminuir también las emisiones de CO₂. Durante la última administración, se ha intensificado el compromiso del gobierno hacia la transición de redes inteligentes y la producción de energía limpia. Considerando además el incremento de las cuentas de electricidad de los estadounidenses, reflejando los altos costos de mantenimiento y actualización de una estructura antigua, ha llevado a propiciar la producción energías renovables, estipulando para esto una legislación a nivel estatal que obliga un ingreso porcentual anual de este tipo de energía²³.

Dado lo anterior, la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) autorizó a los servicios públicos propiedad de inversionistas del estado para sustituir medidores convencionales de los clientes por medidores inteligentes, con el fin de dar a los consumidores un mayor control sobre su consumo de energía. Los medidores inteligentes permiten una utilidad para proporcionar a los clientes información detallada acerca de su consumo de energía en diferentes momentos del día, permitiendo a los clientes administrar estos consumos de manera más proactiva.

Más de 8 millones de medidores inteligentes se han desplegado por las empresas eléctricas en los EE.UU. y aproximadamente 60 millones deben implementarse antes de 2020. En California, la

²² Smart Metering – Consideraciones estratégicas desde la experiencia alemana. Giz Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

²³ Energía inteligente: Experiencia, Costos, Beneficios, Lecciones para Chile. Fraunhofer Chile Research, enero 2014

CPUC autorizó en el sur de California la instalación de aproximadamente 5,3 millones de nuevos medidores inteligentes, San Diego Gas and Electric Company (SDG & E) instaló 1,4 millones de medidores inteligentes de electricidad, mientras que Pacific Gas and Electric Company (PG & E) instaló aproximadamente 5 millones de medidores²⁴.

Entre la motivación para la instalación de medidores inteligentes para los clientes, se destacan los siguientes aspectos:

- Permiten la detección de corte más rápido y la restauración del servicio cuando se produce una falla de energía.
- Proporciona a los clientes mayor control sobre su consumo de electricidad, aumenta la gama de diferentes planes de precios disponibles para los clientes otorgándoles más posibilidades de elección en el manejo de su consumo de electricidad.
- Los medidores inteligentes permiten una utilidad para medir el consumo de electricidad de un cliente en incrementos de una hora.
- Si un cliente opta por tarifas basadas en el tiempo ofrecidas por la distribuidora, tienen la oportunidad de reducir su demanda de electricidad durante los períodos punta, ahorrando dinero en su factura mensual.
- Permite a los clientes a tomar decisiones al proporcionar información detallada sobre el uso de la electricidad y los costos, con el objeto de obtener una mejor comprensión de su consumo de energía, accediendo a datos útiles para optimizar su consumo de electricidad y reducir sus facturas.
- Los clientes con medidores inteligentes pueden tener acceso a la utilización de electricidad antes del día, a través de la página web de su distribuidora.
- En un futuro próximo, mediante la instalación de un dispositivo de visualización en el hogar que se comunica de forma inalámbrica con un medidor inteligente, un cliente puede controlar su consumo de electricidad y los costos, en tiempo real, lo que les permite ajustar su uso de forma instantánea en respuesta a los cambios en los precios. En un futuro próximo, puede ser posible que un cliente reciba alertas automáticas (a través de correos electrónicos o mensajes de texto) para notificarles cuando el consumo de electricidad supere un determinado valor.
- Ayudar a reducir la necesidad de construir centrales de generación menos eficientes. La construcción de plantas de energía que son necesarias sólo para abastecer la demanda máxima resulta costoso. Un enfoque más económico es permitir a los clientes reducir su demanda en el tiempo y otros programas de incentivos. Cuando los servicios públicos evitan el uso de centrales ineficientes para satisfacer la alta demanda, se producen beneficios

²⁴ <http://www.utilitydive.com/news/how-smart-meters-are-changing-energy-efficiency-in-california/410489/>

ambientales puesto que estas plantas producen mayor cantidad de gases de efecto invernadero.

- Aumenta la privacidad debido a que la información de uso de electricidad puede transmitirse automáticamente a la distribuidora para fines de facturación y sin visitas in situ para comprobar el medidor. Esto también se traduce en menores costos de explotación para la distribuidora, lo que significa también un ahorro para los clientes en las tarifas de servicios. Además, como la tecnología cambia en el tiempo, los clientes pueden percibir estos cambios directamente en el medidor.

Los medidores inteligentes son el primer paso hacia la creación de una red inteligente en California. Con una red inteligente, las tecnologías digitales se aplican a todos los aspectos de la industria, desde la generación, la transmisión, la distribución y a la interfaz del cliente. Esto ayudará a la red con respecto a lo que está sucediendo con el flujo de energía, mantenerlo en equilibrio, mejorar la confiabilidad y hacer la red más robusta frente a las interrupciones y otros problemas.

Por su parte Pacific Gas and Electric Company (PG&E), dispuso tarifas basadas en el tiempo para clientes residenciales, agrícolas, industriales y comerciales con medidores inteligentes.

El año 2010, la CPUC aprobó nuevas estructuras de tarifas para clientes comerciales, industriales y agrícolas para aplicar precios de la electricidad dinámicos para todos los consumidores de California. En este aspecto, los clientes en estas tarifas pagan diferentes precios de electricidad en función de la hora del día. Por ejemplo, en los días más calurosos del año, los precios de la electricidad aumentan, sin embargo, PG & E notifica a los clientes sobre estos días de demanda alta con un día de antelación, para que los clientes puedan planificar su consumo.

Los clientes residenciales pueden optar por inscribirse en un programa que está diseñado para motivar a los clientes a reducir su consumo de electricidad en los períodos punta. Además, los clientes residenciales y pequeñas empresas también pueden inscribirse en un programa en el que puedan reducir el consumo de aire acondicionado en respuesta a las señales de la red. En un futuro próximo, los clientes residenciales tendrán la opción de inscribirse en un programa de reembolso del tiempo punta, donde pueden recibir un reembolso por la reducción de su consumo de electricidad en respuesta a las señales de demanda de la red.

Hace unos años, USA ha llegado a un punto de inflexión en la modernización de su red eléctrica, donde el número de medidores eléctricos con comunicaciones bidireccionales superó el número de los modelos más antiguos. La nueva infraestructura de medición avanzada (AMI) que puede medir la carga de los consumidores con un mayor detalle, ha creado una respuesta efectiva de la demanda y un mayor control del consumo de los clientes. Además, la industria ha empezado a valorar con mayor precisión la eficiencia energética.

A su vez, PG & E tiene un programa que propone descuentos posteriores a la instalación del medidor inteligente mediante un bono basado en los datos reales del medidor. El programa está destinado a 15% de ahorro y aumenta los incentivos totales a 60% de los costos totales del proyecto.

California y otros estados han gastado miles de millones de dólares en los medidores inteligentes y ahora pueden comenzar a percibir las mejoras en eficiencia y confiabilidad. Cinco estados más tienen niveles de penetración de AMI por encima del 80%, con las más altas concentraciones en Texas, Georgia y Nueva Inglaterra.

California añadió el mayor número de medidores AMI de cualquier estado en el año 2013, con cerca de 1,8 millones de nuevos medidores. PG & E tiene cerca de 9 millones de medidores inteligentes desplegados en total, tanto eléctricos como de gas.

A su vez, NRDC y TURN propusieron un piloto con el apoyo de PG & E, para facilitar mejoras integrales y reducir al mínimo al mismo tiempo los costos de implementación. NRDC ha explicado que el piloto consistiría en poner a prueba un modelo en el que se utilizan los datos de los medidores inteligentes para medir ahorros de energía que pueden ser alineados con los incentivos.

NRDC hizo hincapié en que los pagos de incentivos deben hacerse en una cartera de proyectos para asegurar la significación estadística de los ahorros y para gestionar el riesgo de resultados. Si bien el consumo individual puede variar en gran medida dependiendo de la idiosincrasia de los diferentes hogares, el rendimiento de la eficiencia es más confiable para toda la cartera. Los programas serán probablemente capaces de reducir sustancialmente los gastos administrativos específicos, aumentando el rendimiento global de ahorro de energía, y permitiéndole innovar a la industria, entregando eficiencia para el consumidor, incentivos para alinearse con los ahorros reales y premiando los modelos de negocio que sean rentables.

California tiene una participación de energías renovables de al menos 50%, la que está tratando de doblar la eficiencia energética de los edificios comerciales, siendo esta eficiencia una de las mayores oportunidades de ahorro de energía en este estado.

El Estado de California estima que necesitará ahorrar unos 89.000 GWh para los próximos 15 años, en donde una inversión rentable y confiable podría ayudar a acceder a esos ahorros.

Por su parte, San Diego se unió a un programa que permite a los clientes comprar e instalar dispositivos HAN, los cuales estarán relacionados mediante ZigBee dentro de sus medidores inteligentes. Mediante esta propuesta, una llamada telefónica o visita del sitio web del distribuidor es todo lo que se necesita para conseguir nuevos dispositivos para los clientes, pudiendo recibir las actualizaciones de datos del medidor varias veces por minuto. Lo que falta conocer de esta propuesta es cuánta gente estará dispuesta a pagar por estas instalaciones para supervisar y gestionar el uso de su energía en el hogar.

Por último, se puede señalar que no se dispone de información de detalle de los equipos de medición utilizados en cada país. Sólo para la Alemania se disponen antecedentes de las características de los equipos, entre las que se puede señalar que sólo dispone de corte y reposición y medición bidireccional, en tanto, para los clientes de mayores consumos se dispone de la capacidad de detectar la ausencia de tensión y medir calidad de servicio.

4.6.3 Revisión Actas Comité TC-13

Con respecto a las actas del comité TC-13 lo que podemos concluir de dichos documentos que este comité tiene los siguientes objetivos:

- Establecer el estándar para los medidores inteligente
- Definir medidor inteligente y sus funciones básicas
- Definir temas regulatorios y técnicos
 - Regulatorios:
 - Se establece el fin último para el uso de los medidores inteligentes. Esto es la Seguridad y calidad de suministro
 - Definición de políticas para la implementación y especificación de equipos
 - Definición de propiedad y mantenimiento
 - Análisis normativo por medio de la NTCD
 - Técnico
 - Definición de protocolos y estándares
 - Las definiciones vendrán luego de tener claridad del objetivo perseguido al adquirir y utilizar cierta tecnología

4.7 Levantamiento de Información de Instalaciones y Equipos Anexos

El sistema de medición inteligente requerirá de la incorporación de instalaciones adicionales a los equipos de medida que permitan la acumulación de información, su transmisión y posterior procesamiento.

Respecto de los equipos de comunicación, y dependiendo de la tecnología considerada, se requerirá de equipos tales como router, sistemas colectores, antenas, y otros.

El rol de un AMI es brindar apoyo a la comunicación entre las medidas y procesamiento. Esto lo hace a través de dos tipos de comunicación de redes: WAN (wide- area networks) y NAN (neighborhood-area networks). Las mediciones son desplegadas en el NAN y conectadas a puntos de acceso local para el intercambio de información. WAN, por su parte, utiliza a menudo una tecnología de amplio rango de ancho de banda, tal como PLC, tecnología celular, entre otros. En cambio, NAN tiene un rango más pequeño y más bajo de requerimientos de ancho de banda, necesitando un carrier de radiofrecuencia que se utiliza a menudo para conectar mediciones en una red. Mediciones y puntos de acceso mantienen un microcontrolador y una unidad de memoria flash, un datastore y uno o más módulos de comunicación. Los componentes del AMI también pueden incluir repetidores, para apoyar las comunicaciones de rango largo y herramientas utilizadas para la administración de la red.

Los router tendrán como función repetir la información recolectada desde los medidores a otros puntos de acumulación. Estos router se dimensionan para un conjunto menor de señales y, dado su tamaño se pueden instalar, por ejemplo, en la postación existente, su ubicación geográfica dependerá de las características del terreno donde presta servicio.

Los colectores, están conformados principalmente por una antena que permite recolectar información proveniente de otros acumuladores, de router o directamente de medidores, al

acumular una mayor cantidad de señales, y un sistema de retransmisión de la información recolectada hacia un punto de mayor jerarquía.

En el análisis de las experiencias de las distribuidoras en la aplicación de planes pilotos, descritas en los capítulos anteriores, se hace referencias a costos de otras instalaciones necesarias para las actividades de recolección, envío y análisis de la información recolectada por los equipos de medida. En el próximo informe se reportarán los costos de estas instalaciones que se obtengan de cotizaciones.

4.8 Modularidad de Equipos de Medida

De los equipos analizados se observa que algunos de ellos poseen la capacidad de incorporar tarjetas acoplables para aumentar su capacidad de comunicación y otras funcionalidades.

En relación a las capacidades de comunicación se pueden incorporar tarjetas con las siguientes capacidades:

- Tarjeta de pulso S0: Suministra 24 V a través de 2 hilos que baja a 0 V con cada pulso. Puede p.ej. conectarse a un contador de energía.
- Serial: Comunicación serial RS-485 o RS-232 o bucle de corriente con entrada de pulsos.
- M-Bus: Telelectura a través del sistema M-Bus, tanto cableado como inalámbrico, se puede utilizar para conectar diversos equipos, por ejemplo, en edificios.
- TCP/IP: Telelectura vía comunicación TCP/IP.
- GSM/GPRS: Telelectura vía red GSM/GPRS. Permite lectura por SMS.

Otras funcionalidades que se pueden agregar a los equipos, algunas de las cuales hacen usos de los sistemas de comunicación anterior, son las siguientes:

- Tarjeta de control de carga, las cuales permiten utilizar esquemas de prepago para el suministro eléctrico.
- Tarjetas CCC, Canal de Comunicación al cliente, puede utilizarse para intercambiar información con dispositivos Smart Home, tales como pantalla de información (in-home displays) e interruptores inteligentes (smart-switches).

Cabe señalar que pese a consultar en forma reiterada a los proveedores de equipo, no ha sido posible obtener mayores descripciones respecto de la posibilidad de incorporar otras funcionalidades a los equipos de medidas. De la revisión de la literatura, y de la opinión de los proveedores se observa que una vez definida la estrategia de medición inteligente que se desea aplicar, es recomendable que todas las funcionalidades sean solicitadas previamente al proveedor de manera que ellas queden incorporadas de fábrica en todos los equipos que se van a instalar, lo anterior con el fin de poder cumplir con todas las especificaciones del proyecto y minimizar las intervenciones a los equipos.

Los proveedores recomiendan que todas las funcionalidades que se requieran del equipo sean incorporadas desde el principio en ellas, por razones de seguridad y garantías del producto. De todas formas, en el capítulo de proveedores y de experiencias nacionales se hacen mayores referencias a este tema.

4.9 Costos de Instalación

Los costos de instalación asociados a los equipos de inteligentes dependerán de la cantidad de equipos que se desean instalar y en cuanto tiempo.

Si bien existen costos directos asociados a las cuadrillas que efectúan las labores en terreno propiamente tal, existen costos asociados a la supervisión, planificación, operación y administración que no dependen de la cantidad de equipos propiamente tal, y que para su determinación requerirá de la definición del proyecto global de instalación.

En relación a los costos directos de instalación, estos quedan definidos por los siguientes parámetros:

- Cantidad de personas que conforman las brigadas de instalación
- Calificación de las personas que componen las brigadas
- Costo anual asociado a remuneraciones y equipamiento de las cuadrillas
- Rendimiento (tiempos de instalación)
- Tiempos de desplazamiento de las brigadas que realizan la instalación

De acuerdo a los antecedentes disponibles de otros estudios tarifarios, se tiene que una brigada compuesta por dos electricistas, equipada y movilizada tiene un costo mensual del orden de 6.000 USD. Si se considera una media de instalación de 10 equipos diarios en zonas urbanas, se obtiene que el costo de instalación alcanza los USD 30/unidad. Para el caso rural, la media de instalación baja a 4 equipos diarios, con lo que se obtiene un costo de instalación de USD 75/unidad. Según conversaciones con proveedores, no se tiene una diferencia significativa entre medidores con comunicación RF o PLC.

Para el caso de equipos trifásicos, el costo de la brigada es el mismo, pero varía la cantidad de equipos instalados diarios, en zonas urbanas, la media de instalación es de 8 equipos, lo que significa un costo de instalación de USD 37,5/unidad. Para el caso rural la media de instalación es de 3 equipos, lo que significa un costo de instalación de USD 100/ unidad.

El costo de instalación de colectores tanto para RF como PLC se aproxima como costo de instalación de equipos trifásicos.

En el análisis de las experiencias de las distribuidoras en la aplicación de planes pilotos, descritas en los capítulos anteriores se hacen referencias generales a costos de instalación que son comparables al valor descrito en el párrafo anterior.

5 ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE MEDIDA INTELIGENTE MÁS ADECUADAS A LA REALIDAD ELÉCTRICA CHILENA

Con el objeto de identificar cual es la tecnología de medida más adecuada a la realidad eléctrica chilena primeramente se estiman los costos de implementación que tienen las distintas tecnologías de medición, lo que considera valorizar tanto las componentes de inversión asociadas a: medidores, en la tecnología de comunicación asociada, tecnologías de administración de la información. Adicionalmente se deberán considerar los costos de instalación, y costos de operación y mantenimiento.

En forma complementaria a la determinación de los costos anteriores, se analiza la factibilidad tecnológica de implementar dichas soluciones, lo que a la luz de los antecedentes disponibles dependerá fuertemente de las condiciones geográficas en las cuales se emplazan las empresas distribuidoras y de la distribución de los consumos en torno a las redes de distribución.

Respecto de las condiciones geográficas, éstas incidirán por ejemplo en la capacidad de efectuar enlaces RF o también en la posibilidad de acceder adecuadamente a esquemas de comunicación GPRS. Respecto del impacto de la distribución de los consumos en torno a la red de distribución, se tendrá que algunas empresas distribuidas presentan baja densidad de usos de sus instalaciones debido a la distribución de clientes que se presenta en sus zonas de concesión, esto se observa principalmente en las empresas con mayor ruralidad, donde por ejemplo existen TTDD que abastecen una baja cantidad de clientes, lo anterior, claramente podrá encarecer soluciones que utilicen tecnologías de tipo PLC en baja tensión con acumuladores en los TTDD, ya que en la práctica se requeriría un acumulador por cada cliente.

Para el caso de análisis nacional, no fue factible obtener información sistematizada de zonas sin alcance de red GPRS, por lo que se decidió tomar como supuesto que esto no era una limitación para la evaluación de esta tecnología. En el caso de no haber cobertura de red GPRS, el sistema de telemedición PLC AF no es factible de implementar, por lo que en ese caso se propone considerar un sistema de telemedición RF de Largo Alcance o PLC BF ya que ambas tecnologías permitirían la comunicación a través de canales distintos a GPRS. Por esto, cuando se decida realizar la implementación de telemedición en el contexto nacional, se debe realizar un análisis exhaustivo para cada localidad que permita definir qué tecnologías son factibles de utilizar.

Según lo indicado por proveedores y empresas que han realizado pilotos de implementación de sistemas de telemedición, se considera que las características de las redes de distribución nacional permiten la implementación de las diferentes tecnologías de telemedición disponibles, no indicando situaciones a corregir o considerar en relación a transformadores, conductores para la evaluación de un sistema de medición inteligente.

De acuerdo a los antecedentes disponibles, se ha configurado el análisis anterior con información obtenida de las empresas distribuidoras e información solicitada a proveedores de equipos de medición inteligente.

5.1 Comparación Proyecto Piloto Homologado

Tal como se ha señalado, para efecto de comparar los costos de los sistemas de medición inteligente, en este capítulo se realiza una evaluación a partir de los antecedentes extraídos tanto de la experiencia internacional como también de los proyectos en desarrollo en Chile y extrapolados a plan global de reemplazo de medidores de acuerdo a criterios y precios estimados.

Para este efecto de establecer una opinión inicial de las diversas soluciones de medición inteligente presentadas en los capítulos anteriores, a continuación, se presenta una comparación homologando cada una de éstas para dos proyectos piloto con las siguientes características:

- 50.000 clientes
- 900 subestaciones de distribución caso urbano, 3.000 subestaciones de distribución caso rural
- 6 alimentadores
- 1 subestación de poder
- densidad de 6.144 clientes/km² caso urbano, 14 clientes/km² caso rural.

Las soluciones de medición inteligente analizadas, son las siguientes:

- PLC AF: Esta solución utiliza medidores ENEL-ALEMA-Aclara, consiste en medidores inteligentes PLC de alta frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones de distribución, a través de la red de baja tensión con una señal modulada, más una comunicación GPRS a través de la red pública de comunicación telefónica con el centro de operaciones.
- PLC BF: Esta solución utiliza medidores Aclara, consiste en medidores inteligentes PLC de baja frecuencia, comunicados con concentradores ubicados en las subestaciones primarias o de poder, a través de la red de baja y media tensión con una señal modulada, la señal pasa a través de los transformadores de distribución en el cruce por cero de la onda.
- RF Mesh: Esta solución utiliza medidores Kamstrup-Aclara con comunicación vía radiofrecuencia entre medidores en forma enmallada y enlaces con el centro de operaciones a través de una cantidad mínima de antenas ubicadas geográficamente de manera tal de alcanzar un 100% de cobertura al proyecto.
- RF LA: Solución con medidores Aclara-ALEMA cuyo sistema de comunicaciones utiliza radiofrecuencia en disposición estrella que le comunican directamente hasta las antenas y éstas con el centro de operaciones. Esta solución es útil para zonas geográfica accidentada donde existan puntos con gran alcance de RF.
- CELULAR /Varias Marcas: Esta solución es una extrapolación del servicio a clientes libres donde cada medidor se comunica directamente con el centro de operaciones a través de un enlace GPRS en zonas donde hay cobertura de la red pública de comunicaciones.

Este análisis se centra en la perspectiva de precios y costos, no comparan características, confiabilidad ni prestaciones entre cada solución. Se solicitó a los siguientes proveedores la completitud de los datos asociados al piloto de las diferentes tecnologías que representan. Los proveedores contactados fueron:

- ALEMA
- ENEL
- Landis+Gyr
- Itron
- Kamstrup
- Aclara
- Alra

La información recibida hasta el momento es de parte de ALEMA para tecnologías PLC AF y RF LA, ENEL para tecnología PLC y finalmente Aclara para tecnologías PLC AF, PLC BF, RF Mesh y RF LA. Como completitud se presentan los datos referenciales de la tecnología Celular basado en antecedentes de pilotos realizados a nivel nacional e internacional.

Solamente Aclara entregó datos para una situación rural, pero corresponden a los mismos valores modulares indicados en la situación urbana, por lo que no agregan mayor información.

La siguiente Tabla resume los costos de inversión para cada una de las soluciones tecnológicas y de comunicaciones según proveedores, tanto para situación urbana como rural, analizadas sobre la base de una logística y costos unitarios de instalación común.

Tabla 11: CAPEX y Costo Instalación Medidores Distintas Tecnologías para Piloto Urbano

Tecnología	Proveedor		CAPEX					Costo Instalación	
			Medidor 1F	Medidor 3F	Colector	SW (headend)	Enlace (Backhaul)	1F	3F
PLC AF	ENEL	Cantidad	48.000	2.000	900	50.000	900	48.000	2.000
		USD\$/#	54,60	109,40	904,50	21,95	0,003	31,36	145,25
		USD\$ Total	2.620.800	218.800	814.050	1.097.500	2,700	1.505.280	290.500
	ALEMA	Cantidad	48.000	2.000	900	0,00	0,00	0,00	0,00
		USD\$/#	70,80	400,00	545,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		USD\$ Total	3.398.400	800.000	490.500	0	0	0	0
	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	900	1,00	900	48.000	2.000
		USD\$/#	60,00	250,00	1.500,00	210.000	300	30,00	40,00
		USD\$ Total	2.880.000	500.000	1.350.000	210.000	270.000	1.440.000	80.000
PLC BF	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	1	1,00	0,00	48.000	2.000
		USD\$/#	115,00	460,00	120.000	210.000	0,00	30,00	40,00
		USD\$ Total	5.520.000	920.000	120.000	210.000	0,000	1.440.000	80.000
RF Mesh	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	35	1,00	35	48.000	2.000
		USD\$/#	130,00	420,00	4.000	210.000	2.000	30,00	40,00
		USD\$ Total	6.240.000	840.000	140.000	210.000	70.000	1.440.000	80.000

Tecnología	Proveedor		CAPEX					Costo Instalación	
			Medidor 1F	Medidor 3F	Colector	SW (headend)	Enlace (Backhaul)	1F	3F
RF LA	ALEMA	Cantidad	48.000	2.000	3	0,00	0,00	48.000	2.000
		USD\$/#	64,00	0,00	1.270	0,00	0,00	0,00	0,00
		USD\$ Total	3.072.000	0	3.810	0	0,000	0	0
	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	4	1,00	3	48.000	2.000
		USD\$/#	130,00	350,00	15.000	210.000	2.000	30,00	40,00
		USD\$ Total	6.240.000	700.000	60.000	210.000	6.000	1.440.000	80.000
Celular	Referencia	Cantidad	48.000	2.000	0	0,00	0,00	48.000	2.000
		USD\$/#	100,00	300,00	0	0,00	0,00	38,24	114,71
		USD\$ Total	4.800.000	600.000	0	0	0,000	1.835.294	229.412

Tabla 12: CAPEX y Costo Instalación Medidores Distintas Tecnologías para Piloto Rural

Tecnología	Proveedor		CAPEX					Costo Instalación	
			Medidor 1F	Medidor 3F	Colector	SW (headend)	Enlace (Backhaul)	1F	3F
PLC AF	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	3.000,00	1,00	3.000	48.000	2.000
		USD\$/#	60,00	250,00	1.500,00	210.000	300	30,00	40,00
		USD\$ Total	2.880.000	500.000	4.500.000	210.000	900.000	1.440.000	80.000
PLC BF	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	1,00	1,00	0,00	48.000	2.000
		USD\$/#	115,00	460,00	120.000	210.000	0,00	30,00	40,00
		USD\$ Total	5.520.000	920.000	120.000	210.000	0,000	1.440.000	80.000
RF Mesh	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	610	1,00	610	48.000	2.000
		USD\$/#	130,00	420,00	4.000	210.000	2.000	30,00	40,00
		USD\$ Total	6.240.000	840.000	2.440.000	210.000	1.220.000	1.440.000	80.000
RF LA	ACLARA	Cantidad	48.000	2.000	65	1,00	65,00	48.000	2.000
		USD\$/#	130,00	350,00	15.000	210.000	2.000,00	30,00	40,00
		USD\$ Total	6.240.000	700.000	975.000	210.000	130.000,000	1.440.000	80.000

De igual modo, en la siguiente tabla se muestran los costos de operación y mantenimiento de cada solución estimados sobre una misma base de criterios de gestión y costos unitarios según el piloto urbano y rural.

Tabla 13: OPEX Distintas Tecnologías para Piloto Urbano²⁵

Tecnología	Proveedor		OPEX		
			Comunicación	Soporte Mantenimiento	Operación (MDM)
PLC	ENEL	Cantidad	900	1	50.000
		USD\$/#	42,39	0	0,0006
		USD\$ Total	457.812	0	30
	ALEMA	Cantidad	0,00	0	0,00
		USD\$/#	0,00	0	0,00
		USD\$ Total	0	0	0
	ACLARA	Cantidad	900	1	0,00
		USD\$/#	96	46.000	0,00
		USD\$ Total	1.036.800	46.000	0
PLC BF	ACLARA	Cantidad	0,00	1	0,00
		USD\$/#	0,00	46.000	0,00
		USD\$ Total	0	46.000	0
RF Mesh	Referencia	Cantidad	1	1	0
		USD\$/#	0,00	46.000	0
		USD\$ Total	0	46.000	0
RF LA	ALEMA	Cantidad	0,00	0	0
		USD\$/#	0,00	0	0
		USD\$ Total	0	0	0
	ACLARA	Cantidad	0,00	1	0
		USD\$/#	0,00	46.000	0
		USD\$ Total	0	46.000	0
Celular	Referencia	Cantidad	50.000	0	1
		USD\$/#	4,26	0	29.412
		USD\$ Total	2.558.824	0	29.412

Tabla 14: OPEX Distintas Tecnologías para Piloto Rural

Tecnología	Proveedor		OPEX		
			Comunicación	Soporte Mantenimiento	Operación (MDM)
PLC AF	ACLARA	Cantidad	3.000	1	0,00
		USD\$/#	96,00	46.000	0,00
		USD\$ Total	3.456.000	46.000	0

²⁵ Valores informados por proveedores, para todas o algunas de las componentes solicitadas.

Tecnología	Proveedor		OPEX		
			Comunicación	Soporte Mantenimiento	Operación (MDM)
PLC BF	ACLARA	Cantidad	0,00	1	0,00
		USD\$/#	0,00	46.000	0,00
		USD\$ Total	0	46.000	0
RF Mesh	Referencia	Cantidad	0	1	0
		USD\$/#	0,00	46.000	0
		USD\$ Total	0	46.000	0
RF LA	ACLARA	Cantidad	0,00	1	0
		USD\$/#	0,00	46.000	0
		USD\$ Total	0	46.000	0

La información previa no tiene como objetivo una comparación de precios de tecnologías, sino que un dimensionamiento de las cubicaciones y costos necesarios para satisfacer un caso hipotético de 50.000 clientes. Con esta información y los precios de cotización de medidores, se obtienen valores representativos que permitan analizar el costo de implementación de Smart Grid en las empresas distribuidoras de Chile.

Los valores representativos para cada tecnología basado en lo informado por los proveedores y referencias de implementaciones locales se presentan a continuación:

Tabla 15: CAPEX, OPEX Distintas Tecnologías

Tecnología		CAPEX					OPEX		
		Medidor 1F	Medidor 3F	Colector	SW (headend)	Enlace (Backhaul)	Comunicación	Soporte Mantenimiento	Operación (MDM)
PLC AF	USD\$/#	61,80	179,70	983,17	13,08	0,003	42,39	0,93	0,3824
PLC BF	USD\$/#	115,00	460,00	120.000	4,20	0,000	0	0,92	0,0
RF Mesh	USD\$/#	130,00	420,00	4.000	4,20	2.000	0	0,92	0
RF LA	USD\$/#	97,00	350,00	8.135	4,20	2.000	0	0,92	0
Celular	USD\$/#	100	300	0	0	0	42,39	0,00	0,59

Los costos asociados a medidores y Colectores se obtienen como promedios simples de lo informado por los proveedores por tipo de tecnología.

El costo asociado a Software se obtiene como un valor por cliente de los promedios de lo informado por los proveedores.

El costo asociado a Enlace (Backhaul) se refiere a la red que comprende la comunicación de los colectores con el MDM. Este dato fue obtenido de lo informado por los proveedores.

El costo de comunicación anual se refiere al pago de las redes privada necesarias para permitir la comunicación de colectores con el sistema centralizado. Incluye pagos de red GPRS o licencias requeridas por tecnologías específicas. Se utilizó lo informado por ENEL, al ser un valor más real que lo informado por Aclara, ya que nos indicó que fue una aproximación, a diferencia de ENEL que nos indicó que es el valor que tiene asociado la implementación de su piloto.

El costo de soporte de mantenimiento es un valor estimado por medidor que incluye una revisión de los sistemas de comunicación y colectores anualmente con un foco de mantenimiento preventivo. Se debe indicar que al estar el medidor conectado a la red Smart Grid, constantemente se tiene información de su funcionamiento, lo que disminuye fuertemente la necesidad de visitas en terreno.

Los costos de instalación para los distintos equipos se calcularon en la sección 4.9 y se presenta una tabla resumen a utilizar, como se indicó previamente, basado en lo informado por proveedores, no existe una diferencia significativa en la instalación para diferentes tecnologías.

Tabla 16: Costos Instalación de Equipos

Equipo	zona	Costo Instalación [USD\$/#]
Medidor Monofásico	Urbana	30
	Rural	75
Medidor Trifásico	Urbana	37,50
	Rural	100
Equipo Colector/HHU	Urbana	37,50
	Rural	100

Se consideró el costo del Centro de Telemedida, que es el personal de la distribuidora encargado de analizar los datos proporcionados por dichos equipos. Este equipo estará a cargo de las siguientes funciones:

- Tareas administrativas asociadas al proyecto.
- Soporte instalación e implementación nuevos equipos.
- Análisis de información con foco comercial, pérdida y calidad de suministro.
- Mantenimiento de información sistema.
- Desarrollo de soluciones particulares requeridas para el sistema.
-

Este costo es equivalente para todas las tecnologías, y tiene economías de escala según el crecimiento del parque de medidores.

En relación a la posibilidad de efectuar control de demandas de parte de la empresa distribuidora, se requeriría de personal calificado que realice los control y gestión de la actividad. Para valorizar esta actividad se considera un equipo compuesto a lo menos por un ingeniero de estudios y un técnico calificado. Para determinar el costo anual de este equipo se utilizó información

de costos de personal disponible por parte del Consultor. El costo anual de cada uno de los trabajadores anteriores asciende a:

- Ingeniero de estudios: 31.489,4 M\$
- Técnico calificado: 25.735,8 M\$

Los costos anteriores, que en conjunto ascienden a 57.225,2 M\$ incluyen el equipamiento e infraestructura de los trabajadores anteriores.

5.2 Comparación Proyectos de Smart Grid de Empresas Distribuidoras

Para realizar la comparación de proyectos Smart Grid para cada empresa, se realiza una clasificación según el nivel de ruralidad de las diferentes comunas que son servidas por cada empresa. Se obtiene la siguiente información que es utilizada como impulsores:

- Cantidad de subestaciones de distribución
- Cantidad clientes AT
- Cantidad clientes BT
- Largo red MT
- Largo red BT
- Cantidad alimentadores
-

Esta información se utiliza para proyectar la cantidad de medidores monofásicos y trifásicos requeridos, y la cantidad de colectores según el tipo de tecnología. Se realiza una estimación de costos según las partidas presentadas en el capítulo del Piloto homologado con lo que finalmente se obtiene el costo medio para diferentes tecnologías (USD/Cliente).

En el archivo adjunto “**Análisis_DX_base.xlsx**” se presenta el cálculo de la implementación de sistemas de medición inteligente por empresa según su ruralidad.

Además de la cantidad de medidores monofásicos y trifásicos (indicados en las columnas M y N), se requiere estimar la cantidad de colectores requeridos según tipo de tecnología.

Para PLC AF se obtiene la cantidad de colectores impulsado por la cantidad de subestaciones de distribución (columna O).

Para PLC BF se obtiene la cantidad de colectores impulsado por la cantidad de alimentadores (columna P).

Para RF Mesh, se estima el área cubierta por redes BT basado en un vano medio de 68,44 mt. Y se asume que cada colector tiene una cobertura de 0,24352 km². A continuación se obtiene la cantidad de colectores entre el máximo de 1 colector por cada 1250 medidores y cuántos colectores se requieren para abarcar el área estimada (columna Q).

Para RF LA se estima el área cubierta por redes BT y MT, y se obtiene la cantidad de colectores entre el máximo de 1 colector cada 10.000 medidores y los colectores requeridos para abarcar el área BT-MT asumiendo que cada colector cubre 225 km².

En el archivo para cada tecnología, se presentan los valores CAPEX y OPEX por empresa/nivel de ruralidad entre las columnas S y DD.

Para cada tecnología se tienen las siguientes componentes:

- Inversión de equipos de medición 1F, 3F y colectores.
- Inversión de software y Enlace (Backhaul)
- Costos de instalación por equipo de medición y colectores.
- Costos operativos de comunicación, mantenimiento, Centro de Telemida y Operación de MDM.

Lo asociado a Software (columna “S/W (headend)”), Centro de Telemida (columna “Centro Telemida”) y Operación del sistema MDM (columna “Operación (MDM)”) se calculan a nivel empresa, ya que son valores con mucha escalabilidad y no es representativo de un caso real, asumir que estos costos están relacionados al nivel de ruralidad. Eso sí, se prorratan por nivel de ruralidad por cantidad de medidores.

Además, para cada tecnología se presentan los valores resumidos de Valor de Inversión (VI), Anualidad de la Inversión (AVI), Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), AVI+ COMA, Costo medio anual por cliente (en dólares) y Costos Medio por cliente (representa el valor presente de VI y COMA).

Finalmente, entre las columnas DF-DK se presentan los valores de “Costo Medio US\$/Cliente” que permiten realizar una comparación de inversión por tecnología dependiendo de la ruralidad y la empresa de distribución.

Los resultados resumidos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 17: Análisis Comparativos Distintas Tecnologías para Empresas Distribuidoras

Empresa	Tipo Ruralidad	Transformadores Distribución	Clientes AT	Clientes BT	Largo Red MT	Largo Red BT	Costo Medio US\$/Cliente				
							PLC AF	PLC BF	RF Mesh	RF LA	Celular
CEC	R1	1,046	402	10,171	461	294	299.0	285.3	263.0	217.7	519.9
CGED	R1	29,510	9,967	505,034	17,185	11,612	211.2	212.5	230.3	174.0	484.5
	U	25,299	7,148	1,235,106	7,549	10,653	126.1	181.4	180.4	137.2	452.6
CHILECTRA	R1	3,296	1,251	42,441	1,061	862	238.1	269.3	219.3	178.9	486.8
	U	25,212	5,097	1,686,288	4,615	10,266	120.1	188.9	179.9	139.8	454.8
CHILQUINTA	R1	4,484	1,569	105,138	1,595	1,608	189.3	218.8	220.0	174.6	486.6
	U	6,986	1,755	446,749	1,937	3,551	119.3	178.5	185.2	139.1	454.9
CODINER	R2	3,666	704	11,610	743	2,735	577.0	442.2	948.1	237.0	516.8

Empresa	Tipo Ruralidad	Transformadores Distribución	Clientes AT	Clientes BT	Largo Red MT	Largo Red BT	Costo Medio US\$/Cliente				
							PLC AF	PLC BF	RF Mesh	RF LA	Celular
COELCHA	R2	2,507	456	13,350	1,857	1,136	409.7	259.8	359.0	214.5	509.6
CONAFE	R1	6,948	2,310	107,122	4,614	2,430	220.7	238.5	230.7	180.1	489.7
	U	6,887	2,276	290,519	2,934	2,620	131.3	190.9	184.3	142.8	457.9
COPELAN	R2	3,235	311	19,499	1,976	1,201	380.2	208.4	293.0	204.6	502.0
COOPREL	R1	182	3	270	80	1	1,110.8	231.5	375.1	310.6	519.5
	R2	2,287	117	6,126	1,410	63	688.6	309.0	306.1	245.1	519.5
COPELEC	R1	170	3	1,080	133	134	364.5	543.2	641.8	212.8	502.9
	R2	7,305	452	49,244	4,622	3,842	350.5	249.4	373.2	203.9	502.9
CRELL	R2	2,411	143	24,839	1,866	799	404.6	557.6	529.7	441.1	698.3
EDECSA	R1	936	235	4,949	508	118	437.5	386.8	279.2	240.0	531.4
EDELAYSEN	R1	590	155	12,325	610	263	211.2	227.9	254.4	194.7	503.6
	R2	466	77	4,965	692	192	274.6	352.5	274.3	199.6	503.6
	U	1,065	380	22,332	855	487	175.9	213.8	221.8	159.7	471.9
EDELMAG	R1	242	108	10,630	154	160	175.2	276.9	262.6	192.2	502.9
	U	839	256	45,908	275	487	136.0	224.3	213.1	157.9	471.0
EEC	U	357	77	24,318	87	179	134.1	187.5	199.4	155.4	469.4
EEPA	U	792	121	56,556	377	142	127.5	192.4	188.7	151.6	466.2
ELECDA	R1	279	83	16,455	158	241	157.0	259.9	271.5	184.1	497.9
	U	2,173	643	151,924	657	1,203	120.6	214.5	199.0	150.9	466.1
ELIQSA	R1	337	123	8,104	389	120	195.1	325.3	236.6	191.9	502.2
	U	1,381	557	86,760	412	485	126.8	233.7	194.2	156.2	470.3
EMELARI	R1	1	0	40	0	1	175.8	210.1	375.6	444.7	504.1
	U	1,265	390	69,942	450	631	132.9	200.4	206.3	158.6	472.2
EMELAT	R1	1,385	609	24,499	766	390	214.7	296.2	230.5	190.8	500.1
	U	1,715	737	64,079	568	585	140.8	241.5	194.0	154.3	468.2
EMELCA	R1	142	23	5,834	83	78	205.6	303.1	261.7	203.5	514.1
FRONTEL	R1	3,034	1,014	63,850	2,130	1,479	196.8	207.2	246.2	178.1	489.6
	R2	17,590	3,005	226,674	14,375	11,478	238.7	220.7	339.2	181.2	489.6
	U	823	279	34,686	497	473	130.9	170.8	202.9	142.7	457.9
LITORAL	R1	87	18	4,514	41	46	167.3	226.8	233.8	185.5	497.6
	U	1,141	234	50,440	310	556	138.9	194.6	200.8	151.8	466.0
LUZANDES	R1	39	18	2,182	12	18	245.3	378.8	294.8	254.3	562.8
LUZLINARES	R1	2,294	431	28,889	1,646	1,275	260.7	265.9	320.7	202.2	506.9
LUZOSORNO	R2	5,874	1,349	19,068	3,911	682	558.3	373.9	270.9	232.0	515.6
LUZPARRAL	R1	2,839	405	20,273	2,218	1,259	341.5	234.7	318.4	206.6	506.8

Empresa	Tipo Ruralidad	Transformadores Distribución	Clientes AT	Clientes BT	Largo Red MT	Largo Red BT	Costo Medio US\$/Cliente				
							PLC AF	PLC BF	RF Mesh	RF LA	Celular
SAESA	R1	7,537	1,762	96,026	4,649	2,994	239.8	217.3	247.0	181.9	490.0
	R2	7,220	1,350	69,018	4,786	3,178	275.7	272.9	275.5	184.4	490.0
	U	6,801	2,117	220,790	2,742	2,759	140.6	180.3	190.0	143.4	458.1
SOCOEPA	R2	1,993	206	6,682	1,279	289	578.0	262.4	272.0	233.7	516.4
TIL TIL	R1	135	43	3,535	92	74	239.7	432.2	286.3	217.4	526.9
Total Nacional por clientes		202,803	50,769	6,010,833	100,366	86,128	155.8	201.6	206.7	153.1	466.1
Total Nacional por energía							153.8	201.6	201.6	151.9	465.1

Como referencia, se incluye un valor nacional, promedio ponderado tanto por energía como por cantidad de clientes para la implementación de un solo tipo de tecnología.

De la tabla anterior, se observa que, dependiendo de las características geográficas y realidad de clientes y red, una tecnología puede ser más atractiva que otra para una empresa distribuidora. A continuación, se presentan los resultados considerando la tecnología más económica por empresa de distribución/ ruralidad:

Tabla 18: Selección de Tecnología por Empresa Distribuidora

Empresa	Tipo Ruralidad	Tecnología óptima Empresa/Ruralidad	Costo Medio US\$/Cliente	Costo medio anual [US\$/MWh]	Costo medio anual [US\$]
CEC	R1	RF LA	217.7	2.7	302,632
CGED	R1	RF LA	174.0	4.2	11,783,769
	U	PLC AF	126.1	3.6	20,598,898
CHILECTRA	R1	RF LA	178.9	1.7	1,027,691
	U	PLC AF	120.1	2.6	26,714,005
CHILQUINTA	R1	RF LA	174.6	4.7	2,448,902
	U	PLC AF	119.3	4.0	7,037,559
CODINER	R2	RF LA	237.0	6.1	383,767
COELCHA	R2	RF LA	214.5	7.7	389,393
CONAFE	R1	RF LA	180.1	5.3	2,590,586
	U	PLC AF	131.3	4.3	5,053,086
COPELAN	R2	RF LA	204.6	6.7	533,002
COOPREL	R1	PLC BF	231.5	8.0	8,308
	R2	RF LA	245.1	5.9	201,177
COPELEC	R1	RF LA	212.8	25.9	30,298
	R2	RF LA	203.9	10.2	1,331,975
CRELL	R2	PLC AF	404.6	37.0	1,328,980
EDECSA	R1	RF LA	240.0	3.0	163,547

Empresa	Tipo Ruralidad	Tecnología óptima Empresa/Ruralidad	Costo Medio US\$/Cliente	Costo medio anual [US\$]/MWh	Costo medio anual [US\$]
EDELAYSEN	R1	RF LA	194.7	6.1	319,518
	R2	RF LA	199.6	14.5	132,336
	U	RF LA	159.7	6.7	476,877
EDELMAG	R1	PLC AF	175.2	4.4	247,343
	U	PLC AF	136.0	3.9	825,457
EEC	U	PLC AF	134.1	5.3	429,946
EEPA	U	PLC AF	127.5	3.5	949,867
ELECDA	R1	PLC AF	157.0	4.9	341,340
	U	PLC AF	120.6	2.8	2,419,359
ELIQSA	R1	RF LA	191.9	2.9	207,520
	U	PLC AF	126.8	3.5	1,455,732
EMELARI	R1	PLC AF	175.8	5.5	925
	U	PLC AF	132.9	4.1	1,228,965
EMELAT	R1	RF LA	190.8	2.2	629,798
	U	PLC AF	140.8	3.3	1,200,150
EMELCA	R1	RF LA	203.5	12.6	156,738
FRONTEL	R1	RF LA	178.1	5.2	1,519,159
	R2	RF LA	181.2	11.0	5,472,206
	U	PLC AF	130.9	4.8	601,611
LITORAL	R1	PLC AF	167.3	13.1	99,662
	U	PLC AF	138.9	12.0	925,574
LUZANDES	R1	PLC AF	245.3	9.8	70,958
LUZLINARES	R1	RF LA	202.2	6.7	779,473
LUZSORNO	R2	RF LA	232.0	4.3	622,830
LUZPARRAL	R1	RF LA	206.6	7.0	561,708
SAESA	R1	RF LA	181.9	3.4	2,337,996
	R2	RF LA	184.4	7.5	1,705,773
	U	PLC AF	140.6	3.5	4,120,591
SOCOEPA	R2	RF LA	233.7	7.1	211,677
TIL TIL	R1	RF LA	217.4	7.6	102,257
Representativo Nacional			140.6	3.7	112,080,924
Mínimo empresas			119.3	1.7	925
Máximo empresas			404.6	37.0	26,714,005

De los resultados anteriores, se observa una que la tecnología más económica para casi todas las situaciones es RF LA (26 casos), esto se debe a los niveles de dispersión de los consumos, eso sí, para zonas urbanas, la tecnología más eficiente sería PLC AF (20 casos). Además, el valor representativo nacional es de 140,6 USD/Cliente, 13 dólares menos en el caso de seleccionar solamente una tecnología a nivel nacional (153,1 USD por cliente en el caso de RF LA).

De este análisis se puede concluir que el costo anual de implementar un sistema de medición inteligente a nivel nacional es de 112.080.924 USD/año.

Se debe tener presente que la determinación específica de una tecnología para abarcar el área de concesión de una distribuidora requiere estudios de cobertura de tecnología GPRS y Radio frecuencia específicos, lo que puede implicar que alguno de los resultados anteriores pueda cambiar, tanto en el monto de inversión como en la tecnología óptima.

Al observar el equipamiento, la tecnología de comunicación y los beneficios que se pueden obtener de la implementación de los sistemas analizados en este estudio, resulta que no existe una única solución económicamente factible de aplicar a toda la realidad chilena. Las componentes geográficas y de densidad de clientes son altamente relevantes al momento de definir la conveniencia de una solución respecto a otra, y dada la variabilidad que se tiene en el mercado chileno, resultan distintas opciones convenientes.

En las zonas urbanas la tecnología que presenta mayor conveniencia es la PLC AF (comunicación a través de la red de distribución BT a alta frecuencia). A su vez, en las zonas rurales se observa mayor conveniencia de los sistemas que hace uso de la Radio Frecuencia de Largo Alcance (comunicación mediante RF a un concentrador y luego hacia el sistema de control).

6 PROPUESTA OPCIONES TARIFARIAS PARA MEDIDORES INTELIGENTES

El análisis realizado para la definición de las opciones tarifarias aplicables en Chile, asociadas al uso de Medidores Inteligentes para la gestión de la demanda, net billing y eficiencia energética, consideró la revisión de las tarifas y programas existentes en otros países, centrados en la gestión de reducciones de consumo por situaciones de contingencia, reducciones programadas para eficiencia energética, aumentos de consumos en horas baratas, servicios de respaldo y de visualización de datos de medida para que el cliente pueda realizar la gestión de su demanda.

En una segunda etapa, se analiza la aplicación en Chile de las opciones internacionales revisadas, considerando principalmente las diferencias entre las condiciones y estructura de los mercados eléctricos. Entre los aspectos principales para la implementación de un mecanismo exitoso se encuentra las siguientes:

- Entregar los incentivos adecuados a los actores involucrados, tanto a las empresas como a los clientes, para lo que es necesaria una definición de los requisitos para aplicar,
- La tecnología utilizada sea confiable, precisa y de un costo adecuado para lo que se requiere,
- Procedimiento claro de determinación del consumo de referencia, respecto del que se calculan las unidades físicas afectas al mecanismo para cada cliente.

6.1 Revisión Internacional Tarifas Medidores Inteligentes

Se revisó las opciones presentadas por las empresas PG&E (California), MG&E (Wisconsin) e Hydro Quebec (Canadá). En todos los casos, la empresa enfrenta el riesgo de comercialización y de distribución de la electricidad, por lo que disponen de los incentivos adecuados para reducir sus costos de compra en las horas de mayor costo y en los que puedan registrarse eventos que afecten la confiabilidad del sistema y la continuidad en el suministro, por lo que disponen de programas que entregan bonificaciones a los clientes dispuestos a reducir su consumo en las horas críticas.

Adicionalmente, disponen de programas de variación de consumo programado. En el caso de PG&E, corresponde a una opción cuyo objetivo es la eficiencia energética, favoreciendo a los clientes que reducen su demanda en un mismo período fijo semanal acordado, sin incrementar su consumo en las horas restantes. Por su parte, Hydro Quebec ofrece la opción de un mayor consumo en las horas más baratas, a una tarifa menor.

En el caso de los clientes que inyectan al sistema, se utilizan equipos de medida bidireccionales con resolución temporal según la tarifa de consumo del cliente. La energía inyectada se valoriza al mismo precio que el consumo.

Por su parte, Hydro Quebec ofrece por un cargo fijo mensual, el servicio de lectura web de los datos registrados por los equipos de medida, con sus valores históricos y tarifas según el plan, permitiéndoles a los clientes realizar la gestión de su demanda.

La tabla siguiente muestra la clasificación de los programas revisados para cada empresa.

Tabla 19: Programas Tarifas Medidores Inteligentes

Empresa	Tipo Programa	Programa
PG&E (California)	Reducción Consumo por eventos	Smart Rate Peak Day Pricing Default Rate Base Interruptible Program Smart A/C Program Demand Bidding Program
	Programado	Scheduled Load Reduction Program
	Inyección	Net Energy Metering
MG&E (Wisconsin)	Reducción Consumo por eventos	Electric Interruptible Service Power Critical Peak Pricing Rate Short Interruptible Replacement Service
	Inyección	Renewable Generation Net Metering Rate
Hydro Quebec (Canadá)	Reducción Consumo por eventos	Interruptible Electricity Options
	Programado	Additional Electricity Option (Incremento)
	Respaldo	Rate LD
	Inyección	Net Metering
	Servicios visualización datos	Visilec Vigieligne

Finalmente, se incluye una breve reseña de los mecanismos presentes en España y Alemania. Si bien disponen de alternativas de precio de consumo horario diferenciado que permita a los clientes gestionar su consumo, las ofertas de reducción de consumo se realizan para los clientes de mayor tamaño (10 MW en Alemania) por medio de un mecanismo de subastas realizado por el operador del sistema (España).

6.1.1 PG&E (CALIFORNIA)²⁶

Corresponden a programas en los que los clientes se inscriben y reciben descuentos si cumplen las condiciones establecidas o recargos en caso contrario, aplicados sobre la opción tarifaria contratada por el cliente. Su aplicación es en el período de verano, pudiendo corresponder a reducciones de consumo gatilladas por eventos específicos o a un plan de reducción programada.

En todos los casos se requiere disponer de un equipo de medida con registro cada 15 minutos y lectura remota. Las mediciones se encuentran disponibles en el portal web de la empresa, si bien se especifica que se pueden registrar diferencias respecto de la factura, son utilizados para la determinación de las bonificaciones/recargos que correspondan. Adicionalmente, en el caso de los programas gatillados por eventos, se exige a los clientes el disponer de un medio de notificación válido (mail, teléfono que reciba SMS enviados por internet o llamadas telefónicas en algunos casos), además de encontrarse la información en la página web de la empresa, desvinculándose la empresa de la responsabilidad de la notificación.

²⁶ Fuente: <http://www.pge.com/nots/rates/tariffs/ERS.SHTML#ERS>

Los clientes pueden aplicar a más de un programa simultáneamente, existiendo reglas particulares de liquidación de los beneficios en cada caso.

Adicionalmente, PG&E dispone de tarifas con cargos por energía diferenciados por rango de consumo de energía y con diferenciación según el bloque horario de consumo.

A modo de ejemplo, PG&E dispone de los siguientes programas:

6.1.1.1 Smart Rate

Este programa está destinado a clientes residenciales que pueden reducir su consumo en determinadas horas si se les avisa a las 14 horas del día anterior. Considera un descuento de 0,02394 USD/kWh en el precio de la energía en el período del 1 de junio al 30 de septiembre, salvo en los SmartDays, donde se aplica un sobre costo de 0,6 USD/kWh, desde las 14 a las 19 hrs. En un año, se registra un máximo de 15 y un mínimo de 9 SmartDays.

Las siguientes condiciones pueden gatillar que se presente un Smart Day:

- Temperaturas máximas de 36,7° C en días hábiles y 40,6° C los demás días,
- Operación extremas del sistema, tales como alertas especiales emitidas por el operador del Sistema (CAISO),
- Pronóstico de altos precios en el Mercado spot,
- Para alcanzar la cantidad de eventos requeridos en el año,
- Por razones de testeo y evaluación.

Adicionalmente, los clientes disponen del beneficio “Bill Protection” durante el primer verano en el que se encuentren afiliados al programa (mayo a octubre). En caso de que los costos del programa sean mayores respecto de una tarifa residencial, PG&E devuelve la diferencia en la facturación de noviembre.

6.1.1.2 Peak Day Pricing Default Rate

Entrega a los clientes no residenciales la oportunidad de gestionar su consumo, reduciéndolo durante los períodos de mayor costo o trasladándolo hacia horas más baratas. Los clientes pueden optar por este programa voluntariamente, no obstante por defecto quedan asociados los que cumplen las siguientes condiciones:

- Disponer de datos horarios de consumo de al menos de 12 meses,
- Su demanda máxima leída sea superior a 200 kW por 3 meses consecutivos en los últimos 12 meses.

Consiste en la aplicación de descuentos en los precios de energía (10% valor peak) y/o potencia en horas de punta (30 a 60%), según la opción tarifaria del cliente, y de un cargo por energía consumida (6 a 10 veces el valor peak) durante los eventos PDP. En un año, se registra un máximo de 15 y un mínimo de 9 eventos PDP. PG&E avisa a sus clientes a las 14 hrs del día anterior. El

programa opera el año completo y los eventos PDP pueden registrarse cualquier día de la semana, de las 14 a las 18 hrs. Los clientes pueden escoger si desean participar en todos los eventos PDP o vez por media. En este último caso, los descuentos se reducen al 50%. Las condiciones que pueden gatillar que se presente un evento PDP son similares a las de los Smart Days indicados anteriormente.

En algunas opciones tarifarias, los clientes disponen de “Capacity Reservation Level” (CRL), que corresponde a Potencia Contratada fija pagada mensualmente. La aplicación de los créditos o cargos PDP se aplica sobre los consumos superiores al CRL.

Finalmente, los clientes disponen del beneficio “Bill Protection” durante el primer año en el que se encuentren afiliados al programa. En caso de que los costos del programa sean mayores respecto de una tarifa TOU, PG&E devuelve la diferencia en la facturación. Es requisito permanecer al menos 45 días en el programa. Este beneficio sólo aplica 1 vez por cliente.

6.1.1.3 Base Interruptible Program (E-BIP)

Para participar en este programa, se requiere que los clientes sean capaces de reducir su consumo por 4 horas consecutivas, con un aviso de 30 minutos de antelación. PG&E exige la demostración de esta condición para enrolarse en el programa. Está dirigido a clientes individuales o agrupados (por medio de un intermediario agregador de demanda), con tarifa TOU y demanda promedio mensual de al menos 100 kW.

Cada consumidor debe establecer su “Firm Service Level” (FSL), que corresponde al nivel de demanda que consumirá durante los eventos de reducción (Potencia firme o no interrumpible). Este valor no puede ser superior al 85% de la demanda máxima del cliente durante los últimos 12 meses y debe implicar una reducción mínima de 100 kW. Los clientes bajo este programa no pueden contratar seguros para pagar los cargos por exceso de energía en caso de no cumplir con las reducciones de consumo comprometidas.

Para la operación del Programa, PG&E asigna a cada cliente una zona de carga (puede cambiar en el tiempo). La cantidad de eventos está limitada a 1 por día, con una duración máxima de 4 horas. Se puede registrar un máximo de 10 eventos al mes o 180 horas al año (ambos calendario).

La bonificación del programa depende del potencial de reducción, según los siguientes rangos:

- 1 a 500 kW : 8 USD/kW
- 501 a 1000 kW : 8,5 USD/kW
- 1001 kW o más : 9 USD/kW

El potencial de reducción se calcula como la diferencia entre la demanda promedio (Verano : HP, Invierno: HParcial peak) y la demanda firme declarada por el cliente (FSL). En la demanda promedio no se incluyen los días con evento de reducción.

En caso de consumir sobre FSL en los eventos de reducción, se aplica un cargo por exceso de energía de 6 USD/kWh, bajo un intervalo de medición de 15 minutos. En caso que el cliente consuma nuevamente más que su FSL, el cargo por exceso sube a 8,4 USD/kWh. Se le solicita redefinir su FSL las veces necesarias para que no se pase o puede optar por retirarse del programa.

Para que se genere un evento de reducción de consumo, se requiere que:

- CAISO lo solicite a PG&E en los siguientes casos:
 - CAISO ha publicado una señal de advertencia por un inminente Estado 1 de Emergencia;
 - Durante los Estados de Emergencia 1, 2 o 3;
 - Según pronósticos de condiciones del sistema y procedimientos operativos;
 - Contingencias en el Sistema de Transmisión.
- PG&E puede aplicarlo a uno o más clientes por razones de confiabilidad de las instalaciones de distribución y transmisión.

Para los clientes directos (sin agregador), PG&E dispone de un programa opcional, que considera desconexiones por operación de Relé de baja frecuencia instalados por PG&E, que operan por baja frecuencia (59,65 Hz por 20 ciclos), baja tensión u otros eventos. Se requiere de un equipo de medida por separado y un canal de comunicaciones exclusivo. La bonificación es de 0.67 USD/kWh, sobre la demanda Peak en verano y la demanda Partial Peak en invierno.

6.1.1.4 Smart AC Program (E-CSAC y E-RCSAC)

PG&E instala un dispositivo para desconectar remotamente el equipo de aire acondicionado o bien incrementar la temperatura del termostato, de modo de reducir la demanda de su sistema. Opera de mayo a octubre, con un máximo de 6 horas diarias y 100 horas al año. Los clientes reciben un incentivo de hasta 100 USD (Comerciales) y 50 USD (Residenciales).

PG&E instala a elección del consumidor y libre de cargo, uno de los siguientes dispositivos:

- A/C Cycling Switch: Su instalación es outdoor o adyacente a la unidad de A/C. Al ser activado por PG&E, apaga la unidad A/C el 33% del tiempo de cada intervalo de 30 minutos subsecuente.
- Termostato Programable Controlable (PCT), que puede ser programado y operado remotamente por una señal. PG&E puede incrementar la temperatura del termostato hasta por 4 grados u operarlo como un A/C Cycling Switch.

6.1.1.5 Demand Bidding Program (E-DBP)

En este programa, los clientes hacen ofertas de reducción de consumo, en los eventos por razones de confiabilidad del sistema indicados por PG&E. Está destinado a clientes con demanda máxima facturada superior a 50 kW, que estén dispuestos a reducir al menos 10 kW por 2 horas consecutivas, con tarifa TOU. Para este programa, se requiere que el cliente disponga de un equipo

de medida con lectura remota y registro cada 15 minutos. Si la demanda del cliente es superior a 200 kW, PG&E instala sin costo el equipo de medida y telecomunicaciones.

Para la operación de este programa, PG&E asocia a los clientes a una zona de carga. Los eventos pueden registrarse en los días hábiles, de 6 a 22 hrs. Su duración va de 4 a 8 horas y se generan cuando se presentan una o más de las siguientes condiciones:

- Pronóstico de la demanda máxima del sistema (CAISO) es superior a 43 MW
- Pronóstico de la temperatura de la zona de carga es superior al límite
- PG&E considera que los recursos de generación no son los adecuados
- Necesidades de confiabilidad de la red de transmisión o Dx (PG&E o CAISO)

A las 12 hrs. del día anterior del evento PG&E notifica a los clientes acogidos al programa, recibiendo las ofertas hasta las 16 hrs. en la página web del programa. Cada cliente puede hacer sólo una oferta, indicando la reducción por hora (min 2 horas consecutivas y 10 kW). Las ofertas son aceptadas por orden de llegada, hasta cumplir con los requerimientos totales. A las 17 hrs se notifica a los clientes si sus ofertas fueron aceptadas o no.

El consumo base para medir el ahorro se calcula como el promedio horario de los 10 días hábiles anteriores a esa hora. Adicionalmente, el cliente puede escoger que se ajuste este valor por un factor determinado, con un tope de $\pm 20\%$, como el cociente entre:

- El consumo promedio de las 3 o 4 horas previas al evento
- El promedio horario de los 10 días hábiles a esa hora

El cliente recibe una bonificación de 0,5 USD/kWh reducido, en caso de que hayan disminuido su consumo en al menos un 50% de su oferta, con un máximo de 150%. El cálculo se hace por hora. No hay penalización por no cumplir con la reducción de consumo ofrecida.

6.1.1.6 Scheduled Load Reduction Program (E-SLRP)

Dirigido a clientes comerciales e industriales (no agrícolas) con una demanda promedio mayor a 100 kW, que les permite escoger a los clientes un período de 4 horas²⁷, hasta 3 veces por semana de junio a septiembre, en el que realizarán una reducción de consumo de al menos un 15% de su consumo base con un mínimo de 100 kW. El objetivo del programa es una reducción del consumo de los clientes, por lo que no está permitido traspasar el consumo para los días no ofertados, comparándose las lecturas respecto de las del año anterior (15% de exceso es suficiente para ser descalificado). El consumo base se determina horariamente como el promedio de los 10 días hábiles anteriores. El cliente obtiene una bonificación de 0,1 USD/kWh reducido.

Para este programa, se requiere que el cliente disponga de un equipo de medida con lectura remota y registro cada 15 minutos. PG&E lo instala sin costo. El cliente es responsable de conexión

²⁷ Intervalos: P1: 8 a 12 hrs, P2: 12 a 16 hrs, P3: 16 a 20 hrs. No se pueden escoger más de 2 días con el mismo horario.

telefónica y de disponer de una línea dedicada para lectura y monitoreo. No obstante lo anterior, en caso de que el cliente permanezca en el programa menos de 1 año, reduzca su demanda menos de 10 veces en el año o caiga en incumplimiento, debe reembolsar a PG&E todos los costos incurridos.

La reducción de demanda máxima que puede obtener PG&E es de 300 MW diaria o 100 MW por bloque horario definido.

6.1.1.7 Net Energy Metering (NEM)

Dirigido a los consumidores con autogeneración renovable de hasta 1000 kW que pueden inyectar sus excedentes a la red, ya sea de forma individual o en conjunto con agregación de demanda.

Como requisito de equipo de medida, se distingue:

- Para los clientes individuales, PG&E exige un medidor bidireccional de cargo del cliente. Adicionalmente, con el consentimiento del cliente, PG&E puede instalar un segundo equipo de medida para una mayor precisión en la facturación o para estudios específicos sobre el desempeño de la generación renovable.
- Para los clientes con agregación de demanda, se requiere un equipo de medida que permita medir los excedentes con la resolución de tiempo según la tarifa del medidor agregado.

La energía generada se valoriza según el cargo de la tarifa de consumo del cliente. Anualmente se realiza el balance neto de cada cliente, recibiendo una bonificación adicional (*Net Surplus Compensation*) de 0,03 a 0,04 USD/kWh por los excedentes inyectados, en caso de que su generación sea superior a su consumo.

Esta tarifa se encuentra abierta a nuevos consumidores hasta que PG&E complete el 5% de su demanda máxima o 2409 MW, con una fecha tope del 1 de julio de 2017.

6.1.2 MG&E (WISCONSIN)²⁸

Corresponden principalmente a programas destinados a reducir la demanda de MG&E cuando es requerido por condiciones de confiabilidad, o bien a reducciones en las horas de precios spot altos. A grandes rasgos, se pueden clasificar en:

- Demanda interrumpible, destinados a clientes que pueden disponer de generación de respaldo o sean capaces de reducir su demanda a un valor establecido en un contrato.
- Servicios de generación de respaldo, ya sea de corto plazo por períodos semanales o de backup insitu, por medio de generadores diésel o de gas.
- Compra de energía generada a los clientes, ya sea por un mecanismo de ofertas o directamente a un precio fijo.

²⁸ Fuente: <https://www.mge.com/Images/PDF/Electric/Rates/ElecRates.pdf>

Adicionalmente, MG&E dispone de una tarifa con demanda interrumpible para los clientes comerciales e industriales, que incluye una reducción en el precio de la energía en el horario punta de verano, a cambio de un recargo aplicable sobre el consumo durante los períodos críticos.

A modo de ejemplo, MG&E dispone de las siguientes opciones:

6.1.2.1 Electric Interruptible Service (ls-3 y ls-4)

Corresponde a un servicio que le otorga a los clientes un descuento en su facturación de potencia, a cambio de reducir su consumo cuando es requerido por MG&E por razones de confiabilidad de servicio, con un aviso de 15 minutos de antelación²⁹. Está dirigido a clientes comerciales e industriales, con una reducción mínima de 500 kW en la opción ls-3 y 75 kW para la alternativa ls-4, ambas medidas en intervalos de 15 minutos. En ls-4 MG&E activa remotamente la reducción del consumo.

El descuento mensual es de³⁰:

- ls-3 es de 0,12329 USD/kW/día
- ls-4 es de 0,13151 USD/kW/día.

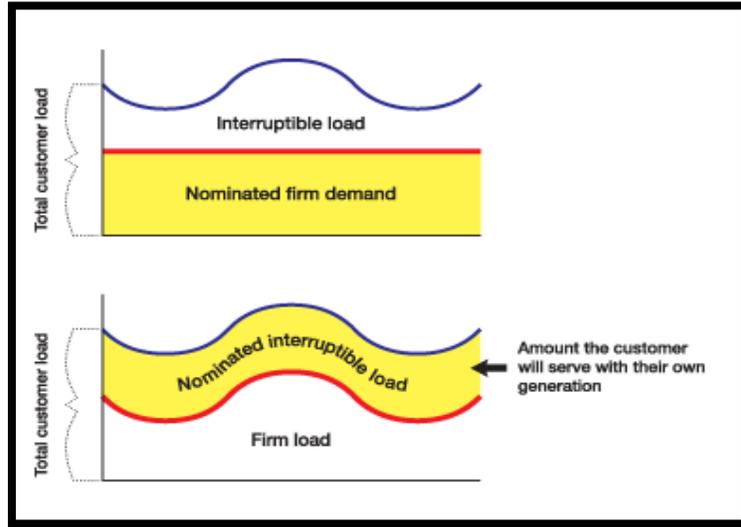
Los clientes pueden optar por las siguientes opciones:

- *Firme*: El cliente indica la demanda que consumirá durante el evento de reducción de consumo. (Gráfico superior figura). El descuento aplica sobre la diferencia entre la demanda máxima consumida en un período de 15 minutos y la demanda firme declarada en el contrato.
- *Interrumpible*: El cliente señala la cantidad de demanda en que reducirá su consumo. Para ello, requiere disponer de generación local para abastecer el consumo desconectado de la red. (Gráfico inferior figura). Se registran los siguientes casos:
 - Para los clientes con switchgear en paralelo, la carga interrumpible es el menor valor entre la demanda interrumpible declarada en el contrato y la demanda máxima de 15 minutos, pero no puede exceder el nivel mínimo de generación de respaldo durante el período completo de interrupción.
 - Para los clientes que no disponen de switchgear en paralelo, la carga interrumpible es el menor valor entre la demanda interrumpible declarada en el contrato y la demanda máxima mensual medida en 15 minutos, pero no puede exceder el nivel mínimo de generación de respaldo durante el período completo de interrupción.

²⁹ Instalación de alarma a petición y cargo del cliente.

³⁰ Como referencia, la tarifa de consumo de demanda es aproximadamente 0,5 USD/kW/día.

Figura 8: Opciones Reducción Consumo Programas Interrumpibles Is-3 y Is-4³¹



MG&E realiza una prueba anual, ajustando la demanda firme o a reducir según los resultados de la prueba, la que puede repetirse hasta que el cliente demuestre los montos comprometidos en el contrato. En caso de registrarse un evento de reducción de consumo y el cliente no se ajusta a la demanda comprometida, MG&E ajustará el compromiso a lo demandado durante el evento. Si presenta un segundo incumplimiento en un año, deberá pagar 25 USD/kW por el exceso sobre el valor comprometido.

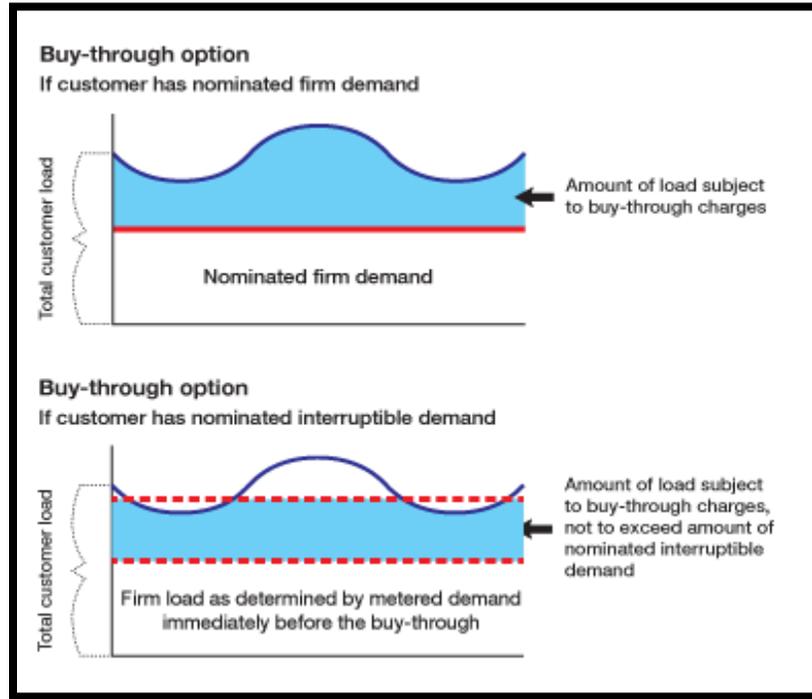
Adicionalmente, en caso de que el precio de compra de energía de MG&E alcance los 150 USD/MWh por 2 horas consecutivas en un día, se genera un evento de “buy-through”. MG&E notifica electrónicamente a los clientes con al menos 4 horas de antelación al evento. En caso que durante el evento el cliente consuma más energía que la correspondiente según su opción, los kWh de exceso son facturados al precio de compra de MG&E correspondiente. La energía de exceso se determina de la siguiente forma:

- *Firme*, energía consumida superior al nivel de demanda firme declarado.
- *Interrumpible*, energía consumida superior a la demanda firme en la hora previa al evento.

Figura 9: Buy-through Option Tarifas Interrumpibles Is-3 y Is-4³²

³¹ Fuente: <https://www.mge.com/customer-service/business/elec-rates-comm/is-3.htm>

³² Fuente: <https://www.mge.com/customer-service/business/elec-rates-comm/is-3.htm>



El límite anual de eventos de reducción de consumo y buy-through es de 300 horas, con no más de 150 horas para reducción de consumo. No hay límite para la cantidad de eventos.

Los clientes tienen derecho a 2 semanas al año para mantenimiento de sus equipos de generación de respaldo, los que deben ser avisados con 2 semanas de antelación a MG&E y aprobados por ésta. No está permitido que ocurra entre junio y septiembre. Durante el mantenimiento, se suspende la aplicación de los eventos de reducción de consumo para el cliente.

La duración del contrato es de al menos 3 años. Pueden optar por un período de prueba por los meses restantes del año calendario. Se requiere avisar con 3 años de anticipación en caso de no continuar con el programa.

6.1.2.2 Power Critical Peak Pricing Rate (Cg-2A y Cg-6A)

Estas opciones tarifarias se encuentran dirigidas a clientes comerciales e industriales, que cumplan los siguientes requisitos:

- Cg-2A, demanda máxima mensual de al menos 200 kW (en intervalos de 15 minutos), durante 4 de los últimos 12 meses,
- Cg-6A, demanda máxima mensual de al menos 1000 kW y un factor de carga anual mínimo de 0,6.
-

Respecto de las tarifas de referencia aplicadas a estos clientes (Cg-2 y Cg-6), esta opción consiste en una reducción del precio de la energía consumida de 13 a 18 hrs en los días hábiles (Cg-2A: 0,94 USD/MWh y Cg-6A: 0,729 USD/MWh), de junio a septiembre, a cambio de un sobrecosto en caso de ser consumida durante un período crítico (Cg-2A: 22,432 USD/MWh y Cg-6A: 22,521 USD/MWh).

Un período crítico se define cuando se pronostica un costo marginal aplicable a la zona de carga de MG&E alcance los 150 USD/MWh por 2 horas consecutivas en un día. Se registra un máximo de 150 horas al año. MG&E notifica electrónicamente a los clientes con al menos 4 horas de antelación al evento.

6.1.2.3 Short-Term Interruptible Replacement Service (STIR)

Corresponde a un programa destinado a los clientes de las opciones de servicio interrumpible ls-3 y ls-4 para suministrar la totalidad o parte de su demanda interrumpible. El servicio debe ser contratado por semanas, con un máximo de 3 semanas al año y 1 semana de cada 4 semanas continuas. Se requiere avisar a MG&E con al menos una semana de anticipación y en caso de cargas interrumpibles inferiores a 500 kW, debe ser por la totalidad de dicho consumo interrumpible.

En caso de que los clientes requieran realizar mantenimiento no programado de uno de sus generadores, pueden solicitar el servicio por 2 semanas consecutivas, sujeto a que MG&E disponga de la capacidad para cumplir con este requerimiento.

La tarifa por el servicio es el costo de capacidad de reemplazo de corto plazo contratado con un 10% adicional por costos administrativos, con un tope de 1,2 USD/kW por semana. La energía es suministrada al costo de la energía firme de la tarifa del cliente.

6.1.2.4 Renewable Generation Net Metering Rate (Rg-7, Cg-7, Cg-8)

Para clientes con generación renovable, con tarifas diferenciadas, dependientes de la opción del consumo del cliente, disponible tanto para clientes residenciales como comerciales e industriales. La capacidad de generación está restringida hasta 100 kW, pudiendo negociar con la empresa la tarifa si se dispone de más de 20 kW de capacidad de generación. El costo de los refuerzos y el segundo medidor, si se requiere, son de cargo del cliente. La energía inyectada se diferencia según los períodos On Peak y Off Peak. En caso de no disponer del equipo de medida para hacerlo, se asigna un 35% a On Peak y el 65% restante a Off Peak.

6.1.3 HYDRO QUEBEC (CANADÁ)³³

Corresponden principalmente a programas destinados a reducir la demanda de Hydro Quebec en invierno, cuando se registran las demandas mayores. A grandes rasgos, se pueden clasificar en:

³³ Fuente: <http://www.hydroquebec.com/publications/en/act-regulations-electricity-service-conditions/>

- Demanda interrumpible, destinados a clientes que pueden disponer de generación de respaldo o sean capaces de reducir su demanda a un valor establecido en un contrato.
- Energía adicional, que permite incrementos de consumo en las horas de suministro de menor precio.
- Servicios de generación de respaldo, ya sea en modalidad firme o interrumpible.
- Servicios de información de los perfiles de carga y costos, que le permiten a los clientes gestionar su consumo.

Adicionalmente, las opciones tarifarias aplicadas registran precios de energía diferenciados por rango de consumo de energía, incrementándose a medida que crece el consumo.

6.1.3.1 Interruption Electricity Options

Es un programa que ofrece créditos a los clientes que estén dispuestos a reducir su consumo en invierno, a petición de Hydro Quebec, de modo de contribuir al balance entre la generación y consumo en Quebec. Existen planes diferenciados por tipo de clientes que reduzcan su consumo en invierno, distinguiéndose los clientes:

- Medium Power contract, que hayan tenido una demanda máxima de al menos 1 MW durante los 12 meses previos a optar por el programa,
- Pertenecientes a la tarifa L, con demanda de facturación de 5 MW o más.

El programa dispone de las opciones indicadas en la tabla siguiente:

Tabla 20: Condiciones de Aplicación Programa Interrumpible

Condiciones de Aplicación	Demanda Cliente	Opción I	Opción II
Anticipación aviso interrupción	Entre 1 y 5 MW	Día hábil: 2 hrs Día no hábil: 15:30 hrs día anterior	Día hábil: 15 hrs día anterior Día no hábil: No aplica
	5 MW o más		Día hábil: 2 hrs Día no hábil: 15:30 hrs día anterior
Cantidad máxima de interrupciones diarias	Entre 1 y 5 MW	2	2
	5 MW o más		1
Intervalo mínimo entre interrupciones	Entre 1 y 5 MW	4 hrs	6 hrs
	5 MW o más		16 hrs
Cantidad máxima interrupciones período invierno	Entre 1 y 5 MW	20	25
	5 MW o más		10
Duración por interrupción	Entre 1 y 5 MW	4 a 5 hrs	4 hrs
	5 MW o más		4 a 5 hrs
Duración máxima interrupciones período invierno	Entre 1 y 5 MW	100 hrs	100 hrs
	5 MW o más		50 hrs
Horario interrupciones	Entre 1 y 5 MW	Cualquier momento en período invierno	De 6 a 10 hrs, 16 a 20 hrs en días hábiles del período invierno
	5 MW o más	Aviso personalizado según contrato	Aviso personalizado según contrato

Los créditos otorgados durante el período de invierno disponen de una componente fija (potencia) y de una variable (energía), con el siguiente detalle³⁴:

• **Créditos fijos:**

- *Opción I:* 13 CAD/kW,
- *Opción II:* 9,1 CAD/kW para los clientes con demanda entre 1 y 5 MW y 6,5 CAD/kW para los con demanda de 5MW o más.

Se aplica sobre:

- Para los clientes con potencia entre 1 y 5 MW, a la diferencia entre:
 - el consumo horario promedio (*average hourly power*) en los días hábiles de 6 a 10 hrs y de 16 a 20 hrs, y
 - la potencia base (*base power*), definida como la potencia máxima que el cliente se compromete a no sobrepasar durante un período de interrupción. Este valor no puede ser superior al 80% de la demanda facturada promedio del invierno anterior.
- En el caso de los clientes con potencia de 5 MW o más, al producto (*effective interruptible power*) entre:
 - La potencia interrumpible, que corresponde a la potencia comprometida por el cliente a no consumir durante ciertos períodos, a solicitud de Hydro Quebec. No puede ser menor al mayor valor 3 MW y el 20% de la potencia máxima contratada de los últimos 12 meses hasta septiembre.
 - Coeficiente de contribución, referido al porcentaje de potencia interrumpible que es reducido por el cliente a solicitud de Hydro Quebec. Se determina como: $C = \frac{(P_{max} - P_{base}) \times FC_{uh}}{I}$, donde:
 - P_{max}= Potencia máxima
 - P_{base}= Potencia base, obtenida como la diferencia entre el máximo de la potencia consumida o contratada y la potencia interrumpible
 - FC_{uh}= Factor de carga durante los días hábiles de invierno (cliente puede eliminar hasta 4 días no representativos)
 - I = Potencia interrumpible.

El Coeficiente de contribución no puede ser negativo.

Mensualmente se factura la proporción de los días correspondientes al mes en relación a la totalidad de los días del período de invierno.

• **Créditos variables:**

- *Opción I:*
 - 20¢/kWh para las primeras 20 horas de interrupción;
 - 25¢/kWh para las horas de interrupción entre la 21 y 40, ambas inclusive;
 - 30¢/kWh para las siguientes 60 horas de interrupción;
- *Opción II:*
 - 20¢/kWh para todas las horas de interrupción.

³⁴ Como referencia el costo de la tarifa G9 es 4,2 CAD/kW y 9,9¢/kWh

Se aplica sobre la demanda efectiva interrumpible horaria (*effective hourly interruptible power*), determinada para cada hora de interrupción como:

- Para los clientes con potencia entre 1 y 5 MW, la diferencia entre:
 - el promedio de los 5 mayores consumos horarios promedio durante esa hora, en días de semana o fines de semana, según la ocurrencia de la interrupción, y
 - el consumo horario promedio.
- En el caso de los clientes con potencia de 5 MW o más, a la diferencia (*effective hourly interruptible power*) entre:
 - El producto de la potencia máxima y el coeficiente de contribución,
 - Potencia horaria promedio (en períodos de integración de 15 minutos)

La demanda efectiva interrumpible horaria no puede ser negativa.

Para los clientes con potencia de 5 MW o más, en caso de que en un intervalo de 15 minutos de un período de interrupción, la demanda es superior al mayor valor entre el 105% de la potencia base y el 5% de la potencia interrumpible, la diferencia (*overrun*), es penalizada con 1,25 CAD/kW en la *Opción I* y 0,6 CAD/kW en la *Opción II*. La penalización total en el período de invierno no puede sobrepasar el 150% de los créditos fijos que hubiese recibido el cliente. Hydro Quebec termina el contrato en caso de 3 infracciones en el período de invierno. En las horas penalizadas no se reciben créditos variables.

Las interrupciones son notificadas por mail u otro medio que acuerde el cliente con Hydro Quebec. Una vez que ha sido enviado el aviso, Hydro Quebec no puede cancelarlo. En el caso de los clientes con potencia de 5 MW o más, el aviso se realiza telefónicamente al cliente. En caso de no haber contacto, Hydro Quebec asume que el cliente se ha rehusado a reducir su consumo para el período de interrupción correspondiente.

6.1.3.2 Additional Electricity Option

Este programa permite a los clientes consumir una pequeña cantidad de electricidad sobre su consumo normal, durante las horas de off-peak de Hydro Quebec, aprovechando los menores costos de abastecimiento en esas horas. Existen planes diferenciados por tipo de clientes, distinguiéndose:

- Agricultores para su consumo de iluminación fotosintética, con una demanda máxima de al menos 400 kW, durante los últimos 12 meses;
- Medium Power contract, que hayan tenido una demanda máxima de al menos 1 MW durante los 12 meses previos a optar por el programa;
- Pertenecientes a la tarifa L o LG, con demanda de facturación de 5 MW o más.

La energía adicional se determina como:

- Para los clientes con iluminación fotosintética, como el consumo normal sin la iluminación fotosintética.

- Para los clientes Medium Power Contract y con demanda de facturación de 5 MW o más, la diferencia en cada intervalo de 15 minutos, entre el consumo y la potencia de referencia. Este valor no puede ser negativo. La potencia de referencia corresponde al promedio de la demanda facturada durante los 3 meses anteriores a la incorporación del cliente al programa, pudiendo ser ajustada a su perfil de consumo.

El precio de la energía adicional se calcula como:

- Para los clientes con iluminación fotosintética y Medium Power Contract, no puede ser menor a 5,5¢/kWh (monómico)³⁵.
- Para los clientes con demanda de facturación de 5 MW o más:
 - En el invierno, según el resultado de la siguiente fórmula:

$$\frac{HAP \times CEEh + (Hh - HAP) \times CEP}{Hh}, \text{ donde}$$

HAP= Cantidad de horas que Hydro Quebec planea hacer compras de corto plazo en el invierno

CEEh = Costo de energía evitado por Hydro Quebec durante el invierno

CEP= Costo promedio de generación de Hydro Quebec

Hh = Cantidad total de horas de invierno

- En el verano, Costo promedio de generación de Hydro Quebec

El precio de energía adicional ³⁶no puede ser inferior a 4,65¢/kWh (monómico)³⁷

Hydro Quebec notifica a los clientes el precio de la energía adicional 7 días antes del inicio del mes. El valor permanece fijo durante todo el mes.

La facturación de los clientes se compone de:

- La potencia de referencia, a la tarifa de potencia contratada
- La diferencia entre el consumo del mes y la energía adicional, a la tarifa de energía contratada
- La energía adicional a su precio correspondiente.
- Ajuste por diferencia en el factor de potencia del consumo real respecto del de referencia.

Hydro Quebec puede prohibir el consumo de energía adicional, con un aviso de 2 horas de anticipación. La energía adicional consumida en un período no autorizado tiene un cargo de 50¢/kWh.

6.1.3.3 Rate LD

³⁵ Tarifa M, precio de energía segundo escalón para 25 kV, con factor de carga 1.

³⁶ Como referencia: Tarifa L= 12,87 CAD/kW y 3,26¢/kWh Tarifa LG=13,05 CAD/kW y 3,39¢/kWh

³⁷ Tarifa L, 120 kV, con factor de carga 1.

Es ofrecida como generación de respaldo para clientes con fallas temporales en su fuente de energía y aquellos en los que la suma de su demanda generada y facturada sea al menos 5 MW. Si parte del consumo es abastecido siempre por Hydro Quebec, esa porción es facturada a la tarifa que corresponda. La opción interrumpible es ofrecida a productores de electricidad independientes a base de biomasa forestal o localizados de forma adyacentes a ellos. No se permite la venta de energía a una tercera parte.

La tarifa aplicada depende de la opción:

- Firme:
 - Potencia Facturada: 5,22 CAD/kW;
 - Energía invierno días no hábiles: 5,26¢/kWh;
 - Energía invierno días hábiles: 18,08¢/kWh
- Interrumpible:
 - Potencia Facturada:
 - Por día de interrupción programada: 0,52 CAD/kW;
 - Por día de interrupción no programada: 1,04 CAD/kW;
 - Por período de facturación no puede ser mayor que 5,22 CAD/kW
 - Energía: 5,26¢/kWh;

La potencia facturada se determina como el menor valor entre:

- La diferencia entre la potencia y la carga suministrada, ambas por la generación independiente.
- La diferencia entre la demanda medida y la demanda máxima, ambas suministradas por Hydro Quebec

Este valor no puede ser menor que cero.

En el caso de la opción interrumpible, Hydro Quebec avisa con al menos 2 horas de anticipación que no dispondrá de suministro. En todos los casos, si el cliente consume en períodos no autorizados por la empresa, se aplica un cargo de 50¢/kWh.

6.1.3.4 Net Metering

Aplica para clientes con generación renovable con demanda máxima inferior a 50 kW. El cliente paga mensualmente su consumo neto, acumulándose anualmente sus excedentes. La energía inyectada se valoriza al mismo precio que la tarifa de retiro.

6.1.3.5 Services

Corresponden a servicios de información al cliente de su perfil de consumo y costos asociados, aprovechando las capacidades de los medidores inteligentes, de modo que le permitan al cliente hacer una adecuada gestión de su consumo.

a. Visilec

Para clientes de potencia pequeña y mediana, este servicio les ofrece el acceso por Internet al perfil de carga de uno o más de sus puntos de suministro, presentado como gráficos y reportes. Los datos son registrados cada 15 minutos y se encuentran disponibles a partir de las 8:00 del día siguiente. Adicionalmente, entrega una estimación del costo del consumo, acceso a datos históricos de consumo y costos hasta por 24 meses y la opción de descargarlo en una hoja de cálculo.

Tiene un costo por mes y punto de suministro de 89 CAD. Como requisito, se debe disponer de un medidor con comunicaciones instalado por Hydro Quebec, un computador apropiado y conexión a Internet. Se exige una permanencia mínima de 6 meses.

b. Vigieligne

Para clientes de gran potencia, este servicio les ofrece el acceso por Internet al perfil de carga de uno o más de sus puntos de suministro, presentado como gráficos y reportes. Los datos son registrados cada 15 minutos y se encuentran disponibles online. Adicionalmente, entrega una estimación del costo del consumo, acceso a datos históricos completos de consumo y costos, tarifas históricas y la opción de descargarlo en una hoja de cálculo.

Tiene un costo anual de 2400 CAD para la primera licencia, 600 CAD para la segunda y tercera, 120 CAD para las siguientes. Como requisito, se debe disponer de un medidor con comunicaciones instalado por Hydro Quebec, un computador apropiado y conexión a Internet. Se exige una permanencia mínima de 1 año.

6.1.4 España

España dispone de un mercado eléctrico que entrega los incentivos para que el cliente final se haga cargo del costo que genera su consumo en un determinado período al sistema. Distingue la componente de generación de energía, en la que el consumidor puede optar a comprar al Costo Marginal Horario del Sistema, del peaje por uso de las redes, que se encuentra regulado con un cargo diferenciado por estacionalidad y tramos horarios. Este mecanismo se ve favorecido por la instalación masiva de equipos de medida que permitan el registro de las variables requeridas, con un canon de arriendo reducido para los clientes.

En el mercado español se encuentran separadas las funciones de comercialización de energía del uso de las redes (peajes de acceso), para todos los consumidores. En particular, para la compra de energía los clientes pueden escoger:

- Una empresa de comercialización, contratando la energía y el acceso con el comercializador, quien remite el peaje de acceso a las empresas distribuidoras y transmisoras que correspondan,
- Directamente en el mercado de generación, contratando independientemente el acceso con las empresas distribuidoras o transmisoras donde se encuentre conectado.

Respecto del precio de compra de energía de los consumidores, el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España S.A.) realiza el cálculo de los precios horarios de energía del día siguiente y los

publica en su página web. No obstante lo anterior, en caso de que el consumidor desee un precio fijo de la energía, puede contratarlo con el comercializador por el período de un año. Este precio es público, transparente y comparable.

Al facturar, se distinguen los siguientes casos:

- Clientes que disponen de equipos de medida con teled medida y telegestión, se consideran los valores de energía consumidos horariamente
- Clientes que no disponen de equipos con teled medida y telegestión, se utiliza como base las lecturas reales y perfiles de consumo calculados por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España S.A.), publicados el jueves anterior a cada semana eléctrica en su página web.

El cargo de energía a cliente final se determina horariamente como el producto del costo de producción y el coeficiente de pérdidas del peaje de acceso.

Adicionalmente, a nivel de cliente final, se establece el precio voluntario para el pequeño consumidor, como el precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de baja tensión de menos de 10 kW contratados³⁸ que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora. Este valor es único para todo el territorio español e incluye los costos de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso, cargos y costos de comercialización que correspondan.

Como medida de gestión de demanda del Sistema, se utiliza el servicio de **gestión de tarifa de interrumpibilidad**³⁹, que permite dar respuesta rápida y eficiente ante eventuales situaciones de emergencia, minimizando el impacto en la seguridad del sistema eléctrico. Este servicio es ofrecido por los grandes consumidores de energía eléctrica que, en respuesta a una orden dada por el operador del sistema, Red Eléctrica de España, S.A., de acuerdo a los requisitos y procedimientos previstos en la norma, reducen su consumo, percibiendo a cambio una retribución. El costo de la interrumpibilidad se cubre con cargo a los ingresos del sistema eléctrico obtenidos por facturación de los peajes de acceso a todos los consumidores de energía eléctrica (por energía) y a los generadores (según su potencia firme).

El **servicio de interrumpibilidad** se presta por temporadas eléctricas, desde el 1 de enero de un año hasta el 31 de diciembre del mismo año. Está destinado a clientes abastecidos en AT, que compran directamente en el mercado de producción.

La asignación del servicio se realiza por medio de un mecanismo de subastas gestionado por el operador del Sistema. Los productos subastados son bloques de reducción de potencia de 5 o 90 MW. Según los tipos de preaviso, se distingue:

³⁸ Real Decreto 216/2014

³⁹ Fuente: <https://www.esios.ree.es/es/gestion-de-la-demanda>

- Ejecución instantánea (A) : Sin preaviso mínimo.
- Ejecución rápida (B) : Preaviso mínimo de 15 minutos
- Ejecución horaria (C) : Preaviso mínimo de 2 horas

Cada evento tiene una duración máxima de 1 hora, pudiendo registrarse como máximo 2 eventos consecutivos. En el caso del producto de 5 MW, se registra un máximo de 240 horas anuales y 40 horas mensuales. Para el de 90 MW, se presenta un máximo de 360 horas anuales y 60 horas mensuales.

La retribución mensual recibida por el cliente consta de:

- Una componente fija, asociada a la disponibilidad de potencia. Se determina como el producto de un doceavo de la capacidad asignada en la subasta por el precio anual adjudicado.
- Una componente variable, asociada a la ejecución efectiva de una orden de reducción de potencia. Corresponde a la energía equivalente a la capacidad asignada en la subasta durante los eventos valorizada al precio estimado de la reserva de regulación terciaria ponderada por un coeficiente que depende del tipo de preaviso del cliente.

La potencia consumida por el cliente durante los eventos se mide en intervalos de 5 minutos, no pudiendo ser superior a la potencia declarada en el proceso de habilitación. Adicionalmente, la precisión del consumo registrado respecto de las previsiones comunicadas deberá ser superior al 75% en media mensual.

Respecto de las **instalaciones de autoconsumo**, se definen como el consumo de energía eléctrica, proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor. Deben contribuir al financiamiento de los costos y servicios del sistema, en la misma cuantía que el resto de los consumidores, producto del respaldo que se obtiene al estar conectado al sistema. Transitoriamente, se establecen excepciones para los casos en los que el autoconsumo conlleva reducciones en los costos del sistema y de las centrales de cogeneración. La Potencia Contratada debe ser mayor o igual que la Potencia Instalada de generación. Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo⁴⁰:

- **Tipo 1**, corresponde a un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran clasificadas en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso:
 - Se considera como un sujeto consumidor
 - Potencia Conectada (PC) no superior a 100 kW
 - Los equipos de medida deben tener al menos resolución horaria.
 - La empresa distribuidora es la encargada de la lectura del equipo de medida.
 - Deben disponer de:

⁴⁰ Real Decreto 900/2015

- Un equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación.
 - Un equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación.
 - Opcionalmente se puede disponer de un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
 - La inyección a la red es eventual. El mecanismo para llevarla a cabo aún no se encuentra definido⁴¹.
- **Tipo 2**, referido a un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso:
 - Se consideran 2 sujetos: el consumidor y el productor. Se requiere pertenecer a esta categoría para el reconocimiento de las inyecciones a la red en el mercado de la generación.
 - Respecto de los peajes de acceso de transmisión y distribución:
 - Consumidor paga según su potencia y energía demandada de la red
 - Productor, le corresponde pagar según los mecanismos establecidos para los productores de energía eléctrica
 - Cargos asociados a los costos del sistema eléctrico se aplican sobre todo el consumo independiente de su procedencia
 - Cargo por otros servicios se aplica sobre la energía autoconsumida.
 - Los equipos de medida deben tener al menos resolución horaria.
 - Deben disponer de:
 - Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
 - Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado. (Opcional si **PC** < 100 kW)
 - Opcionalmente un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación. (Obligatorio si **PC** < 100 kW)

6.1.5 Alemania

Alemania dispone de un mercado competitivo de suministro eléctrico a los clientes finales, quienes pueden optar por un comercializador, con contratos de duración variable y con bonos otorgados por los suministradores para incentivar que los consumidores cambien de proveedor. Las opciones tarifarias ofrecidas dependen de la región, entregando las empresas asesoría sobre la opción más conveniente para el cliente.

Respecto de la instalación de medidores inteligentes, se realizó un análisis costo-beneficio, donde se estableció que el medidor inteligente es obligatorio solamente para clientes que consumen más de 6.500 kWh al año y para los que están en el sistema de generación distribuida con potencia

⁴¹ Real Decreto 900/2015 Disposición adicional cuarta.

superior a 7 kW. La instalación masiva para estos clientes debe empezar en 2017 y para la mayoría debe estar terminado en 2024.⁴²

Como medida de gestión de consumo, en octubre de 2016 la Comisión Europea aprobó el mecanismo propuesto por Alemania para reducir puntualmente el consumo eléctrico de los grandes usuarios, cuando sea necesario garantizar la estabilidad de la red y el suministro energético. Para ello, los operadores pueden firmar contratos semanales con los grandes consumidores energéticos, de modo de lograr una reducción de hasta 1500 MW en un breve lapso de tiempo. El mecanismo considera una subasta, en la que pueden participar los consumidores mayores a 10 MW, que ofrecen una capacidad de interrupción por una cuota determinada.

6.2 Aplicación en Chile Tarifas Medidores Inteligentes

A nivel general, se registran diferencias en la operación del mercado eléctrico en Chile respecto de las experiencias revisadas, determinado principalmente por la función de la empresa distribuidora, encargada solamente de traspasar los costos de compra de energía y potencia a sus clientes regulados, no existiendo el incentivo de una reducción o incremento de consumo según los costos de generación reflejados en el precio del mercado spot. No obstante lo anterior, en el esquema actual los incentivos se presentan en los siguientes casos:

- Para los generadores suministradores de las empresas distribuidoras, con contratos a precio fijo realizados bajo el esquema de Licitaciones de Suministro Eléctrico, que les implica comprar en el mercado spot para el abastecimiento de sus clientes. Para el traspaso de estas diferencias a los clientes finales, se requiere disponer de procedimientos adicionales a la legislación actual, tales como el propuesto en el capítulo 6.3.4.
- Para las empresas distribuidoras, en la medida que un incremento de demanda en las horas de precio spot bajo les otorgue un mayor ingreso por concepto de VAD, bajo el supuesto que dicho ingreso sea mayor que los costos adicionales, o bien el mecanismo incluya un margen de comercialización para la empresa distribuidora como cargo adicional traspasable al cliente final.
- Para el sistema eléctrico ante situaciones de decreto de racionamiento, como una herramienta de reducción voluntaria de consumo para los clientes que tengan la capacidad de hacerlo según una tarifa adecuada.

Como elementos a considerar en la definición de la tarifa a aplicar, se tienen los siguientes:

- **Tipo de Programa**, ya sea de incrementos/reducciones programadas o por eventos

⁴² Fuente: <http://www.revistaei.cl/2016/04/25/experiencia-internacional-en-la-instalacion-de-medidores-inteligentes/#>

- **Clientes a los que está dirigida**, ya sea por su capacidad conectada, demanda máxima o capacidad mínima de reducción de consumo. Adicionalmente, si se requiere disponer de un período de mediciones de consumo históricas.
- **Período de aplicación**, incluyendo los días, meses y horarios en los que se podría registrar el incremento/reducción de consumo por evento o programado.
- **Cantidad de eventos, duración y tiempo entre ellos.**
- **Medios de comunicación con el cliente y antelación del aviso.**
- **Consumo de referencia**, por sobre el que se medirán los incrementos o reducciones de consumo, pudiendo variar desde un valor promedio horario de días similares a un valor mensual.
- **Equipos de Medida**, que permita la gestión remota y la comparación del consumo respecto del valor de referencia, con el detalle temporal requerido en la tarifa.
- **Cargos del Suministro**, fijos, de energía y/o potencia, según corresponda.
- **Unidades Físicas facturadas**, se requiere definir si los cargos se aplicarán sobre las variaciones de consumo o como una bonificación o recargo sobre el consumo en las horas restantes.
- **Mecanismo para referir las variaciones de consumo al punto de balance CDEC**, que compatibilice la facturación de las unidades físicas asociadas al mecanismo con los demás contratos de suministro de la empresa distribuidora.

Desde el punto de vista de gestión de consumo, para los clientes resultaría atractivo optar a una tarifa con medición horaria, en la medida que sean capaces de modificar su consumo, trasladándolo de las horas más caras de suministro del sistema, hacia las que son más baratas, y que reciban parte de dicho ahorro para el sistema. En este aspecto, cabe mencionar que:

- Para los clientes con menores consumos (150 kWh/mes o menos como referencia preliminar), es factible que no resulte atractivo disponer de un medidor con resolución horaria, producto de la imposibilidad de gestionar su demanda, no obstante sea relevante actualizar su equipo de medida a una que permita realizar remotamente el servicio de corte y reposición.
- Respecto de los clientes residenciales con consumos mayores, el atractivo está por el uso de equipos eléctricos que reemplacen otras opciones energéticas de mayor costo, tales como calefacción, calentamiento de agua o bien el cambio en el horario de uso de electrodomésticos como secadora de ropa o bombas de piscina, por ejemplo.
- En el caso de los clientes industriales, el atractivo dependerá de la gestión de carga y de lo conveniente de la oferta según los costos involucrados en el proceso productivo. A nivel internacional, se encuentran programas diferenciados según rangos de capacidad instalada, ya sea en los cargos y descuentos aplicados, equipos de medida y comunicaciones requeridos (canales exclusivos en algunos casos), así como de notificación de los eventos.

No obstante lo anterior, el disponer de equipos de medición inteligente, conlleva beneficios adicionales para los clientes, los que serán detallados en el punto siguiente.

6.3 Beneficios y cargos opciones de medición inteligente

Entre los beneficios de disponer de medidores inteligentes conectados a la red de distribución de la empresa, se puede mencionar:

- Disminución de los costos de los servicios de lectura, corte y reposición, al ser realizados de forma remota en vez de modo presencial, aumentando la confiabilidad en la prestación de estos servicios.
- En caso de una interrupción del suministro, se reduce el tiempo de aviso a la empresa distribuidora y de localización de la causa de la falla.
- Disminución de las pérdidas no técnicas (hurto).
- Reducción en los costos de suministro, al permitir gestionar el consumo favoreciendo una mayor demanda en las horas de menor costo para el sistema.
- El cliente dispone de una mejor información de su perfil de consumo, así como de la calidad del producto que está recibiendo, además de la opción de acceder al mercado de generación residencial.

En particular, al disponer de equipos con medición inteligente, la tarifa propuesta permitiría:

- Disponer de precios de energía horarios diferenciados que reflejen los costos de suministro del sistema, ya sea traspasando las diferencias entre los bloques de la Licitación de Suministro, o bien con períodos diferenciados según las ofertas de aumento/reducción de consumo que pudiese recibir el cliente.
- Para la facturación de la potencia requerida en las horas de punta, la determinación del promedio de las 52 demandas máximas coincidentes con la demanda máxima de la empresa distribuidora, para lo que se requiere disponer de equipos con la sincronización adecuada. Esto permite que el pago de la potencia que le corresponde a cada cliente, refleje su aporte a la demanda máxima, en vez de la utilización de factores de coincidencia similares para todos los clientes de una opción tarifaria.
- Acceder al mercado de generación residencial, dado que incorpora el cargo por energía aplicable a las inyecciones por este concepto.

A continuación, se compararon los beneficios de disponer de precios diferenciados por bloques de suministro, para los siguientes escenarios:

- Opciones tarifarias sin modificación del perfil de carga
- Opciones tarifarias con modificación del perfil de carga
- Sustitución otros insumos energéticos
- Oferta por aumento/reducción de consumo a un precio diferente del de compra de la empresa distribuidora.

En el **Anexo 1** se incluyen las fórmulas tarifarias utilizadas, así como los supuestos empleados en el modelo utilizado en la determinación de los cargos tarifarios.

6.3.1 Comparación Opciones Tarifarias Sin Modificación Del Perfil De Carga

El objetivo del escenario es determinar si resulta atractivo para los clientes con perfil de consumo intensivo en horas de punta, el realizar el traspaso de las opciones BT1a a TR2, BT4.3 a BT5 y AT4.3 a AT5. Para ello, se compara la diferencia anual entre el ahorro en el precio monómico del consumo y la inversión del equipo de medida.

Para la evaluación, se utilizaron los parámetros indicados en el **Anexo 1**. En particular, se consideraron los siguientes supuestos:

- Para determinar los factores de modulación del precio de energía de cada bloque, se ponderó para cada empresa el factor de modulación del bloque por la distribución de consumos contenida en el Informe de Licitaciones 2016, manteniendo la sumaproducto de los tres bloques igual a 1. Es así que, si se requiere modificar manualmente un factor de los bloques A o B, el bloque C se ajusta automáticamente. La evaluación se realizó para el período 2017-2031. En la tabla siguiente se muestran a nivel promedio de toda la industria, la distribución de la energía por bloque y los factores de modulación resultantes aplicados sobre el precio de energía sin discriminación horaria.

Tabla 21: Energía Consumida y Factor de Modulación Promedio

Ítem	BA (23 - 7:59)	BB (8-17:59)	BC (18-22:59)
Energía Consumida	32,60%	44,67%	22,73%
Factor de Modulación	0,941	0,949	1,177

- Los precios monómicos de compra de energía de cada cliente, se calcularon para los percentiles de consumo 5-25, 25-50, 50-75 y 75-95, según la información enviada por las empresas a la CNE en respuesta a la carta 431/2016. Se consideraron consumos similares de energía y potencia entre las opciones BT1a -TR2, BT4.3 - BT5 y AT4.3 - AT5. Dado que en el ejercicio se utilizaron en las opciones BT5-AT5 los factores de coincidencia de las tarifas BT4.3-AT4.3, no se realizaron descuentos en las potencias facturadas en horas de punta, producto de que las diferencias debiesen ser absorbidas por los factores de coincidencia propios de las opciones BT5-AT5.
- Para la distribución de los consumos de los clientes entre los Bloques A, B y C se utilizó una muestra de perfiles de consumo horario enviados por las empresas distribuidoras. En este escenario se emplearon los perfiles de carga intensivos en horas de punta incluidos en el **Anexo 1**.
- Respecto de los equipos de medida, se empleó una anualidad de \$9.259 para la tarifa TR2 y \$18.518 para las opciones BT5 – AT5.

Tabla 22: Comparación Cambio Tarifa Sin Modificación del Perfil de Consumo

Ítem	Cambio Tarifa	Percentil 5 - 25	Percentil 25 - 50	Percentil 50 - 75	Percentil 75 - 95
Ahorro Consumo	BT1 a TR2	-\$ 11,01	-\$ 11,81	\$ 0,57	\$ 34,07
	BT4.3 a BT5	-\$ 3,08	-\$ 12,58	-\$ 30,37	-\$ 75,03

Ítem	Cambio Tarifa	Percentil 5 - 25	Percentil 25 - 50	Percentil 50 - 75	Percentil 75 - 95
	AT4.3 a AT5	-\$ 1,98	-\$ 11,71	-\$ 43,65	-\$ 198,55
Beneficio Neto (Ahorro - Medidor)	BT1 a TR2	-\$ 20,27	-\$ 21,07	-\$ 8,69	\$ 24,81
	BT4.3 a BT5	-\$ 21,60	-\$ 31,10	-\$ 48,89	-\$ 93,55
	AT4.3 a AT5	-\$ 20,50	-\$ 30,23	-\$ 62,17	-\$ 217,07
Relación Precios Promedio	TR2/BT1	1,1566	1,0786	0,9975	0,9189
	BT5/BT4.3	1,0036	1,0055	1,0066	1,0072
	AT5/AT4.3	1,0036	1,0046	1,0051	1,0054

Según los resultados indicados en la tabla anterior, en caso de no modificarse el perfil de consumo de los clientes, sólo resulta atractivo para los clientes sobre el percentil 75 de la opción BT1a, el optar por una opción con medida inteligente. Producto de lo anterior, se sensibilizó respecto de los factores de modulación de los precios entre los distintos bloques, considerando los casos indicados en la tabla siguiente:

Tabla 23: Factores de Modulación Precio de Energía Bloques

Caso	BA (23 - 7:59)	BB (8-17:59)	BC (18-22:59)
C1	0,85	0,85	1,5098
C2	0,90	0,60	1,9294
C3	0,90	0,90	1,3399

En los gráficos siguientes se muestra la relación entre los precios promedio para cada grupo de opciones tarifarias. Al igual que en el caso base, sólo resulta atractivo para los clientes BT1a sobre el percentil 75.

Gráfico 1: Relación Precios Promedio TR2/BT1

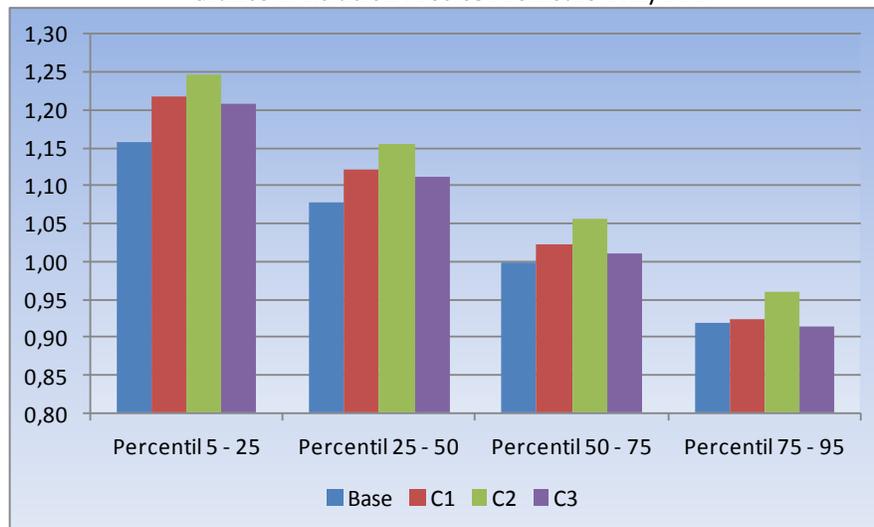


Gráfico 2: Relación Precios Promedio BT5/BT4.3

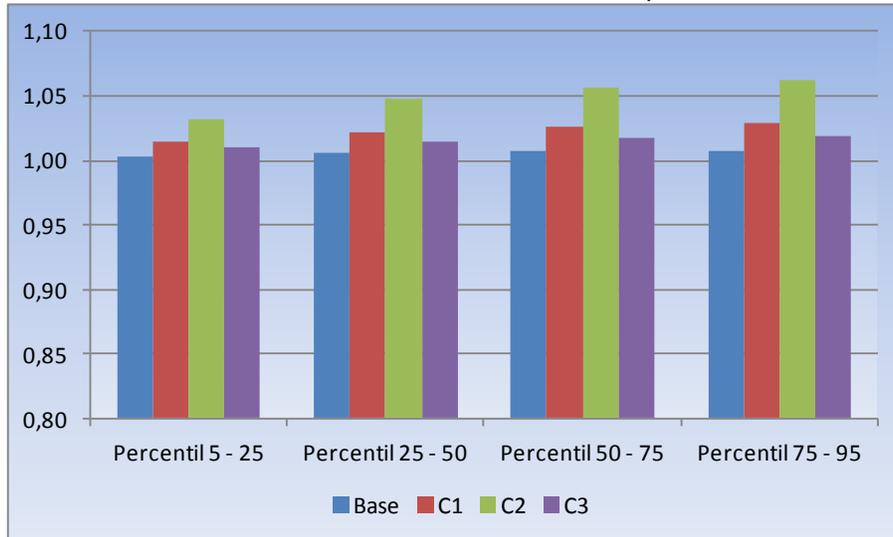
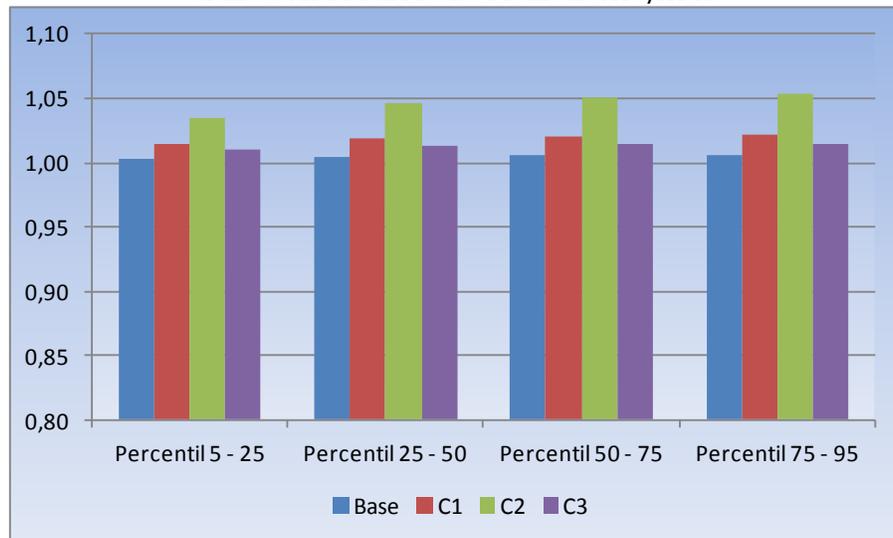


Gráfico 3: Relación Precios Promedio AT5/AT4.3



Lo anterior se genera producto de que, al no modificarse el perfil de consumo del cliente en respuesta a la variación de los precios de suministro, el sobrecosto por consumir en el Bloque C, que incrementa su valor, es superior a la reducción registrada en los Bloques A y B.

6.3.2 Comparación Opciones Tarifarias Con Modificación Del Perfil De Carga

El objetivo del escenario es determinar si resulta atractivo para los clientes con perfil de consumo no intensivo en horas de punta, el realizar el traspaso de las opciones BT1a a TR2, BT4.3 a BT5 y AT4.3 a AT5. Para ello, se compara la diferencia anual entre el ahorro en el precio monómico del consumo y la inversión del equipo de medida.

Este escenario busca determinar las diferencias respecto del escenario anterior, por un cambio en el perfil de consumo del cliente, desde intensivo en horas de punta a no intensivo en dicho período. La tabla siguiente muestra la distribución por bloque de la energía consumida en ambos casos.

Tabla 24: Distribución Consumo de Energía Horario

Opción Tarifaria	Tipo Consumo	23:00 - 07:59	08:00 - 17:59	18:00 - 22:59
BT1 (TR2)	Intensivo en HP	34%	33%	33%
	Intensivo Fuera de HP	25%	58%	16%
BT43 (BT5)	Intensivo en HP	36%	32%	32%
	Intensivo Fuera de HP	24%	63%	13%
AT43 (AT5)	Intensivo en HP	37%	35%	28%
	Intensivo Fuera de HP	31%	58%	11%

Tabla 25: Comparación Cambio Tarifa Sin Modificación del Perfil de Consumo

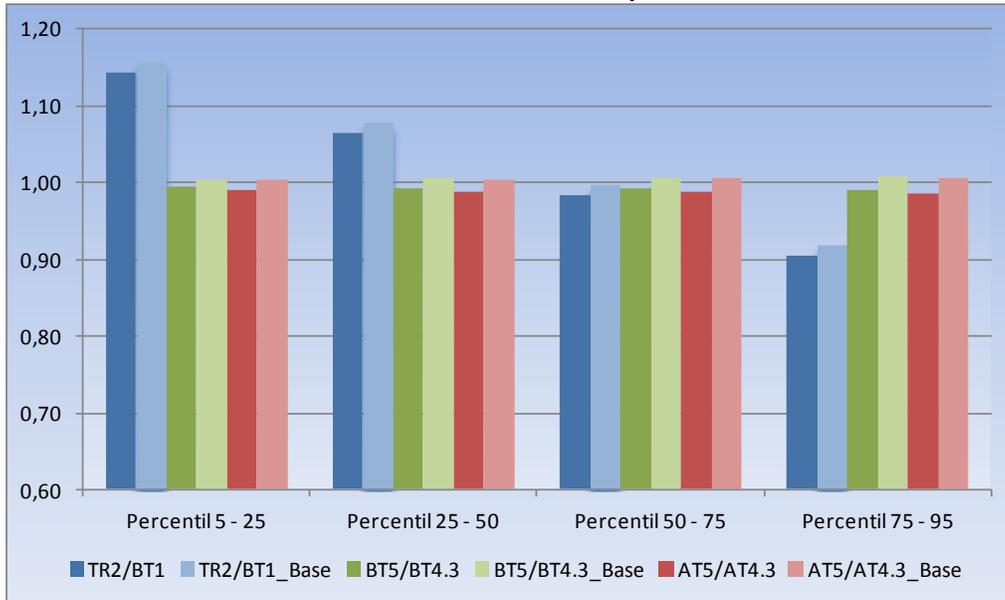
Ítem	Cambio Tarifa	Percentil 5 - 25	Percentil 25 - 50	Percentil 50 - 75	Percentil 75 - 95
Ahorro Consumo	BT1 a TR2	-\$ 10,15	-\$ 9,75	\$ 3,96	\$ 40,21
	BT4.3 a BT5	\$ 3,65	\$ 14,89	\$ 35,96	\$ 88,82
	AT4.3 a AT5	\$ 5,27	\$ 31,21	\$ 116,33	\$ 529,09
Beneficio Neto	BT1 a TR2	-\$ 19,41	-\$ 19,01	-\$ 5,30	\$ 30,95
	BT4.3 a BT5	-\$ 14,87	-\$ 3,63	\$ 17,44	\$ 70,30
	AT4.3 a AT5	-\$ 13,24	\$ 12,69	\$ 97,81	\$ 510,57
Relación Precios Promedio	TR2/BT1	1,1443	1,0648	0,9832	0,9042
	BT5/BT4.3	0,9956	0,9934	0,9921	0,9913
	AT5/AT4.3	0,9909	0,9882	0,9869	0,9862

Según los resultados indicados en la tabla anterior, en caso de modificarse el perfil de consumo de los clientes hacia un comportamiento intensivo fuera de horas de punta, resulta atractivo el cambio hacia una opción con medición inteligente y discriminación horaria, para los clientes:

- BT1, sobre el percentil 75
- BT4.3, sobre el percentil 50
- AT4.3, sobre el percentil 25

En el gráfico siguiente se comparan los precios promedios respecto del caso base del escenario anterior, lo que refleja el efecto del cambio en el perfil de consumo.

Gráfico 4: Relación Precios Promedio Escenario Base y Con Modificación de Consumo



6.3.3 Sustitución Otros Insumos Energéticos

A modo de referencia, se determinaron los siguientes precios para la comuna de Ñuñoa:

Tabla 26: Comparación Precios Energéticos (c/IVA)

Energético	\$/kWh	Observación
Gas Natural	70,14	Fuente Precio: Metrogas, tarifa BCR01. Equivalente a un consumo de 50 m3 mes. Precio: 684,7 \$/m3, 8400 kcal/m3(pci)
Electricidad	85,08	Fuente Precio: Chilectra, tarifa BT4.1. Consumo: 8 horas diarias. Sin presencia en horas de punta. Precio: Cargo Fijo (\$/mes): 740,61 Energía (\$/kWh): 75,563 Potencia Fuera Hora Punta (\$/kW/mes): 1914,18 Consumo Mensual: 480 kWh, 2 kW FHP
Parafina	54,13	Bencina en línea. Promedio semana 15/12/2016. 565,53 \$/lt. 10292 kcal/kg
Petróleo Diesel	29,27	Bencina en línea. Promedio semana 15/12/2016. Descuento 15% por impuesto específico. 404,275 \$/lt, 10100 kcal/kg.

De los insumos energéticos señalados, la electricidad resulta ser la opción de mayor costo, aun considerando sistemas con acumulación de calor que no demanden en las horas de punta del sistema. En caso de hacerlo, el precio promedio asciende a 120,82 \$/kWh. No obstante lo anterior, las tarifas de gas son decrecientes por rango a medida que aumenta el consumo, por lo que la comparación se requiere hacer caso a caso.

Producto de lo anterior, para hacer más competitiva la opción eléctrica y favorecer el uso de energía más limpia, se requiere generar mecanismos que disminuyan el costo de suministro, aprovechando el incremento de capacidad instalada y energía generada proveniente de fuentes renovables, con su reducción de precios de suministro asociada.

6.3.4 Oferta por aumento/reducción de consumo a un precio diferente del de compra de la empresa distribuidora.

En el contexto regulatorio actual, las empresas distribuidoras están obligadas a licitar el consumo de sus clientes sujetos a regulación de precios, con al menos 5 años de antelación al inicio del Suministro, no obstante, se prevé un mecanismo de licitaciones de corto plazo con una antelación menor para cubrir las diferencias de lo proyectado respecto del crecimiento real de la demanda, con una duración máxima de 3 años.

El esquema señalado ocasiona que gran parte del consumo de los clientes regulados de la empresa distribuidora se encuentre contratado a plazos mayores a 10 años, con precios indexados según las fórmulas e índices establecidos en cada proceso licitatorio, lo que no permite el traspaso de la señal de costo del consumo al cliente en un determinado período horario, aún en los casos con precios diferenciados por bloques, por corresponder a precios históricos que pueden no reflejar la situación en el momento del consumo.

En base a lo anterior, se plantea la conveniencia de introducir un mecanismo que permita a los actores del mercado enviar las señales a los clientes para generar incrementos o reducciones de consumo, dependiendo de la situación de confiabilidad/seguridad del sistema y de los precios transados en el mercado spot. El uso de esquemas de medición inteligente es fundamental, producto de que permite:

- A partir de las mediciones horarias (o en períodos de 15 minutos), obtener el consumo específico del cliente durante el evento y determinar exactamente el consumo de referencia por sobre el que operará la compensación o castigo por la operación del mecanismo,
- Utilizados en conjunto con los equipos de maniobra requeridos, realizar la gestión remota de los consumos, pudiendo incorporarse como alternativa de programa de gestión de carga,
- Implementar medidas permanentes de reducción de consumo asociadas a eficiencia energética, pudiendo comparar en detalle el comportamiento del consumo en cada período.

La existencia de un mecanismo de oferta/reducción de consumo, genera los siguientes incentivos:

- Generadores con contrato de suministro vigente con la empresa distribuidora, una reducción/incremento en la energía vendida ante precios spot mayores/menores que los establecidos en los contratos, de modo de obtener el mayor margen de comercialización.
- Empresa distribuidora, a cambio de un pago por el rol de comercializador, le permite reducir el costo de suministro a sus clientes y de sus pérdidas reales no reconocidas en la tarifa, pudiendo ofrecer opciones de incremento de consumo que aumenten sus ingresos por VAD.

- Cliente final, recibe la señal del costo de su consumo para el sistema, pudiendo ajustar su comportamiento en la medida que reciba los incentivos adecuados.

A modo de evaluación preliminar, se incluye el ejemplo indicado en la tabla siguiente, con un plan de cambio de equipos de medida intensivo de 3 años de duración. Se evalúa la cantidad de energía a comprar a un precio menor alternativo, equivalente a la anualidad de la inversión del Sistema de Medición Inteligente propuesto.

Tabla 27: Ejemplo Plan de Cambio Medidores Estándar con Precio de Compra Alternativo

Ítem	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cantidad de clientes	1.815.558	1.851.869	1.888.907	1.926.685	1.965.219	2.004.523	2.044.613	2.085.506
Energía Vendida (GWh)	13.376	13.644	13.917	14.195	14.479	14.768	15.064	15.365
Reemplazo MI 1F (cantidad)	580.552	592.163	639.304	36.240	36.965	37.705	38.459	39.228
Reemplazo MI 3F (cantidad)	24.634	25.126	27.127	1.538	1.568	1.600	1.632	1.665
aVI + COMA reemplazo (MUSD)	13.476	27.218	42.055	42.898	43.757	44.634	45.528	46.440
Precio de Compra Energía Dx (USD/MWh)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Precio de Compra Energía Alternativo (USD/MWh)	48	48	48	48	48	48	48	48
Ahorro Precio de Compra Energía (USD/MWh)	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Energía equivalente a AVI + COMA (GWh)	763	1.541	2.381	2.429	2.478	2.527	2.578	2.629
% Energía Vendida	5,70%	11,30%	17,11%	17,11%	17,11%	17,11%	17,11%	17,11%

Tabla 28: Ejemplo Plan de Cambio Medidores Full con Precio de Compra Alternativo

Ítem	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cantidad de clientes	1.815.558	1.851.869	1.888.907	1.926.685	1.965.219	2.004.523	2.044.613	2.085.506
Energía Vendida (GWh)	13.376	13.644	13.917	14.195	14.479	14.768	15.064	15.365
Reemplazo MI 1F (cantidad)	580.552	592.163	639.304	36.240	36.965	37.705	38.459	39.228
Reemplazo MI 3F (cantidad)	24.634	25.126	27.127	1.538	1.568	1.600	1.632	1.665
aVI + COMA reemplazo (MUSD)	17.653	35.657	55.094	56.198	57.323	58.471	59.642	60.836
Precio de Compra Energía Dx (USD/MWh)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Precio de Compra Energía Alternativo (USD/MWh)	48	48	48	48	48	48	48	48
Ahorro Precio de Compra Energía (USD/MWh)	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
Energía equivalente a AVI + COMA (GWh)	1.000	2.019	3.120	3.182	3.246	3.311	3.377	3.445
% Energía Vendida	7,47%	14,80%	22,42%	22,42%	22,42%	22,42%	22,42%	22,42%

6.4 Estructura Tarifaria con Medición Inteligente

El mecanismo propuesto considera las siguientes componentes:

- A nivel de cliente final, los cargos contenidos en las opciones tarifarias que permiten discriminación en el precio de energía en distintos períodos, así como la medición del aporte del cliente a la demanda máxima de la empresa distribuidora en horas de punta (TR2, BT5 y AT5).

- Definición del precio de energía según los contratos que pudiese tener asociado (de suministro licitado o alternativos), que sería multiplicado por las unidades físicas correspondientes.
- Determinación del consumo de referencia respecto del que se calcularán los consumos/reducciones asignables al contrato alternativo. Para ello, se puede utilizar un promedio horario de días similares con un determinado umbral de variación.
- Mecanismo de referencia del consumo alternativo al punto de balance del CDEC. En la medida que se disponen de los registros horarios, es factible realizar directamente la referencia al punto de ingreso al sistema de distribución de la empresa.
- Medios de comunicación con el cliente, en caso de requerirse ajustes de demanda no programados. Se debe definir igualmente la cantidad y duración máxima de los eventos, así como la anticipación mínima del aviso.

Respecto de las modificaciones normativas requeridas para la implementación de este mecanismo, los temas se pueden dividir en:

6.4.1 Precio De Energía Diferenciado Por Período, Potencia Y Reactivos

El decreto de fijación de tarifas de distribución del período 2016 - 2020 considera la incorporación de opciones tarifarias que exigen el uso de equipos de medida con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para el registro de energía, de la demanda máxima en horas de punta y de la demanda máxima suministrada, tanto para clientes residenciales y como para los no residenciales. Adicionalmente, entrega la opción a los clientes de acogerse al mecanismo de reconocimiento horario de costos asociados al suministro eléctrico, que les permite pagar por su aporte a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora, en vez de por su demanda máxima ajustada por los factores de coincidencia correspondientes a su opción tarifaria.

En este contexto, las diferencias en la demanda facturada de cada cliente se generan por la relación entre su perfil de consumo y los factores de coincidencia determinados para todos los clientes pertenecientes a su misma opción tarifaria, por lo que el efecto es diferente en cada caso, pudiendo un cliente en particular verse beneficiado o perjudicado, en la medida que su participación sea menor o mayor a la equivalente determinada por el factor de coincidencia de su tarifa, respectivamente. No obstante lo anterior, la identificación del aporte de cada cliente a la demanda máxima de la empresa distribuidora en horas de punta, le entrega la señal correcta del costo para el sistema asociado a su suministro, en vez de la utilización de factores de coincidencia únicos para todos los clientes pertenecientes a una determinada opción tarifaria.⁴³

⁴³ No corresponde asumir una reducción en el pago de potencia respecto de las opciones 4.3, producto de que las nuevas opciones tarifarias requieren de sus factores de coincidencia propios, obtenidos a partir del comportamiento de los clientes acogidos a ellas.

En el caso de la Potencia Reactiva, los cargos se encuentran definidos en el decreto de Precio de Nudo. Se diferencian los siguientes casos:

- **Cargo por factor de Potencia.** Para cada uno de los puntos de compra de las empresas distribuidoras, se realiza la medición horaria de la energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva. Según la relación entre la energía reactiva inductiva y la energía activa, se aplica un cargo por kVArh consumido, que depende del tramo del cociente y del nivel de tensión del retiro.
- **Cargo por factor de Potencia Mensual.** La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.
- **Facturación de energía reactiva.** Para cada mes, corresponde al mayor valor entre el Cargo por factor de Potencia y el Cargo por factor de Potencia Mensual.

En la estructura tarifaria propuesta a aplicar a los clientes finales, el cargo por energía reactiva (factor de potencia) considera la relación del consumo reactivo v/s el consumo activo, tanto a nivel de demanda por bloque horario como según el total de la energía mensual. Su determinación se realiza de la siguiente forma:

- **Cargo por factor de Potencia,** para cada bloque horario, con cargos por tramo que dependan del cociente entre los valores mensuales de energía reactiva inductiva y la energía activa, aplicado de modo similar que el Cargo por factor de Potencia definido actualmente para los puntos de compra de las empresas distribuidoras. En el caso de los clientes de mayor tamaño, se podría optar por un cálculo horario en vez de por bloque de consumo.
- **Cargo por factor de Potencia Mensual.** La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.
- **Facturación de energía reactiva.** Para cada mes, corresponde al mayor valor entre el Cargo por factor de Potencia y el Cargo por factor de Potencia Mensual.

Respecto de las modificaciones en el marco regulatorio, se requiere incluir la metodología de cálculo de facturación de energía reactiva en el decreto de Precio de Nudo vigente a la fecha de facturación de los consumos.

Cabe mencionar que, en las opciones tarifarias incluidas en el decreto de fijación de tarifas del período 2016-2020, no se menciona la utilización de Precios de Nudo Equivalente de energía diferenciados por bloque horario, obtenidos a partir de Precios de Nudo Promedio, que reflejen los diferentes precios de energía entre los contratos adjudicados en el proceso de Licitaciones de Suministro. Al respecto, el procedimiento para la determinación de los Precios de Nudo Promedio, se

encuentra definido en el Decreto 86 de 012, que “Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo” y señala lo siguiente:

*“Artículo 75º.- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán traspasar mensualmente, **a todos sus clientes finales sometidos a regulación de precios**, el Precio de Nudo Promedio. Éste corresponderá a los precios de nudo de energía y potencia, a nivel de generación-transporte, que resulten de **promediar los Precios de Nudo de Largo Plazo** vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos, según el procedimiento señalado a continuación.*

*Artículo 76º.- El promedio de los Precios de Nudo de Largo Plazo vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos, se obtendrá **ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente**.*

En caso que una empresa concesionaria de distribución tenga suministros sujetos a Precio de Nudo de Corto Plazo, el Precio de Nudo Promedio se obtendrá considerando esos suministros como si se tratara de un contrato más.

*Los Precios de Nudo **Promedio se aplicarán a todos los clientes de una determinada empresa concesionaria** y deberán ser ajustados, si correspondiese, conforme lo señalado en los artículos siguientes.”*

De lo señalado en los artículos anteriores, se desprende que el Precio de Nudo Promedio se aplica a todos los clientes regulados de una empresa distribuidora, determinado como el promedio ponderado de los Precios de Nudo de Largo Plazo por el volumen de suministro correspondiente. Al respecto, cabe mencionar las siguientes alternativas:

1. El reglamento no señala la existencia de un único valor de Precio de Nudo Promedio para cada empresa distribuidora, por lo que sería factible que éste se componga de precios diferenciados por bloques horarios, obtenidos a partir de una distribución de los contratos vigentes. El Precio de Nudo Promedio resultante sería el valor ponderado de los precios por bloque según el suministro de cada uno de ellos. Este valor se utilizaría para la aplicación del mecanismo indicado en el Artículo 77 y siguientes del reglamento.
2. No obstante lo anterior, como alternativa se puede determinar un único Precio de Nudo Promedio por empresa distribuidora, del modo realizado en la actualidad, y utilizar factores de modulación diferentes en la estructura tarifaria propuesta, que pudiesen ser actualizados en cada fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo.

De las opciones anteriores, la estructura tarifaria propuesta considera la segunda alternativa, que implica el uso de factores de modulación diferenciados por bloque horario, a aplicar sobre el Precio de Nudo de energía en nivel de distribución. Para su determinación, se propone la siguiente metodología:

- Para cada empresa distribuidora se asocia la subestación nudo de referencia del Informe Técnico del Decreto de Precio de Nudo correspondiente.

- Para cada nudo de referencia, se determina para el período de 12 meses, contado desde la entrada en vigencia del decreto de precio de nudo, para la simulación media, el promedio simple de los costos marginales correspondientes a cada bloque horario. (Pa, Pb y Pc). A continuación, se calcula el promedio de estos tres valores, Pm.
- Para cada nudo de referencia, se calcula el cociente entre los precios de los bloques y el precio promedio:
 - $Pa^* = Pa/Pm$
 - $Pb^* = Pb/Pm$
 - $Pc^* = Pc/Pm$
- Para cada empresa distribuidora, se dispone de la distribución de la energía vendida, por bloque, de los últimos 12 meses, contados desde el mes anterior al que se realiza el cálculo: Da, Db y Dc.
- Se ajustan iterativamente los valores de Pa*, Pb* y Pc*, de modo que se cumpla la siguiente ecuación:

$$Da \times Pa^* + Db \times Pb^* + Dc \times Pc^* = (Da + Db + Dc)$$
- Los factores de modulación de cada bloque corresponden a Pa*, Pb* y Pc*.

6.4.2 Operación mecanismo

Se refiere a la definición de los siguientes aspectos:

- Definición de los actores participantes, ya sea generadores (con o sin requisito de contrato vigente con la empresa distribuidora) o clientes (con un determinado nivel de consumo o condiciones de suministro)
- Determinación del consumo de referencia respecto del que operarán los distintos contratos, con sus mecanismos respectivos de referencia al punto de balance de facturación utilizado por el CDEC,
- Mecanismo de fijación del precio de los contratos alternativos, ya sea por medio de subastas, licitaciones o contratos negociados directamente entre las partes,
- Mecanismos de comunicación con el cliente, cantidad y duración máxima de los eventos

Para lo anterior, se propone la incorporación de la definición del mecanismo en la Ley, en la medida que aplique a los clientes sometidos a regulación de precios, de modo similar al procedimiento indicado en el Art 148, que regula las ofertas por aumento o reducción de consumo.

7 APLICACIÓN SISTEMAS DE MEDIDA INTELIGENTES

Según los análisis realizados en los capítulos anteriores, se plantea un diseño que considere un sistema de medición inteligente que abarque todos los clientes a nivel nacional, donde se optimiza la tecnología a implementar dependiendo de sus características geográficas y de densidad de clientes. Este sistema de medición inteligente incluye todas las características planteadas en la sección anterior.

La evaluación realizada consideró la determinación de los costos y beneficios asociados a la implementación de la opción seleccionada. La selección de tecnología se basó en el valor presente menor por empresa distribuidora/ruralidad.

Respecto de los beneficios evaluados, se consideraron los siguientes aspectos:

- Eliminación de los costos de operación y materiales por corte y reposición del servicio, además de una restitución más rápida del servicio por accionamiento remoto en vez de enviar personal al lugar,
- Disminución de la duración de las interrupciones de suministro, ya sea por un aviso inmediato al detectar la falla el equipo de medida, como en la identificación de la localización de la falla. Adicionalmente, otorga la certeza de que no se encuentre interrumpido el suministro aguas abajo por fallas adicionales a las detectadas.
- Reducción del costo de lectura por realizarse remotamente. Adicionalmente, para los clientes aumenta la seguridad al no tener que permitir el ingreso de terceros a su propiedad, en caso de que la lectura no sea accesible desde la vía pública. En el caso de la empresa distribuidora, reduce el riesgo de que el lector estime el consumo en vez de registrar la lectura real del medidor.
- Permite que el cliente gestione su demanda eléctrica, pudiendo en caso de que existan precios horarios diferenciados, optar por consumir en los períodos de menor costo.
- Reducir las pérdidas no técnicas.

A continuación, se incluye el detalle de los costos y beneficios evaluados.

7.1 Costos Implementación Medidores Inteligentes

En la sección anterior se realizó un análisis estimativo de la mejor solución a nivel nacional, que incluye una evaluación por empresa distribuidora/ nivel de ruralidad.

El costo total anual representativo de implementar un sistema de medición inteligente a nivel nacional resulta en US\$ 112.080.924.

Según lo informado por proveedores, existen equipos de medición de menor costo, pero que implicaría no tener disponible la capacidad de Gestión de Demanda. Explícitamente no facilitaron

valores de estos equipos, pero indicaron que podría significar un ahorro de un 20% en el equipo de medición monofásico. Al aplicar este supuesto para todas las tecnologías, el costo total anual representativo de implementar un sistema de medición inteligente es de US\$ 101.080.924, equivalente a una disminución de -10% respecto del valor del caso base. El detalle de este análisis se presenta en el archivo “Análisis_DX_Reducido.xlsx”

Además, también se consultó a los proveedores por un equipo con mayores capacidades que las informadas en la sección anterior. Este equipo agrega básicamente la característica de Capacidad de Monitoreo de Calidad de Servicio. El incremento en costo que los proveedores indicaron que implicaría contar con esta característica representa un incremento del 50% de los equipos de medición. Al aplicar este supuesto para todas las tecnologías, el costo total anual representativo de implementar un sistema de medición inteligente es de US\$ 142.066.028, un incremento de un 27% con respecto al caso base. El detalle de este análisis se presenta en el archivo “Análisis_DX_Full.xlsx”

7.2 Beneficios Implementación Medidores Inteligentes

La evaluación realizada consideró, para el parque de medidores definido en el diseño realizado, los siguientes beneficios:

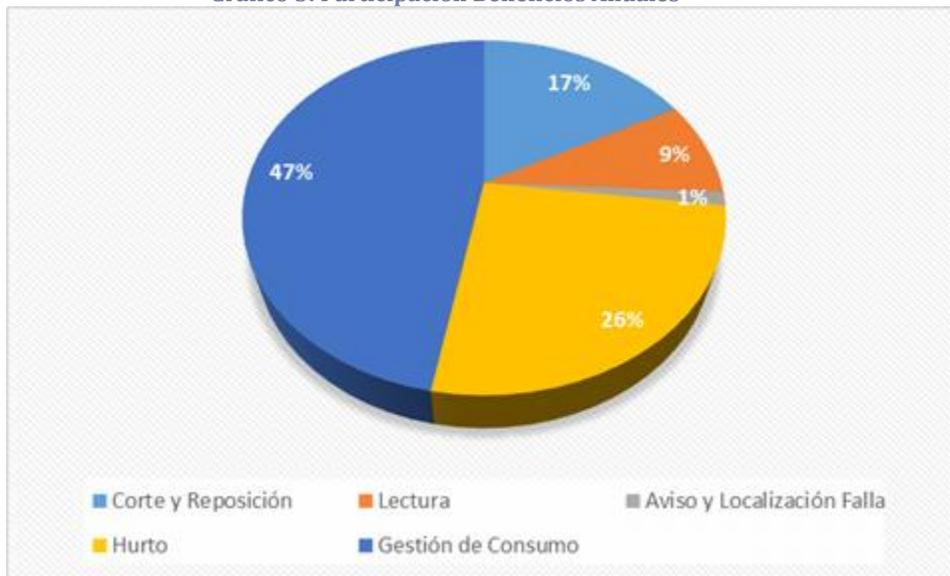
- Eliminación de los costos operativos y de materiales del servicio de corte y reposición.
- Eliminación de los costos del lector en la lectura de los consumos de los clientes
- Reducción de las pérdidas no técnicas (hurto)
- Reducción en la energía no suministrada ante una interrupción de suministro, por un menor tiempo de aviso a la empresa distribuidora y de localización de la falla.
- Reducción en los costos de suministro de los clientes, por un traslado del consumo hacia horas de menor costo.
- Ahorro en los costos de las campañas de medición especificadas en el Título 6-3 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución, asociados a las mediciones realizadas en los clientes.

En la tabla y gráfico siguiente se incluye el ahorro anual obtenido para cada uno de los beneficios señalados anteriormente. La mayor participación corresponde al ahorro por gestión de consumo, seguido por hurtos y corte y reposición.

Tabla 29: Ahorro Anual por Beneficio (MUS\$)

Beneficio	Ahorro Anual (MUS\$)
Corte y Reposición	18.336
Lectura	9.319
Hurto	27.611
Aviso y localización falla	1.269
Gestión de Consumo	50.336
Total	106.874

Gráfico 5: Participación Beneficios Anuales



A continuación, se detalla el procedimiento y los supuestos utilizados en la evaluación realizada para cada beneficio.

7.2.1 Corte y reposición

Se evaluó la reducción de los costos de operación y de materiales en la tarifa vigente del servicio asociado de “Corte y Reposición” para los siguientes casos:

- Monofásico BT aéreo
- Trifásico BT aéreo
- Trifásico AT aéreo

Para ello, se realizaron las siguientes etapas:

- *Determinación del costo unitario ahorrado.* Se utilizó el precio vigente publicado por las empresas distribuidoras en su página web, manteniéndose como costo incurrido el costo administrativo, correspondiente al⁴⁴:
 - Monofásico BT aéreo : 20,03% del precio fijado
 - Trifásico BT aéreo : 6,52% del precio fijado
 - Trifásico AT aéreo : 10,84% del precio fijado

⁴⁴ Porcentajes obtenidos como participación promedio del costo administrativo de todas las áreas típicas, según el desglose de costos indicado en el Informe Técnico del Proceso de Fijación de Precios de Servicios Asociados, del período 2012-2016.

- *Determinación de la cantidad de clientes afectados a corte y reposición (demanda).* Se consideró un 27% de los clientes con medidores monofásicos y un 20% para los clientes con medidores trifásicos. Estos valores se obtuvieron a partir del promedio de la relación de los eventos utilizados en la fijación de servicios asociados del año 2012⁴⁵ respecto de la cantidad de clientes del año 2010, para cada una de las empresas de referencia.
- En el caso base realizado, la utilización de sistemas de medición inteligente implicó la reducción de un 81% de los costos por corte y reposición del suministro.

7.2.2 Lectura

Se utilizó como fuente los parámetros empleados en la determinación de los costos de lectura en el cálculo del COMA de las empresas modelo de las áreas típicas 3, 5 y 6, en el estudio de parte de la empresa, para el proceso de fijación de valor agregado de distribución del período 2016 – 2020. Los parámetros resultantes se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 30: Costo Anual Lectura por Cliente (US\$)

Ruralidad	Costo Unitario		Cantidad lecturas año	Costo anual por cliente (US\$)
	\$/lectura	US\$/lectura		
U	82,59	0,12	12	1,49
R1	187,71	0,28	6	1,69
R2	187,71	0,28	6	1,69

Como resultado, la utilización de sistemas de medida inteligente implica la reducción de un 100% de los costos de lectura en terreno.

7.2.3 Pérdidas no técnicas (hurto)

A partir de la energía informada como hurto a SEC en el Proceso Ingresos de Explotación 2015, se determinó un valor promedio de hurto del 2,91% de la energía vendida por las empresas que incluyeron dicha información (Grupo CGE y algunas cooperativas). El ejercicio realizado consideró una reducción del 1% en el hurto, aplicado a todas las empresas y zonas rurales.

El ahorro de energía hurtada se valorizó al precio de nudo equivalente de energía de la empresa distribuidora, para lo que se utilizó 90 USD/MWh para todas las empresas.

7.2.4 Aviso y localización de falla

El procedimiento realizado incluyó las siguientes etapas:

⁴⁵ Fuente: archivo Proyección_Demanda_SSAA.xlsx, disponible en <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>

- *Determinación de la energía anual compensada*, a partir de la información del año 2015 disponible del proceso SEC Indicadores de Control, para los ítems Compensaciones Automáticas y Compensaciones Instruidas⁴⁶. En ambos casos entrega los valores monetarios, por lo que fue necesario dividir por el doble del costo de falla para obtener la energía interrumpida.
- *Determinación de la duración promedio de las interrupciones*, a partir de la información del año 2015 disponible del proceso SEC Indicadores de Control, para los ítems Cantidad y Duración de las interrupciones. Se obtuvo una duración promedio de 20 horas.
- Se consideró una reducción de 2 horas en la duración de la interrupción promedio, producto del aviso inmediato de la ocurrencia de la interrupción y la precisión de la localización de la falla, lo que equivale al 10% de la duración promedio.
- Como reducción de energía no suministrada se utilizó el 20% de la energía anual compensada 2015.
- La valorización del beneficio consideró el ahorro en compensaciones por fallas en el sistema de distribución, correspondiente a la reducción en la energía no suministrada valorizada al doble del costo de falla.

7.2.5 Gestión de consumo

Según los análisis realizados en el capítulo 6.3, el optar por una opción horaria le resultaba conveniente, de forma conservadora, al 25% de los clientes con mayor consumo en las opciones tarifarias analizadas. En promedio, dichos clientes en todas las tarifas, consumen el 73,92% de la energía vendida por las empresas distribuidoras. El ejercicio consideró que el 11% de dicha energía es trasladada del Bloque C al Bloque B, con un diferencial de precio entre ambos de 20 US\$/MWh.

7.2.6 Campañas de medición

Según lo señalado en el Artículo 6-3 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución, las empresas distribuidoras deberán implementar campañas de medición para verificar el cumplimiento de las exigencias de calidad de Producto en distintos puntos de la red. Para ello, se requiere realizar mediciones simultáneas en la cabecera de los alimentadores y en una muestra de clientes MT y BT, seleccionados según los criterios detallados en la norma.

En la evaluación realizada se consideró como ahorro la instalación y desinstalación de los equipos de medida en los clientes, producto de que los Sistemas de Medida Inteligente, en su versión Full, permiten registrar los parámetros requeridos en la Norma Técnica. El procedimiento realizado incluyó las siguientes etapas:

⁴⁶ Fuente: http://die.sec.cl/Panel_Indicadores/Informacion_Regional/Regiones.aspx

- Determinación de la cantidad de muestras requeridas según la cantidad de clientes de cada empresa y las especificaciones del Artículo 6-9 de la Norma Técnica, diferenciando los clientes en BT y MT.
- Cálculo de la cantidad de clientes a incluir en cada muestra, según la categoría II de los Niveles de Inspección para Usos Generales indicados en la Norma Chilena 44 Of78.
- Los clientes muestreados se distribuyeron proporcionalmente según el nivel de ruralidad de las comunas de la empresa.
- El ahorro total evaluado se compone de los costos de:
 - Instalación/desinstalación de los equipos de medida a cargo de las brigadas
 - Inversión en los equipos de medida
- Para las brigadas que realizan la instalación y desinstalación de los equipos en los clientes se consideró un costo diario de 330,15 USD para los días requeridos en esta tarea, bajo el supuesto que los días restantes del mes realizan otras labores en la empresa distribuidora.
- Respecto de la cantidad de equipos instalados/desinstalados al día, se utilizaron los siguientes valores, dependiendo de la ruralidad de la localidad:
 - Urbano: 16 equipos/día
 - Rural 1: 10 equipos/día
 - Rural 2: 8 equipos/día
- Para el costo anual de los equipos de medida que no se requerirían instalar en las instalaciones de los clientes, se consideró 13,15 USD en BT y 39,44 USD en MT

Esta componente genera un beneficio de 4.631.331 USD.

7.3 Análisis de conveniencia de incorporación de sistemas de medición inteligente

De los resultados presentados en las secciones anteriores, al analizar la conveniencia de simplificar las características del sistema de medición, se observa que a su vez los beneficios se reducen de US\$ 106.874.266 a US\$ 47.619.266, con un ahorro de costos de US\$ -11.001.592. Luego, no resulta recomendable implementar un sistema de medición inteligente más simple, porque implica perder una gran parte de los beneficios.

En el caso de considerar un sistema de medición inteligente que permita un Monitoreo de Calidad de Servicio, se reconoce que implica un beneficio en la gestión de control de calidad de la empresa distribuidora, sobre todo en el ahorro de la campaña de medición. esto facilitaría la capacidad de fiscalización de la Superintendencia. Se estimó que la campaña de medición tiene un costo de 4.631.331 USD, valores que se podrían ahorrar al disponer de un sistema de medición inteligente con medidores Full, pero implica una inversión extra de 29.985.105, entonces no se recomienda la utilización de medidores Full ya que los ahorros no compensan la inversión extra.

Para el análisis del caso base, los beneficios considerados en este análisis no logran superar los costos proyectados, generando una diferencia anual de US\$-5.206.811 que representa un -4,6% sobre el costo anual.

Si se realiza un análisis a nivel de empresas, Enel Distribución tiene mayores beneficios que costos, con un beneficio de 28,6% anual. Además, para otras 5 empresas de menor tamaño, también se observa un cierto nivel de conveniencia.

Basado en lo anterior, se analizan dos nuevos escenarios, uno pesimista y uno optimista para evaluar la sensibilidad de los resultados anteriores.

El escenario pesimista considera un valor de 0,7% de Disminución de Pérdida no Técnica, 10% de reducción de energía de Falla y en el caso de beneficio asociado a Gestión de Consumo, la capacidad para trasladar energía del bloque B al C de 10%. Los supuestos anteriores implican que los beneficios se reducen a 93.379.736 USD, que implica que el proyecto no es capaz de financiarse por un 16,7%.

El escenario optimista considera un valor de 1,4% de Disminución de Pérdida no Técnica, 30% de reducción de energía de Falla y en el caso de beneficio asociado a Gestión de Consumo, la capacidad para trasladar energía del bloque B al C de 15%. Los supuestos anteriores implican que los beneficios se incrementan a 136.857.825 USD, que implica que el proyecto es capaz de financiarse por un 22,1%.

8 CONCLUSIONES

A partir de los análisis realizados se obtiene las siguientes conclusiones:

- Al observar el mercado de medidores disponible en el país se observa que existe una variada oferta de equipos y tecnologías, con proveedores con experiencia nacional (en los programas pilotos que han desarrollado algunas distribuidoras) e internacional.
- A nivel de equipos se tiene que poseen diversos atributos que satisfacen las necesidades de los sistemas de medición inteligente y que pueden ser adecuados a las especificaciones que se requieran en el mercado nacional una vez que decida la implementación masiva de esta tecnología.
- De la revisión del estado del arte internacional, existen numerosas experiencias a nivel piloto con diversas tecnologías destinadas a la medición inteligente, lo cual involucra la activa participación ciudadana y la elaboración de políticas públicas, destinadas a crear estructuras que garanticen el correcto despliegue y desarrollo de Smart Metering.
- Se ha observado que la inclusión de medición inteligente genera beneficios incentivando ahorros en gastos operacionales de las distribuidoras, realizando un adecuado control de la demanda, con la ayuda de las tecnologías de comunicación, desarrollando una transformación del sector eléctrico, lo cual motiva a su vez cambios en el comportamiento de los consumidores como desplazamientos de carga beneficiando así las compras de electricidad, mejorando además la gestión del sector eléctrico del país.
- Se ha observado que se requiere de una gran coordinación entre los distintos actores del sector eléctrico, con el objeto de dar cumplimiento al propósito esperado.
- Es relevante identificar las razones que incentivan al desarrollo e instalación de medición inteligente, considerando la realidad del país en el cual se pretende implementar, de modo que se estructure un plan acorde a las necesidades propias de la realidad nacional. En conjunto con esto, se puede experimentar con distintas tecnologías de medición en la realización de pilotos que consideren las características particulares de cada zona. Posterior a estas experiencias, resulta crucial realizar un análisis de costo-beneficio de los proyectos medición inteligente, con el propósito de definir una legislación adecuada y políticas públicas que impulsen el desarrollo de una tecnología adaptada a la realidad y objetivos esperados, realizando distinciones en base a las diversas zonas de implementación, con la finalidad de lograr soluciones personalizadas y escalables en el tiempo.
- En caso de desarrollar pilotos, éstos deben orientarse a la observación de los eventuales cambios de comportamiento en el consumo de los usuarios finales, midiendo de algún modo el efecto que produce en ellos la adquisición de diversas funciones tales como lectura remota y participación de tarifas flexibles, sumado al interés de los clientes por la participación de la generación residencial.

- Al observar el equipamiento, la tecnología de comunicación y los beneficios que se pueden obtener de la implementación de estos sistemas que han sido analizados en este estudio, resulta que no existe una única solución económicamente factible de aplicar a toda la realidad chilena. Las componentes geográficas y de densidad de clientes son altamente relevantes al momento de definir la conveniencia de una solución respecto a otra, y dada la variabilidad que se tiene en el mercado chileno, resultan distintas opciones convenientes.
- En las zonas urbanas la tecnología que presenta mayor conveniencia es la PLC AF (comunicación a través de la red de distribución BT a alta frecuencia). A su vez, en las zonas rurales se observa mayor conveniencia de los sistemas que hace uso de la Radio Frecuencia de Largo Alcance (comunicación mediante RF a un concentrador y luego hacia el sistema de control). A nivel global la estimación del costo de implementación es del orden de 112,1 MMUS\$, equivalente a un costo medio por cliente de 140,6 US\$/cliente.
- Respecto de los beneficios de la incorporación de medidores inteligentes los mayores ahorros se encuentran asociados a la gestión de consumo de los clientes, que, al recibir la señal del costo de su consumo para el sistema, estarían dispuestos a modificar su perfil de carga. Este esfuerzo se encuentra focalizado en los clientes con mayor consumo de cada opción tarifaria, dado que parte de su consumo correspondería a equipos factibles de ser utilizados en otro período del día. No obstante, se registran ahorros en los costos de corte y reposición, lectura, hurto y energía no suministrada, a nivel total se requiere incluir la gestión de carga para obtener un balance positivo del proyecto.
- En el caso de un análisis a nivel de rangos de consumo, para los clientes residenciales, la evaluación arroja que es conveniente el cambio para clientes con consumos promedio mensual superior a 300 kWh/mes. Respecto de los clientes comerciales e industriales, se requiere una evaluación respecto de su perfil de consumo en particular, no obstante, en el ejercicio realizado a nivel general, resultó ser conveniente para los que registran consumos superiores a 8.000 kWh/mes en la opción BT4.3
- Al comparar los costos de implementación del sistema para un escenario base respecto de los beneficios, resulta una diferencia anual de US\$-5.206.811 que representa un -4,6% sobre el costo anual. Para el escenario pesimista la diferencia anual es de US\$ -18.701.187 que representa un -16,7% sobre el costo anual, para el escenario optimista la diferencia anual es de US\$ 24.776.901 que representa un 22,1% sobre el costo anual. De lo anterior se observa la relevancia de identificar y dimensionar apropiadamente los beneficios del proyecto.
- Cabe recordar que si a futuro, con las adecuadas modificaciones regulatorias, se pudieran incorporar otros beneficios asociados por ejemplo a que los clientes puedan acceder a disminuciones de precios temporales que efectúen los suministradores, o premios o incentivos por aumentos o reducciones de consumos (escenarios que los sistemas de medición inteligente permiten implementar) los beneficios podrían aumentar para los usuarios.

- A nivel mundial se observa que la penetración de redes inteligentes, que fomentan la incorporación de generación distribuida, el control de la demanda, el traspaso de precios directo de los generadores a los consumos, la utilización de la electricidad en nuevos elementos (como los vehículos eléctricos), entre otras características es cada vez mayor, ellas requieren necesariamente de la incorporación de sistemas de medición inteligente como el analizado en este estudio.

9 GLOSARIO

Se muestra el siguiente glosario:

Tabla 31: Glosario

Sigla	Significado
AMI	Advanced metering infrastructure
TIC	Tecnologías de información y comunicación
AMCD	Dispositivo de comunicación de medición avanzado
AMCC	Computador de Control de Medición Avanzado
WAN	Red de Área Amplia
MDM	Gestión de datos de medición
MDR	Repositorio de datos de medición
PLC	Portador de línea de potencia
RF	Radiofrecuencia
RF-Mesh	Radiofrecuencia enmallada
SUBTEL	Subsecretaría de Telecomunicaciones de Chile
AT	Alta Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
DLSM/COS EM	Protocolo Especificación de mensaje del lenguaje de dispositivos/Especificaciones complementarias para la medición de energía
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
RPMA	Fase aleatoria de acceso múltiple
ENEL	Ente nazionale per l'energia elettrica
OFDM	Modulación Multiplexación por división de frecuencias ortogonales
FSK	Modulación por desplazamiento de frecuencia
NAN	Redes de Área de Vecindario
TCP/IP	Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Interne
GPRS	Servicio general de paquetes vía radio
GSM	Sistema Global para comunicaciones Móviles
SMS	Servicio de mensajes cortos

10 ANEXO 1: ESTRUCTURA OPCIONES TARIFARIAS Y SUPUESTOS MODELO⁴⁷

10.1 Estructura Opciones Tarifarias

La comparación de las diferencias de precios se realizó para las siguientes opciones tarifarias:

- BT1a y TR2, para los clientes residenciales,
- BT4.3 y BT5, para los clientes no residenciales suministrados en baja tensión,
- AT4.3 y AT5, para los clientes no residenciales suministrados en alta tensión.

Tabla 32: Estructura Tarifaria Opciones BT1a y TR2

Cargo	Componente	BT1a	TR2
Cargo Fijo (\$/mes)		CFES	CFHS
Cargo por Servicio Público (\$/kWh)		CSP	CSP
Cargo por Transmisión (\$/kWh)	Transmisión	CTX	CTX
Cargo por energía (\$/kWh)	Generación (Energía)	PNE × PE	PNE*x PE
	Generación (Potencia)	$\frac{PNP \times PP}{NHUNB} \times FAPN$	No aplica
	Distribución	$\frac{CDBT}{NHUDB}$	No aplica
Cargo por demanda en Horas de Punta (\$/kW/mes)	Generación	No aplica	PNP x FNTR2 x FAPN x PP
	Distribución		BT: FDTR2 x CDBT - FFTR2 x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Cargo por demanda Máxima Distribución (\$/kW/mes)	Distribución	No aplica	BT: FFTR2 x (CDBT - PMPBT x CDAT)
Cargo por energía adicional de invierno (\$/kWh)	Generación (Energía)	PNE × PE	No aplica
	Generación (Potencia)	$\frac{PNP \times PP}{NHUNI} \times FI \times FAPN$	
	Distribución	$\frac{CDBT}{NHUDI}$	
Cargo por Energía Inyectada (\$/kWh)	Generación (Energía)	No aplica	PNE*x PE

⁴⁷ Fuente: Estudio “Análisis y Propuesta de la Estructura Tarifaria y Tarifas Flexibles”

Tabla 33: Estructura Tarifaria Opciones BT5, AT5, BT4.3 y AT4.3.

Cargo	Componente	BT5 y AT5	BT4.3 y AT4.3
Cargo Fijo (\$/mes)		CFHS	CFHS
Cargo por Servicio Público (\$/kWh)		CSP	CSP
Cargo por Transmisión (\$/kWh)	Transmisión	CTX	CTX
Cargo por energía (\$/kWh)	Generación	PNE* x PE	PNE x PE
Cargo por demanda en Horas de Punta (\$/kW/mes)	Generación	PNP x PP x FNT5 x FAPN	PNP x PP x FNPP x FAPN
	Distribución	BT: FD5TB x CDBT - FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT) AT: FD5TA x CDAT - FDFPA x CDAT	BT: FDPPB x CDBT - FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT) AT: FDPPA x CDAT - FDFPA x CDAT
Cargo por demanda Máxima Distribución (\$/kW/mes)	Distribución	BT: FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT) AT: FDFPA x CDAT	BT: FDFPB x (CDBT - PMPBT x CDAT) AT: FDFPA x CDAT
Cargo por energía inyectada (\$/kWh)	Generación	PNE* x PE	PNE x PE

Donde:

- **CFES:** Cargo Fijo para cliente con medidor simple de energía. Se expresa en \$/cliente/mes.
- **CFHS:** Cargo Fijo para cliente con medidor horario de energía. Se expresa en \$/cliente/mes.
- **CSP:** Cargo por Servicio Público, al que se refiere la parte 13 del Artículo 212 de la Ley 20.936. Se expresa en \$/kWh.
- **CTX:** Cargo Único por transmisión, al que se refieren los artículos 114 y 115 de la Ley 20.936. Se expresa en \$/kWh. Este cargo no aplica para los clientes conectados a los Sistemas de Capacidad Instalada inferior a 200 MW.
- **NHUNB:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de la opción tarifaria TR1.
- **NHUDB:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia base coincidente con la punta del sistema de distribución de la opción tarifaria TR1.
- **NHUNI:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de la opción tarifaria TR1.
- **NHUDI:** Número de horas de uso para el cálculo de la potencia adicional de invierno coincidente con la punta del sistema de distribución de la opción tarifaria TR1.
- **FNTR2:** Factor de coincidencia de las demandas de la tarifa TR2 presentes en las horas de punta del Sistema. Se obtiene según el ajuste de la demanda presente en las horas de punta de la tarifa TR2 a la demanda en horas de punta facturada por la empresa distribuidora a nivel de ingreso a su sistema de distribución. Transitoriamente, mientras no se disponga de registros de consumo de los clientes TR2 para calcular este parámetro, se determina para cada empresa como el factor de coincidencia equivalente a las horas de uso NHUNB calculado con el factor de carga de los clientes residenciales, de la siguiente forma:⁴⁸

⁴⁸ En el modelo se utilizó un factor de carga de 0,15.

$$FNTR2 = \frac{730 \times \text{Factor de Carga}}{NHUNB}$$

- **FDTR2:** Factor de coincidencia de las demandas de la tarifa TR2 presentes en las horas de punta del Sistema de Distribución. Se obtiene según el ajuste de la demanda presente en las horas de punta de la tarifa TR2 a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora a nivel de ingreso a su sistema de distribución. Transitoriamente, mientras no se disponga de registros de consumo de los clientes TR2 para calcular este parámetro, se determina para cada empresa como el factor de coincidencia equivalente a las horas de uso NHUDB calculado con el factor de carga de los clientes residenciales, de la siguiente forma:

$$FDTR2 = \frac{730 \times \text{Factor de Carga}}{NHUDB}$$

- **FFTR2:** Factor de coincidencia en baja tensión de las demandas consumidas fuera de las horas de punta. Se obtiene según el ajuste de la demanda presente fuera de las horas de punta de la tarifa TR2 a la demanda máxima fuera de las horas de punta de la empresa distribuidora a nivel de ingreso a su sistema de distribución. Transitoriamente, mientras no se disponga de registros de consumo de los clientes TR2 para calcular este parámetro, será equivalente al factor FDFPB multiplicado por el factor de ajuste F1 (F1=0,8 en el modelo).
- **FNPP:** Factor de coincidencia de las demandas presentes en punta del Sistema, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FNPPB, AT: FNPPA)
- **FDPP:** Factor de coincidencia de las demandas presentes en punta del Sistema de Distribución, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FDPPB, AT: FDPPA)
- **FNDP:** Factor de coincidencia de las demandas parcialmente presentes en punta del Sistema, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FNDPB, AT: FNDPA)
- **FDDP:** Factor de coincidencia de las demandas parcialmente presentes en punta del Sistema de Distribución, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FDDPB, AT: FDDPA)
- **FNT5:** Factor de coincidencia de las demandas de la tarifa T5 presentes en las horas de punta del Sistema, en el nivel de tensión de Suministro. (BT:FNT5B, AT: FNT5A). Se obtiene según el ajuste de la demanda presente en las horas de punta de la tarifa T5 a la demanda en horas de punta facturada por la empresa distribuidora a nivel de ingreso a su sistema de distribución. Transitoriamente, su valor corresponde al parámetro FNPP (BT:FNPPB, AT: FNPPA)
- **FDT5:** Factor de coincidencia de las demandas presentes en punta con el Sistema de Distribución de la tarifa T5, en el nivel de tensión del Suministro. (BT:FDT5B, AT: FDT5A). Se obtiene según el ajuste de la demanda presente en las horas de punta de la tarifa T5 a la demanda máxima en horas de punta de la empresa distribuidora a nivel de ingreso a su sistema de distribución. Transitoriamente, su valor corresponde al parámetro FNDP (BT:FNDPB, AT: FNDPA)
- **PE:** Factor de expansión de pérdidas de energía en el nivel de tensión de suministro.
 - **PEAT**, para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.

- **PEBT x PEAT**, para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PP**: Factor de expansión de pérdidas de potencia en el nivel de tensión de suministro.
 - **PPAT**, para los consumos en Alta Tensión. Incluye las pérdidas de la red de Alta Tensión de la empresa distribuidora.
 - **PPBT x PPAT**, para los consumos en Baja Tensión. Incluye las pérdidas de las redes de Alta y Baja Tensión de la empresa distribuidora.
- **PMPBT**: en baja tensión en horas de máxima utilización del sistema de distribución.
- **FI**: Factor de Invierno, dependiente del Sistema Eléctrico en el que se encuentre el cliente. Su valor corresponde al cociente entre 12 y la cantidad de meses definidos con horas de punta del Sistema Eléctrico correspondiente.
- **FAPN**: Factor de Ajuste de las ventas de potencia coincidente con el sistema, determinado anualmente.
- **PNE**: Precio de nudo de energía en nivel de distribución. Se expresa en \$/kWh.
- **PNE***: Precio de nudo de energía en nivel de distribución, con distinción de bloque horario. Se obtiene para cada bloque como el producto del factor de modulación del bloque por el Precio de nudo de energía en nivel de distribución, según la metodología descrita en los Supuestos del Modelo. Se expresa en \$/kWh.
- **PNP**: Precio de nudo de potencia en nivel de distribución. Se expresa en \$/kW/mes.
- **CDBT**: Costo de distribución en baja Tensión. Se expresa en \$/kW/mes.
- **CDAT**: Costo de distribución en alta tensión. Se expresa en \$/kW/mes.

Respecto de las unidades físicas de potencia a facturar mensualmente, se determinan de la siguiente forma:

- **Demanda en Horas de Punta:**
 - **TR2, BT5 y AT5**: corresponde al promedio de las 52 demandas máximas del cliente en las Horas de Punta del Sistema dentro de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura, medidas en intervalos de 15 minutos.
 - **BT4.3 y AT4.3**:
 - Durante los meses que contengan horas de punta, corresponde a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente, excepto en las empresas abastecidas por el Sistema Interconectado del Norte Grande en que se determina como el promedio de las dos demandas máximas leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
 - Durante los meses que no contengan horas de punta se determina como el promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores.
 - Se entiende como demanda máxima leída del mes, al más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

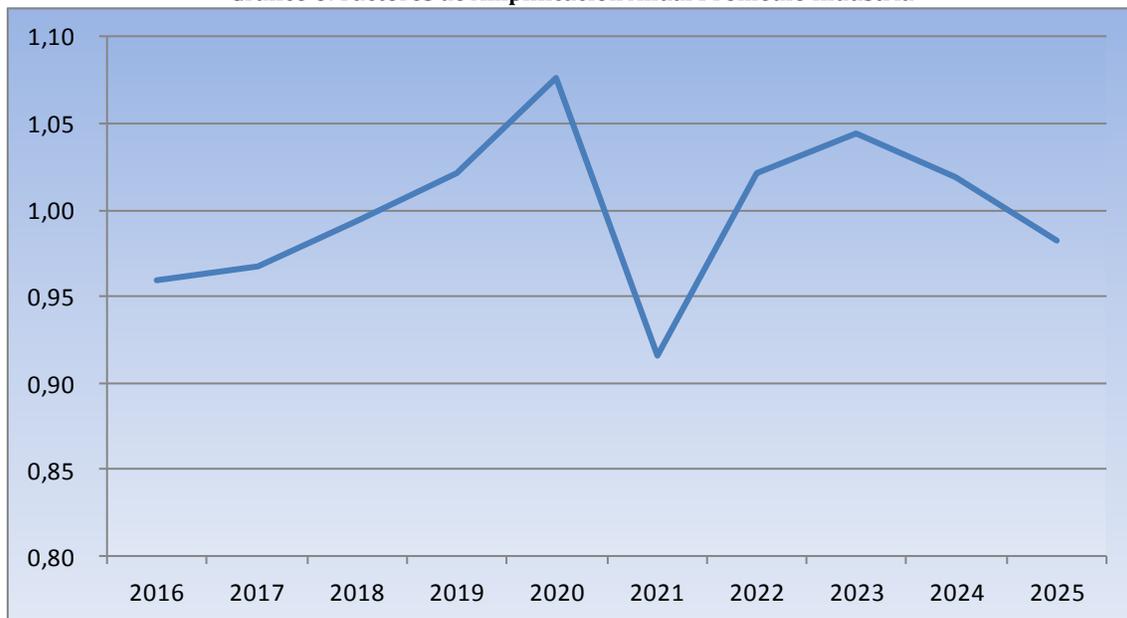
- **Demanda Máxima Distribución**, como el promedio de las 2 demandas máximas del cliente dentro de los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura, medidas en intervalos de 15 minutos.

10.1.1 Supuestos Modelo

El objetivo del modelo es comparar el precio medio para una cuenta entre las distintas opciones tarifarias. Para ello, se consideran los siguientes parámetros:

- **Cargos tarifarios a cliente final vigentes al 31/12/2015**, determinados con el modelo de cálculo de precios, con factores de sectorización iguales a 1 y desglosados según las componentes de Generación, Transmisión y Distribución.
- **Precio de Nudo Promedio**, obtenido para cada empresa distribuidora según los siguientes casos:
 - Para las opciones tarifarias sin discriminación horaria, como el Precio de Nudo Promedio contenido en el decreto 24T/2015, amplificado según la relación de los precios promedio anuales de los contratos de suministro de las empresas distribuidoras vigentes para cada año respecto del promedio del año 2015. El gráfico siguiente muestra los factores anuales resultantes para toda la industria.

Gráfico 6: Factores de Amplificación Anual Promedio Industria



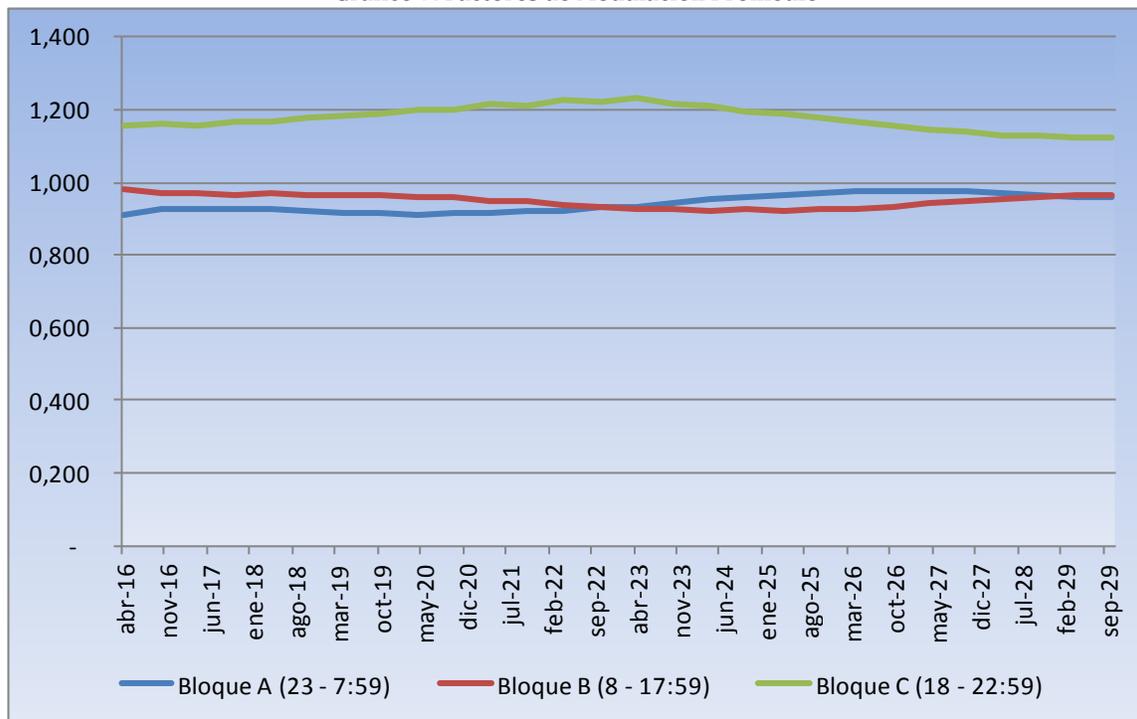
- Para las opciones tarifarias con discriminación horaria, se moduló el precio de energía del punto anterior de la siguiente forma:
 - Para cada empresa distribuidora se asocia la subestación nudo de referencia del Informe Técnico del Decreto de Precio de Nudo correspondiente.

- Para cada nudo de referencia, se determina para el período de 12 meses, contado desde la entrada en vigencia del decreto de precio de nudo, para la simulación media, el promedio simple de los costos marginales correspondientes a cada bloque horario. (Pa, Pb y Pc). A continuación, se calcula el promedio de estos tres valores, Pm.
- Para cada nudo de referencia, se calcula el cociente entre los precios de los bloques y el precio promedio:
 - $Pa^* = Pa/Pm$
 - $Pb^* = Pb/Pm$
 - $Pc^* = Pc/Pm$
- Para cada empresa distribuidora, se dispone de la distribución de la energía vendida, por bloque, de los últimos 12 meses, contados desde el mes anterior al que se realiza el cálculo: Da, Db y Dc.
- Se ajustan iterativamente los valores de Pa*, Pb* y Pc*, de modo que se cumpla la siguiente ecuación:

$$Da \times Pa^* + Db \times Pb^* + Dc \times Pc^* = (Da + Db + Dc)$$
- Los factores de modulación de cada bloque corresponden a Pa*, Pb* y Pc*.

En el gráfico siguiente se muestran los factores de modulación promedio para todas las empresas. Los valores menores se dan para los bloques A y B.

Gráfico 7: Factores de Modulación Promedio



- **Consumos de Energía y Potencias Facturadas**, para la evaluación de los precios promedio tipo a comparar entre las distintas opciones tarifarias. Como información fuente, se utilizaron

los consumos informados por las empresas distribuidoras en respuesta a la carta CNE N° 431, agrupados por opción tarifaria según el tamaño de la empresa. Para cada caso se seleccionaron los siguientes percentiles: 5 - 25, 25 - 50, 50 - 75 y 75 - 95.

- **Distribución del consumo de Energía por bloque horario**, a partir de las curvas de carga procesadas para las opciones BT1a, BT4.3 y AT4.3, que serán homologadas a las tarifas TR2, BT5 y AT5, respectivamente. La tabla siguiente muestra los factores de distribución de consumo utilizados.

Tabla 34: Distribución Consumo de Energía Horario

Opción Tarifaria	Tipo Consumo	23:00 - 07:59	08:00 - 17:59	18:00 - 22:59
BT1 (TR2)	Intensivo en HP	34%	33%	33%
	Intensivo Fuera de HP	25%	58%	16%
BT43 (BT5)	Intensivo en HP	36%	32%	32%
	Intensivo Fuera de HP	24%	63%	13%
AT43 (AT5)	Intensivo en HP	37%	35%	28%
	Intensivo Fuera de HP	31%	58%	11%

- **Factor de carga nuevas opciones tarifarias**, a partir de las curvas de carga procesadas para las opciones BT1a, BT4.3 y AT4.3, que serán homologadas a las tarifas TR2, BT5 y AT5, respectivamente. La tabla siguiente muestra los factores de carga calculados. En el caso de las tarifas BT5 y AT5 se aplicó la razón entre P₂MAX_HP y P₅₂MAX_HP, a las potencias facturadas de las tarifas BT4.3 y AT4.3, respectivamente.

Tabla 35: Factor de Carga Nuevas Opciones Tarifarias

Opción Tarifaria	P ₂ MAX	P ₂ MAX_HP	P ₅₂ MAX_HP
BT1A (TR2)	15% ⁴⁹	15%	27%
BT4.3 (BT5)	38%	34%	58%
AT4.3 (AT5)	51%	50%	68%

⁴⁹ Factor para el percentil 50-75. En el modelo se utilizaron valores diferenciados por percentil.