



REDES INTELIGENTES: OPORTUNIDADES DE DESARROLLO Y ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN EN CHILE

Informe Final

CITCEA

KAS Ingenieros

Gonzalo Carreño

Claudio Huepe Minoletti

ECLAREON

C/ Monte Esquinza 24 - 5º Dcha.

28010 Madrid, España

www.eclareon.com

Octubre 2013

ÍNDICE

1	Resumen ejecutivo – Informe Parcial I-----	7
2	Introducción al Informe Parcial I -----	17
3	Selección de casos experiencias en el campo de redes inteligentes -----	20
4	Corea del Sur-----	25
4.1	Descripción del trabajo en curso -----	28
4.1.1	Descripción de los elementos del proyecto-----	30
4.2	Proyecto piloto en la isla de Jeju -----	34
4.2.1	Premisas que se intentan probar -----	36
4.3	Razones que lo justifican-----	36
4.4	Presupuesto estimado -----	40
4.4.1	Costes en horas hombre-----	43
4.5	Resultados preliminares-----	43
4.6	Cambios regulatorios-----	44
4.6.1	Cambios regulatorios efectuados-----	46
4.6.2	Cambios regulatorios a efectuar -----	46
5	Houston, Texas (Estados Unidos) -----	48
5.1	Descripción del trabajo en curso -----	53
5.1.1	Descripción de los elementos del proyecto-----	54
5.2	Premisas que se intentan probar-----	55
5.3	Razones que lo justifican-----	55
5.4	Presupuesto -----	58
5.4.1	Costes en horas hombre-----	60
5.5	Resultados parciales -----	61
5.6	Cambios regulatorios-----	62
5.6.1	Efectuados-----	63
5.6.2	A efectuar -----	66
6	Alemania -----	67
6.1	E-Energy -----	67
6.2	E-DeMa-----	69
6.2.1	Descripción de elementos del proyecto -----	75
6.2.2	Premisas que se intentan probar -----	79
6.2.3	Razones que lo justifican -----	79
6.2.4	Presupuesto estimado -----	79
6.2.4.1	Horas hombre -----	80
6.2.5	Resultados preliminares-----	81
6.3	eTelligence -----	84
6.3.1	Descripción de los elementos del proyecto -----	89
6.3.2	Premisas que intentan probar -----	93
6.3.3	Razones que lo justifican -----	94

6.3.4	Presupuesto estimado -----	95
6.3.4.1	Costes de horas hombre-----	96
6.3.5	Resultados-----	96
6.3.6	Cambios regulatorios -----	97
6.4	Cambios regulatorios efectuados -----	98
6.5	Cambios regulatorios a efectuar -----	100
7	Málaga, España -----	102
7.1	Descripción del trabajo en curso -----	105
7.2	Proyecto piloto en la ciudad de Málaga -----	106
7.2.1	Premisas que se intentan probar -----	110
7.3	Razones que lo justifican-----	110
7.4	Presupuesto estimado -----	111
7.4.1	Costes en horas hombre-----	112
7.5	Descripción de los elementos del proyecto-----	112
7.6	Resultados-----	115
7.7	Cambios regulatorios-----	115
7.7.1	Cambios regulatorios efectuados -----	116
7.7.2	Cambios regulatorios a efectuar -----	117
8	Reino Unido -----	119
8.1	Descripción del trabajo en curso -----	122
8.2	Descripción del proyecto EDRP -----	122
8.2.1	Premisas que se intentan probar -----	126
8.3	Razones que lo justifican-----	126
8.4	Presupuesto estimado -----	127
8.4.1	Costes en horas hombre-----	127
8.5	Descripción de los elementos del proyecto-----	128
8.5.1	EDF -----	128
8.5.2	E.ON -----	131
8.5.3	SP -----	133
8.5.4	SSE -----	137
8.6	Resultados-----	140
8.7	Cambios regulatorios-----	143
8.7.1	Cambios regulatorios efectuados -----	143
8.7.2	Cambios regulatorios a efectuar -----	145
9	Anexo Informe Parcial I: Tipos de cambio -----	146
10	Anexo Informe Parcial I: Listado de principales tecnologías (no exhaustivo) -----	147
11	Anexo Informe Parcial I: Bibliografía (no exhaustiva) -----	150
12	Resumen ejecutivo – Informe Parcial II-----	153
13	Introducción al Informe Parcial II -----	155
14	Ánalysis de los segmentos con capacidad de incorporar componentes RI-----	156

14.1	Aplicaciones y tecnologías de RI-----	156
14.1.1	Requerimientos TIC de tecnologías de RI-----	158
14.2	Segmentos con capacidad de incorporar componentes RI-----	168
14.3	Valoración de las tecnologías-----	170
14.4	Descripción de tecnologías mejor valoradas-----	188
14.4.1	Medidores inteligentes-----	188
14.4.2	Sistemas de gestión de la energía -----	191
14.4.3	Generación local -----	193
14.4.4	Almacenamiento local -----	196
14.4.5	Microrredes-----	198
14.4.6	Sensores MT-----	200
14.4.7	Sistemas de control avanzados -----	202
14.4.8	Herramientas de visualización-----	204
14.4.9	HVDC -----	205
14.4.10	Herramientas de planificación y predicción-----	207
14.4.11	Gestión dinámica de los activos-----	209
14.4.12	Gestión de activos -----	210
14.5	Casos para análisis de aplicación de RI en Chile-----	211
15	Análisis costo-beneficio-----	217
15.1	Contexto-----	217
15.2	Metodología -----	218
15.3	Fuentes de información-----	219
15.4	Hipótesis y datos de entrada-----	220
15.5	Resultados del análisis -----	229
15.5.1	Beneficios según ámbito y actor -----	231
15.6	Modelación en OSE2000 – Impacto en los costos marginales de las RI (SING y SIC) -----	232
15.6.1	Generación residencial -----	232
15.6.2	Resultados-----	233
16	Anexo Informe Parcial II: Costo de fallas-----	236
17	Anexo Informe Parcial II: Bibliografía (no exhaustiva) -----	237
18	Resumen ejecutivo - Informe Parcial III-----	239
19	Introducción al Informe Parcial III -----	240
20	Estrategia general de implementación y desarrollo-----	241
21	Medidores inteligentes -----	244
21.1	Objetivo general de implementación -----	247
21.2	Modelo de negocio asociado-----	247
21.3	Estudios previos requeridos-----	247
21.4	Marco normativo -----	247
21.5	Etapas planteadas -----	255
21.5.1	Etapa 1: Ajustes regulatorios -----	255

21.5.2	Etapa 2: Despliegue progresivo -----	256
22	Generación y almacenamiento local-----	257
22.1	Objetivo general de implementación -----	262
22.2	Modelo de negocio asociado-----	262
22.3	Estudios previos requeridos-----	262
22.4	Marco normativo -----	262
22.5	Etapas planteadas -----	265
22.5.1	Etapa 1: Pilotos para definir funcionamiento de sistemas -----	266
22.5.1.1	Costo del piloto-----	267
22.5.2	Etapa 2: Ajustes regulatorios -----	268
22.5.3	Etapa 3: Despliegue-----	269
23	Microrredes -----	270
23.1	Objetivo general de implementación -----	274
23.2	Modelo de negocio asociado-----	274
23.3	Estudios previos requeridos-----	274
23.4	Marco normativo -----	275
23.5	Etapas planteadas -----	279
23.5.1	Etapa 1: Pilotos para definir funcionamiento de sistemas -----	280
23.5.1.1	Costos estimados-----	281
23.5.2	Etapa 2: Ajustes regulatorios -----	281
23.5.3	Etapa 3: Despliegue-----	282
24	Automatización y Sensores -----	283
24.1	Objetivo general de implementación -----	286
24.2	Modelo de negocio asociado-----	286
24.3	Estudios previos requeridos-----	286
24.4	Marco normativo -----	286
24.5	Etapas planteadas -----	288
24.5.1	Etapa 1: Ajustes regulatorios -----	288
24.5.2	Etapa 2: Despliegue progresivo -----	289
25	Herramientas para gestión de activos-----	290
25.1	Objetivo general de implementación -----	293
25.2	Modelo de negocio asociado-----	293
25.3	Estudios previos requeridos-----	293
25.4	Marco normativo -----	293
25.5	Etapas planteadas -----	294
25.5.1	Etapa 1: Ajustes regulatorios -----	295
25.5.2	Etapa 2: Despliegue progresivo -----	295
26	Anexo Informe Parcial III: Antecedentes en Chile-----	297
27	Anexo Informe Parcial III: Casos internacionales -----	301
28	Introducción al Informe Final -----	305

29	Las RI y su aplicabilidad al caso chileno. Desafíos generales para la regulación chilena -----	306
30	Breve reseña del marco regulatorio de la industria eléctrica chilena y caracterización de la organización industrial del mercado eléctrico chileno -----	311
30.1	Modelo tarifario -----	316
31	Medidores Inteligentes -----	321
31.1	Normas técnicas referentes a la medición inteligente-----	321
31.1.1	Normativa técnica en materia eléctrica-----	321
31.1.2	Normativa técnica en materia de telecomunicaciones-----	324
31.2	La introducción de la medición inteligente en el mediano y largo plazo-----	326
32	Generación local-----	330
32.1	Net billing-----	332
32.2	Obras y adecuaciones adicionales en la red con ocasión de la instalación de microgeneradores-----	333
32.3	Caracterización y estandarización de las redes de distribución -----	335
33	Almacenamiento Local -----	337
34	Microrredes -----	339
35	El caso de las ofertas de aumento o reducción de consumo-----	345
36	Marco normativo para la introducción de otras tecnologías de RI -----	348
37	Protección de datos y protección del consumidor-----	350
37.1	Bases constitucionales y legales del derecho a la vida privada y de la protección de datos -----	351
37.1.1	La protección de datos en el contexto de las RI -----	355
37.1.2	Protección del consumidor -----	358
38	Resumen de cambios regulatorios requeridos por tecnología -----	359
39	Anexo: Acrónimos-----	362

1 Resumen ejecutivo – Informe Parcial I

El presente documento constituye el Primer Informe Parcial del estudio “Redes Inteligentes: Oportunidades de Desarrollo y Estrategia de Implementación en Chile”, cuyo objetivo específico asociado es: levantar antecedentes internacionales de experiencias en el desarrollo de RI. El Informe fue realizado por Eclareon en colaboración con el Centro de Innovación Tecnológica CITCEA de la Universidad Politécnica de Cataluña.

A pesar de que en el pliego técnico solamente se exigía el análisis de 4 casos, en este informe se han analizado en profundidad 6 casos paradigmáticos en la implementación del concepto de RI, los cuales fueron acordados previamente con la contraparte técnica de la Subsecretaría.

Los 6 casos analizados son denominados casos paradigmáticos porque pueden servir como modelo a otros proyectos de RI, principalmente por las razones que se resumen a continuación y que se analizan en más detalle en el presente Resumen Ejecutivo.

- Corea destaca por su estrategia nacional a largo plazo, orientada a las exportaciones.
- Houston ejemplifica un proyecto focalizado en la mejora de la red de distribución.
- Los casos de Alemania (EDEMA y eTelligence) inciden en la integración de generación distribuida y Virtual Power Plants, así como educación al consumidor.
- El proyecto en España (Málaga) integra una gran variedad de tecnologías para evaluar su viabilidad técnico-económica, y demostrar la interoperabilidad de las tecnologías.
- EDRP en Reino Unido incluye un amplio consorcio de agentes para el despliegue masivo de contadores inteligentes y gestión de la demanda, así como la evaluación de la respuesta de los consumidores ante las distintas maneras de comunicar la información de los potenciales ahorros.

A continuación se resumen los drivers de cada uno de los casos de estudio:

Tabla 1: Drivers de casos de RI analizados

	Drivers
Corea (Jeju)	<ul style="list-style-type: none"> • Probar tecnologías “verdes” para impulsar la economía del país por medio de las exportaciones
Houston	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizar la fiabilidad de la red, lo que resulta indispensable ya que Houston es una zona costera afectada por huracanes y tormentas pero al mismo tiempo es una zona industrial clave para la economía del país
Smart City Málaga	<ul style="list-style-type: none"> • Encontrar herramientas que permitan la consecución de los compromisos fijados en materia energética a nivel internacional mediante el testeo de nuevas tecnologías aplicadas a la red de distribución
E-DeMa	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar un mercado de la energía que repercuta el precio diario real de la energía sobre los usuarios y que estos organicen su consumo de electricidad según estos precios
eTelligence	<ul style="list-style-type: none"> • Aprovechar la introducción masiva de fuentes renovables mediante una efectiva gestión del consumo
EDRP	<ul style="list-style-type: none"> • Conocer qué intervenciones permiten reducir el consumo energético en los hogares, impulsando nuevos hábitos más eficientes y/o desplazando parte del consumo de las horas de mayor demanda a las de menor, e involucrando al consumidor

El análisis realizado sobre estos 6 casos paradigmáticos incluye, entre otros, los siguientes elementos:

- Descripción del trabajo que se está realizando.
- Razones por las cuales se ha decidido implementar y/o avanzar hacia esta tecnología.
- Los proyectos piloto que se hayan implementado y/o se encuentren funcionando.
- Las premisas que se intentan probar a través de éstos.
- Los resultados parciales que se hayan logrado, en caso de haberlos.
- Cambios regulatorios principales que se hayan efectuado o estén por efectuarse.
- En caso de existir un plan de implementación masiva de RI: cronograma, costos de la investigación, costo de los proyectos piloto (considerando tanto infraestructura como horas hombre).

Tabla 2: Casos en la implementación del concepto de RI analizados

		Soluciones	Tecnologías	Corea (Jeju)	Houston	Smart City Málaga	Edema	eTelligence	EDRP
DISTRIBUCIÓN	Infraestructura de medición avanzada (AMI)	smart meters							
		comunicaciones							
	Sistemas de cara al consumidor	home energy management systems							
		in-home networks and displays							
		smart appliances							
		calentadores de agua							
	Respuesta de la demanda	tarifas con discriminación horaria							
		vehículo eléctrico							
	Generación distribuida	generación local							
		almacenamiento local							
		configuraciones avanzadas de microredes							
TRANSPORTE	Sistema de gestión de la distribución/DA	sensores							
		comunicaciones							
		controles inteligentes							
		advanced control devices							
		herramientas de visualización							
	Aplicaciones a la red de transporte	sensores, p. ej., PMU							
		comunicaciones							
		subestaciones automatizadas							
	Optimización de activos	FACTS							
		HVDC							
		Sistemas avanzados de protección							

La Tabla 3, a continuación, resume la principales características de estas 6 iniciativas, destacando sus atributos cuantificables.

Tabla 3: Comparación cuantitativa de los casos analizados

	Unidades	Corea - Jeju	Houston	E-DeMa	eTelligence	Málaga	EDRP
Inicio	Año	2009	2009	2009	2008	2009	2007
Fin	Año	2030	2013	2013	2012	2013	2011
Número de empresas participantes	Nº	170	170	1	9	11	4
Presupuesto	Total	Millones de Unidades monetarias	USD 23.930	USD 200	USD 640	EUR 22	EUR 31
	Público	%	10%	25%	31%	46%	32%
	Privado		90%	75%	69%	54%	68%
Horas hombre (TTC*)	Diseño y desarrollo	Nº	200 (1 año)	n/a	20 - 30 (1 año)	20 (3 años)	20
	Implementación	Nº			25 - 40 (4 años)	120 (1 año)	80 - 100 (5 años)
Número de clientes participantes	Nº		> 22.000.000	2.000	2.042.352	656	650
Número de contadores inteligentes	Nº					17.000	125 - 160 (4 años)
Resultados cuantificados	Reducción del consumo eléctrico	%		n/a		<ul style="list-style-type: none"> • Media del 11% • Pico de potencia: 12% • Consumo industrial: 6% - 8% 	<ul style="list-style-type: none"> • Sin contadores y sin incentivos: <1% • Con contadores: 1% - 4%
	Reducción del consumo de gas	%		n/a	n/a	n/a	<ul style="list-style-type: none"> • Sin contadores y sin incentivos: <1% • Con contadores: 1% - 15%
	Ahorro en la factura para los consumidores	%				<ul style="list-style-type: none"> • El análisis está en curso pero se sabe que: <ul style="list-style-type: none"> - con FV: 80% - 90% - media: 3% - 5% 	<ul style="list-style-type: none"> • Media de 3,2%
	Respuesta ante apagones	% **		n/a	21%		
	Otros	litros/%		n/a	<ul style="list-style-type: none"> • CenterPoint ahorró 5.200 litros de gasolina por día 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de los errores de predicción en la generación renovable del 15% 	

Nota: * TTC: Trabajadores a Tiempo Completo

** variación porcentual del número de apagones que se resolvieron en <30' con respecto a 2011

Como demuestran los resultados cuantificados, las RI ciertamente pueden impactar positivamente sobre:

- El consumo eléctrico del cliente final
- La factura del consumidor final (aún sin reducción en consumo)
- La velocidad de respuesta frente a interrupciones en el suministro
- El ahorro de costes (p.ej. en el desplazamiento para realizar lecturas in-situ)
- Las predicciones de generación de fuentes de generación renovables distribuidas

En cuanto a las conclusiones de índole cualitativa a extraer de los 6 casos paradigmáticos analizados en el presente informe, éstas pueden ser divididas entre los siguientes conceptos:

- Ámbito del trabajo realizado.
- Envergadura del trabajo realizado.
- Razones y premisas.
- Organización.
- Implicación y apoyo.
- Resultados.
- Cambios regulatorios y normativos.

A continuación se desarrollan estos conceptos:

- Ámbito del trabajo realizado:
 - El núcleo de los casos analizados suele ser la integración del consumidor inteligente en el sistema, y por lo tanto también conceptos intrínsecamente asociados como la gestión activa de la demanda. Los puntales de estas iniciativas irremediablemente son los contadores inteligentes y una red adecuada de telecomunicaciones para integrar y comunicar a los mismos.
 - La integración de la generación distribuida renovable en micro-redes y Virtual Power Plants (VPPs) también suelen tener un papel importante en los proyectos analizados.
 - Otros aspectos comunes en estos proyectos suelen ser el testeo de la infraestructura necesaria para el vehículo eléctrico y del almacenamiento, elementos que están estrechamente asociados a la generación distribuida renovable.

- Dos proyectos, CenterPoint y Málaga, incluyen específicamente la automatización y control de la red de distribución, mientras que uno, E-DeMa incluye la creación de un mercado virtual entre “prosumers” y eléctricas.
- Envergadura del trabajo realizado:
 - El proyecto de CenterPoint es claramente el de mayor envergadura al tratarse de una iniciativa muy enfocada y progresiva centrada en la mejora de la red existente. Ello diferencia el proyecto de CenterPoint de los otros analizados en este informe, a excepción del proyecto de Málaga que se encuentra en un punto medio, al centrarse los demás proyectos en el testeo de tecnologías algo más “futuristas”.
 - Jeju, en Corea, es el segundo proyecto de mayor ambición, no solo por la cuantía de inversión, sino también porque contempla la instalación simultánea de una amplia gama de nuevas tecnologías, característica que le puede haber restado eficacia a esta iniciativa.
 - El proyecto de Málaga, aunque no tan ambicioso en presupuesto, si ha cubierto a un gran número de clientes finales y, tras Jeju, es el proyecto que más tecnologías ha integrado
- Razones y premisas:
 - En general, los casos analizados buscan demostrar y afinar la implantación de las nuevas tecnologías de RI, que previsiblemente serán instaladas a medio plazo (excepto contadores inteligentes), a través de proyectos piloto que, en su mayor parte, representan la primera fase en una serie que acabará con la implantación masiva en el país.
 - Las iniciativas están siempre amparadas en la reducción de emisiones mediante una mayor eficiencia energética, pero otros motivos, como lo son la mayor seguridad, fiabilidad y calidad del sistema eléctrico y sus servicios, la reducción de costos (CenterPoint) y el impulso a la economía local también están presentes (Jeju y Málaga).
- Organización:
 - El papel del Estado ha sido central en la coordinación e impulso de todas las iniciativas analizadas, si bien es verdad que por la composición política (sistema federal) y magnitud de los EE.UU., en el caso de CenterPoint el papel del gobierno central es algo más distante y se suple por una mayor participación de los agentes locales y privados.
 - Todas las iniciativas analizadas han requerido de la participación de un amplio consorcio de agentes, lo cual ha hecho evidente la necesidad (p.ej. E-DeMa o

EDRP) de estandarizar soluciones para facilitar la implantación y la extracción de conclusiones.

- Todas las iniciativas analizadas han sido estructuradas alrededor de módulos de trabajo claramente definidos y concretos, como puede ser el consumidor inteligente, para facilitar su articulación y coordinación.
- Implicación y apoyo:
 - En el caso de sistemas de cara al cliente, los casos analizados enfatizan la importancia de educar e involucrar activamente a la población que participa en los mismos, ya que solo así (con un “consumidor inteligente”) se puede valorar justamente el impacto de las tecnologías implantadas. En el caso de Jeju, por ejemplo, la mala gestión de este aspecto creó desconfianza hacia el proyecto en la población y gran parte de ella no tenía el conocimiento necesario para interactuar con las tecnologías. El proyecto de eTelligence es un ejemplo de lo beneficioso de tener consumidores finales bien informados y motivados.¹
 - Es evidente que la implicación del usuario final es especialmente necesaria en proyectos donde los costes del mismo son reales (CenterPoint), lo cual también se traduce a unos mejores resultados (otro problema de Jeju fue precisamente que el usuario no tenía nada que perder, ni que ganar), pero como demuestra el caso de E-DeMa, una buena campaña educativa tiene resultados positivos que pueden perdurar en el tiempo, al alterar el comportamiento del ciudadano, incluso cuando la iniciativa se desarrolla en un marco ficticio.
- Resultados:
 - Es importante estructurar los proyectos a realizar de forma que los datos obtenidos sean estadísticamente representativos y comparables entre sí, y que la causalidad sea discernible (el proyecto de EDRP es un ejemplo negativo de esto último).
 - Se recomienda no aglutinar un excesivo número de tecnologías en un mismo piloto.
 - Es importante que los consumidores tengan incentivos, es decir costes y/o beneficios, tangibles a sus acciones. En este sentido EDRP o CenterPoint son ejemplos positivos mientras que Jeju lo es en el sentido negativo, al no

¹ Para obtener información acerca del proceso para educar al consumidor, por favor consultar página 93.

proporcionar a los participantes incentivo alguno para cambiar sus hábitos de consumo².

- Cambios regulatorios y normativos:

- Los cambios regulatorios y normativos potenciales son numerosos y tienen una gran especificidad local y tecnológica. No obstante, en general éstos se pueden dividir entre los cambios necesarios para la realización de pilotos y los necesarios para la implantación masiva de soluciones.
- Las regulaciones y normativas genéricas a destacar serían las siguientes:
 - Aquellas que estipulan plazos concretos para la implantación de contadores inteligentes en un 100% de la red, así como sus condiciones
 - Las que definen el reparto del coste (incluyendo subvenciones) y beneficio de las RI.
 - Las asociadas con la gestión activa de la demanda y precios dinámicos (p.ej. discriminación horaria).
 - Las asociadas a la instalación de almacenamiento e infraestructura de VE.
 - Aquellas normas que definen las condiciones de la integración de la generación renovable distribuida, p.ej. aportación de reactiva o comportamiento durante huecos de tensión.
 - El balance neto.
 - Aquellas que aseguran la interoperabilidad de sistemas.

En cuanto al siguiente informe a realizar por el consorcio liderado por Eclareon, el cual cubrirá los Puntos 2 y 3 del Pliego Técnico, en base al análisis realizado en el presente informe y el conocimiento del mercado chileno de nuestros expertos colaboradores, las tecnologías RI que preliminarmente se consideran de mayor interés para Chile se pueden ver marcadas en la Tabla 3. Esta tabla, que también refleja los distintos actores y sistemas de mercado a tener en cuenta en dicho informe, solo identifica 2 grandes diferencias de aplicación de tecnologías entre los distintos sistemas del mercado eléctrico chileno:

- El almacenamiento local es particularmente interesante para los sistemas SMA y SMM debido a la debilidad de sus redes

² Para más información al respecto, por favor consultar página 38 del Informe.

- Por contraparte, las configuración avanzadas de micro-redes no tiene sentido para los sistemas SMA y SMM precisamente por la debilidad de sus redes, mientras que si tienen aplicaciones interesantes para los sistemas SIC y SING

Tabla 4: Tecnologías de RI aplicables a Chile

Tecnología RI aplicable a Chile						
Operador	Generación / Transmisión	Aplicaciones a la red de transporte	Sistemas de gestión de la distribución/DA	Generación distribuida	Clientes Libres y Regulados	Soluciones
Optimización de activos	Aplicaciones a la red de transporte	sensores, p. ej, PMU				Infraestructura de medición avanzada (AMI)
		comunicaciones				smart meters
		subestaciones automatizadas				comunicaciones
		FACTS				home energy management systems
		HVDC				in-home networks and displays
		Sistemas avanzados de protección				smart appliances
	Aplicaciones a la red de transporte	Centro de control				calentadores de agua
		herramientas de planificación y predicción				tarifas con discriminación horaria
		Dynamic asset management (p. ej, Dynamic Line Rating)				vehículo eléctrico
		Advanced equipment health sensors				generación local

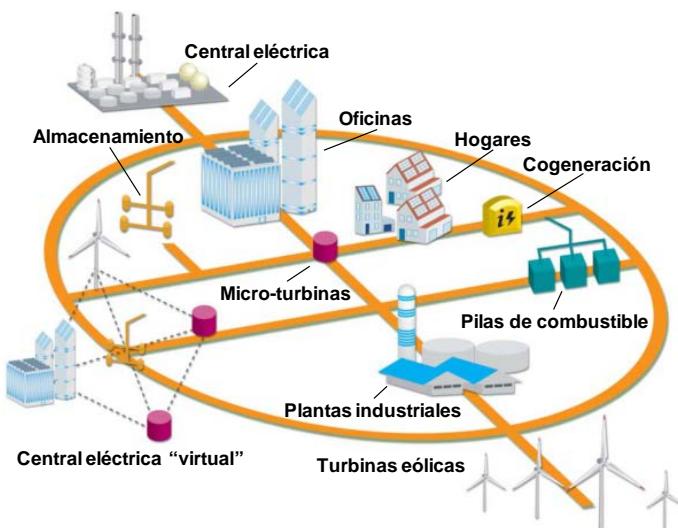
2 Introducción al Informe Parcial I

El concepto de “Redes Inteligentes” propone un cambio importante en la forma en que la energía se genera, distribuye y consume al relacionar estos procesos con tecnologías de información. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) las define como una red eléctrica que usa tecnología digital, entre otros tipos de tecnologías avanzadas, para monitorear y manejar el transporte de energía desde los generadores hasta los clientes finales.

Las redes inteligentes (RI) son consideradas por muchos como una evolución necesaria para que las redes puedan encontrarse a la altura de los desafíos actuales y coordinar las necesidades de toda la cadena de valor: proveyendo más seguridad, permitiendo gestión de demanda, minimizando costos e impactos ambientales, maximizando la fiabilidad, resistencia y estabilidad del sistema. Al mismo tiempo, en muchos lugares la obsolescencia de la red impone una actualización que debe considerar la tecnología disponible. Por otra parte, el concepto puede ir más allá, extendiéndose a una integración entre redes de energía y de telecomunicaciones.

Las RI permiten una mayor interacción entre todos los actores del sistema eléctrico:

Ilustración 1: Esquema de una Red eléctrica Inteligente



Fuente: European SmartGrids Technology Platform; DOE; GridWise Alliance; EPRI/Intelligrid; Análisis de Eclareon

- En la red eléctrica actual, los usuarios no participan activamente del mercado
 - La comunicación es unidireccional y la información de precios y consumos está restringida
 - Además, existen barreras para la interconexión de generación distribuida
- Las RI permitirán una mayor interacción entre los principales actores del sistema eléctrico: generadores, distribuidores y consumidores (su implantación se realizará de forma gradual y a largo plazo)
- A través de contadores “inteligentes”, el usuario podrá ajustar sus hábitos de consumo para minimizar su gasto en energía

Las RI pueden incorporar innovaciones tan simples como contadores “avanzados” o “inteligentes” (sistema de lectura remoto), pero sus beneficios pueden ser significativos tanto para consumidores como para distribuidores y generadores eléctricos, como por ejemplo:

- La gestión de la demanda permite aumentar la eficiencia del sistema eléctrico y reducir el coste de la energía de los usuarios. Además, posibilita la integración de nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos sin realizar grandes inversiones en infraestructura eléctrica.

- Las empresas eléctricas distribuidoras pueden conocer el estado de la red en tiempo real, identificar dónde y cuándo se producen los cortes de servicio, pérdidas y hurtos de energía, conocer los consumos de los clientes y gestionar a distancia e incorporar la generación de electricidad distribuida.
- El sistema eléctrico se puede automatizar, potenciar e interconectar con otros sistemas para obtener un sistema más fiable y eficiente, siendo de suma importancia las tecnologías de automatización y control, así como la electrónica de potencia.

En Chile, la autoridad, ha definido los objetivos de la política energética nacional, siendo estos la seguridad y eficiencia del suministro energético y la sustentabilidad ambiental del sector. La Estrategia Nacional de Energía definió seis pilares fundamentales, sobre los que se basará la política, estos son:

- Eficiencia energética.
- Despegue de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).
- Rol de la energía tradicional en el futuro de la matriz energética.
- Nuevo enfoque en transmisión.
- Hacia un mercado eléctrico más competitivo.
- Avance sostenido en las opciones de interconexión eléctrica regional.

Las principales innovaciones normativas recientes en Chile que pueden tener una injerencia sobre el desarrollo de RI son:

- La Ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.
- La Ley N° 20.571, que regula la generación renovable de pequeña escala, si bien aún está pendiente el reglamento de esta última, por lo cual la ley no está plenamente operativa.

También hay una clara señal de fomento a las prácticas de eficiencia energética y fomento al desarrollo de energías renovables no convencionales. Los sistemas de medición inteligente y gestión remota son una herramienta que potencian estas políticas, mejorando su fiabilidad, eficacia y eficiencia.

En estos temas Chile se encuentra en una etapa de desarrollo temprana, con desarrollos realizados por ejemplo por la empresa Chilectra, “Smart City”, proyecto piloto emplazado en la comuna de Huechuraba, en la Ciudad Empresarial (100 medidores inteligentes para consumidores residenciales) y otras iniciativas nacionales. Actualmente, los objetivos que persigue la industria con la implementación de RI es lograr una mayor automatización de la red y la reducción de costos operativos para las empresas. En tanto, en gran parte del resto del mundo, el desarrollo de “smart cities” busca mejorar la calidad de vida de los habitantes.

En Latinoamérica, además del desarrollo de Chilectra ya enunciado, en Brasil, hay cerca de una decena de casos. En el resto del mundo pueden observarse múltiples iniciativas. Los países europeos están especialmente activos en este campo. Una razón es la directiva 2009/72 EC de la Unión Europea que fija que, hasta 2022, se tienen que reemplazar todos los contadores tradicionales por contadores inteligentes. En Italia, por ejemplo, la compañía ENEL ya ha implementado contadores inteligentes a gran escala. En España, por otra parte, existen varias *Smart Cities* en fase de desarrollo. Endesa está trabajando en un proyecto en Málaga. Alemania ha creado la iniciativa E-Energy y está desarrollando 6 regiones pioneras. También destaca la iniciativa del gobierno coreano que ha fijado una hoja de ruta para la implementación de redes inteligentes a nivel nacional hasta 2030.

Las RI se han desarrollado aceleradamente en el mundo, producto de reducción de costos de estas tecnologías y por el potencial de beneficios que reportan para todos los actores. La forma en que se incluyen en las políticas energéticas es el desafío.

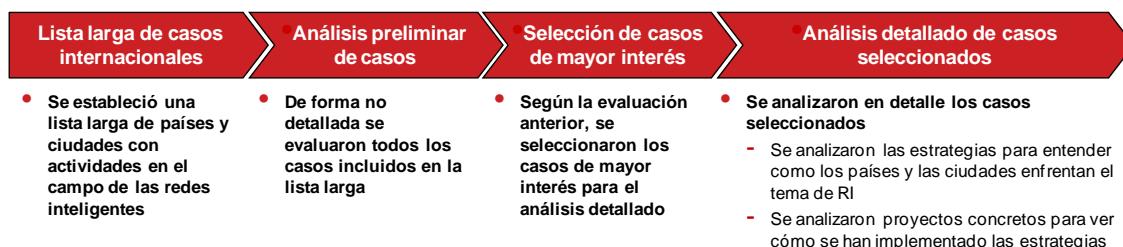
Con esta motivación, la Subsecretaría de Energía de Chile quiere identificar oportunidades de desarrollo y establecer una estrategia de implementación de redes inteligentes en Chile.

3 Selección de casos experiencias en el campo de redes inteligentes

Con el objetivo de identificar casos de éxito del desarrollo de redes inteligentes, se han analizado más de 80 países y/o ciudades en cuanto a la aplicación de RI.

La metodología aplicada se ilustra a continuación:

Ilustración 2: Metodología de análisis de experiencias internacionales en RI



Como primer paso se estableció una lista larga de casos de países y ciudades con actividades en el campo de las redes inteligentes, en base a las siguientes fuentes:

- Listados públicamente disponibles de casos de RI.
- Prensa y documentación especializadas en RI.
- Presentaciones de congresos y eventos relacionados con RI.
- Entrevistas con expertos de temas relacionados con RI.
- Eclareon intelligence.

A continuación se muestra una vista parcial de la lista larga:

Ilustración 3: Vista parcial de la Lista Larga de Casos Internacionales en la implementación de RI

Lista larga de casos en el campo de las redes inteligentes									
País	Ciudad	Nombre del proyecto	Descripción general	Alcance	Comienzo	Fin	Ámbito de RED DE TRANSPORTE Generación de electricidad	Ámbito de RED DE TRANSPORTE Automatización de la red	
Alemania	Mannheim	Mannheim model city (MoMa), Rhine-Neckar model region	Control and regulate the entire electricity system, from power generation to consumption.	Municipalidad	2008	2012	✓	✓	
Alemania	Edema	EDEMA	Forms part of the Almena E-Energy project, with a budget of 140 million EUR.	Municipalidad	2009	2013			
Alemania	Baden (Karlsruhe)	MEREGIO, Baden model region	The core of this project is a marketplace coupled to the 54 test customers.	Municipalidad	2008	2012			
Alemania	Cuxhaven	eTelligence, Cuxhaven model region	Research of new, future-oriented energy systems; funded by the Federal Ministry of Education and Research.	Municipalidad	2008	2012	✓	✓	
Alemania	Harz	RegModHarz, Harz model region	In the Regenerative Model Region Harz (RegModHarz) was implemented.	Municipalidad	2008	2012	✓	✓	
Alemania	Ruhr area	E-DeMa - Ruhr area model region	The research project builds on the existing distribution of digital data.	Región	2009	2012			
Alemania	Aachen	SmartW@TTS, Aachen model region	SmartWatts is developing new approaches for the energy market.	Ciudad	?	?			
Alemania	Darmstadt	Web2Energy	The Web2Energy project is composed of three pillars: 1. Smart metering, 2. Energy management, 3. Grid optimization.	Región	2010	2012			
Australia	Perth	Perth solar city	Since its commencement in 2009, over 16,000 households have installed solar panels.	Ciudad	2006	2013	✓	✓	
Brasil	Búzios	Cidade Inteligente Búzios	Project of the intelligent city of Búzios por Ampla Energia.						
China	Langfang	First Smart Community Demonstration Project	The community consists of 655 households and 11 buildings.	Municipio	2010	2010		✓	
Chipre		Cyprus Smart metering demo	Install 3,000 smart meters with the necessary infrastructure to evaluate them.		2010	2012			
Dinamarca	Bornholm	EcoGrid EU	Of a total of 28,000 customers on Bornholm, approximately 20,000 are connected.	Ciudad (Isla)	2011	2015	✓	✓	
Dinamarca	Samsø	Samsø – Denmark's Renewable Energy Island	Is a island where electricity comes from 100% of wind farms.	Isla	1997	2007	✓		
Dinamarca		CELL-Controller project	The Cell Controller project established a control system capable of managing the grid.	Región	2004	2011	✓	✓	
Dinamarca	Isla de Bornholm	Edison	One of the main goals of the EDISON project was to develop technologies for the intelligent grid.	Isla	2009	2012			
EEUU	Austin	Pecan Street Inc	Pecan Street, in conjunction with the University of Texas, will connect 10,000 homes to a single grid.	Barrio	2008	in-year timeline	✓	✓	
EEUU	Fort Collins	Fort Collins Renewables and Distributed System	The primary objective of the project was to develop and demonstrate a distributed energy system.	Ciudad	2009	2012	✓		
EEUU	San Diego	Smart City San Diego	Smart City San Diego was formed to identify synergies and share best practices.	Ciudad	?	?	✓	✓	
EEUU	Ruston	Advanced Metering Infrastructure and Smart Grid	The City of Ruston's Advanced Metering Infrastructure and Smart Grid project.	Ciudad	2012	2012			
EEUU	Naperville	City of Naperville Smart Grid Initiative	The City of Naperville (Naperville) Smart Grid Initiative project is currently underway.	Ciudad	2010	2013			
EEUU	Wadsworth	Connected Grid Project	The City of Wadsworth's (Wadsworth) Connected Grid project.	Ciudad	2010	2013			
EEUU	Modesto	Modesto Irrigation District's (MID) smart deployment	The Modesto Irrigation District's (MID) smart deployment and integration project.	Ciudad	2010	2013		✓	
EEUU	Sacramento	SmartSacramento	SmartSacramento project involves system-wide deployment of advanced metering infrastructure.	Ciudad	2011	2014		✓	
EEUU	Baltimore	Smart Grid Initiative	Baltimore Gas and Electric's (BGE) Smart Grid Initiative consists of several projects.	Ciudad	2012	2014		✓	
EEUU	Tennessee	Smart Grid Project	EPB's Smart Grid project involves the installation of advanced metering infrastructure.	Ciudad	2010	2012		✓	

Los casos incluidos en la lista larga fueron analizados a alto nivel para identificar los más interesantes y con mejor encaje para el proyecto, utilizando los siguientes criterios:

- Ámbito de smart grids aplicado.
- Experiencia real y aprendizaje conseguido.
- Disponibilidad de información, datos y conclusiones y acceso a ellos.
- Interés y relevancia para el caso de Chile.

En base a este análisis inicial, se identificaron los siguientes casos como los más relevantes:

- Corea del Sur: proyecto piloto en Jeju
- Italia: Telegestore
- Alemania: Edema, Web2Energy, eTelligence, Mannheim
- Reino Unido: EDRP (Energy Demand Research Project)
- España: Smart City Málaga, STAR Castellón
- Portugal: InovGrid (Évora)
- Australia: Perth Solar City
- Estados Unidos: Chattanooga, Sacramento
- Holanda: Ámsterdam
- Europa: ADDRESS
- Tokelau

A continuación se muestra una vista parcial de la matriz utilizada para identificar los casos preseleccionados:

Ilustración 4: Vista parcial de la Lista Corta de Casos Internacionales en la implementación de RI

Soluciones		Tecnologías	Corea del Sur	Telegestore	Edema	EDRP (Reino Unido)	Smart City Málaga	InovGrid (Evora)	Perth Solar City	Chatanooga	Web2Energy	Algo de HVDC
DISTRIBUCIÓN	AMI	smart meters										
		comunicaciones										
	Sistemas de cara al consumidor	home energy management systems										
		in-home networks and displays										
		smart appliances										
		calentadores de agua										
	Resposta de la demanda	tarifas con discriminación horaria										
		vehículo eléctrico										
	Generación distribuida	generación local										
		almacenamiento local										
		configuraciones avanzadas de microredes										
		sensores										
TRANSPORTE	Aplicaciones a la red de transporte	comunicaciones										
		controles inteligentes										
		advanced control devices										
		herramientas de visualización										
		sensores, p. ej., PMU										
		comunicaciones										
		subestaciones automatizadas										
	Optimización de activos	FACTS										
		HVDC										
		Sistemas avanzados de protección										

Esta preselección fue compartida con la contraparte técnica de la Subsecretaría, con la que se acordó analizar en profundidad los siguientes 6 casos:

1. El proyecto demostrativo en la isla de Jeju (*Jeju Smart Grid Test-bed*), que forma parte del *Smart Grid Roadmap 2030* de Corea del Sur.
2. E-DeMa, parte del proyecto alemán E-Energy.
3. eTelligence, también parte del proyecto alemán E-Energy.
4. *Energy Demand Research Project (EDRP)* en Reino Unido.
5. Smart City Málaga en España.
6. Center Point en Houston, Texas (Estados Unidos).

En consecuencia, las siguientes Secciones del Informe elaboran el análisis detallado de cada uno de los 6 casos.

4 Corea del Sur

Corea del Sur³ está considerado como un país de referencia en el campo de las redes inteligentes. De hecho, según el informe “*Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current development*” de la Comisión Europea (2011), Corea del Sur es el país que más ha invertido en el campo de las redes inteligentes (EUR 580 millones en 2009). Además, la estrategia de Corea se diferencia de la de muchos otros países al estar impulsada principalmente por el Gobierno y estar orientada especialmente a estimular las exportaciones.

En este sentido, los desarrollos regulatorios de mayor relevancia para el presente Informe son dos:

- La estrategia de redes inteligentes diseñada por el Gobierno coreano en el año 2009 (Korea's Smart Grid Roadmap 2030), que indica que el país va a desarrollar una red inteligente a escala nacional hasta 2030.
- El proyecto piloto en la isla de Jeju (Jeju Smart Grid Test-bed), cuyo objetivo es probar la viabilidad de varias tecnologías de redes inteligentes para luego implementarlas de forma efectiva y eficiente en el resto del país.

Dado el avance de los proyectos y la gran gama de tecnologías incluidas en el programa, el caso de Corea del Sur resulta de gran interés para el presente estudio.

La siguiente tabla resume los puntos más importantes que se desarrollan a continuación:

³ A lo largo del estudio nos referiremos a Corea del Sur simplemente como Corea.

Tabla 5: Resumen del contenido del estudio con respecto a Corea del Sur

	Resumen	Página⁴
Descripción del trabajo en curso	Está en marcha la Fase 2 de la estrategia coreana de RI: el piloto en la isla de Jeju finalizó en mayo de 2013 y se está discutiendo en qué ciudades se realizarán proyectos a continuación.	28
	Se implementarán: AMI, Respuesta de la demanda, Generación distribuida, Sistema de gestión de la distribución, Aplicaciones a la red de transporte, Optimización de activos.	30
Razones que lo justifican	Probar tecnologías “verdes” para impulsar la economía del país por medio de las exportaciones.	36
Pilotos en marcha	Proyecto piloto en la isla de Jeju.	34
Premisas	Se busca evaluar la magnitud de los resultados de los proyectos de investigación en transmisión de energía, así como la viabilidad de las tecnologías de RI para su posterior implementación masiva.	36
Resultados preliminares	El análisis de datos comenzará en julio o agosto y se publicará a finales de 2013.	43
Cambios regulatorios	Efectuados	“Smart Grid Act”, su decreto y reglamento. Exclusivamente en Jeju: precios en tiempo real.
	A efectuar	Sistema de fijación de precios de la electricidad y programas para involucrar a los consumidores.
Cronograma	Pilotos	El piloto en la isla de Jeju comenzó en 2009 y finalizó en mayo de 2013.
	Implementación masiva	Comenzó el 2009 y finalizara en 2030 (la Fase 2 está en proceso y actualmente se están decidiendo las ciudades a donde se extenderán las tecnologías).

⁴ Página del Informe donde se detalla la sección en mayor profundidad.

		Resumen	Página ⁴
Costos	Piloto en Jeju	USD 200 millones (25% son fondos del Gobierno y el restante 75% son privados).	41
	Desarrollo tecnológico	Total a 2030: USD 6.071 millones (32% son fondos del Gobierno y el restante 68% son privados), de los cuales ya se gastaron USD 366 millones.	41
	Implementación masiva	Total a 2030: USD 23.930 millones (10% son fondos del Gobierno y el restante 90% son privados), de los cuales ya se gastaron USD 1.051 millones; horas hombre para el diseño de la estrategia coreana: 200 expertos durante un año.	40

4.1 Descripción del trabajo en curso

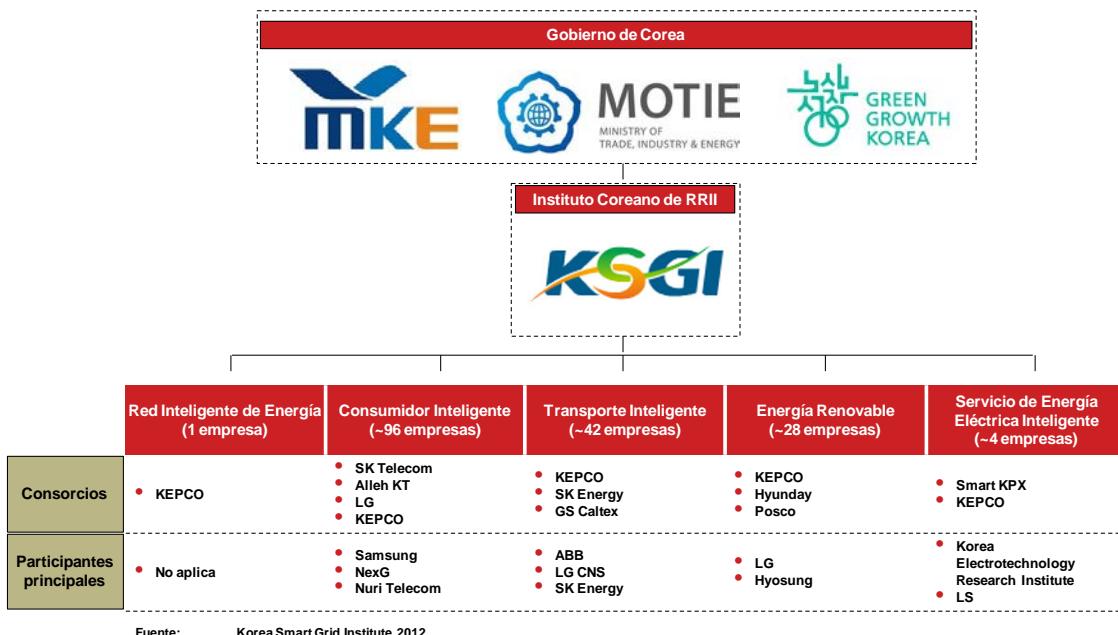
En el año 2008, el entonces presidente de Corea Lee Myung Bak anunció su visión de “bajas emisiones, crecimiento verde” (“Low Carbon, Green Growth”)⁵, que propone el desarrollo e implementación de tecnologías e industrias sostenibles (o “verdes”) como las redes inteligentes para impulsar el crecimiento del país.

Para ello, el Gobierno de Corea introdujo una serie de estrategias dentro del campo de las redes inteligentes:

- Presentó su estrategia de redes inteligentes hacia el año 2030, anunciando su visión a largo plazo y publicando el plan estratégico Korea's Smart Grid Roadmap 2030.
- Lanzó el proyecto piloto en la isla de Jeju.
- Formó el Instituto Coreano de Redes Inteligentes (Korean Smart Grid Institute, KSGI).

El KSGI define a las redes inteligentes como la red energética del futuro que integra tecnologías de información con la red existente para potenciar la eficiencia energética a través del intercambio interactivo de información en tiempo real de los proveedores y los consumidores.

Ilustración 5: Estructura de la Organización de Redes Inteligentes de Corea del Sur



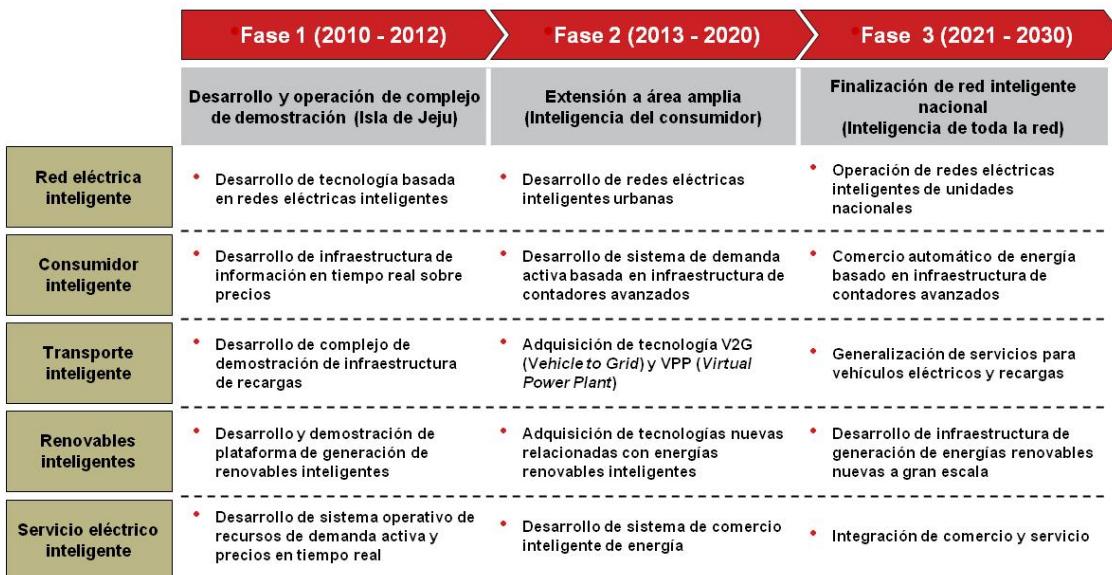
La estrategia prevé tres fases de desarrollo:

⁵ Fuente: D. Ngar-yin Mah et al. / Energy Policy 45 (2012) 133-141

- La Fase 1 se centrará en la demostración y comercialización de tecnologías mediante la implementación de proyectos piloto (hasta 2013 en la isla de Jeju, y una vez finalizado, en otras ciudades de Corea, hasta 2016).
- La Fase 2 se concentrará en extender las redes inteligentes a otras zonas urbanas de Corea hasta 2020.
- La Fase 3 será el despliegue masivo de redes inteligentes hasta 2030.

La siguiente Ilustración muestra el cronograma resumido del desarrollo de redes inteligentes en Corea:⁶

Ilustración 6: Cronograma de la Estrategia de Redes Inteligentes de Corea del Sur



Fuente: Korea Smart Grid Institute

Tal como se muestra en el cronograma, el Gobierno coreano ha segmentado la estrategia de implementación de acuerdo a 5 sectores principales en los que se implementarán conceptos de redes inteligentes:

- Red eléctrica inteligente (“smart power grid”)
 - Redes abiertas para los diferentes tipos de interconexiones entre los puntos de consumo y generación.
 - Redes con un sistema de monitorización y control
 - Un sistema de predicción de fallos y recuperación automática.
- Consumidores inteligentes (“smart consumer”)

⁶ Para más información acerca las tecnologías prioritarias por fase consultar la Ilustración 7.

- Consumidores que utilizan información en tiempo real para, por ejemplo, modular su curva de consumo al programar sus electrodomésticos en base a tarifas variables y así conseguir ahorros en las facturas de electricidad.
 - Contadores inteligentes a escala nacional.
 - Sistema automatizado de gestión de energía.
- Transporte inteligente (“smart transport”)
 - Infraestructura de recarga a escala nacional para vehículos eléctricos con un sistema operativo de los vehículos basado en ICT (information and communication technologies - tecnología de información y comunicación).
 - Sistema de V2G (Vehicle to Grid) que permite la carga de las baterías de los vehículos en periodos valle y la venta de electricidad excedente en periodos pico.
 - Renovables inteligentes (“smart renewables”)
 - Generación de energía renovable a escala nacional a través de implementación de microrredes con el objetivo de que viviendas, edificios y pueblos sean autosuficientes utilizando unidades de generación de pequeña escala en la propiedad de cada consumidor final.
 - Dispositivos de gran capacidad de almacenamiento de energía con el objeto de almacenar la generación eléctrica de fuentes renovables no gestionables como la tecnología fotovoltaica y la eólica.
 - Servicio eléctrico inteligente (“smart electricity service”)
 - Tarifas eléctricas variables que permitan ahorrar energía y mejorar las opciones del consumidor, mediante la modificación de sus hábitos de consumo para evitar las horas punta así como la monitorización de su consumo en tiempo real.
 - Servicios eléctricos a través del uso de tecnologías de información y comunicación.
 - Sistema de comercio a tiempo real para transacciones de electricidad y derivados financieros de energía tales como futuros, mercados en los que cada vez más participen los consumidores y los “prosumidores”.
 - Para cada uno de estos ámbitos, las tecnologías prioritarias varían según las fases, como se explica a continuación en la Sección de Descripción de los elementos del proyecto.

4.1.1 Descripción de los elementos del proyecto

La estrategia coreana de redes inteligentes tiene como objetivo no solo la comercialización de las tecnologías, sino también el desarrollo inicial y la estandarización de éstas. Para cada uno

de los pilares del *Roadmap* coreano, se han definido metas concretas en cada una de las fases de desarrollo de la implementación tecnológica, que se muestran a continuación:

Ilustración 7: Cronograma de la Estrategia de Redes Inteligentes de Corea del Sur



Se presenta a continuación una definición de las principales tecnologías a implementar:

Tabla 6: Tecnologías a implementar por Corea

Red de área doméstica (HAN)	<ul style="list-style-type: none"> Red que interconecta aparatos en el hogar de modo que facilite el control sobre el consumo eléctrico
Contadores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> AMI (Advanced Metering Infrastructure). Contadores de consumo eléctrico avanzados: Comunicación bidireccional con el distribuidor, presentación de información al cliente (consumo acumulado, precio de la energía en función del tiempo...) y a controladores locales para gestión activa de la demanda
Electrodomésticos inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Electrodomésticos preparados para consumir menos y más eficientemente
Sistemas de gestión de energía para el hogar	<ul style="list-style-type: none"> Sistema que gestiona el gasto eléctrico del hogar, optimizándolo
Baterías y sistemas de manejo de baterías	<ul style="list-style-type: none"> Elemento que permite almacenar energía eléctrica lo cual es de gran ayuda en casos en los que pueda fallar el sistema eléctrico
Infraestructura de carga	<ul style="list-style-type: none"> Punto de recarga eléctrica para vehículos eléctricos
VE	<ul style="list-style-type: none"> Vehículos cuya fuente de energía es únicamente la electricidad
Subestación digital	<ul style="list-style-type: none"> Subestación donde los procesos de adquisición de información, transmisión, procesamiento y salida han sido completamente digitalizados
Sistemas de monitoreo y de control de área extensa	<ul style="list-style-type: none"> Estiman el estado del sistema y actúan en consecuencia Interfaz humana Evolución de SCADA, se suele emplear el término para soluciones informáticas avanzadas, que cubran áreas extensas, que integren medidas de PMUs y empleen algoritmos avanzados
Sistemas de gestión de la energía (edificios/fábricas)	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas como el HEMS (home energy management system) pero a una mayor escala, ya que en vez de optimizar el consumo doméstico optimizan el consumo de edificios (BEMS) y fábricas (FEMS)
Sistema de aplicación de AMI	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de medición avanzada de la electricidad, ya sea del consumo eléctrico, de la red de distribución o transporte
Centrales eléctricas virtuales de VE	<ul style="list-style-type: none"> Puntos de carga de vehículos eléctricos distribuidos que aunque están distribuidos, son controlados desde una misma entidad central
Sistema de micro red	<ul style="list-style-type: none"> Agrupación de cargas y generadores de pequeño tamaño que actúan como un sistema único para suministrar y consumir tanto energía eléctrica como térmica

Además se han programado una serie de proyectos de apoyo al programa de redes inteligentes basados en tecnologías de la información (TI), con el fin de establecer una relación entre la tecnología de la energía eléctrica y las tecnologías de la información y comunicación (TIC). La prioridad de este programa no es solo revolucionar los servicios de energía eléctrica, sino también mejorar los estándares de estos servicios.

El programa está formado por 10 proyectos, para desarrollar:

- Un sistema de gestión energética de Corea.
- Sistemas operativos y un sistema de monitoreo de la red de transmisión inteligente para maximizar la eficiencia de las instalaciones de transmisión y para crear un sistema que permita gestionar riegos en el caso de que fuesen necesarios.
- Un sistema de control para la transmisión masiva de energía desarrollando un sistema flexible para la óptima transmisión de corriente alterna (FACTS).
- Un prototipo de un sistema de automatización de una subestación avanzada.
- Un sistema de monitoreo de equipos energéticos y desarrollar tecnología de medición, sensores y comunicación que permita un diagnóstico remoto de los sistemas energéticos.

- Un sistema inteligente de gestión de la distribución.
- Una tecnología de comunicaciones mediante cable eléctrico (PLC).
- Semiconductores de potencia para la generación distribuida y para aplicarlos en inversores industriales, diseñando un transistor bipolar de puerta aislada (IGBT).
- Un sistema de gestión energética (EMS).
- Un portal para el consumidor para las empresas proveedoras de servicios energéticos basados en TI para la convergencia de la energía eléctrica y las TIC.

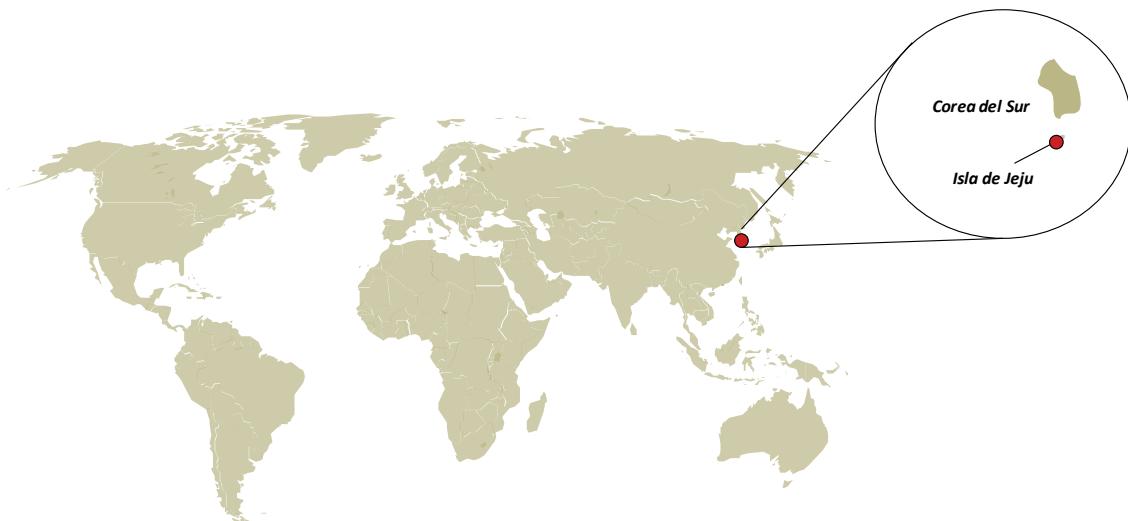
4.2 Proyecto piloto en la isla de Jeju

Tal como muestra la Ilustración 6 (cronograma), la primera fase de la implementación de las redes inteligentes en Corea del Sur comenzó en 2010 mediante el proyecto piloto de la Isla de Jeju (*Jeju Smart Grid Test-bed*). Esta iniciativa es considerada un caso de referencia mundial por incluir varios conceptos de redes inteligentes en un solo proyecto piloto, lo que permite probar y adaptar cada tecnología así como la interacción de ellas.

Se eligió la isla de Jeju como ubicación, entre otras razones, porque:

- Es la única provincia autónoma de Corea, por lo que posee más flexibilidad para introducir innovaciones regulatorias y legales que otras regiones.
- Posee un gran potencial de energías renovables.
- Su sistema y red eléctrica pueden aislarse, ya que la isla está conectada con una conexión HVDC a la red de la península.

Ilustración 8: Localización del proyecto



El proyecto piloto se caracteriza por la estrecha colaboración entre el Gobierno Central, la industria, y el Gobierno Local de Jeju. Cerca de 170 empresas entre las que se encuentran las

multinacionales Samsung, LG y Hyundai, aparte de la eléctrica y el operador de mercado, KEPCO y KPX, formaron 12 consorcios para participar en el proyecto.

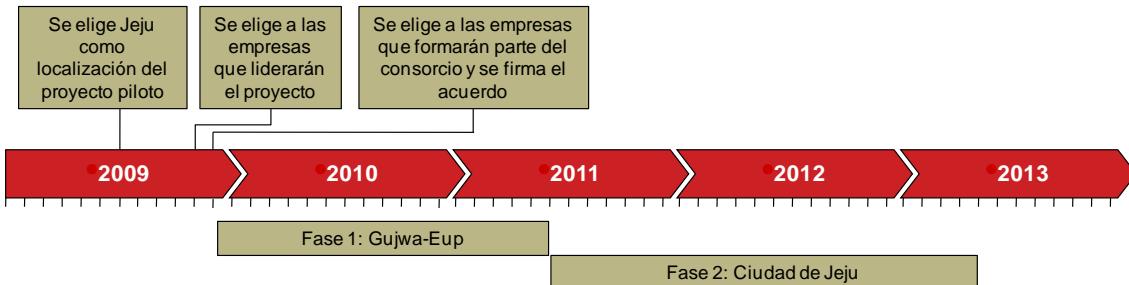
La siguiente tabla resume la información básica del proyecto:

Tabla 7: Información general del proyecto demostrativo en Jeju

Jeju Smart Grid Test-bed	
Descripción breve	Busca probar el funcionamiento de la red inteligente para su posterior implementación en el resto del país
Localización	Isla de Jeju, Corea del Sur
Líder del proyecto	Corporación de Energía Eléctrica de Corea (KEPCO) ⁷
Otros participantes	168 empresas: fabricantes de automóviles, empresas de telecomunicaciones y fabricantes de electrodomésticos
Duración del proyecto	2009 - 2013
Presupuesto total	200 millones dólares (25% financiado por el Gobierno coreano)

Tal como se muestra en la Tabla superior, el proyecto demostrativo en la isla de Jeju comenzó en 2010 y finalizó en mayo de 2013. El cronograma detallado de este desarrollo es el siguiente:

Ilustración 9: Cronograma del proyecto demostrativo en Jeju



El proyecto tiene una duración de 42 meses (diciembre 2009 hasta mayo 2013), de los cuales los primeros 18 sirvieron para la construcción de infraestructura. Los 24 meses restantes se utilizaron para probar la operación integrada de la red inteligente. El proyecto piloto se centra en la zona de Gujwa-eup (con un área de 185 km²), donde habitan 6.000 hogares, de los cuales aproximadamente un tercio (2.000 hogares) accedieron a participar voluntariamente.

⁷ Aunque KEPCO es líder en todos los ámbitos, lo es junto con otras empresas en algunos casos (ver Ilustración 5 para más información acerca de la estructura organizativa).

4.2.1 Premisas que se intentan probar

Según la división de Redes Inteligentes del proyecto piloto de Jeju, antes de implementar las tecnologías de redes inteligentes en todo el país, es necesario que el proyecto demostrativo proporcione las herramientas para:

- Evaluar los resultados de los proyectos de investigación en transmisión de energía utilizando tecnologías de información financiados por el Estado coreano, tales como los 10 proyectos de apoyo al programa de redes inteligentes basados en tecnologías de la información (TI) mencionados anteriormente (consultar página 33 para más información), que incluyen tecnologías como FACTS, PLC e IGBT.
- Cuantificar el beneficio de programas piloto que incluyan generación renovable (eólica y fotovoltaica) y pilas de combustible, así como nuevas tecnologías de almacenamiento de electricidad, estaciones de recarga de VE, y sistemas de gestión de la demanda en hogares.

Con los resultados obtenidos una vez terminado el proyecto piloto en la isla de Jeju, se iniciará el desarrollo en las áreas metropolitanas de Corea del Sur, que se espera finalice en 2030.

4.3 Razones que lo justifican

La motivación principal del Gobierno coreano para introducir el plan de implementación masiva de redes inteligentes fue “convertir su economía en una más ecológica y eficiente”⁸ y así impulsar el desarrollo económico del país, en particular en el año 2008, al comienzo de la crisis financiera global. La visión detrás de la estrategia coreana es que las redes inteligentes podrán establecer una plataforma para “un crecimiento verde y de bajas emisiones”⁹ e incrementarán la competitividad internacional del país.

Según las publicaciones oficiales, se espera que a 2030 las redes inteligentes reporten unos ingresos por lo menos 6 veces mayores a la inversión inicial (ingresos cuantificados de USD 149 mil millones, como muestra la Tabla 9, y una inversión de USD 24 mil millones, como se muestra en la Tabla 11).

Para cada uno de los sectores clave dentro de la estrategia coreana (servicio eléctrico, energías renovables, transporte, consumidores, red eléctrica) se han establecido objetivos específicos hasta 2030 que contribuyen al cumplimiento del objetivo global del país.

La siguiente tabla resume los principales objetivos perseguidos por la iniciativa coreana:

⁸ Fuente: Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles, BID 2012

⁹ Ibid.

Tabla 8: Objetivos técnicos perseguidos por el proyecto¹⁰

	Criterio	Objetivos		
		2012	2020	2030
Red eléctrica inteligente	• Tiempo medio de apagón por hogar por año	15 min	12 min	9 min
	• Ratio de pérdidas en transporte y distribución de energía	3,9%	3,5%	3,0%
Consumidor inteligente	• Reducción del pico de potencia	piloto	5%	10%
	• Ratio de penetración de contadores inteligentes e infraestructura	5,6%	100%	
Transporte inteligente	• Número de coches eléctricos ('000, números acumulados)	0,5	152	2.436
	• Estaciones de recarga rápida (números acumulados)	100	4.300	27.140
Renovables inteligentes	• Ratio de energías renovables (en generación)	3,1%	6,1%	11,0%
	• Ratio de hogares auto-suficientes para electricidad	piloto	10%	30%
Servicio eléctrico inteligente	• Posibilidad para el consumidor de elegir plan de tarifa	piloto	100%	
	• Ratio de consumidores participando en el mercado	Construcción de infra-estructura	15%	30%

Además de los objetivos mencionados, Corea se ha comprometido voluntariamente a reducir un 30% sus emisiones de CO₂ hasta el año 2020. Según fuentes gubernamentales, la implementación masiva de redes inteligentes es un factor clave para conseguir el objetivo de reducción de emisiones contaminantes.

Una vez las redes inteligentes estén completamente desplegadas (esperado para 2030), el Ministerio de Conocimiento y Economía coreano (MKE, por sus siglas en inglés), espera que se consigan los siguientes ingresos:

¹⁰ Fuente: KSGI (Korean Smart Grid Roadmap)

Tabla 9: Ingresos cuantificados esperados (Fuente: MKE)

Objetivos a 2030	
Creación de empleo por año	47.731 nuevos empleos
Reducción de emisiones de CO₂	233 millones de toneladas
Creación de demanda doméstica	65.703 millones de USD
Aumento de las exportaciones	43.766 millones de USD
Disminución en las importaciones de energía	41.658 millones de USD
Ahorro en la construcción de centrales eléctricas	2.862 millones de USD

Otros beneficios que no se han estimado incluyen, por ejemplo, las pérdidas evitadas de producción industrial por la reducción de apagones.

Los ingresos que se han cuantificado se pueden segmentar de acuerdo a cuatro categorías (la red eléctrica, el consumidor, los vehículos eléctricos y las energías renovables) y a las fases del proyecto. La tabla siguiente muestra los resultados esperados:

Tabla 10: Ingresos esperados del 2010 al 2030 (Fuente: MKE y KSGI)

Beneficios esperados		2010-2012	2013-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	Total
Creación de empleo							
Red eléctrica	Número	2.603	15.148	50.225	95.760	139.941	303.677
Consumidor	Número	29.245	34.262	48.139	20.780	30.054	162.480
Vehículos eléctricos	Número	2.906	7.172	34.519	98.500	73.918	217.015
Energías renovables	Número	49	303	48.414	111.379	159.036	319.181
Total	Número	34.803	56.885	181.297	326.419	402.949	1.002.353
Reducciones de emisiones de CO2							
Red eléctrica	k Tn	0	0	1.541	7.848	10.006	19.395
Consumidor	k Tn	253	5.016	22.185	28.649	29.193	85.296
Vehículos eléctricos	k Tn	0	0	177	3.969	10.179	14.325
Energías renovables	k Tn	0	0	8.423	37.339	68.008	113.770
Total	k Tn	253	5.016	32.326	77.805	117.386	232.786
Creación de demanda doméstica							
Red eléctrica	M USD	32	639	1.375	1.918	2.430	6.394
Consumidor	M USD	3.662	4.204	5.554	1.432	1.432	16.284
Vehículos eléctricos	M USD	0	0	3.106	12.261	6.376	21.742
Energías renovables	M USD	0	0	5.018	7.959	8.306	21.284
Total	M USD	3.694	4.843	15.053	23.570	18.543	65.703
Aumento de las exportaciones							
Red eléctrica	M USD	284	1.197	4.397	8.081	12.480	26.439
Consumidor	M USD	24	114	512	1.187	2.355	4.192
Vehículos eléctricos	M USD	494	1.219	2.725	3.631	3.874	11.944
Energías renovables	M USD	7	43	201	367	572	1.191
Total	M USD	808	2.573	7.836	13.266	19.282	43.766
Reducción de las importaciones de energía							
Red eléctrica	M USD	0	0	272	1.386	1.767	3.425
Consumidor	M USD	45	902	3.991	5.154	5.252	15.346
Vehículos eléctricos	M USD	0	0	32	739	2.026	2.798
Energías renovables	M USD	0	0	1.487	6.593	12.009	20.090
Total	M USD	45	902	5.783	13.873	21.055	41.658
Ahorro en la construcción de centrales eléctricas	M USD	427	1.075	1.191	-1.029	1.198	2.862

4.4 Presupuesto estimado

La inversión total requerida hasta 2030 fue estimada por el Gobierno coreano (MKE), y asciende a cerca de 24 mil millones de dólares de EEUU, de los cuales un 10% se espera provengan de fondos públicos y el restante 90% de fondos privados.

La siguiente ilustración presenta la segmentación del presupuesto total según las fases del proyecto, las aplicaciones tecnológicas, y según la procedencia de fondos:

Tabla 11: Presupuesto esperado en Redes Inteligentes en Corea

Concepto	Unidad	Valores			
		2009-2012	2013-2020	2021-2030	Total
Gobierno de Corea					
Almacenamiento de energía	M USD	0	132	0	132
Cargadores de VE	M USD	6	211	0	217
Desarrollo de tecnología (Ver segmentación en la siguiente tabla)	M USD	171	631	1.123	1.925
Infraestructura del hogar digital	M USD	17	33	0	50
Vehículos eléctricos (VE)	M USD	9	26	0	35
Sector privado					
Cargadores de VE	M USD	0	193	3.973	4.166
Contadores inteligentes	M USD	274	961	0	1.235
Desarrollo de tecnología (Ver segmentación en la siguiente tabla)	M USD	195	988	2.963	4.146
Energías renovables	M USD	0	2.684	4.884	7.568
Establecimiento del servicio	M USD	26	257	261	544
Infraestructura de comunicaciones	M USD	218	953	16	1.187
Infraestructura del hogar digital	M USD	0	172	287	459
Red de energía	M USD	135	553	1.578	2.266
Total (sector privado y Gobierno de Corea)					
Almacenamiento de energía	M USD	0	132	0	132
Cargadores de VE	M USD	6	404	3.973	4.383
Contadores inteligentes	M USD	274	961	0	1.235
Desarrollo de tecnología (Ver segmentación en la siguiente tabla)	M USD	366	1.619	4.086	6.071
Energías renovables	M USD	0	2.684	4.884	7.568
Establecimiento del servicio	M USD	26	257	261	544
Infraestructura de comunicaciones	M USD	218	953	16	1.187
Infraestructura del hogar digital	M USD	17	205	287	509
Red de energía	M USD	135	553	1.578	2.266
Vehículos eléctricos (VE)	M USD	9	26	0	35
Total	M USD	1.051	7.794	15.085	23.930

Tabla 12: Presupuesto esperado para el desarrollo tecnológico

Plan de inversión en Desarrollo Tecnológico		2009-2012	2013-2020	2021-2030	Total
Territorio inteligente	M USD				673
Desarrollo de tecnología AMI	M USD	35			
Establecimiento de sistema AMI	M USD		160		
Comercio bidireccional de energía	M USD			478	
Transporte inteligente	M USD				2.365
Prueba piloto de infraestructura de carga	M USD	122			
V2G y tecnología de plantas generadoras virtuales	M USD		563		
VE y comercialización de servicio de carga	M USD			1.680	
Energía renovable (ER) inteligente	M USD				546
Plataforma para la generación de ER	M USD	28			
Operación integrada estable de ER	M USD		130		
Infraestructura a gran escala de ER	M USD			388	
Red inteligente de energía	M USD				1.346
Infraestructura de redes energéticas	M USD	70			
Implementación de redes eléctricas a escala de ciudad	M USD		320		
Implementación de redes eléctricas en el país	M USD			956	
Servicio de energía eléctrica inteligente	M USD				796
Uso de infraestructura según demanda	M USD	59			
Servicio diversificado de energía eléctrica	M USD		273		
Sistema de comercio de energía	M USD			464	
Estandarización y certificación	M USD				211
Infraestructura	M USD	28			
Establecimiento y funcionamiento de sistema	M USD		81		
Norma internacional	M USD			102	
Seguridad	M USD				134
Arquitectura y componentes	M USD	24			
Interoperabilidad y control	M USD		93		
Seguridad avanzada	M USD			17	
Total	M USD	366	1.619	4.086	6.071

4.4.1 Costes en horas hombre

Para las fases previas a la implementación del proyecto (plan estratégico, diseño y arquitectura del proyecto, elección de la tecnología y negociación), fueron necesarios:

- 200 expertos a tiempo completo durante un año.

4.5 Resultados preliminares

Datos oficiales del Gobierno coreano muestran que se espera que los ingresos económicos superen en gran medida a la inversión realizada. Tal como se muestra en la Tabla 9: Ingresos cuantificados esperados (Fuente: MKE), se espera que a 2030 los ingresos asciendan a 149 mil millones de dólares de EEUU, mientras que el plan de inversión a 2030 estipula un desembolso total de 24 mil millones de dólares, tanto de agentes públicos como privados (consultar Tabla 11: Presupuesto esperado en Redes Inteligentes en Corea para más información).

Actualmente se están llevando a cabo estudios de los resultados preliminares del proyecto piloto en la isla de Jeju y solo se cuenta con resultados parciales acerca del impacto en el consumo de las tarifas variables introducidas en Jeju:

- De los 2.000 hogares que accedieron a participar, se analizaron 105 facturas en septiembre de 2011. De éstas, solo 27 disminuyeron su consumo a consecuencia de la introducción de precios variables de electricidad.
- La reducción del consumo fue en promedio de entre un 3 y 5%.
- Los consumidores en cuyos tejados se instaló un sistema fotovoltaico experimentaron significativos descensos en su factura eléctrica (ahorros del 80% al 90% del consumo fueron registrados¹¹).

Aunque todavía es pronto para sacar conclusiones al respecto, algunas fuentes aseguran que el proyecto presenta debilidades:

- La muestra de participantes es poco representativa, ya que solo 2.000 hogares accedieron a participar, lo que representa una tercera parte del total de hogares de la zona, un 1% del total de la isla de Jeju, y solo un 0,01% del total del país.¹²
- Dado que los participantes son voluntarios que no corren ningún riesgo al acogerse al programa (por ejemplo, se les garantiza por lo menos una tarifa igual a la que

¹¹ Fuente: [Periódico Jeju Weekly, 2011](#)

¹² Fuente: D. Ngar-yin Mah et al. / Energy Policy 45 (2012) 133-141

abonaban antes de acogerse a la tarifa variable), los resultados del piloto quizás no son completamente extrapolables a otras comunidades con un contexto diferente.¹³

- La falta de conocimiento de los participantes sobre las TIC implementadas¹⁴, lo que limita los resultados potenciales del proyecto piloto.
 - Las sesiones de formación llevadas a cabo podrían ser poco efectivas ya que el 44% de los habitantes de Gujwa-eup son mayores de 65 años¹⁵.
- La decepcionante continuidad a la política de redes inteligentes introducida por el anterior Gobierno por parte del nuevo Gobierno de Park, Geun-Hye¹⁶, si bien todavía es pronto para valorar la importancia que le dará el nuevo Gobierno a las redes inteligentes.
- Según un estudio llevado a cabo por la universidad de Hong Kong¹⁷, la desconfianza pública hacia el Gobierno y hacia KEPCO, la eléctrica nacional, limita el potencial de las tarifas variables que se planean introducir, ya que podrían ser percibidas como un incremento de precios encubierto.

4.6 Cambios regulatorios

Aunque el desarrollo de las redes inteligentes en Corea se encuentra aún en una etapa inicial, principalmente de I+D, el marco regulatorio ya está siendo fortalecido para permitir el despliegue masivo de las tecnologías.

Por ello, la estrategia de redes inteligentes hacia 2030 de Corea incluye, dentro sus objetivos, las siguientes acciones relacionadas con la política y regulación:

- Realizar una revisión y un borrador preliminar de las leyes y reglamentos pertinentes que permitan la creación de nuevas industrias y mercados.
- Establecer una nueva legislación que garantice la estabilidad de los proyectos a largo plazo.

Para conseguir los objetivos arriba mencionados, se han planteado acciones específicas que se detallan a continuación.

Reformar la legislación pertinente

¹³ Fuente: D. Ngar-yin Mah et al. / Energy Policy 45 (2012) 133-141

¹⁴ Fuente: [Periódico Jeju Weekly, 2011](#)

¹⁵ Jeju Statistical Yearbook.

¹⁶ Fuente: [Periódico Jejusori, abril 2013](#)

¹⁷ Fuente: D. Ngar-yin Mah et al. / Energy Policy 45 (2012) 133-141

- Respaldar una ley especial para el despliegue de redes inteligentes.
 - Establecer una base jurídica para introducir incentivos financieros y fiscales para acelerar el despliegue de las redes inteligentes.
 - Fijar los planes de desarrollo industrial, la infraestructura necesaria, los incentivos, las operaciones que se desarrollarán en los proyectos piloto, la certificación de los productos y la financiación.
- Reformar la Ley Eléctrica y las leyes que regulan el aparcamiento y la vivienda para establecer los permisos necesarios para las estaciones de carga de VE, garantizando la seguridad del sistema.
 - Establecer estándares de seguridad y la naturaleza jurídica de las estaciones de carga de VE.
 - Llevar a cabo un proyecto de investigación para establecer el sistema de facturación de la energía eléctrica para los VE proporcionada por las estaciones de carga.
- Implementar una política para permitir la instalación de tecnologías de almacenamiento dentro de sistemas de micro-redes¹⁸.
- Establecer las normas de funcionamiento, los términos y las condiciones necesarias para introducir un sistema de compensación de excedentes de energía (*net metering* o *net billing*).

Introducción gradual de tarifas en tiempo real

- Cambiar el sistema de facturación de electricidad actual por uno basado en costos (por ejemplo, introduciendo tarifas variables), que reflejan mejor el costo de la energía en cada momento.
- Desarrollar distintos planes tarifarios para incrementar las opciones del cliente y el ahorro de energía.
 - Por ejemplo, precios en tiempo real (Real-time Pricing, RTP), tarifas con discriminación horaria (Time of Use, TOU), tarifas punta en días concretos (Critical Peak Pricing, CPP).
 - Estos planes tarifarios se deberán establecer de acuerdo a los resultados del proyecto demostrativo en la isla de Jeju.

¹⁸ Se define una micro-red como un sub-sistema de cargas y sistemas de generación distribuida interconectados, que actúa como una entidad controlable con respecto a la red (DOE, 2011).

- Desarrollar un impuesto diferenciado para los servicios de carga de VE.
 - Excluir de la tasa impositiva progresiva las tarifas eléctricas residenciales para las cargas lentas.

Suministro estable de electricidad

- Planificar las ampliaciones de los sistemas de suministro de energía para que puedan albergar sistemas de generación de energía renovables y de vehículos eléctricos.
- Establecer un sistema de suministro de energía eléctrica de emergencia en caso de que la red para VE sufra una sobrecarga.
- Introducir un sistema de gestión inteligente de la electricidad.

4.6.1 Cambios regulatorios efectuados

En 2011 se introdujo la ley principal para la implementación masiva de redes inteligentes, el “*Smart Grid Act*”, para cuya implementación se promulgaron en noviembre de 2011 su correspondiente decreto y reglamento. La aceptación del *Smart Grid Act* fue percibida como un paso decisivo hacia la implementación de redes inteligentes, aunque fue retrasada 5 meses más de lo previsto (de diciembre 2010 a abril de 2011), ya que no fue fácil conseguir un consenso entre las partes.¹⁹

Una de las razones por las que la isla de Jeju fue escogida como localización del primer proyecto piloto masivo del país es que, al ser la única provincia autónoma de Corea, tiene más flexibilidad que otras regiones para introducir innovaciones regulatorias y legales.

En la Fase 2 del proyecto piloto de Jeju (junio de 2011), se introdujeron tarifas variables en el tiempo (en particular, precios en tiempo real)²⁰.

4.6.2 Cambios regulatorios a efectuar

Las principales reformas regulatorias que se deberían realizar para introducir los cambios normativos necesarios para el desarrollo de redes inteligentes son principalmente 2:

- Introducir mecanismos de fijación de precios de la electricidad en tiempo real a nivel país para conseguir una respuesta de la demanda más efectiva. Implementar

¹⁹ Fuente: D. Ngar-yin Mah et al. / Energy Policy 45 (2012) 133-141

²⁰ Son tipos de tarifas variables en el tiempo: tarifas por bloques (o TOU, del inglés *time-of-use*), las de precio con períodos críticos (o CPP, del inglés *critical-peak pricing*) o las de precio en tiempo real (o RTP, del inglés *real-time pricing*). Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Cuadernos Económicos de ICE Nº 79.

programas para involucrar a los consumidores, que en el caso de Corea son especialmente relevantes para ganar la confianza de éstos, y para que logren comprender los beneficios de las redes inteligentes.

5 Houston, Texas (Estados Unidos)

En Estados Unidos, mediante la Ley de Reinversión y Recuperación (“American Recovery and Reinvestment Act”, ARRA, 2009), a lo largo de todo el País se han impulsado proyectos de redes inteligentes con una financiación total de unos 4.500 millones de dólares²¹ y un valor total de alrededor de 8.000 millones de dólares.

La siguiente ilustración muestra la gran cantidad de proyectos de RI ejecutados e iniciados en EEUU, según el ámbito de aplicación

Ilustración 10: Proyectos de Redes Inteligentes en Estados Unidos²²



Leyenda:

AMI Infraestructura de medición avanzada	DS Sistemas de distribución	IS Sistemas integrados	RD Demostración regional
CS Sistemas para el cliente	EM Fabricación de equipamiento	TS Sistemas de transmisión	SD Prueba de almacenamiento

Según un estudio realizado por la Universidad de Austin y de Arlington²³, California y Texas son los Estados considerados líderes en el campo de las redes inteligentes a nivel nacional. Esto se debe principalmente a que:

- Han recibido grandes subvenciones de la ARRA.
- Han desplegado millones de contadores inteligentes.
- Han introducido modificaciones normativas para motivar aún mayores avances tecnológicos.

²¹ SmartGrid.gov, de U.S. Department of Energy (DOE)

²² Fuente: Smart Grid Information Clearinghouse (SGIC)

²³ The Smart Grid in Texas: A Premier, 14 February, 2011. Meissa C. Lott, Tylor B. Seaman, Charles R. Upshaw (UT Austin) & Ehab Gondi Kartan Haron (UT Arlington)

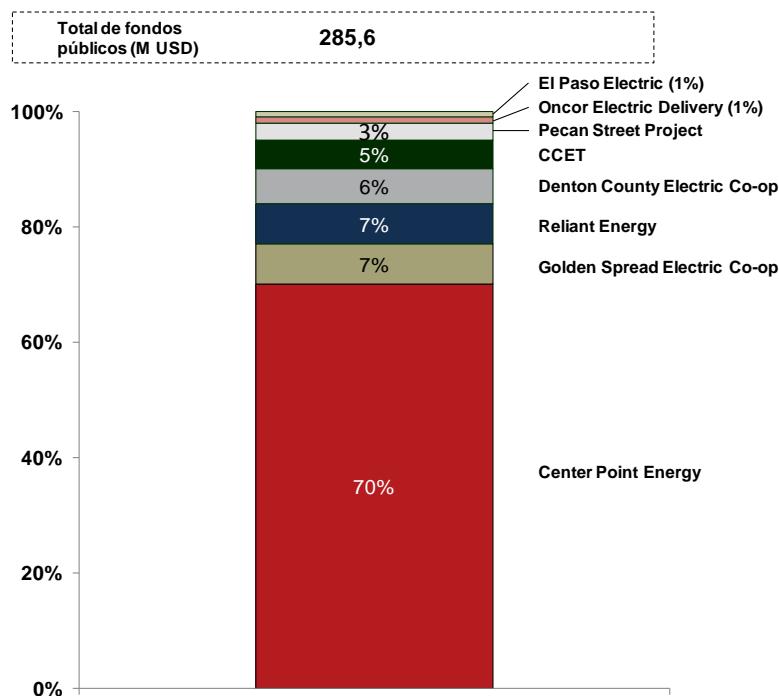
Texas se diferencia del resto de Estados al ser uno de los pocos con su propia red eléctrica, independencia que le permite evitar ciertos obstáculos burocráticos y de esta manera acelerar la implementación de redes inteligentes.

Texas destaca principalmente en los siguientes ámbitos:

- Las interfaces a las que tienen acceso los usuarios (como la web “Smart Meter Texas”)²⁴.
- La política de cobro a los consumidores para la recuperación de los costos de los contadores inteligentes.
- El planteamiento de despliegues relacionados con la carga de vehículos eléctricos.²⁵

De todos los proyectos en Texas, el de CenterPoint se centra más en la fiabilidad de la red ya que se encuentra en Houston, zona de huracanes, y zona industrial de importancia nacional al albergar infraestructura petroquímica que abastece a todo el País. Además, CenterPoint es el que recibió mayor cantidad de fondos públicos, tal como se ilustra a continuación:

Ilustración 11: Fondos públicos destinados al Estado de Texas segmentados por proyecto²⁶



²⁴ El “Smart Meter Texas Portal” fue diseñado para ofrecer a los clientes con contadores inteligentes en Texas más control sobre su consumo de electricidad. Los consumidores pueden registrarse en la página web y acceder su historial de consumo de electricidad en intervalos de 15 minutos.

²⁵ Fuente: Energy Insight, CenterPoint, noviembre de 2009

²⁶ Fuente: The Smart Grid in Texas: a Primer

En cuanto a contadores inteligentes, en la zona que opera el Regulador del Sistema (“Electric Reliability Council of Texas”, ERCOT)²⁷, hay cuatro proyectos de RI de especial relevancia.

Tabla 13: Comparación de los despliegues en ERCOT

	CenterPoint	Oncor	AEP Texas	AEP Texas North
Contadores inteligentes desplegados	2 millones	3 millones	809.000	193.000
Finalización del despliegue	Mediados de 2012	Finales de 2012	Finales de 2013	Finales de 2013
Costes de educación al consumidor	\$121 millones	\$176 millones	\$89 millones	\$33 millones
Ahorros totales estimados	\$5,6 millones	\$15,1 millones	\$ 4 millones	\$1 millón
Sobrecargo residencial	\$3,05	\$2,19	\$2,26	\$2,35

Por la relevancia y singularidad del proyecto de CenterPoint, es considerado de gran interés para el presente estudio, por lo que será analizado en mayor profundidad.

La tabla siguiente presenta un resumen de la información más importante de CenterPoint:

²⁷ ERCOT es el encargado de organizar el suministro de electricidad para 23 millones de consumidores, aproximadamente el 85% de la carga eléctrica en Texas.

Tabla 14: Resumen del contenido del estudio con respecto a Houston

		Resumen	Página²⁸
Descripción del trabajo en curso		Se ha finalizado el despliegue de más de 2 millones de contadores inteligentes, infraestructura de comunicación y automatización de la red de distribución.	53
		Se implementaron: Sistemas de gestión de la distribución, Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA), Monitores del estado de los equipos, Relés inteligentes.	54
Razones que lo justifican		Houston se encuentra en una zona industrial clave para la economía del país, pero en una zona costera afectada por huracanes y tormentas, por lo que la fiabilidad de la red es indispensable.	55
Premisas		Una vez completado el proyecto, se busca que la red inteligente de CenterPoint Energy sirva como referencia de una red inteligente integrada, segura, escalable y replicable.	55
Resultados preliminares		Del total de usuarios con acceso al portal Web, menos del 1% accede a él; se ha mejorado, la respuesta ante los apagones en un 21% (variación del número de apagones que se resolvieron en <30' con respecto a 2011); CenterPoint ahorró 5.200 litros de gasolina diarios.	58
Cambios regulatorios	Efectuados	Se ha modificado la regulación para poder cobrar a los consumidores una cantidad por mes para financiar el despliegue de contadores inteligentes y existe una ley para la protección de datos.	62
	A efectuar	Hay cabida para impulsar tecnologías como la generación distribuida, ya que Texas es uno de los pocos Estados que no han adoptado una política de net metering a nivel estatal.	66
Cronograma	Pilotos	Inició en octubre de 2009 y finalizó recientemente en 2013.	54

²⁸ Página del Informe donde se detalla la sección en mayor profundidad.

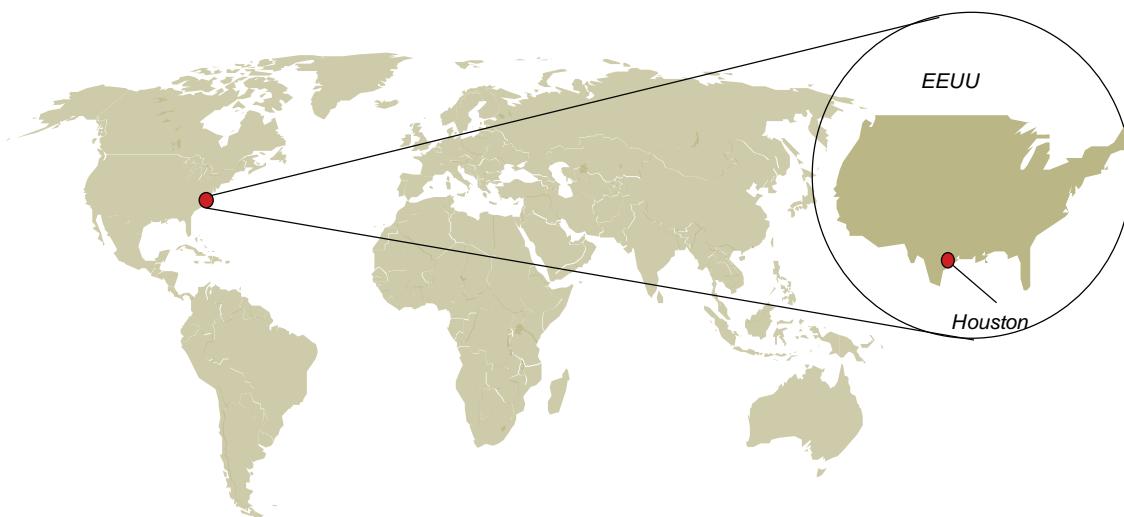
		Resumen	Página ²⁸
Costos	I+D	En este caso, la inversión en I+D fue muy reducida, ya que la tecnología requerida (AMI y automatización de la red) estaba disponible en el mercado.	55
	CenterPoint	Inversión total de USD 639,6 millones (439,6 de CenterPoint, 200 millones del DOE) y costes de O&M de 156,5 millones. Son necesarios 25 a 40 trabajadores a tiempo completo a lo largo de los años del despliegue (de 2009 a 2013).	55

5.1 Descripción del trabajo en curso

El proyecto de redes inteligentes CenterPoint Energy surgió en octubre de 2009 cuando el Departamento de Energía de EEUU (DOE, por sus siglas en inglés) le adjudicó una subvención de 200 millones de dólares²⁹ para acelerar la instalación de más de 2 millones de contadores inteligentes y de equipos para automatizar la red de distribución.

La importancia para el país entero de que este tipo de proyectos se lleven a cabo se debe principalmente a que una parte significativa de la infraestructura energética y petroquímica de EEUU se encuentra ubicada en Houston, zona que es susceptible de ser afectada por huracanes.

Ilustración 12: Localización del proyecto



Por lo tanto, mediante el proyecto de CenterPoint, se busca incrementar la fiabilidad y la capacidad de “auto-curación” de la red. Esto se persigue por medio de 3 ámbitos de actuación:

- El despliegue de más de 2 millones de contadores inteligentes en todo el servicio de Houston Electric (HE), la filial de distribución y transporte de energía de CenterPoint Energy.
- La instalación de infraestructura de comunicaciones para facilitar la transferencia de los datos de consumo desde los contadores inteligentes hasta el centro de recopilación de datos de HE y, finalmente, de vuelta a los consumidores a través del portal Web Smart Meter Texas (SMT).

²⁹ CenterPoint Energy es una de las 6 únicas compañías eléctricas que recibieron la máxima subvención posible del DOE: 200 millones de dólares.

- La mayor automatización de la red de distribución, cubriendo el área este del centro de Houston, que incluye parte del Centro Médico de Texas (el más grande del mundo³⁰), los distritos financieros de Houston, el Puerto de Houston, e instalaciones petroquímicas vitales para el suministro de petróleo de EEUU.

El proyecto comenzó en el primer trimestre de 2009 con la instalación de los sistemas AMI y la instalación de la infraestructura de comunicaciones. La instalación de los sistemas AMI concluyó en el segundo cuatrimestre de 2012 mientras que la instalación de la infraestructura de comunicaciones finalizó en el primer cuatrimestre de 2013.

Por otro lado, las mejoras realizadas en la red de distribución comenzaron en el último trimestre de 2010 y terminaron a principios de 2013. Estas mejoras incluyen la instalación de equipos de comunicaciones y SCADA así como interruptores de alimentación automáticos que tuvieron unos costos de 19,2 millones³¹.

A continuación se resume el cronograma del proyecto:

Ilustración 13: Cronograma de desarrollo de CenterPoint



5.1.1 Descripción de los elementos del proyecto

En este proyecto no solo se instalaron sistemas de medición avanzada y para el cliente, sino también sistemas de automatización de la red de distribución, de particular importancia en esta zona debido a que los cables son aéreos y no subterráneos, haciéndolos más vulnerables, especialmente frente a las tormentas y huracanes de Houston.

A lo largo del proyecto se implementaron las tecnologías contenidas en las siguientes tablas:

³⁰ Fuente: US DOE, 2009

³¹ Para obtener más información de las tecnologías desplegadas, consultar el apartado 5.1.1 que describe los elementos del proyecto.

Tabla 15: Tecnologías de sistemas AMI y para el cliente

Descripción de la tecnología	
Contadores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> • Mas de dos millones fueron desplegados a lo largo del proyecto • Los contadores inteligentes se caracterizan por lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> - Comunicación bidireccional con la distribuidora eléctrica - Presentación de información al cliente como su consumo y el precio de la energía en función del tiempo - Presentación de información a los controladores locales con el fin de gestionar mas eficaz y activamente la demanda
Acceso al portal web	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los clientes de Center Point implicados en el proyecto tienen acceso al portal web (2,2 millones) • El portal web permite a los clientes: <ul style="list-style-type: none"> - Realizar un seguimiento de su consumo eléctrico basado en los datos tomados por el contador inteligente - Conocer el precio de la electricidad en tiempo real - Informar a los consumidores su factura de electricidad antes de que llegue la factura física.

Tabla 16: Tecnologías relacionadas con la automatización de la red de distribución

Descripción de la tecnología	
Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) + Red de Comunicaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Estos sistemas fueron instalados en el 100% de la red de distribución • Permiten controlar y supervisar la red a distancia
Monitores del estado de los equipos	<ul style="list-style-type: none"> • Se invirtieron USD 9 millones en estos dispositivos • Permiten visualizar la red <ul style="list-style-type: none"> - Facilitan el análisis de la misma - Permite un diagnóstico de errores
Relés inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> • Center Point instaló 183 relés inteligentes (relés que integran diferentes funciones en un único dispositivo digital) <ul style="list-style-type: none"> - Miden niveles de tensión, carga y fallas • Pueden comunicarse con el centro de control • Se puede actuar sobre ellos remotamente si es necesario

5.2 Premisas que se intentan probar

Una vez completado el proyecto, se busca que la red inteligente de CenterPoint Energy sirva como referencia de una red inteligente integrada, segura, escalable y replicable.

5.3 Razones que lo justifican

El objetivo principal de este proyecto es facilitar el control de los clientes sobre su consumo eléctrico, mediante la instalación de sistemas AMI, y mejorar la calidad de suministro eléctrico instalando sistemas de automatización de la red de distribución.

Argumenta Michael Valocchi, Vicepresidente de Global Energy & Utilities Industry Leader para IBM Global Business Services, que "*(...) con una plataforma integrada e interactiva, CenterPoint Energy ganará mayor precisión y conocimientos para mejorar la calidad del suministro y hacer crecer el negocio (...)*".

Más concretamente, CenterPoint busca:

- Mejorar la confianza en el sistema eléctrico mermada por la situación geográfica de Houston que la hace susceptible a sufrir huracanes.
- Garantizar el suministro de energía a una zona industrial importante para el país como el Centro Médico de Texas, grandes distritos financieros, cuatro universidades, el puerto de Houston, y el centro de llamadas del 911 de Houston.
- Otorgar mayor participación y opciones al consumidor, por ejemplo mediante la implementación de tarifas variables.
- Aumentar la creación y sostenibilidad del empleo.³²
- Crear un diseño de red inteligente que pueda servir de modelo a futuros proyectos de redes inteligentes.

De esta manera, se prevén unos ahorros significativos tanto para los consumidores como para la compañía eléctrica. Se estima que:

- Los clientes ahorrarán 24 millones de dólares anuales en cargos por electricidad.
- Se reducirán las emisiones de CO₂ anuales en 4.500 toneladas.
- CenterPoint obtendrá unos ahorros y beneficios de 120 millones de dólares entre 2009 y 2021. En la siguiente tabla (tabla 8) se muestra el total de los beneficios y ahorros esperados por CenterPoint.

En la siguiente tabla se muestra el total de los beneficios y ahorros esperados por CenterPoint.

³² Se han creado 500 puestos de trabajo desde el inicio del proyecto hasta diciembre de 2010.

Tabla 17: Ahorros de O&M esperados para CenterPoint por el proyecto (Fuente: CenterPoint)

Categorías	Ahorro o beneficio (en miles de USD)	
	2009-2021	Por año
Lecturas de contadores	82,000	6,833
Líderes de equipo	3,850	321
Lecturas especiales de contadores	2,800	233
Gastos de flota automovilística	6,790	566
Daños, vehículos y otras reclamaciones	3,230	269
Mano de obra de mantenimiento	1,030	86
Llamadas al personal del centro	1,044	87
Personal de facturación de ingresos eléctricos	3,370	281
Líneas de comunicación alquiladas	2,700	225
Otras re-lecturas de contadores	1,440	120
Aumento de los ingresos por disminución de robo	4,790	399
Ahorros de capital	2,985	249
Personal de diseño de ruta	840	70
Ropa	420	35
Materiales de campo	735	61
Contrataciones	147	12
Seguro premium de trabajadores	141	12
Pruebas a los contadores	850	71
Técnicos lectores de datos de contadores	572	48
Mantenimiento del software del centro de datos	444	37
Personal del proceso de negocios	443	37
Total	120,621	10,052

- Cada una de las fuentes de ahorros o beneficios se explica a continuación:

Tabla 18: Explicación de ahorros y beneficios de CenterPoint (O&M)

	Fuente de ahorro
Lecturas de contadores	<ul style="list-style-type: none"> • No es necesario llevar a cabo las lecturas manuales habituales
Líderes de equipo	<ul style="list-style-type: none"> • Se necesitan menos jefes de esta mano de obra debido a que se necesita menos mano de obra
Lecturas especiales de contadores	<ul style="list-style-type: none"> • No es necesario llevar a cabo lecturas manuales en condiciones mas costosas como puede ser el aislamiento geográfico
Gastos de flota automovilística	<ul style="list-style-type: none"> • No es necesario llevar a cabo desplazamientos para controlar la distribución ni para tomar medidas de los contadores
Daños, vehículos y otras reclamaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Se necesitan menos seguros dado que se reducen los vehículos • Se reducen las reclamaciones tanto de trabajadores como de clientes debido a la mejorara de la calidad
Mano de obra de mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Se necesita menos mano de obra ya que no hay que mantener ni contadores tradicionales ni sistemas de distribución
Llamadas al personal del centro	<ul style="list-style-type: none"> • Se reducen las llamadas al personal del centro debido a que: <ul style="list-style-type: none"> - Se reducen las incidencias - Aumenta la facilidad para resolverlas
Personal de facturación	<ul style="list-style-type: none"> • Se automatiza el proceso de cuantificación y facturación de gastos
Líneas de comunicación alquiladas	<ul style="list-style-type: none"> • CenterPoint despliega sus propias líneas de comunicación
Re-lecturas de contadores	<ul style="list-style-type: none"> • Se reducen los errores en las lecturas de contadores y aumenta la facilidad para volver a llevarla a cabo
Aumentos de ingresos por menores robos	<ul style="list-style-type: none"> • Se reducen los robos de electricidad gracias a un mayor control sobre la misma
Ahorros de capital	<ul style="list-style-type: none"> • No es necesario comprar nuevos vehículos aunque si deshacerse de anteriores • Es necesario deshacerse de los anteriores contadores • Son necesarios menos equipos de medida de mano
Otros	<ul style="list-style-type: none"> • Se reducen los gastos de ropa • Son necesarios menos seguros ante un posible accidente del trabajador • Se reducen los materiales necesarios • Son necesarias menos pruebas • Se automatizan procesos de mantenimiento antes manuales • Se necesitan menos personal técnico y de negocios

5.4 Presupuesto

La inversión total ascendió a USD 639,6 millones entre 2009 y 2013, de los cuales 200 millones provienen de una subvención del Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos, mientras que el resto corresponde a una inversión privada por parte de CenterPoint.

Se estima que los gastos recurrentes de operación y mantenimiento (O&M) desde el año 2009 al 2021 supondrán USD 156,5 millones tal como se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 19: Presupuestos por capital y operaciones y mantenimiento (O&M) y categorías

Categoría	Fuente	Presupuesto (miles de USD)	
		Inversión	O&M
Contadores inteligentes	Final report CenterPoint	355,800	0
Nuevos sistemas y tecnologías de la información	Final report CenterPoint	130,100	82,600
Trabajo de los sistemas de AMI	Final report CenterPoint	10,200	15,500
Sistema de comunicaciones	Final report CenterPoint	99,200	23,300
Programa piloto (2006-2008)	Final report CenterPoint	36,400	0
Consumidores de bajos ingresos	Final report CenterPoint	0	7,500
Educación del consumidor	Final report CenterPoint	0	5,600
Acuerdo con ERCOT	Final report CenterPoint	6,000	5,700
Modificación de los sistemas de Center Point	Final report CenterPoint	1,900	1,400
Plantilla adicional requerida	Final report CenterPoint	0	13,400
Proceso de tarifas	Final report CenterPoint	0	1,500
Total	<i>Calc</i>	639,600	156,500

Las partidas del presupuesto se explican a continuación:

- El presupuesto de contadores inteligentes (inversión de USD 356 millones) incluye no solo el contador en sí, sino también los costes de instalación y los costes de coordinación de la instalación.
- Los nuevos sistemas y tecnologías de la información (inversión de USD 130 millones y O&M de USD 83 millones) son aquellos, como los colectores de datos, la organización de los datos de los contadores, la organización del proyecto y el portal web, que trabajan con los datos de los consumidores.
- El trabajo de los sistemas de medición avanzada (inversión de USD 10 millones y O&M de USD 15 millones) de CenterPoint Energy Houston Electric (CEHE), corresponde a la infraestructura de las TI de los AMI, el apoyo de las operaciones y la organización del proyecto.
- El sistema de comunicaciones (inversión de USD 99 millones y O&M de USD 23 millones) es el necesario para mantener la red inteligente, ya que permite el intercambio de datos desde diferentes puntos de la red. Esto incluye el hardware de radio "Cell Relay", GPRS, servicios de suscripción y costos de instalación.
- Un pequeño programa piloto se desarrolló entre los años 2006 y 2008, suponiendo una inversión de USD 36 millones.
- Para los consumidores de bajos ingresos se tiene preparada una dotación económica que asciende a USD 7,5 millones para financiar dispositivos para los hogares (*in-home displays*).
- La educación al consumidor (O&M de USD 5,6 millones) hace referencia a lo que debe ser explicado lo mismo sobre la red inteligente, las tecnologías, y sus beneficios. Para ello, CenterPoint implementó un plan de comunicación que incluyó, entre otras medidas, las siguientes:

- Publicidad por la televisión, radio, Internet, vallas publicitarias, etc.
 - Comunicaciones directas con los clientes mediante eventos, una campaña de ahorro de energía con premios, etc.
 - Comunicación por Internet, en la página Web CenterPointEnergy.com/smartmeter, con noticias, consejos, etc.
- Según el acuerdo con ERCOT³³, CEHE dará datos de consumo diario a ERCOT y conlleva una inversión de USD 6 millones y gastos recurrentes de USD 5,7 millones.
 - Para la implementación del proyecto, deberán modificarse los sistemas de CenterPoint (inversión de USD 1,9 millones y O&M de USD 1,4 millones).
 - Además, se requerirá una plantilla de trabajadores adicional que costará USD 13,4 millones en total de 2009 a 2021.
 - Por último, el proceso de tarifas se refiere a los gastos que supone llevar a cabo el sobrecargo mensual a los consumidores (USD 1,5 millones en total).

5.4.1 Costes en horas hombre

Para las fases previas a la implementación del proyecto (plan estratégico, diseño y arquitectura del proyecto, elección de la tecnología y negociación), fueron necesarios:

- 10-15 trabajadores de la compañía eléctrica a tiempo completo durante un año.
- 10-15 trabajadores de empresas de consultoría durante el mismo año.

A lo largo de los años del despliegue (de 2009 a 2013), son necesarios de 25 a 40 trabajadores a tiempo completo.

Las fuentes consultadas aseguran que hoy en día, al contarse con más casos de referencia, los costes en horas hombre podrían ser más reducidos a los incurridos por CenterPoint:

“Hoy en día, se cuenta con más casos de referencia, lo que podría permitir a proyectos similares reducir los costos en horas hombre en relación a los incurridos por CenterPoint”, afirma un responsable de la implementación de soluciones de comunicación de la multinacional IBM en CenterPoint.

³³ ERCOT es el Concilio de Confianza Eléctrica de Texas (*Electric Reliability Council of Texas*).

5.5 Resultados parciales

Pese a que la finalización del proyecto es reciente (principios de 2013), se encuentra disponible información respecto a resultados parciales sobre este proyecto, como se puede ver en la Tabla siguiente:

Tabla 20: Resultados del despliegue³⁴

	Área	Unidades	Cantidad
Sistemas AMI y para el cliente	Clientes implicados	Número	2,042,352
	Contadores inteligentes residenciales desplegados	Número	1,789,077
	Contadores inteligentes comerciales desplegados	Número	253,275
	Clientes con acceso al portal web	Número	2,042,352
	Clientes que hacen uso del portal web	Número	14,459
	Clientes que hacen uso del portal web	%	0.7
Automatización de la distribución	Dispositivos de monitorización (LHD) desplegados	Número	552,0
	Parte del sistema de distribución con SCADA debido al programa SGIG/SGD	%	100
	Parte del sistema de distribución automatizado debido al programa SGIG/SGD	%	65
	Interruptores de alimentadores automatizados	Número	384
	Relés inteligentes	Número	183
Mejora en la respuesta frente a apagones en 2012 (variación del número de apagones que se resolvieron en <30' con respecto a 2011)			% 21

En otras palabras, aparte de los resultados de la magnitud del despliegue (más de 2 millones de contadores inteligentes), otros resultados publicados al día de hoy incluyen los siguientes:

- Aunque todos los clientes (~2 millones) tienen acceso al portal web, únicamente el 0,7% del total accede a él (14.459 usuarios).
- La automatización de la red de distribución ha resultado en una mejora del 21% en la respuesta a los apagones, lo que se traduce en que el 70% de los consumidores que sufren un apagón se les han restaurado el servicio en menos de 30 minutos³⁵.
- Además, CenterPoint ahorra aproximadamente 5.200 litros³⁶ de petróleo diarios evitando tener que movilizar su flota de vehículos para llevar a cabo lecturas manuales de contadores, que ahora se hacen remotamente.

Artículos en periódicos y revistas digitales como SmartGridNews³⁷ y la propia prensa de CenterPoint, InSights³⁸, comunican aspectos positivos del proyecto. Además, fuentes consultadas resaltan que la campaña de educación al consumidor fue todo un éxito y un modelo a seguir:

³⁴ How to Manage a Smart Grid Communications Network, 2013

³⁵ Fuente: [Intelligent Utility Magazine, mayo/junio 2013](#)

³⁶ 1.370 galones de combustible.

³⁷ Fuente: [smartgridnews](#)

³⁸ Fuente: [inSights](#)

"CenterPoint, al comunicar los beneficios que reportarían a los consumidores la implementación de redes inteligentes antes de solicitarles el pago obligatorio de 3,05\$ mensuales en su factura eléctrica, logró obtener el visto bueno de dichos consumidores. Esto es un buen ejemplo para otras eléctricas que estén pensando en desplegar contadores inteligentes", aseguró un responsable de la implementación de soluciones de comunicación de la multinacional IBM en CenterPoint.

5.6 Cambios regulatorios

En EEUU, aparte de la regulación federal, hay autonomía a nivel estatal y, en algunos casos, también a nivel municipal.

A nivel federal, la legislación y regulación específica de RI son las siguientes:

- *Energy Independence and Security Act (EISA)*, de 2007
 - La Ley de Independencia y Seguridad Energética fue promulgada para impulsar la independencia y seguridad energética de EEUU, aumentar la generación renovable, proteger a los consumidores, e incrementar la eficiencia de productos, edificios y vehículos, entre otras razones.
- *American Recovery and Reinvestment Act (ARRA)*, de 2009³⁹
 - La Ley de Recuperación y Reinversión americana introdujo subvenciones para la realización de proyecto RI, la preservación y la creación de empleo, la inversión en infraestructura, la eficiencia energética, entre otros asuntos.
 - Para otorgar subvenciones a proyectos de RI, incluyó la condición de que se utilizaran protocolos y estándares abiertos (incluidos los basados de Internet).
 - Instruyó la creación de una base de datos de información acerca de los proyectos de RI de acceso público (*Smart Grid Information Clearinghouse*, SGIC).⁴⁰
- *Energy and Water Development and Related Agencies Appropriations Act*, 2010
 - La Ley del Desarrollo de Energía y Agua puso a disposición de las empresas USD 172 millones para la construcción y expansión de las RI.

³⁹ Mediante la ARRA se le otorgó una subvención de USD 200 millones a CenterPoint en 2009.

⁴⁰ Fuente: [SGIC \(Smart Grid Information Clearing House\)](#)

- La financiación fue proporcionada a condición de que NESCO (Organización Independiente Nacional de la Ciber-Seguridad, *National Electric Sector Cybersecurity Organization Resource*) se creará para coordinar el despliegue de las tecnologías y software de RI para mejorar la seguridad de la red eléctrica.
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC) Smart Grid Policy, 2009
 - La regulación proporcionó una guía para el desarrollo de RI en el sistema de transmisión eléctrica del país, centrándose en el desarrollo de normas fundamentales para lograr la interoperabilidad y funcionalidad de las tecnologías.
 - Las normas principales tratadas incluyen: la seguridad del sistema, la comunicación y la coordinación a través de interfaces entre sistemas, respuesta de la demanda, el almacenamiento eléctrico y los vehículos eléctricos.

5.6.1 Efectuados

Texas fue uno de los primeros Estados que liberalizaron su sector eléctrico (*Texas Senate Bill 7, 2002*) por lo que los consumidores pueden elegir entre múltiples tarifas de distintas comercializadoras. Además, dado que es el único estado en el país que tiene su propia red eléctrica, Texas no depende de redes federales, lo cual le permite hacer cambios normativos con mayor facilidad.⁴¹ La independencia de la red de Texas ha permitido que el Estado se mueva con mayor rapidez y eficacia hacia un sistema de red inteligente, mediante la eliminación de algunos de los obstáculos burocráticos a los que enfrentan muchos otros de los Estados.

La Comisión de Servicios Públicos de Texas (el regulador de las compañías eléctricas en Texas, *Public Utility Commission of Texas*) aprobó la implementación por parte de CenterPoint de un cargo mensual (Ley House Bill 2129, 2005) para que las eléctricas pudiesen recuperar los costos de la implementación de contadores inteligentes:⁴²

- El cargo para los clientes residenciales de CenterPoint Energy fue de USD 3,24 por mes durante los primeros 24 meses a partir de febrero de 2009. A partir de entonces, el recargo se redujo a USD 3,05 hasta enero de 2021, llegando a un total de USD 443,76 costo promedio por cliente hasta 2021.

Además, otra legislación específica de RI al nivel estatal es la siguiente:

- Eficiencia de energía

⁴¹ Fuente: [Power Across Texas, 2011](#)

⁴² Fuente: [Powertochoose.org](#)

- En 2007, se firmó la legislación que estableció un *Efficiency Portfolio Standard* (EPS) que incentiva a las eléctricas a desplegar tecnologías de respuesta de la demanda (HB 3693). La EPS se aplica a clientes residenciales y comerciales, y busca reducir su consumo eléctrico.
- Contadores Inteligentes
 - La Ley HB 2129 (2005) estableció los requisitos específicos para contadores inteligentes desplegados por las compañías eléctricas.
 - En Texas, la compañía eléctrica deberá proporcionar a los clientes el acceso a sus datos de contadores inteligentes. El acceso debería ser práctico y seguro, y los datos se pondrán a disposición a más tardar el día después de su registro.
- Respuesta de la demanda
 - La regulación de EERS (*Energy Efficiency Resource Standard*, 2011), fomenta que las eléctricas ofrezcan precios dinámicos. Además, la regulación prevé el desarrollo de programas y normas en futuros proyectos de eficiencia energética.

La tabla siguiente resume la regulación más relevante en el ámbito de las RI en Texas:

Tabla 14: Resumen de cambios regulatorios en Texas

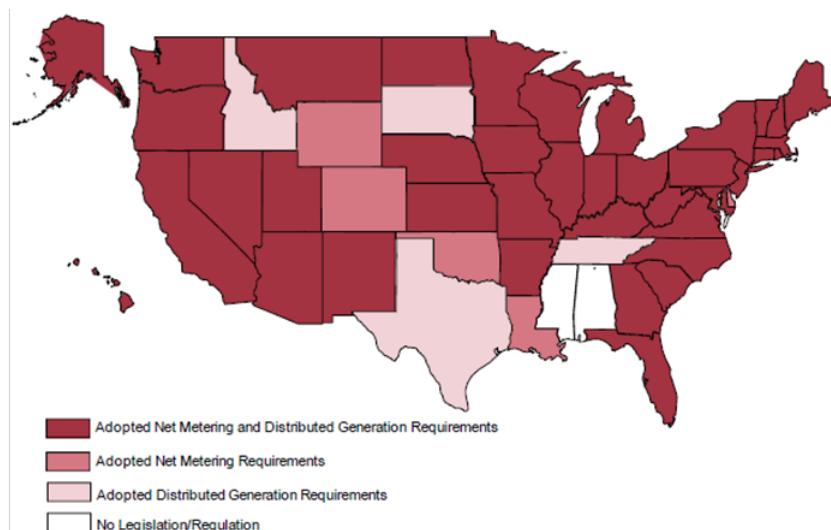
Regulación	Descripción	Año
SB 943	<ul style="list-style-type: none"> ● Define los sistemas de almacenamiento de energía como activos de generación. 	2011
HB 362	<ul style="list-style-type: none"> ● Prohíbe que las Asociaciones de Propietarios (HOA) restrinjan la instalación de sistemas PV en edificios. 	2011
EERS	<ul style="list-style-type: none"> ● Fomenta que los servicios públicos implementen iniciativas de respuesta de la demanda, y busca reducir el crecimiento anual de la demanda un 20%. 	2011
HB 2129	<ul style="list-style-type: none"> ● Promueve la integración de las tecnologías de RI, estableciendo un cargo a los consumidores que permita una eléctrica recuperar los costos de la implementación de tecnologías de la respuesta de la demanda. 	2005
SB 7	<ul style="list-style-type: none"> ● Obliga a las eléctricas a administrar programas de ahorro de energía y tarifas variables. 	2004
Texas Public Utility Act	<ul style="list-style-type: none"> ● Establece que la generación distribuida es un derecho para todos los clientes; permiten la interconexión de hasta 10 MW. 	2001

5.6.2 A efectuar

Las fuentes consultadas aseguran que a día de hoy, Texas tiene una regulación adecuada para el desarrollo de las RI. Sin embargo, hay cabida para impulsar tecnologías como la generación distribuida, ya que Texas es uno de los pocos Estados que no han adoptado una política de *net metering*⁴³ a nivel estatal. Por el momento, los programas de *net metering* en Texas son llevados a cabo voluntariamente por unas pocas compañías eléctricas.

Sin embargo, Texas ya ha implementado la ley HB 362 (2011) que prohíbe que las asociaciones de propietarios (HOA) restrinjan la instalación de sistemas fotovoltaicos en los edificios de viviendas.

Ilustración 15: Regulación de Net Metering en EEUU por Estado⁴⁴



⁴³ *Net metering* o sistemas equivalentes como *net billing* u otros

⁴⁴ Fuente: Smart Grid Legislative and Regulatory Policies and Case Studies, EIA December 2011

6 Alemania

Alemania es uno de los países con mayor presencia de energías renovables. A finales de 2012 la potencia eólica instalada era de 31 GW⁴⁵ y la fotovoltaica era de 32 GW⁴⁶. La introducción en el sistema eléctrico de esta cantidad de fuentes de energía renovable no gestionable hace indispensable una implantación de tecnologías de RI. Es por ello que en Alemania se han desarrollado importantes proyectos demostrativos de RI para determinar las tecnologías más interesantes.

Alemania es uno de los países europeos que más invierte en la investigación y el desarrollo de proyectos de redes inteligentes. Según el informe “Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current development” de la Comisión Europea (2011), Alemania tiene un presupuesto para estos proyectos (iniciados y terminados) de EUR 228,68 millones y han invertido el 12% del total de inversión en toda Europa. Según el mismo informe, Alemania está considerado uno de los países líderes con proyectos centrados en la participación de los consumidores.

6.1 E-Energy

El Ministerio Federal de Economía y Tecnología (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - BMWi) ha desarrollado una iniciativa de redes inteligentes a través del programa de fomento “E-Energy: ICT-based energy system of the future” (E-Energy: Sistema energético del futuro basado en tecnologías de la información y comunicación).

El programa tiene como objetivo desarrollar regiones pioneras que demuestren cómo se puede aprovechar el potencial de optimización a través de tecnologías de la información y comunicación (TIC) para mejorar la eficiencia y compatibilidad medio-ambiental del suministro energético y para garantizar la seguridad del suministro. Además el programa espera encontrar formas de generar empleo y mercados nuevos en dichas regiones.

Las regiones se eligieron a través de un concurso organizado por el Ministerio donde se presentaron 28 proyectos inicialmente. Un jurado independiente seleccionó 12 de ellos que fueron invitados a dar una presentación más detallada. Finalmente se eligieron 6 proyectos que recibirían financiación para su realización. El BMWi proporcionó EUR 40 millones para 4 proyectos. Por su parte, el Ministerio de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - BMU)

⁴⁵ Fuente: [Wind in Power, EWEA, 2013](#)

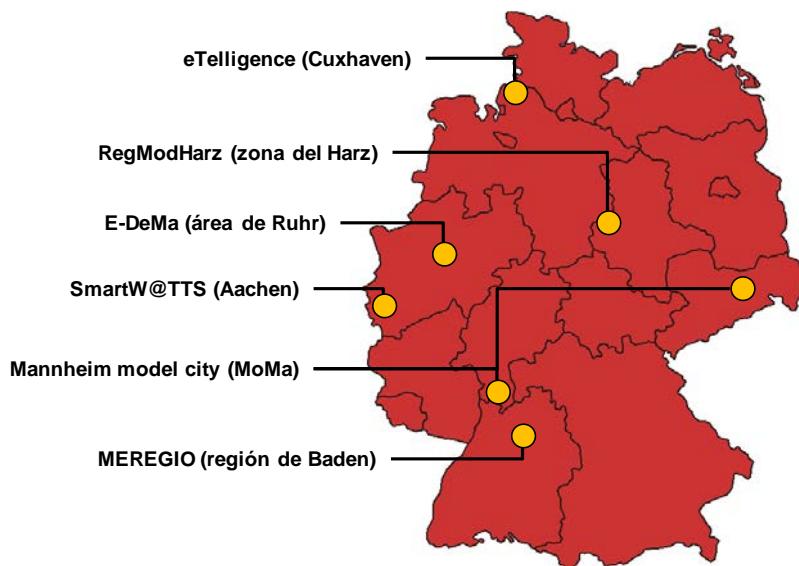
⁴⁶ Fuente: [Global Marketing Outlook, EPIA 2013](#)

financió EUR 20 millones para dos proyectos adicionales. Adicionalmente las empresas participantes recaudaron aproximadamente EUR 80 millones para los 6 proyectos.

Los proyectos seleccionados en el marco del programa E-Energy fueron:

- E-DeMa (área de Ruhr).
- eTelligence (Cuxhaven).
- MEREGIO (región de Baden).
- Mannheim model city (MoMa).
- RegModHarz (zona del Harz).
- SmartW@TTS (Aachen).

Ilustración 16: Ubicación de proyectos de regiones pioneras en Alemania (E-Energy)⁴⁷



Dichos proyectos se iniciaron entre 2008 y 2009 y finalizaron entre 2010 y 2012. La duración media se situó en los 3 años.

La siguiente tabla resume el cronograma de los proyectos:

⁴⁷ Fuente: Pagina web de BMWi

Tabla 17: Cronograma de los 6 proyectos de E-Energy⁴⁸

	Año de inicio	Año de finalización
eTelligence	2008	2012
Red Mod Harz	2008	2012
E-DeMa	2009	2012
Smart Watts	2008	2012
Model City Mannheim	2009	2010
Meregio	2008	2012

En paralelo a los proyectos en las regiones pioneras, el BMWi organiza investigaciones acompañantes que, por un lado, evalúan los avances de los proyectos y aseguran la interoperabilidad de las soluciones desarrolladas y, por el otro lado, organizan el intercambio del conocimiento entre los proyectos. Para ello se han formado grupos de trabajo que se centran en temas específicos:

- Arquitectura de sistemas.
- Interoperabilidad.
- Marco legal y aspectos legales.
- Desarrollo de mercado.

Alemania coopera con Suiza y Austria en el desarrollo de las redes inteligentes a través del intercambio de información entre los países. Entre otros beneficios, se espera poder aprovechar sinergias en el desarrollo de proyectos.

6.2 E-DeMa

E-DeMa es una abreviación en alemán para “desarrollo y demostración de sistemas de energía descentralizados integrados en el mercado E-Energy del futuro”. En 2009, la empresa eléctrica alemana RWE obtuvo financiación para el proyecto cuyo objetivo era desarrollar y demostrar la viabilidad de una red que sirva como “mercado del futuro”, ayudando a los consumidores a controlar mejor su consumo de electricidad.

⁴⁸ Fuente: Pagina web de BMWi

En las siguientes secciones del presente informe se incluye una descripción en detalle del proyecto, que a continuación se resume en una tabla:

Tabla 21: Resumen del contenido del estudio con respecto a Edema

		Resumen	Página ⁴⁹
Descripción del proyecto		E-DeMa comenzó en 2009 y finalizó en 2012 con el objetivo de fomentar la implicación y la participación en el mercado de la energía de los consumidores. Formó parte del programa nacional E-Energy.	69
Razones que lo justifican		Se implementaron: Contadores inteligentes, Sistemas de gestión de la información, Monitor de energía para el hogar (tablet), Comunicación inalámbrica, Mercado inteligente online, IED (Electrodomésticos inteligentes), Micro – CHP, Módulo de automatización	73
Premisas		Desarrollar un mercado de energía que controle, dirija y regule la red de electricidad con la implementación de tecnología inteligente.	79
Resultados		Desarrollar un sistema en el que los clientes puedan organizar su consumo de electricidad según el momento en que el precio de la electricidad es más barato.	79
Cambios regulatorios	Efectuados	3,2% ahorro del coste de energía entre los participantes, en promedio.	79
	A efectuar	Se introdujeron modificaciones en las principales leyes: la EEG (Incentivos a la generación renovable) y la EnWG (ley del sector energético, contadores inteligentes y los mercados).	98
Cronograma	E-DeMa	Regular las cargas gestionables por los operadores de la red eléctrica, generadores distribuidos que apoyen la operación de la red y liberalización de la lectura de contadores.	100
		E-DeMa se completó en 2012 y se publicaron los resultados en 2013.	69

⁴⁹ Página del Informe donde se detalla la sección en mayor profundidad.

		Resumen	Página ⁴⁹
Costos	E-Energy	6 proyectos en Alemania fueron seleccionados para obtener una financiación total de EUR 140 millones.	79
	E-DeMa	Se estima que EUR 22 millones fueron destinados específicamente a E-DeMa. (10 M del Gobierno, 12 M de las empresas participantes). Además, 20 profesionales trabajaron a tiempo completo durante la Fase 1 y 2 (3 años) y 120 durante la Fase 3 (1 año).	79

E-DeMa comenzó en 2009 y finalizó en el año 2012. Mediante este proyecto se desarrolló un mercado dinámico, donde los propios consumidores pueden acudir a comprar y vender su energía en el momento del día que más les conviene (según la tarifa variable que se aplique).

La siguiente tabla resume la información general del proyecto:

Tabla 22: Información general del E-DeMa

The E-DEMA project, E-Energy	
Descripción breve	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo y demostración de sistemas energéticos descentralizados integrados en un mercado inteligente donde se puede vender y comprar energía. Probar tarifas variables.
Líder del proyecto	RWE Deutschland AG
Otros participantes	<ul style="list-style-type: none"> Miele ProSyst Siemens Instituciones de educación superior de Dortmund, Bochum y Duisburg-Essen SWK
Duración del proyecto	2009 - 2012
Presupuesto total	<ul style="list-style-type: none"> EUR 140 millones para 6 proyectos EUR 22 millones para E-DeMa (10 M públicos / 12 M privados)

El proyecto busca fomentar la implicación y la participación en el mercado de la energía de los consumidores. En el centro de este concepto está la idea de que los consumidores de electricidad estén conectados mediante un “gateway”: una tecnología de información y comunicación (TIC) que los conecte a un mercado inteligente en el que también participan distribuidores de energía y operadores de la red de distribución (ver Sección 6.2.1 para más información).

El objetivo principal de E-DeMa es desarrollar un sistema integrado en el que los clientes puedan organizar su consumo de electricidad según el momento en que el precio de la electricidad sea más barato (se probaron tarifas variables) gracias a que cuentan con una mayor visibilidad de sus hábitos de consumo.

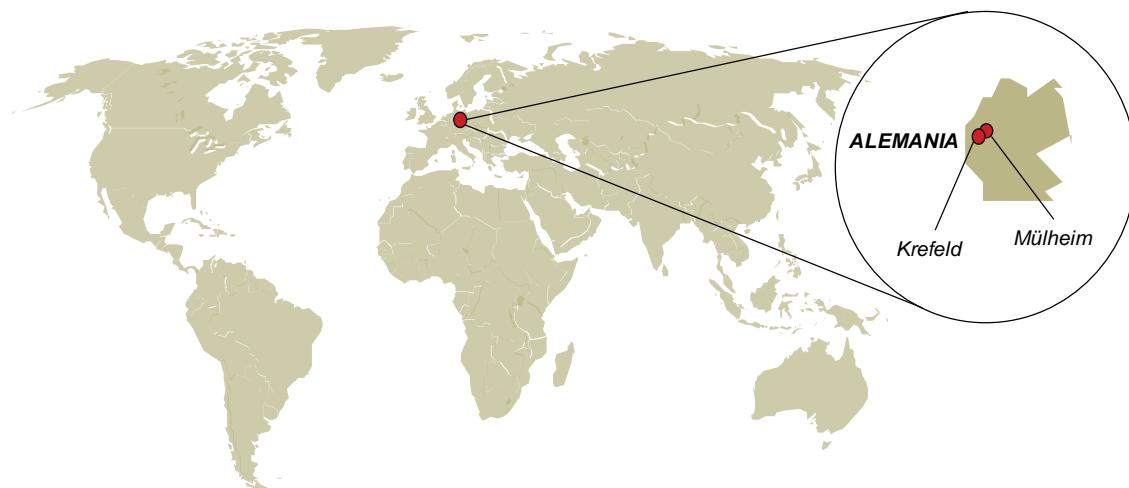
El líder del proyecto es RWE, y el resto de participantes dentro de E-DeMa se ilustran a continuación:

Ilustración 18: Estructura organizativa del proyecto



El proyecto de E-DeMa se desarrolló en las localidades de Krefeld y Mülheim, con 234.396 y 167.156 habitantes respectivamente, al oeste de Alemania.

Ilustración 19: Localización de E-DeMa



Alrededor de 5.000 hogares fueron inicialmente contactados por RWE y SWK, la eléctrica de Krefeld, para participar en E-DeMa. Más de 1.000 hogares manifestaron su interés en formar parte del proyecto, de los cuales el 65% (656 hogares) cumplieron con los requisitos técnicos que incluyen tener un ordenador en casa y conexión a Internet.⁵⁰

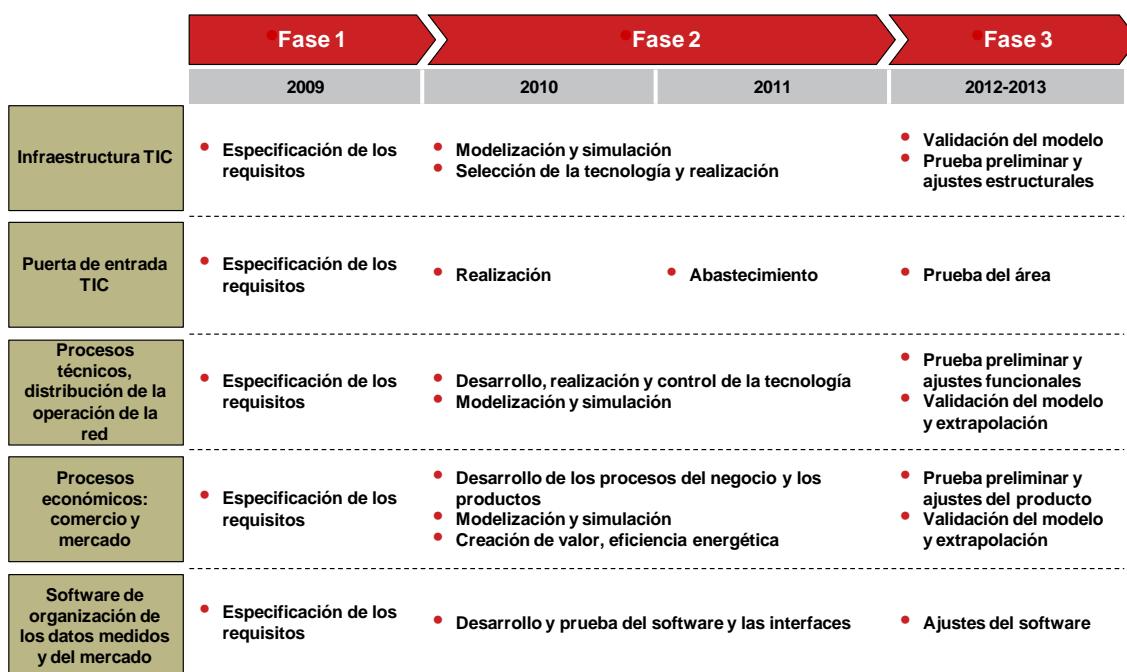
⁵⁰ Fuente: [Pagina web de Siemens](#)

El proceso de planificación e implementación de E-DeMa se dividió en 3 diferentes fases técnicas:

- En primer lugar, se definió el marco general y la base teórica de E-DeMa.
- En segundo lugar, se moduló y simuló la infraestructura de comunicación y las dos “puertas de entrada” (“gateways”) junto con los sistemas de mercado que vinculaban a los clientes con los proveedores de servicios energéticos.
- Por último, se analizaron los resultados de los incentivos de estas nuevas tecnologías.

El cronograma por fase se ilustra a continuación:

Ilustración 20: Cronograma de E-DeMa⁵¹



6.2.1 Descripción de elementos del proyecto

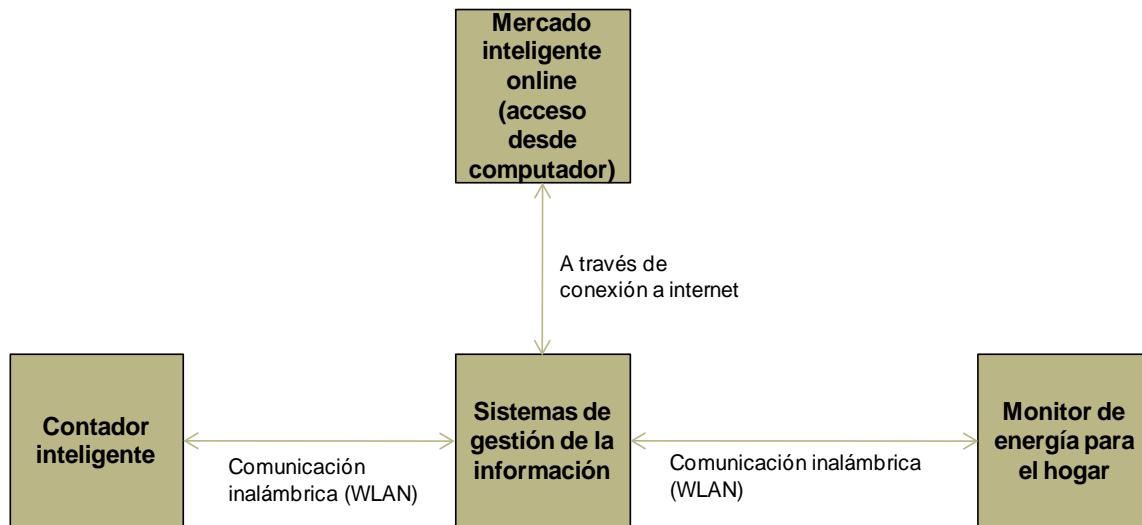
Todos los hogares de la prueba tienen una característica en común: el acceso a un mercado de la energía en línea o un “gateway”. Dos “gateways” diferentes se probaron como parte del proyecto.

⁵¹ Fuente [Pagina web de E-DeMa](#)

La primera “gateway” se probó en 549 hogares e incluyó un “monitor de energía para el hogar” y una aplicación para celulares inteligentes que muestra cuándo es el momento óptimo para consumir energía.

- Esta tecnología les permite controlar su consumo de energía, así como ver los precios de la electricidad en tiempo real.

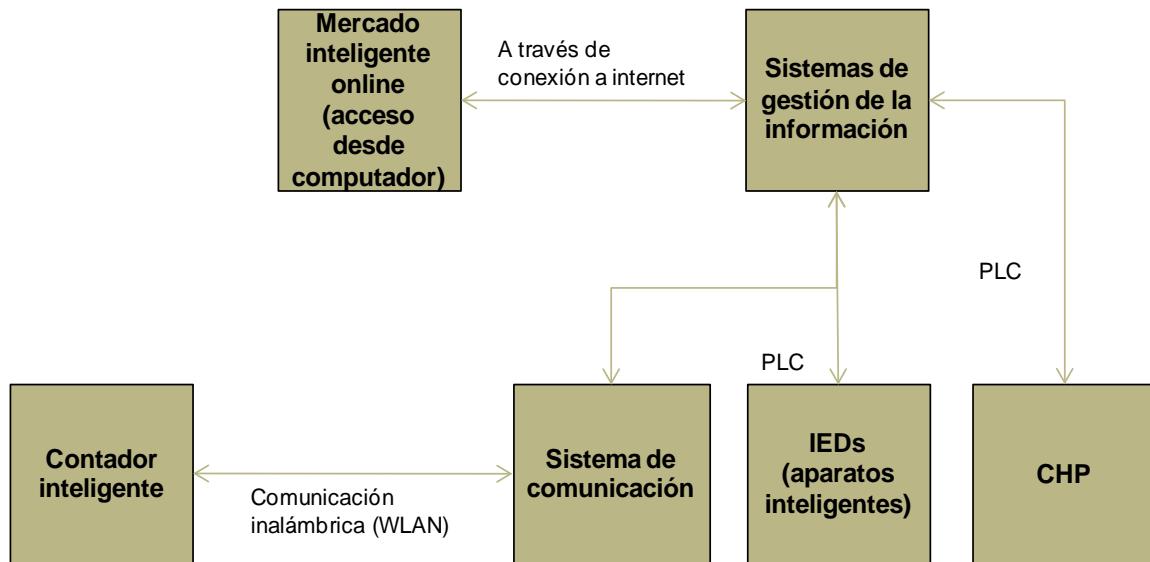
Ilustración 21: Gateway 1



La segunda “gateway” se probó en 107 hogares e incluyó módulos de automatización en los IEDs (aparatos eléctricos inteligentes).

- Estos dispositivos de comunicación retrasan el encendido si no es un momento óptimo para consumir.
- Cada aparato está controlado directamente por el software del mercado inteligente online donde se calcula el momento óptimo para que el aparato se conecte en base a la disponibilidad actual de la energía y la estabilidad de la red.

Ilustración 22: Gateway 2



En la siguiente Tabla se describen las tecnologías que se han implementado en cada "gateway".

Tabla 23: Descripción de las principales tecnologías que se han implementado

	Descripción	Gateway 1	Gateway 2
Contadores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Los contadores inteligentes de Siemens se han instalado en los 656 hogares. Los contadores registran datos de consumo de energía en un chip de memoria interna a intervalos de 15 minutos. Una vez al día estos datos se transmiten a través de las líneas de energía a un sistema de gestión de información. 		
Sistemas de gestión de la información	<ul style="list-style-type: none"> El módulo lee los datos del contador inteligente y recibe información sobre los precios del mercado inteligente online. 		
Monitor de energía para el hogar (tablet)	<ul style="list-style-type: none"> Instalados en 549 hogares, los monitores proporcionan información en tiempo real. 		
Comunicación inalámbrica	<ul style="list-style-type: none"> Se instaló un sistema de comunicación conocido como WLAN (Wireless Local Area Network). 		
Mercado inteligente online	<ul style="list-style-type: none"> Conocido como el Siemens “Energy IP”, el enlace de datos funciona a velocidades de transferencia de más de un megabit por segundo y es una solución que transmite automáticamente los datos de consumo de los contadores inteligentes a la eléctrica. 		
IED (Electrodomésticos inteligentes)	<ul style="list-style-type: none"> 107 hogares instalaron electrodomésticos de Miele. Estos eligen automáticamente la tarifa más baja para su ciclo de operación gracias al módulo de automatización. 		
Micro - CHP	<ul style="list-style-type: none"> 13 hogares fueron equipados con unidades de cogeneración (micro-CHP). Cuando la demanda de energía excede la cantidad que actualmente se ofrecen desde la eléctrica, los sistemas de micro-cogeneración se pueden activar a través del “Gateway” para suministrar electricidad a la red. Además de la producción de agua caliente, pueden generar electricidad. 		
Módulo de automatización	<ul style="list-style-type: none"> 107 hogares han integrado software especialmente desarrollado por ProSyst, que conecta el hogar al mercado inteligente y también ejecuta instrucciones concretas sobre el funcionamiento de los electrodomésticos inteligentes. 		

6.2.2 Premisas que se intentan probar

E-DeMa busca probar el efecto de la respuesta de la demanda: cómo los consumidores reaccionan al poder consultar su consumo de energía y los precios variables en tiempo real. Los incentivos de precios se proporcionan a través de diferentes tarifas que están disponibles a través de los dos “gateways”. Michael Hufnagel, la persona responsable del Departamento de Smart Grids de Siemens lo explica de esta manera:

“Al mismo tiempo, cada día, las compañías eléctricas determinan hasta cinco tarifas diferentes para ocho períodos de cada día. Los precios para el día siguiente se pueden consultar desde las 6 de la mañana. Esto brinda a los participantes la oportunidad de programar sus electrodomésticos acorde a los precios. En cambio, en los hogares con electrodomésticos básicos tienen que encenderlos manualmente.”

6.2.3 Razones que lo justifican

La motivación principal de E-DeMa es permitir a los consumidores gestionar su demanda y contribuir así a los esfuerzos en investigación que se están llevando a cabo a nivel nacional para reducir el pico de potencia y mitigar la presión ejercida en la red.

Es por ello que E-DeMa permite a los consumidores acceder a información acerca de la oferta de electricidad a través de los “gateways” y, en base a ésta, cambiar sus hábitos de consumo. Para educar a los participantes en cómo gestionar su consumo, RWE les proporcionó información mediante dos medios principales: conversaciones telefónicas y reuniones personales.

Los objetivos perseguidos por el proyecto son los siguientes:

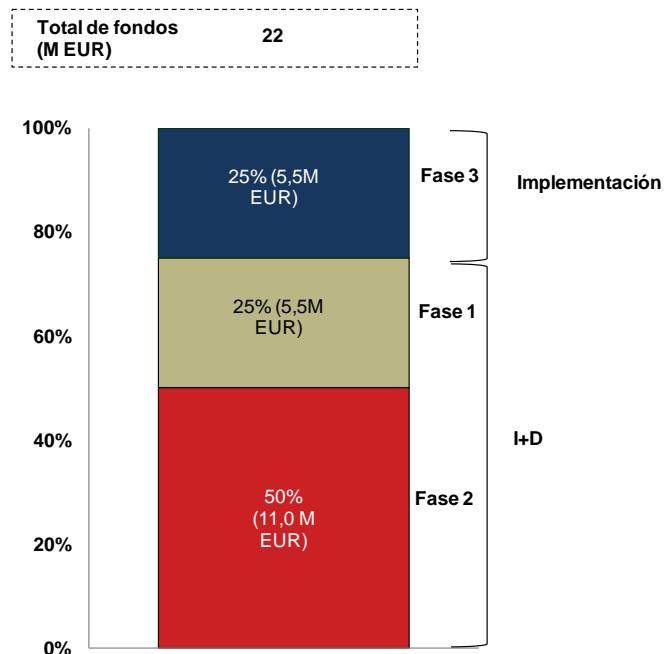
- Desarrollar un mercado de energía que repercuta el precio diario real de la energía sobre los usuarios.
- Evaluar tecnología que permita flujos de comunicación bidireccional constante para comparar oferta y demanda para que en el futuro:
 - El consumidor sea capaz de organizar su consumo eléctrico basándose en las tarifas que se apliquen en un determinado momento.
- El consumidor sea un “prosumidor” (productor y consumidor), al generar su propia electricidad (por ejemplo, con un sistema FV o de cogeneración residencial, entre 2 y 4 kW) y exportar a la red sus excedentes de generación.

6.2.4 Presupuesto estimado

E-DeMa, al formar parte del programa tecnológico E-Energy, fue financiado por el Ministerio Federal de Economía y Tecnología (BMWi) en colaboración con el Ministerio Federal de

Medioambiente alemán (BMU). Seis proyectos en Alemania fueron seleccionados para recibir una financiación total de EUR 140 millones, de los cuales 22 millones fueron destinados específicamente a E-DeMa. El Gobierno (BMWi y BMU) proporcionó EUR 10 millones para el desarrollo de E-DeMa y las empresas participantes recaudaron los restantes 12 millones.

Tabla 24: Presupuesto estimado de E-DeMa⁵²



6.2.4.1 Horas hombre

En total, un equipo de unos 120 profesionales estuvo involucrado a tiempo completo en el proyecto (consultar cronograma en página 56 para más información acerca de las fases del proyecto).

- Unos 20 profesionales de las empresas RWE, Siemens, ProSyst, SWK y Miel, trabajaron a tiempo completo en el diseño y desarrollo del proyecto (Fases 1 y 2).
- Unos 120 profesionales trabajaron a tiempo completo en la implementación del proyecto (Fase 3).

Las fuentes consultadas argumentaron que se necesitó un equipo tan numeroso debido a que hubo muchos actores involucrados, cada uno de los cuales requirió su propio equipo de gestión del proyecto.

⁵² Fuente: Entrevista, Dr. Michael Laskowski, RWE, Junio 14, 2013

6.2.5 Resultados preliminares

E-DeMa es solo un experimento de un Mercado de Energía virtual, estableciendo tarifas eléctricas ficticias a los participantes voluntarios y, además, haciéndoles llegar la factura eléctrica con la información de los ahorros que hubiesen conseguido (de no haber sido solo un “juego”) con respecto al precio estándar de la electricidad.

Esto es, los ahorros no se tradujeron en ganancias monetarias (la motivación principal para participar en el proyecto de los hogares voluntarios era su conciencia medioambiental). No obstante RWE y SWK se proporcionaron donaciones para la realización de proyectos de eficiencia energética en las localidades de los participantes para generar apoyo hacia el programa.

Además, de acuerdo a las fuentes consultadas, los 656 hogares que accedieron a participar fueron principalmente de clase socio-económica media-alta. Por lo tanto, hay que tomar en cuenta que:

- Las casas en general eran aisladas (no adosadas), lo que reduce los sobrecostes logísticos al instalar los equipos en comparación con otro tipo de edificación en zonas más densamente pobladas.
- La muestra de participantes no es representativa de la población alemana.

Tal como muestra a continuación, los resultados del proyecto varían según el “gateway”: Gateway 1 y Gateway 2.

Tabla 25: Resultados obtenidos de E-DeMa

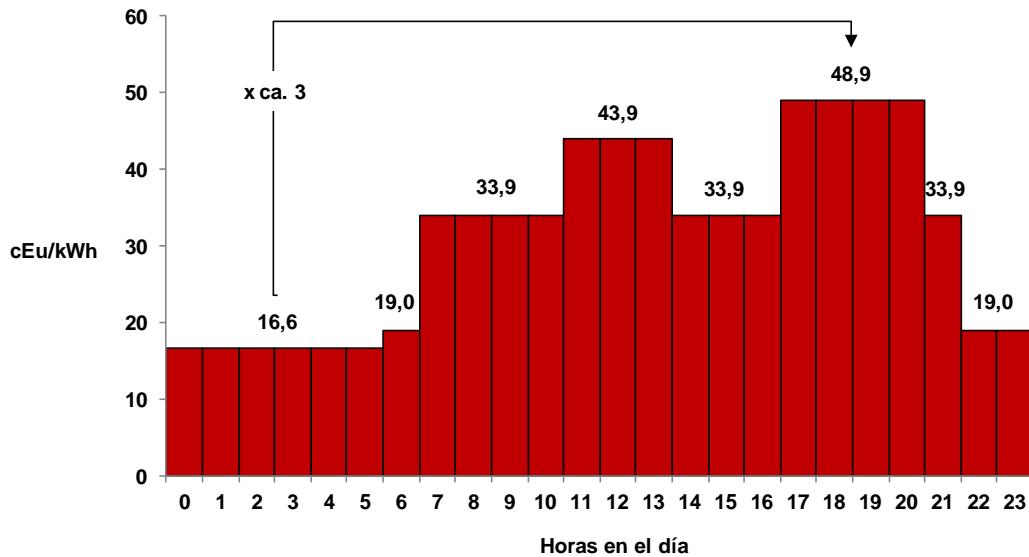
Resultados obtenidos de E-DeMa				
Concepto	Unidad	Valores		
		Gateway 1	Gateway 2	Total
Ahorro económico medio	%	2,97	4,40	3,20
Instalados en Krefeld	Hogares	115	10	125
Instalados en Mülheim	Hogares	434	97	531
Instalados Totales	Hogares	549	107	656

En las viviendas participantes del Gateway 1, se instalaron 549 monitores de energía para el hogar (115 en Krefeld y 434 en Mülheim). Las ventajas del Gateway 1 fueron las siguientes:

- Los participantes pudieron acceder a los datos de consumo y precios en tiempo real y ajustar sus hábitos de consumo en consecuencia (por ejemplo, desplazar su consumo a momentos de mayor exceso de oferta de energía).
- Los operadores de la red pudieron disponer de la información de la actividad en la red para adaptar sus operaciones con mayor exactitud.

- Tarifas variables fueron implementadas para evaluar la rapidez con la que los consumidores reaccionan a la variación de precios.

Ilustración 23: Tarifa variable de EDEMA



En los 107 hogares que fueron seleccionados para el “gateway 2”, se consiguió lo siguiente:

- Los consumidores pudieron ajustar su consumo de energía y ahorrar en sus facturas de electricidad a través de electrodomésticos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices, IEDs*) instalados en sus hogares; gracias al módulo de automatización, sólo comenzaban a funcionar cuando el suministro de electricidad estaba más disponible.
- Los operadores de red fueron capaces de evaluar el potencial del desplazamiento de la demanda causado por dichos módulos de automatización.

En promedio, los resultados muestran que a causa de las tecnologías implementadas se ahorró una media de 3,2% en el consumo de los hogares participantes. Además, el proyecto concluyó que⁵³:

- En la actualidad, se estima que las iniciativas que tratan la respuesta de la demanda pueden resultar en un desplazamiento de la carga de como máximo un 10% y un 5% en promedio. Este resultado sería mayor si se incrementara el despliegue de otras tecnologías como los vehículos eléctricos o la generación distribuida.
- Los consumidores necesitan ser “educados” y apoyados por las compañías eléctricas para entender las tecnologías y cómo pueden modificar sus hábitos de consumo a

⁵³ Fuente: Entrevista, Dr. Michael Laskowski, RWE, Junio 14, 2013

largo plazo. Por ejemplo, gracias al conocimiento que obtuvieron los participantes de E-DEMA, mantuvieron sus cambios en el patrón de consumo incluso después de finalizado el proyecto.

- Deberían desarrollarse soluciones más rentables; por ejemplo, los próximos proyectos piloto deberían incorporar soluciones más estandarizadas.
- RWE estableció una serie de tarifas “en tiempo real” que se anunciaban a los consumidores en cuanto había un excedente de energía en la red (por ejemplo, en días particularmente ventosos o soleados), para evaluar en qué medida los usuarios están dispuestos a modificar sus hábitos de consumo. Se concluyó que si se implementan más de cinco tarifas al día, los consumidores consideran que el sistema es demasiado complejo.

6.3 eTelligence

El proyecto eTelligence tiene por objetivo desarrollar tecnologías que permitan la gestión de las energías renovables distribuidos y su integración en el mercado eléctrico local. Estas tecnologías en su conjunto, operando en unidad, se conocen por su término en inglés *Virtual Power Plant* (VPP). Asimismo, se pretende incluir la gestión de los consumos térmicos, destinados principalmente a almacenes de pescado.

En la siguiente tabla se resumen los puntos más importantes del proyecto:

Resumen del contenido del estudio con respecto a eTelligence

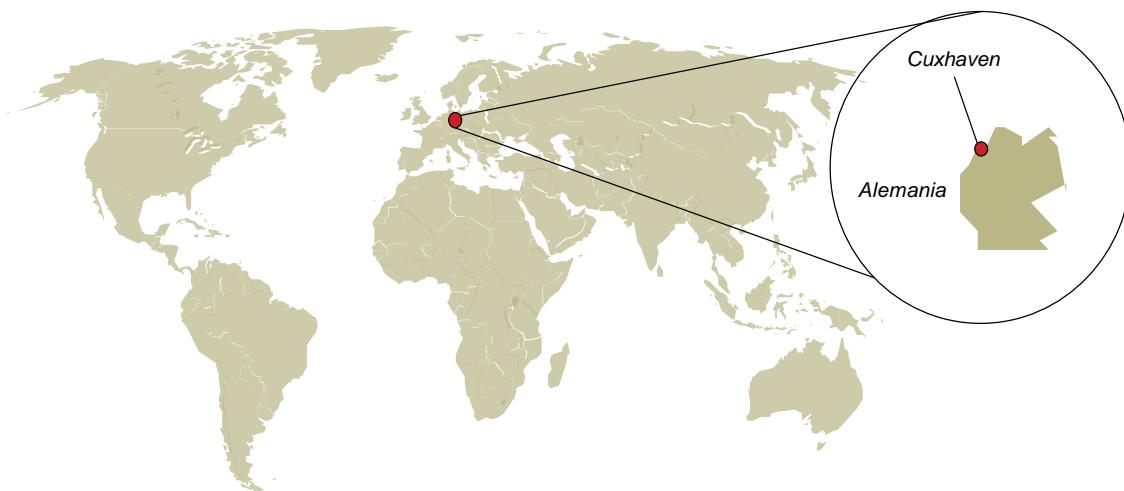
		Resumen	Página ⁵⁴
Descripción del proyecto		Implementar un sistema de gestión entre generadores eléctricos renovables y consumidores.	88
Razones que lo justifican		Se implementaron: Contadores inteligentes, Sistemas de información al usuario, Virtual Power Plant, Agregación de plantas CHP, Automatización de la red de distribución, Vehículos eléctricos.	89
Premisas		La introducción masiva de fuentes renovables precisa una gestión del consumo para aumentar su aprovechamiento y generar mayores beneficios.	94
Resultados		Se busca probar la viabilidad del sistema de gestión y las comunicaciones entre los diferentes implicados y cuantificar sus beneficios.	93
		11% de reducción del consumo, entre el 12% y el 20% de reducción de consumos picos, 9% de aumento de la eficiencia sobre los consumos térmicos y experiencia con las TICs. Reducción de los errores de predicción de la generación renovable en un 15%.	96
Cambios regulatorios	Efectuados	Se introdujeron modificaciones en las principales leyes: la EEG (Incentivos a la generación renovable) y la EnWG (ley del sector energético, contadores inteligentes y los mercados).	98
	A efectuar	Regular las cargas gestionables por los operadores de la red eléctrica, generadores distribuidos que apoyen la operación de la red y liberalización de la lectura de contadores.	100
Cronograma	eTelligence	El proyecto se desarrolló entre noviembre 2008 y octubre 2012.	88

⁵⁴ Página del informe donde se detalla la sección en mayor profundidad.

		Resumen	Página ⁵⁴
Costos	E-Energy	6 proyectos en Alemania fueron seleccionados para obtener una financiación total de EUR 140 millones.	67
	eTelligence	El proyecto eTelligence costó EUR 31 millones (21M privados, 10M públicos); se requirieron 20 trabajadores a tiempo completo para el diseño del proyecto y 80-100 para la implementación.	95

En la región de Cuxhaven, al norte de Alemania y con cerca de 50.000 habitantes, se ha desarrollado el proyecto eTelligence.

Ilustración 24: Localización de eTelligence



Se eligió la región de Cuxhaven por disponer de una participación importante de energías renovables en el mix energético así como por incluir la existencia de plantas de cogeneración y consumo térmico proveniente de los almacenes fríos que existen en el puerto de Cuxhaven.

Más concretamente, cerca de Cuxhaven hay instalado principalmente:

- Un parque eólico de 600 kW.
- Instalaciones fotovoltaicas que suman 79,6 kW en total.
- Una planta de cogeneración es de 460 kW eléctricos.
- Dos almacenes fríos que en total consumen 510 kW eléctricos.

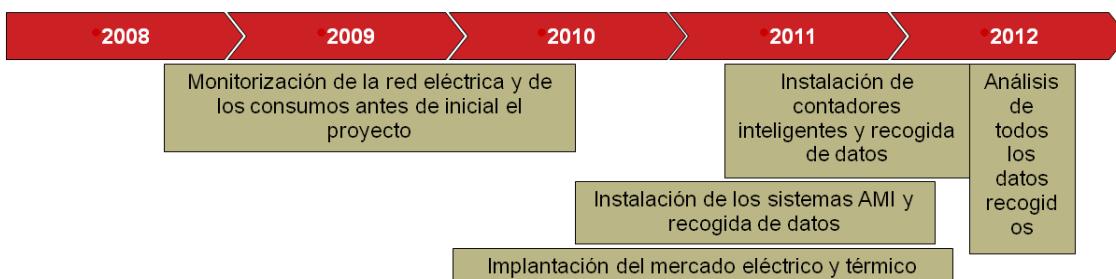
El proyecto se desarrolló en un consorcio entre la empresa energética EWE AG, la desarrolladora del software y de la infraestructura de comunicaciones BTC AG y los centros de investigación OFFIS e.V y Fraunhofer-VerbundEnergie. En el consorcio también participaba Energy & Meteo Systems GmbH que gestionaba la VPP según las condiciones climáticas. Adicionalmente, el centro encargado de evaluar los resultados y analizar los datos fue Öko-Institut.

La siguiente tabla resume la información general del proyecto:

Tabla 26: Información general del proyecto eTelligence

eTelligence	
Descripción breve	Desarrollo y demostración de una plataforma que gestione los recursos renovables para obtener más beneficios de ellos.
Localización	Cuxhaven, Alemania
Líder del proyecto	EWE AG
Otros participantes	<ul style="list-style-type: none"> • BTC AG, (desarrollador de software de TICs) OFFIS e.V (I+D en TICs), Energy and meteo Systems (Previsión de generación renovable y gestión energética) Fraunhofer Energy Alliance (I+D gestión de plantas de cogeneración) • 22 empresas: energéticas, informáticas, meteorología y fabricantes de contadores eléctricos
Duración del proyecto	2008 - 2012
Presupuesto total	EUR 31 millones: EUR 10 M de fondos públicos y EUR 21 M de fondos privados

En el cronograma del proyecto, a continuación se observa que se inició en 2008 (noviembre) y acabó en 2012 (octubre).

Tabla 27 Cronograma del proyecto eTelligence

El cronograma del proyecto muestra que la primera parte del proyecto consistió en monitorizar los consumidores antes de realizar ninguna acción. En la segunda parte del proyecto se fueron instalando los diferentes dispositivos que conformarían el proyecto como los sistemas de comunicación del mercado eléctrico, la monitorización de la red eléctrica y los contadores inteligentes. Estos equipos se probaron hasta casi mediados de 2012, cuando se acabó la segunda fase y empezó la tercera. En esta última se realizó un análisis de los datos obtenidos en el proyecto.

A continuación se puede observar el cronograma de las diferentes encuestas realizadas en los usuarios con contadores inteligentes para poder analizar la evolución del proyecto, la aceptación de los usuarios y la percepción de los clientes de los nuevos servicios que se les ofrecía.

Tabla 28 Cronograma de la investigación de los domicilios

Análisis	Periodo	Número de participantes
Medición del consumo de energía	Junio 2011-Mayo 2012	624
Encuesta inicial	Enero-Agosto 2011	477
Encuesta intermedia	Octubre-Noviembre 2011	357
Encuesta final	Mayo-Junio 2012	307
Grupo de foco	Mayo 2012	39

6.3.1 Descripción de los elementos del proyecto

Para conseguir los objetivos del proyecto de gestionar los generadores renovables, incentivar la participación de los usuarios con la gestión del consumo, establecer una red de comunicaciones e introducir un mercado energético local, se decidió implantar 6 tecnologías distintas:

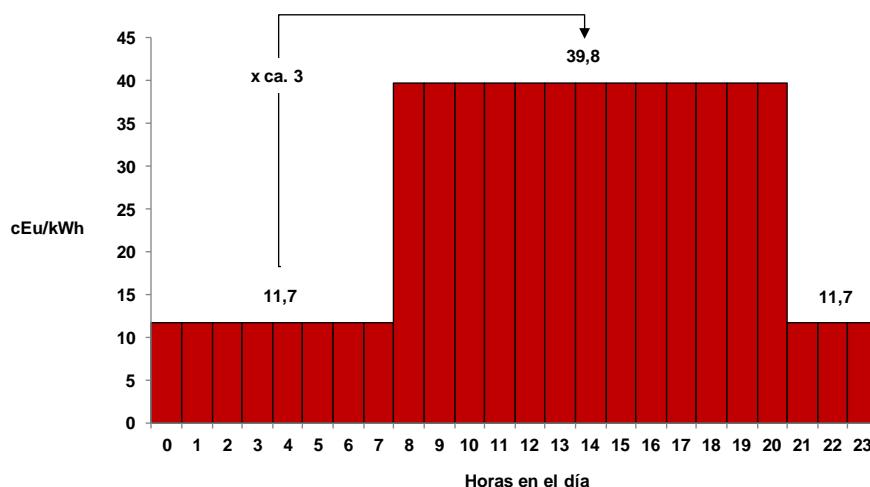
- Contadores inteligentes
- Sistemas de información al usuario
- Virtual Power Plant (VPP)
- Agregación de plantas CHP
- Equipos para la automatización de la red de distribución
- Vehículos eléctricos.

Seguidamente se presentan las características principales de cada tecnología y la aplicación de cada una:

Tabla 29 Descripción de las tecnologías implantadas en el proyecto eTelligence

Tecnologías	Descripción	Aplicaciones deseadas
Contadores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollados por Landis+Gyr, QNE, ITF Fröschl y EasyMeter Instalados en 650 hogares 	<ul style="list-style-type: none"> Disponer de un registro del consumo en tiempo real y aplicación de tarifas eléctricas dinámicas
Sistemas de información al usuario	<ul style="list-style-type: none"> RouterMultibox conectado a internet. Modelo Fritz!Box 7270. Aplicación para iPod touch Portal web Tarifa Event-Tarif 	<ul style="list-style-type: none"> Implementar una plataforma web que ofrezca informes de consumo y datos de consumo en tiempo real. Reducir el pico de demanda eléctrica.
Virtual PowerPlant	<ul style="list-style-type: none"> Plataforma que permite la gestión del consumo eléctrico en función de la generación renovable disponible en: <ul style="list-style-type: none"> 8 parques eólicos 19 parques fotovoltaicos 	<ul style="list-style-type: none"> Gestionar en función de la variación del precio de la energía, reducción de los errores de previsión Evitar la interrupción del suministro
Agregación de plantas CHP	<ul style="list-style-type: none"> Plataforma que permite la gestión del consumo eléctrico y térmico en función de la generación renovable disponible 	<ul style="list-style-type: none"> Gestionar en función del precio de la energía y de las necesidades térmicas y eléctricas de las industrias
Automatización de la red de distribución	<ul style="list-style-type: none"> Monitorización del estado de la red (líneas eléctricas y transformadores) 	<ul style="list-style-type: none"> Conocer el estado de la red eléctrica Reconfiguración automática de la red si hay faltas Reducción de las interrupciones a los consumidores
Vehículos eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> Introducción de 50 vehículos eléctricos y su infraestructura de recarga 	<ul style="list-style-type: none"> Reducir las emisiones de CO₂ y consumo de combustibles fósiles Conocimiento de los hábitos de consumo de los usuarios Gestión de la infraestructura de recarga

- Los contadores inteligentes se instalaron en 650 domicilios y permitieron:
 - Reducir los costes de lectura del consumo
 - Aplicar cambios en la tarifa eléctrica para añadir discriminación horaria.

Ilustración 25: Tarifa variable de eTelligence (sin impuestos)

- Permitir a los consumidores acceder a un registro de su consumo eléctrico diario para luego mejorar sus hábitos de uso de la energía, reduciendo o desplazando el consumo en los períodos pico.
- El sistema de información del consumo eléctrico al usuario se compone principalmente de un router (RouterMultibox) que captura los datos del contador y un iPod touch que recibe la información del portal web (MyEnergy Portal) que permite a los usuarios:
 - Disponer de informes de su consumo eléctrico en el portal web.
 - Detectar usos ineficientes de la energía y mejorarlos para reducir el coste de la energía.
 - Conocer las emisiones de CO₂ relativas a su consumo eléctrico.
 - Aplicar la tarifa con discriminación horaria "The eTelligence Event-Tarif".
- La VPP consiste en una plataforma para gestionar los generadores distribuidos, lo cual permitió:
 - Mejorar los ajustes de las desviaciones entre la previsión y la generación eléctrica real.
 - Reducir las penalizaciones por desviación.
 - Reducir las interrupciones de suministro por las desviaciones de los generadores.
 - Enviar información en tiempo real sobre la disponibilidad de energía renovable.
- La agregación de plantas de cogeneración o CHP (*CombinedHeat and Power*) al igual que la VPP, fue implementada para gestionar los diferentes generadores distribuidos⁵⁵ y permite:
 - Gestionar la generación eléctrica y térmica.
 - Reducir el consumo de gas natural o biogás en función de la generación renovable disponible.
- Para la automatización de la red de distribución, se instalaron sensores en diferentes puntos de la red con la finalidad de:
 - Conocer el estado de la red en todo momento para que el operador de la red pueda actuar en consecuencia.

⁵⁵Las características de los generadores se pueden observar en la Tabla 29y laTabla 30.

- En caso de faltas o incidencias, el operador de la red la reconfigure para restablecer el servicio.
- Disminuir las sobrecargas y las interrupciones de suministro a clientes.
- Con los coches eléctricos y las infraestructuras de carga de los vehículos se buscó:
 - Ganar experiencia en estas nuevas tecnologías.
 - Conocer los hábitos de carga de los usuarios de vehículos eléctricos.
 - Reducir las emisiones de CO₂ y los ruidos en las poblaciones.
 - Disminuir el consumo de combustibles fósiles.

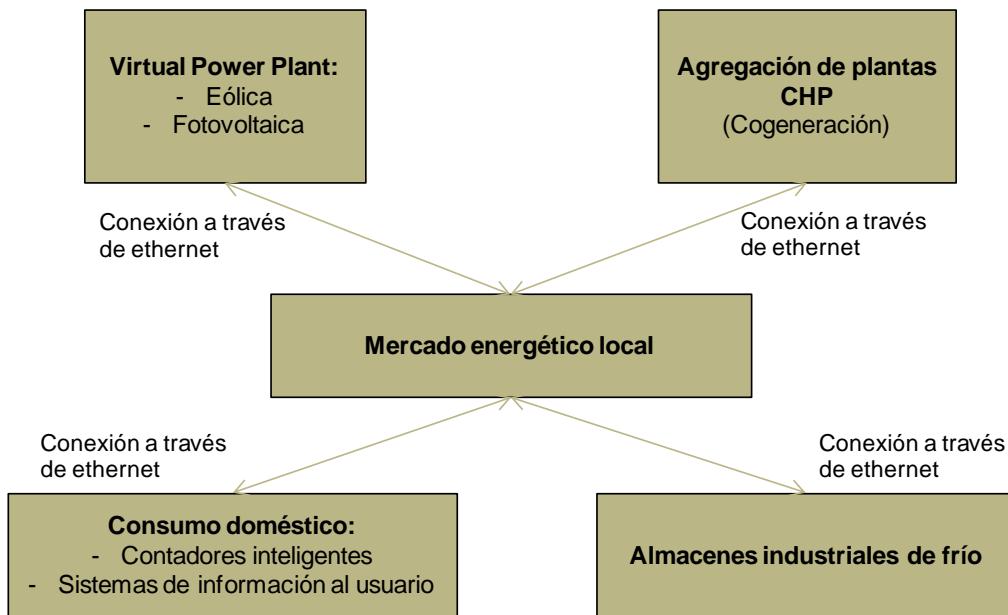
Cabe destacar que los sistemas de información permitieron un mayor ahorro energético en los consumidores gracias a los distintos canales de comunicación. En el proyecto se implementaron tres canales de comunicación con el objetivo de informar y educar a los consumidores que participan:

- Aplicación para iPod touch que mostraba el consumo, los costes y las emisiones de CO₂ de los 7 días anteriores y permitía conocer el consumo instantáneo en cualquier momento.
- Portal web (Mein Energieportal) que permitía a los usuarios acceder a esta información con un mayor rango de tiempo.
- Informes mensuales que los usuarios recibían impresos en casa y que indicaban consejos de ahorro energético y las últimas noticias del proyecto.

Además, los tres sistemas ofrecían la posibilidad de comparar su consumo con el de otras casas con un tamaño similar que estuvieran en el proyecto.

En la Ilustración 26 se observa un esquema de los diferentes elementos que componen y participan en el mercado energético creado en el proyecto:

Ilustración 26 Esquema del mercado energético local de eTelligence.



Las 3 plantas de cogeneración (CHP) agregadas tienen las siguientes características:

Tabla 30: Características de las plantas CHP agregadas

	Potencia eléctrica	Potencia térmica	Combustible
Ahoi!-spa	460 kW	720 kW	Gas natural
Planta de tratamiento de aguas de Cuxhaven	1.052 kW	1.200 kW	Gas natural y biogás
Edificio de oficinas de EWE AG	5,5 kW	14,5 kW	Gas natural

6.3.2 Premisas que intentan probar

Antes de hacer una implantación masiva de las diferentes tecnologías del proyecto se requiere una experiencia demostrativa para cuantificar el potencial beneficio de cada una. En esta línea, el proyecto eTelligence pretende:

- Demostrar la viabilidad técnica y económica de las diferentes tecnologías:
 - Contadores inteligentes.

- Agregación de fuentes de energía renovables distribuidas en Virtual PowerPlants.
- Gestión de plantas de cogeneración CHP.
- Implantar una infraestructura de comunicaciones que permita la integración y gestión de la generación renovable comunicando a todos los agentes implicados (generadores, consumidores y agentes del mercado).
- Cambiar los hábitos de consumo eléctrico de los domicilios con tarifas de dos períodos y así reducir el pico de demanda eléctrica.
- Implantar un mercado de energía eléctrica y térmica local que incluya el operador del sistema eléctrico para aumentar los beneficios y la eficiencia.

6.3.3 Razones que lo justifican

En el marco del proyecto eTelligence aparece la necesidad de gestionar la gran penetración de energías renovables para evitar un mal funcionamiento de la red eléctrica, evitar desconexiones de los generadores renovables y aumentar las prestaciones a los consumidores de electricidad.

Los 31 GW eólicos⁵⁶ y 32 GW⁵⁷ fotovoltaicos instalados a nivel nacional complican la gestión de la red eléctrica, de manera que la energía fotovoltaica puede llegar a representar el 40% de la potencia total del país⁵⁸. Además, el 70% de los productores fotovoltaicos están conectados a la red de baja tensión (< 1 kV) y la mayoría están conectados a la red 400 V, por lo que el nivel de dispersión es muy elevado y la gestión resulta complicada.

Como que esta problemática está presente en la región de Cuxhaven, se decide desarrollar el proyecto eTelligence en esta región como proyecto piloto para detectar las tecnologías con mayor potencial. Además, la región de Cuxhaven tiene un consumo térmico industrial con un coste significativo porque existen distintos almacenes de pescado instalados en el puerto. Estos consumos hacen que el potencial de ahorro de las distintas tecnologías sea mayor.

Por estas razones, los objetivos principales del proyecto son:

- Gestionar de manera eficiente los generadores, consumidores y operadores de la red eléctrica.

⁵⁶Wind in Power, 2012 European statistics - EWEA

⁵⁷ Fuente: [Global Marketing Outlook, EPIA 2013](#)

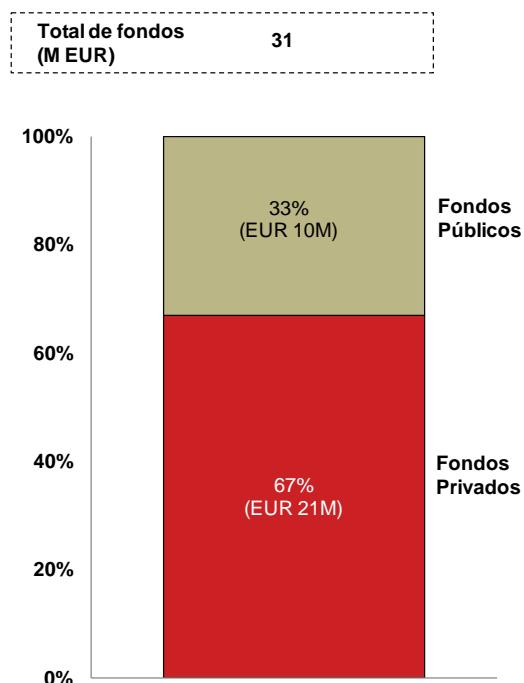
⁵⁸Time in the Sun – IEEE Power and Energy magazine. Marzo-Abril 2013

- Conectar todos los agentes a un mercado a través de una red de telecomunicaciones basada en el protocolo IEC 61850.
- Establecer un mercado de electricidad y energía térmica local que permita reducir costes y emisiones.

6.3.4 Presupuesto estimado

El presupuesto del proyecto es de 31 M de EUR de los cuales 21 M de EUR provienen de las empresas y 10 M EUR de fondos públicos⁵⁹. Este presupuesto se destinó principalmente a la instalación de 650 contadores inteligentes, a la creación de un mercado energético local y a la instalación de la infraestructura de comunicaciones necesaria entre agentes.

Tabla 31: Presupuesto estimado de eTelligence



En cuanto a las actividades de I+D del proyecto, es relevante destacar la parte de desarrollo de la VPP, la creación del mercado energético local, la seguridad de los datos asociados a las nuevas actividades y la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos.

⁵⁹eTelligence – Energy meets Intelligence. May 2012. EWE presentation

6.3.4.1 Costes de horas hombre

Para el diseño del proyecto se estima que fue necesario un equipo de 20 personas. En total un equipo de 80 a 100 profesionales dedicados a tiempo completo estuvo implicado en el proyecto. Destacar que la coordinación entre las 6 empresas o institutos del consorcio hace que el trabajo sea más costoso por la cooperación que se requiere. Pero por otra parte se gana en versatilidad ya que esta tipología de proyectos implica una amplia variedad de temáticas. Cabe recordar que en el consorcio había una empresa energética, dos de comunicaciones, dos en la parte de gestión energética (VPP y CHP) y un instituto en la parte de evaluación de los resultados.

6.3.5 Resultados

Los resultados cuantitativos obtenidos en el proyecto eTelligence⁶⁰ se detallan en la Tabla 32 y seguidamente se describen y se añaden los resultados cualitativos según la tecnología utilizada:

Tabla 32: Resultados del proyecto eTelligence

	Resultado	Valor
Contadores inteligentes	• Reducción del pico de demanda	12% - 20%
	• Reducción de la energía eléctrica consumida	11%
Virtual PowerPlant	• Aumento de los beneficios de los generadores eléctricos y térmicos	9%
	• Reducción de los errores de predicción de la generación renovable	15%
Agregación de CHP	• Reducción del consumo industrial	6% - 8%

Los resultados obtenidos por la instalación de contadores inteligentes son 2:

- La reducción del pico de demanda obtenido es un resultado de la instalación de contadores inteligentes, la aplicación de tarifas eléctricas que lo incentivan y de los sistemas de información al usuario.
 - Este resultado es beneficioso desde el punto de vista del usuario, ya que reduce su coste.

⁶⁰eTelligence final report. New energy sources require a new approach. EWE AG 2012. Germany

- También desde el punto de vista de los operadores de la red, ya que al reducir el pico de demanda existe un uso más eficiente de la red y las inversiones de ampliación se reducen.
- La reducción de la energía eléctrica consumida se traduce directamente en un ahorro en la factura eléctrica que permite amortizar la inversión en los equipos instalados.
 - Para conseguir mayores reducciones de consumo, se realizó una campaña de sensibilización y seguimiento a los participantes del proyecto que se tradujo en un ahorro energético medio del 11% y una elevada concienciación de los participantes.

Los resultados por la instalación de la VPP también son 2:

- Se aumentaron los beneficios de los generadores renovables gracias a la disminución de los errores de predicción. Además cabe destacar el resultado positivo de la experiencia realizada ya que se desarrolla una plataforma de gestión de los generadores y se opera con éxito.
- Otro éxito del proyecto es la implantación de los sistemas de comunicación entre los diferentes agentes del mercado (VPP, CHP y los operadores de mercado) con los protocolos internacionales de comunicación IEC 61850.

En cuanto a la agregación de las plantas CHP, se consiguió:

- La reducción del consumo industrial
- La integración de los sistemas de comunicación IEC 61850 para adaptar el funcionamiento de la planta a las condiciones del mercado.

Finalmente, hay varios resultados cualitativos que merecen ser resaltados:

- La monitorización de la red eléctrica para tener un mayor conocimiento del estado de la red y así poder mejorar la calidad de suministro y la eficiencia de la red.
- También se ha logrado un mayor conocimiento sobre los vehículos eléctricos y el uso de estos. De esta manera:
 - los operadores de la red pueden hacer previsiones del consumo eléctrico y pueden planificar mejor la nueva infraestructura de carga.
 - Con estas experiencias, los organismos reguladores pueden crear políticas de incentivo del vehículo eléctrico en base a experiencias reales.

6.3.6 Cambios regulatorios

El caso alemán es significativo desde el punto de vista regulatorio ya que el país cuenta con una gran participación de generación renovable distribuida (un total de 63 GW entre potencia

eólica y fotovoltaica)⁶¹ además con un alto grado de dispersión (70% de la fotovoltaica en la red de baja tensión).⁶²

Estas condiciones han obligado a los reguladores alemanes a estar muy avanzados en el campo de las RI. Además, el objetivo para 2050 es que el 60% de la energía de uso final y el 80% de la electricidad provenga de fuentes renovables.

En Alemania, estos objetivos están fuertemente relacionados con la Directiva 2009/28/EC de la Comisión Europea en la que se fijan como objetivos para 2020 reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética y que el 20% de la producción eléctrica provenga de energía renovable.

Seguidamente se exponen los principales cambios regulatorios que se han desarrollado en Alemania en el ámbito de las RI.

6.4 Cambios regulatorios efectuados

En Alemania el organismo encargado de la promoción de las energías renovables es el Ministerio Federal del Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y la Seguridad Nuclear (BMU por sus siglas en alemán). Por otra parte, la regulación del sector energético la realiza el Ministerio Federal de Economía y Tecnología (BMWi por sus siglas en alemán). Además, un segundo plano se encuentra el Ministerio Federal de Alimentos, Agricultura y Protección del Consumidor, así como responsable de las diferentes biomassas y su uso energético, la Agencia Ambiental Alemana (Umweltbundesamt) y la Agencia de la Energía Alemana (DENA).

La principal iniciativa legal llevada a cabo en Alemania es la Ley de Energías Renovables (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG) que tiene por objetivo principal la promoción de las energías renovables y el desarrollo tecnológico. Además, esta es la ley que regula las tarifas de bonificación por la producción de energía eléctrica de origen renovable, también conocidas por su término en inglés *Feed-in Tariff* (FiT).

Algunas de las particularidades más destacadas por su carácter innovador se describen seguidamente:

- Desde 2011, la EEG obliga a los generadores fotovoltaicos de menos de 30 kW a reducir hasta un 70% la potencia entregada en función de las señales del operador de la red de distribución. Los generadores fotovoltaicos de más de 30 kW podrán ser controlados por el operador de la red de distribución.

⁶¹ Fuente: [Wind in Power, EWEA, 2013: Global Marketing Outlook, EPIA 2013](#)

⁶² [Time in the Sun – IEEE Power and Energy magazine. Marzo - abril 2013](#)

- Los requerimientos técnicos impuestos a los nuevos generadores fotovoltaicos conectados a baja o media tensión (VDE AR-N 4105) deben dar soporte a la red en caso de que la frecuencia alcance los 50,2 Hz (50 Hz nominales). En caso de que la frecuencia alcance los 51,5 Hz los generadores deben desconectarse⁶³.

En cuanto a contadores eléctricos, es importante destacar también las siguientes cuestiones:

- A día de hoy no es obligatorio sustituir todos los contadores actuales por contadores inteligentes. En cambio, en base a la enmienda de 2009 en la Energy Industry Act EnWG, en los siguientes casos sí que es obligatorio instalar un contador inteligente:
 - Conexiones nuevas de edificios a la red.
 - Rehabilitación/renovación mayor de edificios.
 - Consumidores de más de 6000 kWh por año.
 - Operadores de plantas bajo de la Ley de Energías Renovables alemana (EEG) y la Ley de Cogeneración de Calor y Electricidad (KWKG) contando con una capacidad instalada mayor de 7 kW.
- Conforme al (§21e, EnWG), a partir de enero de 2013 los contadores inteligentes instalados tienen que contar con conexión a la red de comunicación y reflejar el consumo real y el tiempo real de uso. Todos los sistemas técnicos involucrados tienen que adoptar las medidas necesarias para garantizar la protección y seguridad de los datos.

Asimismo, se han regulado las tarifas flexibles y cuentas transparentes:

- Conforme al §40 (EnWG) los suministradores de electricidad están obligados a ofrecer una tarifa que constituya un incentivo para ahorrar electricidad o para gestionar el consumo de electricidad.
 - Por ejemplo, con tarifas de tiempo variable y tarifas de cargo variable (tarifa inteligente). Estas tarifas constan de diferentes períodos tarifarios con un precio de la electricidad distinto según el período.
- Además, los consumidores finales de electricidad también tienen el derecho a recibir de forma gratuita información mensual acerca de su consumo de electricidad.

⁶³Time in the Sun – IEEE Power and Energy magazine. Marzo - abril 2013

También es relevante destacar la Ley de la Industria Energética (*Energiewirtschaftsgesetz*, EnWG por sus siglas en alemán) en la que se regula, entre otros aspectos, el funcionamiento del mercado eléctrico y de gas alemán así como la expansión de la red eléctrica.

Por último, el Plan Nacional para el Desarrollo de la Movilidad Eléctrica (*Nationale Plattform Elektromobilität*) promueve el despliegue de vehículos eléctricos, otorga ayudas a las industrias productoras de vehículos eléctricos y marca como objetivo 1 millón de vehículos eléctricos para 2020.

6.5 Cambios regulatorios a efectuar

Los principales cambios regulatorios propuestos en el marco del programa E-Energy son:⁶⁴

- Permitir a los operadores de la red de transporte y distribución el uso de cargas gestionables en caso de gran implantación de generación distribuida
- Modificar la ley de energías renovable (EEG) para obligar a que las nuevas plantas generadoras apoyen a la red en cuanto a la estabilidad de la frecuencia y la tensión en el punto de conexión.
- Liberalizar la lectura de contadores y los servicios en los sistemas de RI y la regulación de los estándares aplicables a los contadores inteligentes.

A raíz de proyectos piloto como E-DeMa y eTelligence, se concluyó que es necesario contar con más información de la red eléctrica. En este sentido, compañías eléctricas alemanas y los reguladores están diseñando el concepto de “luz amarilla” dentro del modelo “semáforo” que ya está siendo implementado (aunque solo con una luz roja y otra verde).

El objetivo de esta modificación normativa es establecer reglas e incentivos para las iniciativas de respuesta de la demanda, que ayudarán a incrementar la eficiencia de la red y a mitigar el mal funcionamiento de la red eléctrica.

Actualmente sólo hay dos “luces” de acuerdo a las cuales se rige la gestión de la red en Alemania:

- Luz Verde: Todos los consumidores pueden conectar/desconectar las cargas.
- Luz Roja: La red está funcionando a plena capacidad y, por lo tanto, los operadores pueden desconectar algunas cargas para proteger la red.

Hasta ahora, no ha habido una regulación que incluya una “luz amarilla”, situación que se aplicaría antes de pasar a la fase de “luz roja”.

⁶⁴ Findings from the European Exchange of Experiences “Tomorrow’s Distribution Network” Symposium, 2011

La luz amarilla está diseñada para:

- Guiar a los operadores de la red acerca del procedimiento a seguir cuando la demanda de potencia se aproxima a la capacidad de la red.
- Proporcionar normas e incentivos para la gestión de la demanda para que los clientes pueden modular sus cargas.

Asimismo, la Asociación Federal de las industrias de Agua y Energía (BDEW)⁶⁵ ha presentado una propuesta de actuaciones que deberían efectuarse para permitir la implementación masiva de las redes inteligentes.

Según la BDEW, entre los cambios regulatorios necesarios se destaca la necesidad de introducir normas y normalización, protección de datos y seguridad de datos antes de 2014.

⁶⁵ Fuente: “[Estrategia de implementación](#)” de BDEW, 2013

7 Málaga, España

El proyecto Smartcity de Málaga ha convertido a esta ciudad en una de las pioneras a nivel internacional en el desarrollo de ciudades inteligentes desde el punto de vista de la distribución eléctrica y el de la eficiencia energética. En este sentido, la ciudad de Málaga es la ciudad más inteligente del territorio español⁶⁶, sobresaliendo en los apartados de energía inteligente, medio ambiente, y servicios inteligentes.

El proyecto Smartcity de Málaga está impulsado por la empresa eléctrica Endesa y está orientado especialmente a estimular las pruebas en un entorno real con las que validar las tecnologías que serán utilizadas por Endesa en sus instalaciones.

Endesa, que a su vez pertenece a la italiana Enel, tiene una fuerte presencia en Chile, lo que la convierte en un importante actor dentro del mercado eléctrico chileno. Además, a partir de la experiencia de Endesa con el piloto de Málaga, la compañía ha empezado a extender su red de ciudades inteligentes por España y América Latina. Dentro de este contexto, en 2012 se inició el proyecto piloto de Smartcity en la ciudad de Santiago de Chile, por lo que el proyecto de Málaga se convertirá en un referente en términos de redes inteligentes para Chile en general y Santiago de Chile en particular.

La ciudad de Málaga también se ha involucrado en una serie de compromisos nacionales e internacionales para compartir experiencias y estrategias conjuntas de innovación urbana inteligente, siendo:

- Ciudad fundadora de la Red Española de Ciudades Inteligentes.
- Firmante del Pacto de Alcaldes (Covenant of Mayors), del que hay 3.055 ciudades europeas firmantes, para conseguir una reducción de las emisiones de CO₂ en el ámbito urbano.
- Firmante de la Carta Verde Digital (Green Digital Charter), una iniciativa de Eurocities con el apoyo de la UE, en la que 24 ciudades europeas se comprometen a dar una aplicación preferente de las TICs en los ámbitos del ahorro y la eficiencia energética.

Dada la influencia y aplicabilidad en Chile así como la gran variedad de tecnologías incluidas en el piloto, el caso de Málaga resulta de gran interés para el presente estudio.

⁶⁶ IDC Energy Insights, 2011

Tabla 33: Resumen del contenido del estudio con respecto a España

	Resumen	Página ⁶⁷
Descripción del trabajo en curso	El proyecto piloto en Málaga es 1er paso dentro de la estrategia de Endesa para redes inteligentes.	105
	Se implementarán: AMI, Respuesta de la demanda, Generación distribuida, Sistema de almacenamiento, Automatización de la red de distribución y Vehículos eléctricos.	112
Razones que lo justifican	Conseguir un ahorro del 20% del consumo actual en la zona del piloto, reducir 6.000 Tn anuales de emisiones de CO ₂ , reducir la diferencia entre consumo pico y valle, y crear nuevas oportunidades y nuevos proyectos que aprovechen la infraestructura y experiencia obtenida con el proyecto piloto.	110
Pilotos en marcha	Proyecto piloto en la ciudad de Málaga. Endesa también está realizando pilotos en Barcelona, Búzios y Santiago de Chile.	106
Premisas	El proyecto Smart City pretende, mediante el testeo de nuevas tecnologías aplicadas a la red de distribución, encontrar herramientas que permitan la consecución de los compromisos fijados en materia energética a nivel internacional	110
Resultados preliminares	Se ha conseguido una mejora en la eficiencia energética en edificios y hogares, con un ahorro del 10% en el consumo de energía eléctrica: Plan 20-20-20 de la Unión Europea.	115

⁶⁷ Página del Informe donde se detalla la sección en mayor profundidad.

		Resumen	Página ⁶⁷
Cambios regulatorios	Efectuados	Los principales cambios regulatorios relacionados con la implantación de las redes inteligentes realizados en España tienen relación con los contadores inteligentes, la generación distribuida y la creación de la figura del gestor de cargas	116
	A efectuar	Mejorar el sistema de retribución para facilitar las inversiones de las compañías eléctricas en redes inteligentes y crear mercados que hagan viables los nuevos servicios implementados.	117
Cronograma	Piloto	El piloto en Málaga ha finalizado en 2012, aunque otros proyectos siguen en la misma ciudad relacionados con las redes inteligentes.	109
	Implementación masiva	Una vez finalizado el proyecto piloto en Málaga, Endesa prevé extender las tecnologías y experiencias que hayan demostrado su efectividad y que sean rentables para el sistema en su conjunto.	109
Costos	I+D	La inversión en I+D fue moderada por tratarse básicamente de un proyecto de integración.	111
	Piloto	EUR 31 millones (21 millones son fondos del CDTI, dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación, y el restante son privados). Además, se requirieron 25-35 trabajadores a tiempo completo durante 2 años y 150-250 durante otros 4 años.	111

7.1 Descripción del trabajo en curso

Los proyectos Smartcity o ciudades inteligentes que Endesa está llevando a cabo pretenden desarrollar un nuevo modelo de gestión energética en las ciudades. El objetivo principal es aumentar la eficiencia energética, reducir las emisiones de CO₂ e incrementar el consumo de energías renovables.

La estrategia que Endesa se ha fijado para lograr estos objetivos es mediante la utilización de “living labs” en los que testear diferentes tecnologías y validar su viabilidad económica y técnica para, posteriormente y en base a los resultados obtenidos, implantarlos de forma genérica en sus instalaciones.

Para ello, Endesa ha ido desarrollando una serie de pilotos englobados dentro de su proyecto de Smartcity:

- Lanzó el proyecto piloto en Málaga (España) en 2009.
- Lanzó el proyecto piloto en Barcelona (España) en 2011.
- Lanzó el proyecto piloto en Búzios (Brasil) en 2011.
- Lanzó el proyecto piloto en Santiago de Chile (Chile) en 2012.

Dentro de su visión de ciudad inteligente, Endesa ha definido 4 sectores principales en los que se implementarán conceptos de redes inteligentes:

- Consumidores inteligentes e informados (“smart and informed consumer”)
 - Programas de eficiencia energética y gestión de la demanda.
 - Medición de la “huella ecológica” en base a las emisiones de CO₂.
 - Programas de concienciación y divulgación⁶⁸.
- Sistemas inteligentes de gestión de la energía (“smart energy management”)
 - Sistema automatizado de gestión de la demanda en hogares y PYMEs.
 - Servicios eléctricos a través del uso de tecnologías de información y comunicación.
 - Sistema de alumbrado público eficiente.
- Generación y almacenamiento inteligentes (“smart generation and storage”)

⁶⁸ En Málaga, Barcelona y Búzios ya se han inaugurado centros de divulgación donde se explica el funcionamiento y los distintos hitos que se vayan desarrollando a lo largo del proyecto para el público en general y para agentes interesados en conocer el proyecto y grupos de trabajo especializados.

- Generación de energía renovable a través mayoritariamente de paneles fotovoltaicos y micro-eólica.
- Dispositivos de almacenamiento de energía.
- Vehículos eléctricos, incluyendo la recarga rápida y sistemas de V2G (Vehicle to Grid).
- Redes inteligentes (“smart distribution grid”)
 - Monitoreo de redes de MT y BT, telegestión y automatización de equipos de operación.
 - Integración eficiente de la generación distribuida.
 - Telegestión de contadores (luz, agua y gas).

La siguiente tabla ilustra los elementos que forman parte de una ciudad inteligente de acuerdo a Endesa:

Tabla 34: Elementos que forman parte de una ciudad inteligente según Málaga

Concienciación y compromiso de los ciudadanos			
Nivel 4 Consumidores “inteligentes” e informados	Medición de la “huella ecológica”	Programas de eficiencia y gestión de la demanda	Programas de concienciación y divulgación
Gestión Eficiente del Uso Final de la Energía			
Nivel 3 Sistemas inteligentes de organización de la energía	Sistemas de gestión energética vía internet	Gestión activa de la demanda en hogares y pymes	Alumbrado público eficiente y servicios al ciudadano
Autogeneración y Almacenamiento de la Energía de Origen Renovable			
Nivel 2 Generación y almacenamiento inteligentes	Paneles fotovoltaicos y micro-eólica	Almacenamiento de energía	Vehículos eléctricos
Redes inteligentes de distribución eléctrica			
Nivel 1 Redes inteligentes	Automatización y operación de la red de MT y BT	Integración eficiente de la generación distribuida	Telegestión de contadores (luz, agua y gas)

7.2 Proyecto piloto en la ciudad de Málaga

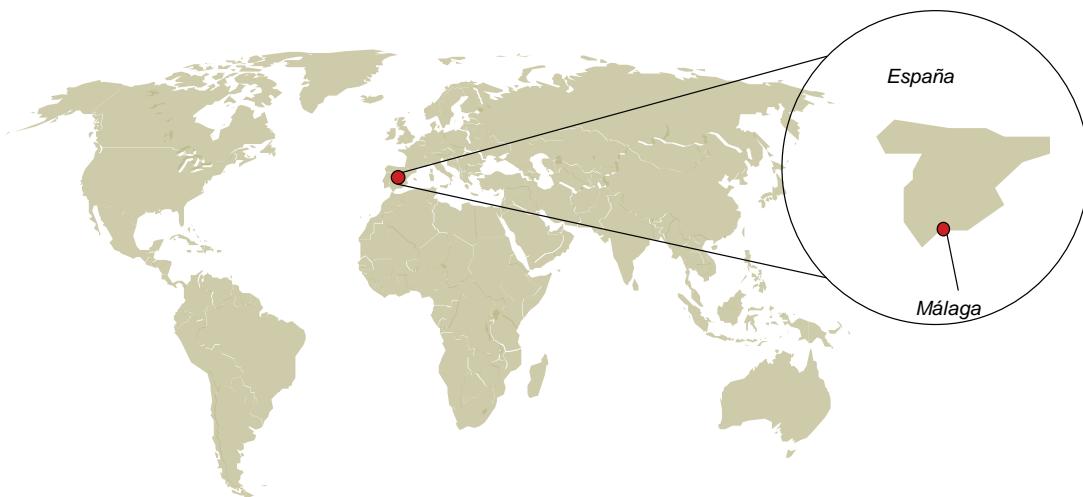
Tal como se detalla en el apartado 7.1, la primera ciudad demostrativa de Endesa para implementar su banco de pruebas en materia de redes inteligentes comenzó en 2009 mediante el proyecto piloto de la ciudad de Málaga.

El enfoque de este proyecto se centra en la optimización de los activos, en lugar de reemplazar la infraestructura existente por nuevas tecnologías. De esta manera, los principales esfuerzos se han invertido en mejorar la visibilidad, el control y la automatización de la red actual de distribución, sentando las bases para la integración de la generación distribuida y programas de eficiencia energética.

Se eligió la ciudad de Málaga como ubicación, entre otras razones, porque posee:

- Excelentes infraestructuras eléctricas con amplias capacidades tecnológicas.
- Presencia de una universidad proactiva como la Universidad de Málaga.
- Tejido empresarial sólido.
- Apoyo de las administraciones públicas.

Ilustración 27: Localización del proyecto



El proyecto piloto del Smartcity se centra en la zona de la Playa de La Misericordia de la ciudad de Málaga, situada al sur de España. En la zona del piloto se encuentran 12.000 clientes domésticos, 300 clientes industriales y 900 de servicios. Todos estos clientes, suponen una potencia total contratada de 63 MW, que se corresponden con un consumo anual de 70 GWh/año y una emisión de 28.000 Tn de CO₂ anuales.

El proyecto piloto cuenta con el apoyo y la colaboración del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial del Ministerio de Ciencia e Innovación (CDTI), de la Junta de Andalucía y del Ayuntamiento de Málaga. El consorcio del proyecto está formado por 11 empresas, lideradas por Endesa, entre las que se encuentran Enel, GreenPower, Isotrol, IBM, Sadiel, Acciona, Ingeteam, Ormazábal, Telvent y Neometrics, y cuenta con la participación de 15 organismos de investigación de España.

Ilustración 28: Participantes del proyecto Smartcity Málaga

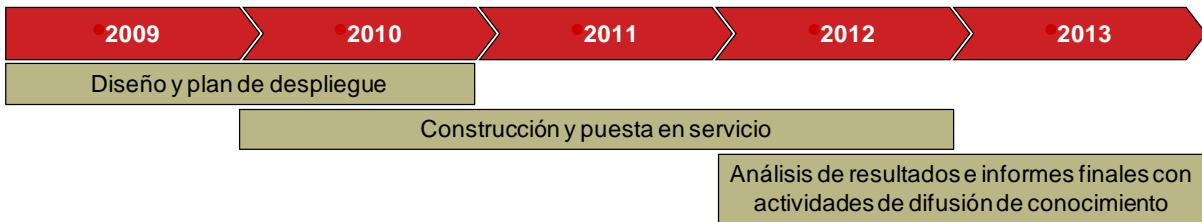


La siguiente tabla resume la información básica del proyecto:

Tabla 35: Información general del proyecto demostrativo en Málaga

Smartcity Málaga	
Descripción breve	<ul style="list-style-type: none"> Endesa pretende utilizar el proyecto piloto como un “<i>living lab</i>” en el que testear diferentes tecnologías relacionadas con las redes inteligentes en las ciudades y validar su viabilidad económica y técnica.
Localización	Ciudad de Málaga, España
Líder del proyecto	Endesa
Otros participantes	10 empresas y varios centros de investigación
Duración del proyecto	2009 – 2013
Presupuesto total	<ul style="list-style-type: none"> EUR 31 millones (21 M son fondos del CDTI, dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación).

Tal como se muestra en la Tabla superior, el proyecto demostrativo en la ciudad de Málaga comenzó en marzo de 2009 y finalizó en marzo de 2013. El cronograma detallado de este desarrollo es el siguiente:

Tabla 36: Cronograma del proyecto demostrativo en Málaga

El proyecto ha tenido una duración de 4 años, de los cuales el primero sirvió para realizar el diseño conceptual y el plan de despliegue de los diferentes sistemas. Los siguientes 2 años sirvieron para la construcción y puesta en servicio de toda la infraestructura utilizada, mientras que durante el último año se probó y analizó el funcionamiento de las diferentes tecnologías instaladas durante el transcurso del proyecto.

Una vez finalizado el proyecto piloto en Málaga, se prevé que surjan nuevas oportunidades a raíz de este proyecto que utilicen a la ciudad de Málaga como banco de pruebas. Un ejemplo es el proyecto Zem2All que pretende conocer en profundidad el impacto del uso masivo del vehículo eléctrico en una ciudad. Mediante la cesión en sistema de renting de 200 vehículos eléctricos hasta el 31 de diciembre de 2015, se estudiarán las necesidades para la implantación a gran escala de vehículos eléctricos.

El proyecto se ha dividido en los siguientes Grupos de Trabajo o *Work Packages*:

- WP01 - Gestión y seguimiento del Proyecto
- WP02 - Despliegue operativo y Plan de Comunicación
- WP03 - Armonización con DENISE
- WP04 - Telecomunicaciones
- WP05 - Sistemas
- WP06 - Automatización de la red de MT
- WP07 - Mini generación y almacenamiento (en MT)
- WP08 - Eficiencia energética y gestión activa de la demanda
- WP09 - Automatización de la red de BT
- WP10 - Micro generación y almacenamiento (en BT)
- WP11 - Infraestructura de telegestión (AMI)
- WP12 - Vehículos eléctricos (G2V)

7.2.1 Premisas que se intentan probar

El proyecto Smart City pretende, mediante el testeo de nuevas tecnologías aplicadas a la red de distribución, encontrar herramientas que permitan la consecución de los compromisos fijados en materia energética a nivel internacional. En Europa, estos compromisos están fuertemente relacionados con la Directiva 2009/28/EC de la Comisión Europea en la que se fijan como objetivos para 2020 reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética y que el 20% de la producción eléctrica provenga de energía renovable.

Con el proyecto demostrativo de Málaga se pretende:

- Disminuir el impacto ambiental de nuestro consumo energético contribuyendo a la reducción de emisiones de CO₂ de origen energético.
- Favorecer el aumento de las energías renovables en el global de la energía producida, pero también dando acceso al consumidor a información sobre la eficiencia de su consumo, ayudando a racionalizar el mismo y facilitando el cambio de hábitos.
- Demostrar y contribuir al protagonismo que adquiere el consumidor y su implicación de forma activa en la cadena de valor de la gestión de la energía, favoreciendo la creación de una conciencia social hacia comportamientos respetuosos con el medio ambiente.
- Incrementar la eficiencia energética del sistema eléctrico, aumentando la generación distribuida, el almacenamiento y reduciendo el consumo de energía, especialmente en horas punta de demanda, evitando de esta manera la necesidad de ampliar la capacidad de la red para satisfacer situaciones punta de demanda.
- Aumentar la calidad y garantía del suministro de energía eléctrica, haciendo la red de distribución más fiable, eficiente y segura.

7.3 Razones que lo justifican

Con el Smartcity de Málaga se pretende cumplir las directrices europeas para el sector energético que impulsan la eficiencia, el uso de energías renovables y de redes avanzadas con capacidad de almacenamiento. Los principales objetivos perseguidos por el proyecto son:

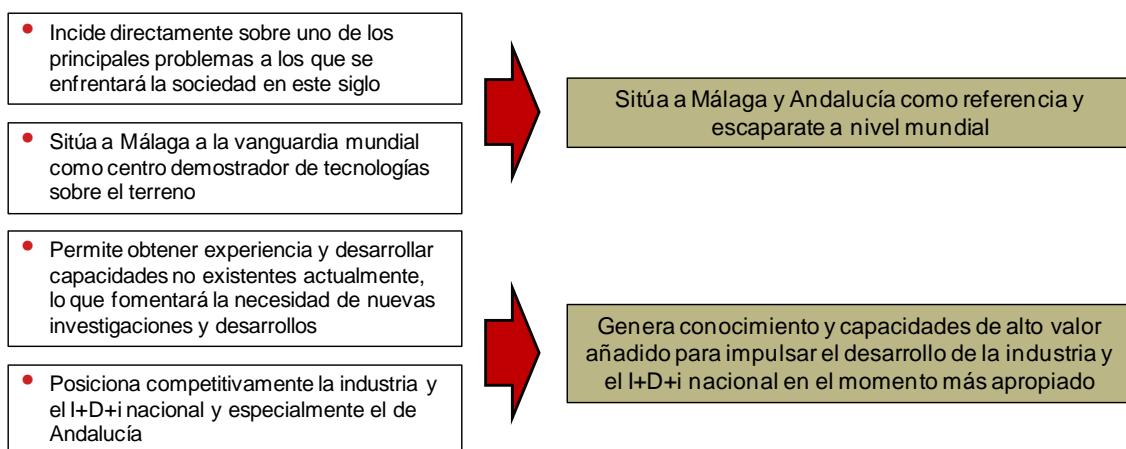
- Crear en Málaga una zona de pruebas para testear y evaluar diferentes tecnologías y servicios que permitan avanzar hacia el objetivo del Plan 20-20-20 de la Unión Europea.
- Conseguir un ahorro del 20% del consumo actual en la zona del piloto.
- Reducir 6.000 Tn anuales de emisiones de CO₂.
- Reducir la diferencia entre consumo pico y valle, lo que significa aplanar la curva de demanda bajando la punta de consumo y rellenando el consumo en el valle.

- Crear nuevas oportunidades y nuevos proyectos que aprovechen la infraestructura y experiencia obtenida con el proyecto piloto que den continuidad al proyecto.

Desde el punto de vista de las Administraciones Públicas, tanto del Gobierno Central como de la Junta de Andalucía como del Ayuntamiento de Málaga, las principales razones que justifican su apoyo al proyecto han sido que:

- Incide directamente sobre uno de los principales problemas a los que se enfrentará la sociedad en este siglo.
- Sitúa a Málaga, a Andalucía y a España a la vanguardia mundial como centro de demostración de tecnologías sobre el terreno.
- Permite obtener experiencia y desarrollar capacidades no existentes actualmente, lo que fomentará la necesidad de nuevas investigaciones y desarrollos.
- Posiciona competitivamente la industria y el I+D+i española.

Ilustración 29: Importancia del proyecto para el Gobierno



7.4 Presupuesto estimado

El proyecto Smartcity de Málaga tiene un presupuesto de EUR 31 millones, de los cuales, 21 millones fueron financiados por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI), dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación. El resto de financiación fue privada, aportada por Endesa y el resto de empresas del consorcio.

El proyecto piloto se centra en dotar de supervisión y control a la infraestructura actual, por lo que la partida en infraestructura eléctrica no fue significativa, sobretodo en comparación con otros proyectos similares donde la atención se centra en reemplazar los activos eléctricos existentes por nuevos equipos con nuevas tecnologías. En este sentido, la mayor parte del presupuesto se ha dedicado a la integración de los diferentes sistemas y soluciones testeadas.

Además, parte de la inversión en I+D fue realizada en otros proyectos paralelos en los que Endesa forma parte. Un ejemplo de ello es el *Work package* dedicado a la armonización con el

proyecto DENISE⁶⁹, en el que se desarrollaron metodologías para el estudio de los problemas de localización de fallos y reposición del sistema de distribución después de producirse los mismos.

7.4.1 Costes en horas hombre

En total, un equipo de entre unos 150 y 250 profesionales estuvieron involucrados en el proyecto:

- Entre 20 y 35 expertos, mayoritariamente de la empresa Endesa, trabajaron en el diseño y desarrollo del proyecto (Fase 1).
- Entre 150 y 250 profesionales trabajaron en la implementación del proyecto (Fases 2 y 3).

Debido a la naturaleza del proyecto, con 11 *work packages* y un número elevado de empresas y centros de investigación involucrados, se necesitó un equipo bastante numeroso, aunque no todos los técnicos estuvieron involucrados en el proyecto a tiempo completo. Por esta razón, es difícil determinar con exactitud el número de trabajadores a tiempo completo involucrados en el proyecto.

7.5 Descripción de los elementos del proyecto

Como el principal objetivo del proyecto ha sido validar tecnologías, en el piloto se han integrado y puesto en servicio diferentes aplicaciones desde la red eléctrica hasta el usuario final. En este sentido, una de las particularidades de este proyecto es la inclusión de todas las áreas relacionadas con las redes de media y baja tensión, que incluyen generación, distribución, automatización, almacenamiento, demanda, contadores inteligentes, movilidad eléctrica, edificios y clientes finales.

Los principales elementos utilizados en el proyecto se resumen en la siguiente tabla:

⁶⁹ El proyecto DENISE es un proyecto de ámbito español y coordinado por Endesa que se realizó entre 2007 y 2010, financiado por el programa CENIT del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y que se centra en sentar las bases de la red de distribución eléctrica inteligente, segura y eficiente.

Tabla 37: Resumen de los elementos del proyecto

Tecnologías	Descripción	Aplicaciones deseadas
Infraestructura de comunicaciones	<ul style="list-style-type: none"> Se han instalado comunicaciones PLC entre los 72 centros de transformación del piloto, y fibra óptica entre 2 subestaciones 	<ul style="list-style-type: none"> El sistema de comunicaciones pretende ser la base para que el resto de sistemas y aplicaciones puedan funcionar
Automatización de la red de distribución	<ul style="list-style-type: none"> Se han telesupervisado 72 CTs, de los cuales, 20 se han telecomandado 	<ul style="list-style-type: none"> Se pretende dotar de inteligencia a la red, permitiendo incrementar la Fiabilidad y la seguridad de suministro
Contadores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Se instalaron 17.000 contadores inteligentes y 115 concentradores 	<ul style="list-style-type: none"> Lectura automática de contadores y gestión del cliente de sus consumos, localización rápida de fallos y conexión y desconexión remota
Gestión activa de la demanda	<ul style="list-style-type: none"> Se han aplicado programas de eficiencia y gestión activa de la demanda en 50 hogares y 10 PYMEs 	<ul style="list-style-type: none"> Se pretende reducir el consumo y cambiar los hábitos de los consumidores, proporcionándoles datos online de su consumo, tarifas y efecto en el medioambiente
Sistemas de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Se instalaron baterías de hasta 200 kWh en media tensión y 24 kWh en baja tensión 	<ul style="list-style-type: none"> En media tensión se pretende dar soporte a la generación distribuida instalada, mientras que en baja tensión deben ayudar a evitar cortes en el suministro eléctrico
Generación distribuida	<ul style="list-style-type: none"> Se han instalado diferentes tecnologías de generación distribuida: 13MW en media tensión y 33 kW en baja tensión 	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar la tecnología necesaria para la integración de toda la generación distribuida, con especial énfasis en la gestión de la reactiva
Iluminación pública eficiente	<ul style="list-style-type: none"> Se han telemandado 200 puntos de luz, de los cuales 60 son luminarias con tecnología LED, 9 incorporan micro generación eólica y 10 micro generación fotovoltaica 	<ul style="list-style-type: none"> Se pretende reducir el consumo e implantar un sistema de alumbrado público más eficiente
Vehículos eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> Se han instalado diferentes puntos de recarga con diferentes tecnologías 	<ul style="list-style-type: none"> Con la instalación de puntos de recarga se pretende favorecer la introducción de vehículos eléctricos, así como el testeo de nuevos modelos de negocio como el V2G

Seguidamente, cada una de las tecnologías implementadas se explica en más detalle.

- Infraestructura de comunicaciones:** se ha implementado una red de telecomunicaciones para gestionar todos los elementos de la red. Se han utilizado comunicaciones PLC que utiliza las propias líneas eléctricas existentes entre los 72 centros de transformación y fibra óptica para las comunicaciones entre las dos subestaciones de la zona del piloto.
- Automatización de la red de distribución:** se han instalado sensores que permiten la telesupervisión de 72 centros de transformación, de los cuales 20 se han equipado para permitir la automatización de las maniobras. Con la instalación de estos telemandos en la red MT y BT, se consigue reducir el tiempo de desconexión ante una avería y el número de reclamaciones, así como optimizar el uso de la red.
- Contadores inteligentes:** se han instalado en total 17.000 nuevos contadores con sus respectivos 115 concentradores en la ciudad de Málaga. Las comunicaciones se realizan mediante tecnología PLC utilizando el protocolo de comunicaciones METERS & MORE desarrollado por Enel. Este protocolo, aunque está considerado como un

estándar abierto, es de facto desarrollado y controlado por Enel. La lectura automatizada de los contadores permite eliminar los problemas de estimación en la facturación, la conexión y desconexión remota y mejora el servicio al cliente, que podrá gestionar sus consumos, visualizar los datos por internet y recibir aviso en caso de desconexión de la red.

- **Gestión activa de la demanda:** se han aplicado programas de eficiencia y gestión activa de la demanda en 50 hogares y 10 PYMEs, entre los que se encuentran edificios singulares como un hospital, diferentes edificios de la administración pública o recintos deportivos. Se han instalado sistemas avanzados de monitorización y actuación sobre consumos energéticos (principalmente iluminación y sistema de climatización), gestión energética integral de edificios, herramientas de análisis y gestión activa de la demanda mediante señales de precio.
- **Sistemas de almacenamiento:** se han instalado diferentes sistemas de almacenamiento en la red de media y baja tensión. En la red de media tensión se han instalado 200 kWh de 100 kW que irán conectados directamente a los centros de transformación y que darán soporte a la generación distribuida instalada. En la parte de baja tensión, se han instalado hasta un total de 24 kWh de 5kW divididos en tres sistemas de almacenamiento para ayudar a evitar cortes en el suministro. Las tecnologías utilizadas han sido la de baterías de ion-Li y de Fosfato-hierro.
- **Generación distribuida:** se han instalado, gestionado y controlado productores de diferentes energías alternativas (fotovoltaica, mini-eólica, trigeneración, biogás y CHP), con lo que se persigue realizar una integración óptima de las fuentes renovables de energía en la red eléctrica, acercando la generación al consumo. En la red de media tensión se han integrado en el sistema 13MW, mientras que en la red de baja tensión se han instalado 33 kW a través de la instalación de paneles fotovoltaicos en edificios públicos, el uso de micro-generación en hoteles o el desarrollo de sistemas micro-eólicos en la zona. En combinación con los sistemas de almacenamiento, se ha posibilitado la gestión de los excedentes de producción de determinados productores.
- **Iluminación pública eficiente:** se han instalado más de 200 puntos de luz telemandados con una potencia total de 12.100 W. De estos 200 puntos de luz, 60 son luminarias con tecnología LED que permiten reducir sensiblemente el consumo, 10 puntos de luz están equipados con módulos fotovoltaicos de 95 W mientras que 9 luces están equipadas con micro-aerogeneradores de 680 W. Mediante estas actuaciones, y conjuntamente con una gestión eficiente del alumbrado, se pretende reducir el consumo.
- **Vehículo eléctrico:** se han instalado diferentes tecnologías de cargadores, que incluyen un cargador de carga rápida en AC, un cargador de carga rápida en DC con baterías, 6 cargadores con tecnología V2G y varios postes de carga lenta en la vía

pública. Además, en el proyecto Zem2All, que acaba de empezar, está previsto instalar unos 200 puntos de carga lenta y que se cedan en sistema de renting 200 vehículos eléctricos a vecinos de la ciudad para estudiar las necesidades para la implantación a gran escala de vehículos eléctricos.

7.6 Resultados

El demostrador de Málaga recién ha terminado su última fase del proyecto, en la que se han recogido los datos de la red y el cálculo de los indicadores del proyecto, que darán al final del mismo los resultados y conclusiones extraídas. Por esta razón, la mayoría de resultados todavía no se han hecho públicos. En este sentido, actualmente se encuentra en la fase final de maquetación el libro blanco del proyecto, en el que se prevé que se detallen las lecciones aprendidas con la experiencia de Málaga.

Con la realización del proyecto se ha podido demostrar que es posible, desde el punto de vista tecnológico, dotar de cierta inteligencia a los activos existentes en la red eléctrica, mediante la mejora de la visibilidad, el control y la automatización de la red actual de distribución. De esta manera, la red de comunicaciones implementada durante el proyecto que transmite la información entre distintos puntos de las redes eléctricas de media y baja tensión se ha revelado como un elemento clave.

Además, algunos resultados preliminares se han hecho públicos:

- Se ha conseguido una mejora en la eficiencia energética en edificios y hogares, con un ahorro del 10% en el consumo de energía eléctrica⁷⁰.
- Se ha conseguido una reducción en el consumo del alumbrado público gracias a la instalación de alumbrado LED, en el que 5,8 kW sustituyen a 12,1 kW en iluminación convencional, lo que supone un ahorro de 43 Tn de CO₂ equivalentes⁷¹.

Una prueba de que los resultados obtenidos en Málaga son satisfactorios es que toda la experiencia obtenida se está extrapolando a otras ciudades donde Endesa realiza pilotos de ciudades inteligentes.

7.7 Cambios regulatorios

⁷⁰ Fuente: Smart Cities: un primer paso hacia la internet de las cosas. Informe n.º16 Fundación Telefónica. Noviembre, 2011.

http://www.fundacion.telefonica.com/es/que_hacemos/media/publicaciones/SMART_CITIES.pdf

⁷¹ Fuente: Málaga Smart City, en el 10º Congreso Nacional del Medio Ambiente (Conama 10). Noviembre, 2010. http://www.conama10.es/conama10/download/files/GTs%202010/1304_ppt_SCarillo.pdf

En España no existe una normativa específica para las redes inteligentes, aunque sí se regulan algunos aspectos relacionados con éstas. A continuación se enumeran los cambios regulatorios de España relacionados con las redes inteligentes, y los cambios regulatorios propuestos por Endesa a raíz de la experiencia del proyecto piloto de Málaga.

7.7.1 Cambios regulatorios efectuados

Los principales cambios regulatorios relacionados con la implantación de las redes inteligentes realizados en España tratan los ámbitos de los contadores inteligentes, la generación distribuida y recientemente también la creación de la figura del gestor de cargas. A continuación se mencionan algunos de los reales decretos (RD) y la normativa existente en relación a las redes inteligentes en España:

- RD 809/2006 que obliga que los contadores para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW permitan la telegestión y la discriminación horaria de las medidas.
- Orden ITC/3022/2007 que regula el control metrológico de los contadores de energía hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan discriminación horaria y telegestión.
- ORDEN ITC/3860/2007 que fija los hitos y criterios del plan de sustitución de contadores por contadores inteligentes. El calendario fija que en 2018 se debe haber sustituido el 100% de contadores. Las empresas distribuidoras deberán sustituir los equipos, y no podrán cobrar a sus clientes por realizar tal sustitución; sin embargo, son los clientes quienes se hacen cargo del coste del nuevo equipo, ya sea en régimen de alquiler o bien adquiriéndolo en propiedad.
- ORDEN IET/290/2012, que modifica la ITC/3860/2007, que obliga a las distribuidoras a presentar nuevos planes de sustitución de contadores por el incumplimiento del calendario de sustitución anterior, aunque se mantiene el objetivo final de la sustitución del 100% de contadores para 2018.
- RDL 14/2010 que limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.
- RD 1699/2011 que regula la conexión a red de generación distribuida y se simplifican las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas para la conexión de instalaciones de generación de pequeña potencia (< 100 kW en BT y < 1 MW en MT).
- RDL 1/2012 que suspende los procedimientos de preasignación de retribución y suprime los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- RDL 6 /2010 y RD 647/2011 en los que se crea la figura del gestor de cargas, que se define como una actividad en libre competencia destinada a la recarga del VE. El gestor de cargas está habilitado para revender electricidad para la recarga de vehículos eléctricos y tiene el objetivo de mejorar la gestión del sistema eléctrico desplazando las cargas, controlando la potencia total demandada o utilizando sistemas que almacenen energía eléctrica.

Además, se espera que en los próximos meses se publique el reglamento de suministro de balance neto por el que el consumidor puede verter a la red de distribución su excedente de generación en forma de “Derechos de consumo diferido”, que se podrían consumir a lo largo de 12 meses. Este proceso se inició en noviembre de 2011, cuando el Ministerio de Industria envió un proyecto de Real Decreto a la Comisión Nacional de Energía, que más tarde publicó un informe favorable en abril de 2012.

7.7.2 Cambios regulatorios a efectuar

A partir de la experiencia adquirida por Endesa, las principales reformas regulatorias propuestas y que se deberían realizar para introducir los cambios normativos necesarios para el desarrollo de redes inteligentes son principalmente:

- Revisión del modelo de retribución actual de las compañías distribuidoras, que les permitan realizar las inversiones necesarias para modernizar su red. El modelo a seguir sería similar al utilizado para la calidad de suministro mediante el TIEPI⁷² y el NIEPI⁷³, pero contemplando los siguientes aspectos:
 - Gestión de las fuentes de generación intermitentes
 - Incentivos para la reducción de la intensidad energética
 - Financiación para el desarrollo de proyectos de I+D
- Cambiar la regulación para que hagan viables nuevos servicios como:
 - Información de los consumos a los clientes y gestión de la demanda.
 - Agregación de clientes.
 - Instalación de almacenamiento distribuido.
 - Tarifas que den soporte al vehículo eléctrico para la compra de energía en las recargas y bonificaciones al consumidor por la cesión de energía mediante V2G.

⁷² TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada)

⁷³ NIEPI (Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada)

Estos cambios van en la misma dirección que los planteados por la Plataforma Española de Redes Eléctricas (FUTURED)⁷⁴, que engloba a las principales empresas, centros de investigación y administraciones públicas del sector eléctrico en España. En su visión sobre el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, se identifica el rediseño del modelo retributivo de la distribución como el principal elemento impulsor para su desarrollo en España, ya que existe una asimetría entre a quien recaen los costes y quien obtiene los beneficios generados con las redes inteligentes. En este sentido, recomiendan que el nuevo esquema retributivo alinee las inversiones que se realicen con los beneficios que se generen para cada agente del sistema, incluyendo incentivos a la innovación.

⁷⁴ Desarrollo de las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids) en España. FUTURED. Noviembre 2012.

8 Reino Unido

El Reino Unido es el país europeo que más invierte en proyectos de redes inteligentes. Según el informe “*Smart Grid Projects in Europe: lessons learned and current developments*” de la Comisión Europea (2013), el Reino Unido ha invertido el 15% del total invertido en Europa en proyectos de RI, con un total acumulado de EUR 270 millones.

En 2004 el Reino Unido realizó las primeras inversiones en temas de sostenibilidad, contribuyendo a proteger los intereses de los consumidores y teniendo en cuenta la incertidumbre energética del futuro. Las actuaciones se dirigían a aquellos ámbitos donde los riesgos geopolíticos y la inseguridad energética eran mayores. El objetivo final era asegurar que los consumidores pudiesen seguir disponiendo de energía para calentar adecuadamente sus hogares y además contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Estas actuaciones pretendieron, mediante el testeo de nuevas tecnologías aplicadas a la red de distribución, encontrar herramientas que permitan la consecución de los compromisos fijados en materia energética a nivel internacional. En Europa, estos compromisos están fuertemente relacionados con la Directiva 2009/28/EC de la Comisión Europea en la que se fijan como objetivos para 2020 reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética y que el 20% de la producción eléctrica provenga de energía renovable.

Para lograr este objetivo se plantearon diversas actuaciones posibles, entre las cuales se destaca la participación de los usuarios en la gestión de la demanda energética. Para ello era necesario instalar equipos que permitieran a los usuarios modificar sus hábitos de consumo. En este sentido, el proyecto *Energy Demand Research Project* (EDRP) se centró en detectar las mejores prácticas y tecnologías para fomentar la participación de los usuarios en la gestión de la demanda, de manera que finalmente se reduzca el consumo y el coste de la energía.

En las siguientes secciones del presente informe, se incluye una descripción en detalle del proyecto, que a continuación se resume en una tabla:

Tabla 38: Resumen del contenido del EDRP en el Reino Unido

	Resumen	Página ⁷⁵						
Descripción del proyecto	El proyecto EDRP llevó a cabo ensayos en más de 60.000 hogares del Reino Unido, donde se implementaron diferentes intervenciones que posteriormente fueron analizadas estadísticamente.	122						
	Se implementaron: contadores inteligentes, informes detallados del consumo y dispositivos de visualización de consumo en tiempo real como TV u otros sistemas dedicados a esta función como pequeñas pantallas, entre otras intervenciones para informar al usuario de su consumo.	128						
Razones que lo justifican	La motivación de este proyecto es conocer qué intervenciones permiten reducir el consumo energético en los hogares, impulsando nuevos hábitos más eficientes y/o desplazando parte del consumo de las horas de mayor demanda a las de menor, e involucrando al consumidor.	126						
Premisas	Se busca probar que ciertas intervenciones y actuaciones, con y sin contadores inteligentes u otros dispositivos, repercuten en el consumo de gas y electricidad en los hogares.	126						
Resultados	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%; padding: 5px;">Sin contador inteligente</td> <td style="padding: 5px;">En las intervenciones sin contador inteligente no hubo reducciones significativas⁷⁶ (<1%).</td> <td style="width: 15%; padding: 5px; text-align: center;">140</td> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">Con contador inteligente</td> <td style="padding: 5px;">En las intervenciones con contador inteligente hubo mejores resultados, con mayores porcentajes de ahorro en consumo de energía (reducción media entre el 1% y 4% en el consumo eléctrico y reducción media entre el 1% y 15% en el consumo de gas).</td> <td style="width: 15%; padding: 5px; text-align: center;">143</td> </tr> </table>	Sin contador inteligente	En las intervenciones sin contador inteligente no hubo reducciones significativas ⁷⁶ (<1%).	140	Con contador inteligente	En las intervenciones con contador inteligente hubo mejores resultados, con mayores porcentajes de ahorro en consumo de energía (reducción media entre el 1% y 4% en el consumo eléctrico y reducción media entre el 1% y 15% en el consumo de gas).	143	
Sin contador inteligente	En las intervenciones sin contador inteligente no hubo reducciones significativas ⁷⁶ (<1%).	140						
Con contador inteligente	En las intervenciones con contador inteligente hubo mejores resultados, con mayores porcentajes de ahorro en consumo de energía (reducción media entre el 1% y 4% en el consumo eléctrico y reducción media entre el 1% y 15% en el consumo de gas).	143						

⁷⁵Página del Informe donde se detalla la sección en mayor profundidad.

⁷⁶ Salvo en un par de excepciones.

		Resumen	Página ⁷⁵
Cambios regulatorios	Efectuados	El <i>Smart Metering Implementation Programme</i> marca el objetivo de que todos los consumidores de electricidad tengan un contador inteligente. En estos momentos, se está realizando el despliegue inicial previo al despliegue masivo que empezará en 2014.	143
	A efectuar	En base a la experiencia del proyecto, se deberían diseñar nuevas tarifas con discriminación horaria que incentiven mejor a los usuarios y crear políticas de incentivos para reducir el pico de demanda.	145
Cronograma		El proyecto tuvo una duración de 4 años (2007-2011)	125
Costos		El proyecto tuvo un presupuesto de unos GBP 20 millones, de los cuales el Gobierno británico proporcionó, a través del <i>Department of Trade and Industry</i> (DTI) una financiación equivalente al 50% del valor del proyecto, mientras que la otra mitad fue aportada por las compañías suministradoras participantes (EDF, E.ON, SP y SSE). Se requirieron entre 125 y 160 trabajadores a tiempo completo durante los 4 años.	127

8.1 Descripción del trabajo en curso

El Gobierno británico está llevando a cabo ambiciosos proyectos energéticos para cumplir con los objetivos del cambio climático y sostenibilidad. En este sentido, uno de los aspectos en que más se ha incidido desde el Gobierno es la eficiencia y ahorro energético mediante la mejora de los sistemas de medida y facturación del consumo energético.

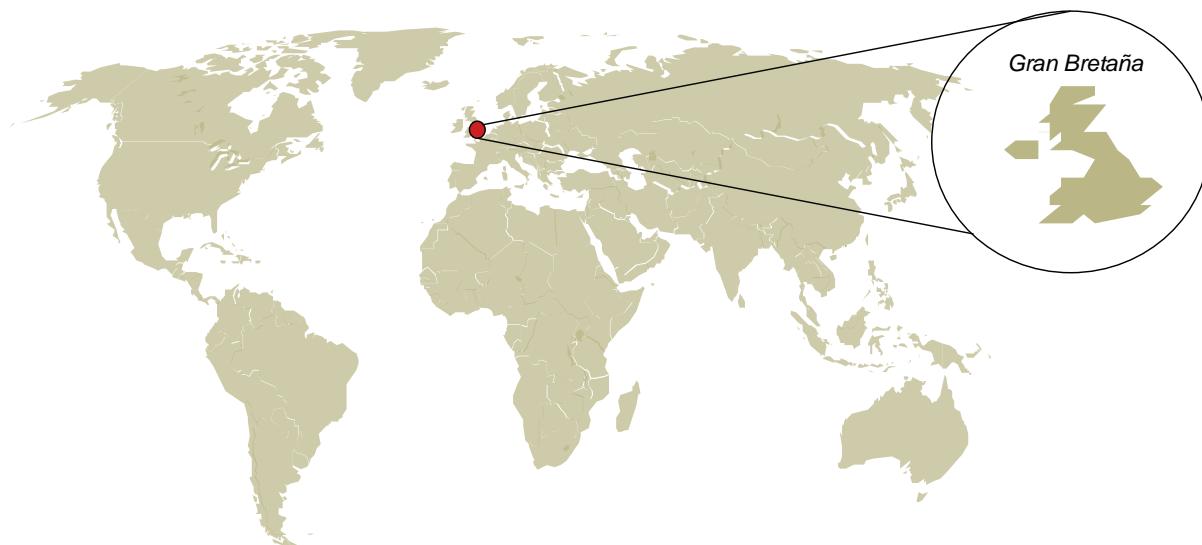
En 2006, el Gobierno se fijó el objetivo de reducir en 2010 las emisiones de CO₂ en 0,2 Tn millones mediante la eficiencia y el ahorro energético. Para ello, el Gobierno encargó la gestión del proyecto *Energy Demand Research Project* (EDRP) a la Oficina del Gas y de los Mercados Eléctricos (*Office of Gas and Electricity Markets*, Ofgem), un órgano regulador independiente de los mercados del gas y la electricidad y dependiente del Departamento de Energía y Cambio Climático (*Department of Energy & Climate Change*, DECC).

El proyecto EDRP, lanzado en 2007, analiza la respuesta de los consumidores a toda una serie de intervenciones energéticas. De esta manera, desde Ofgem se quiere trasladar a los consumidores una parte importante de la responsabilidad en la reducción del consumo y de las emisiones de gases de efecto invernadero, facilitándoles herramientas que fomenten su participación e implicación en los cambios.

8.2 Descripción del proyecto EDRP

El *Energy Demand Research Project* (EDRP) se constituyó como una serie de ensayos a gran escala por el Reino Unido, con el objetivo de identificar las maneras más económicamente efectivas de promover la eficiencia y el ahorro energético en los hogares.

Ilustración 39: Localización de EDRP



En el proyecto EDRP se ensayaron gran variedad de métodos e intervenciones que ofrecían un mayor conocimiento a los clientes sobre su consumo. Para dichas intervenciones se emplearon las

principales tecnologías que ofrecía el mercado en ese momento. Algunos ejemplos de intervenciones efectuadas incluyen la instalación de:

- Contadores inteligentes de electricidad y de gas.
- Dispositivos que permitían visualizar en tiempo real el consumo de energía, conocer su coste, datos históricos e incluso las emisiones de CO₂.

Además de la instalación de equipos, se proporcionaron:

- Facturas con mayor frecuencia y mayor precisión.
- Consejos para lograr una mayor eficiencia y ahorro energético.
- Bonificaciones para ahorrar a nivel comunitario (para más información consultar página 128).
- Tarifas variables para desplazar su consumo a horas de menor demanda.

Estos ensayos los llevaron a cabo cuatro de las compañías que subministran energía en el Reino Unido: EDF Energy, E.ON, Scottish Power y SSE Energy⁷⁷.

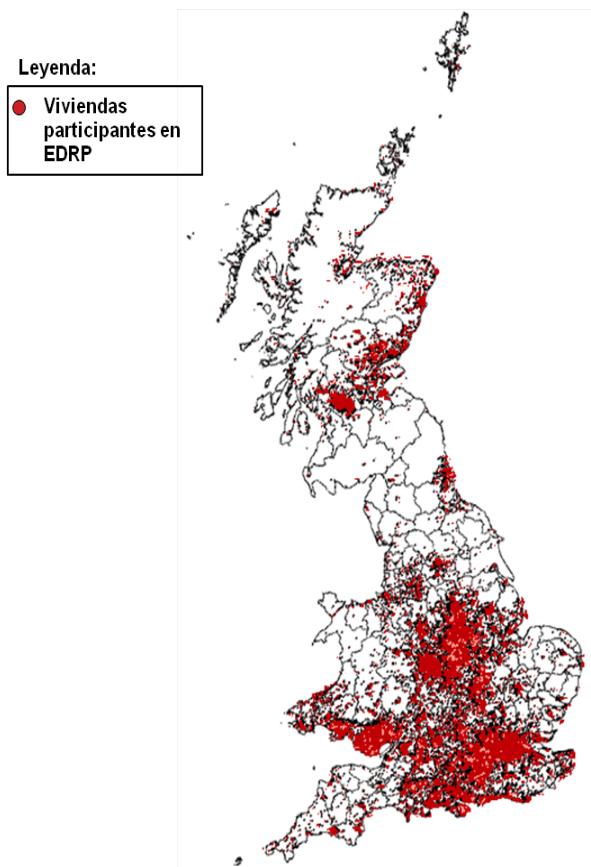
El proyecto EDRP se llevó a cabo en más de 60.000 hogares, de los cuales en unos 18.000 se instalaron contadores inteligentes (30%). En la siguiente Tabla, se recoge el número de hogares acogidos al proyecto EDRP y el número de hogares en los que se instaló un contador inteligente por parte de cada compañía suministradora. Cabe destacar que todas las compañías suministradoras, además de los grupos de ensayo, también reclutaron grupos de control. En tales grupos no se efectuó ninguna actuación, y se eligieron con características (demográficas, geográficas, etc.) similares a los hogares participantes.

⁷⁷ En adelante EDF, E.ON, SP y SSE, respectivamente.

Tabla 40: Número de hogares acogidos en el proyecto EDRP

Compañía	Total de hogares acogidos al proyecto EDRP	Total de hogares con contador inteligente)
EDF	2.032	1.932 (95%)
E.ON	28.450	8.055 (28%)
SP	3.028	1.330 (44%)
SEE	27.887	7.106 (25%)
Total	61.397	18.423 (30%)

Además, la distribución de los hogares fue a lo largo de todo el país, tal y como se muestra en la siguiente ilustración. En general, las intervenciones se llevaron a cabo en hogares de forma individualizada, aunque en una de las compañías también se llevaron a cabo intervenciones a nivel comunitario (SEE).

Ilustración 30: Localización de los hogares acogidos al proyecto EDRP

De esta manera, gracias al proyecto EDRP, se recogió información de un importante número de ensayos llevados a cabo en diferentes hogares del Reino Unido, que han permitido investigar la respuesta de los consumidores cuando se les ofrecía diferentes servicios relacionados con el ahorro y la eficiencia energética.

La siguiente Tabla resume la información básica del proyecto:

Tabla 41: Información general del proyecto demostrativo EDRP

	EDRP
Descripción breve	Ensayos individuales con diferentes actuaciones con la finalidad de estudiar la respuesta del consumidor respecto a la eficiencia y la disminución del consumo de gas y electricidad
Localización	Más de 60.000 hogares distribuidos por todo el Reino Unido
Líder del proyecto	Ofgem
Otros participantes	4 empresas comercializadoras de electricidad y/o gas (EDF, E.ON, SP y SSE)
Duración del proyecto	4 años (2007– 2011)
Presupuesto total	El Gobierno Británico proporcionó GBP 9,75 millones y las 4 eléctricas otros GBP 9,75 millones

El proyecto EDRP empezó a mediados de 2007 y no terminó hasta julio de 2011, cuando se publicaron los resultados finales.

En los pilotos llevados a cabo por cada una de las empresas energéticas, el cronograma se desarrolló de forma desigual, debido principalmente a la variabilidad en la disponibilidad de equipos y en el desarrollo tecnológico necesario por parte de cada una de las empresas implicadas. El cronograma detallado que siguió el proyecto en los diferentes pilotos es el siguiente:

Tabla 42: Cronograma del proyecto demostrativo EDRP

	EDF	E.ON	SP	SEE
FASE 1: Reclutamiento de clientes	Oct. 2007 – Dic. 2008	Abr. 2007 – Mar. 2008	Abr. 2007 – Jul. 2008	Abr. 2007 – Set. 2008
FASE 2: Instalación	Dic. 2007 – Dic. 2009	Feb. 2008 – Set. 2009	Abr. 2007 – Oct. 2008	Abr. 2007 – Set. 2008
FASE 3: Ensayo	Ene. 2009 – Mar. 2011	Oct. 2009 – Jul. 2011	Nov. 2008 – Ene. 2010	Nov. 2007 – Set. 2010

En el primer periodo, las empresas reclutaron a los participantes del proyecto, a la vez que definieron los grupos de trabajo y las actuaciones que se llevarían a cabo en cada uno de ellos.

A continuación, en la segunda fase, comenzaron a instalar los contadores inteligentes y dispositivos de visualización en tiempo real.

Finalmente, en la tercera fase, se realizaron las diferentes intervenciones y acciones hasta la finalización del proyecto en 2011. En ese momento, se facilitaron los datos de los ensayos a AECOM (empresa encargada con el análisis de los proyectos) para que, junto con las compañías suministradoras, los analizaran y elaboraran un informe final que recoge los resultados y conclusiones a partir de datos estadísticamente fiables.

8.2.1 Premisas que se intentan probar

Las premisas en las que se enmarcan los proyectos de sostenibilidad llevados a cabo desde Ofgem y DECC son las siguientes:

- **Transición hacia una economía con menores emisiones**, impulsando nuevas normativas en los mercados para hacerlos más competitivos y regulando el monopolio energético para facilitar el despliegue de tecnologías con bajas emisiones de carbono.
- **Eradicación de la pobreza energética y protección de los clientes más vulnerables**, impulsando una regulación que proteja a los consumidores más vulnerables frente al mercado.
- **Promoción del ahorro energético**, mediante los cambios del hábito de los consumidores para obtener beneficios a nivel ambiental, social y económico.
- **Garantizar el suministro de gas y electricidad**, manteniendo y proporcionando un entorno normativo propicio para la inversión que garantice un suministro de energía de calidad.
- **Proteger el medio ambiente**, realizando las propias actuaciones contra el cambio climático, e intentando que la comercialización y distribución de gas y electricidad generen un bajo impacto ambiental.

8.3 Razones que lo justifican

El Gobierno británico, a través del DECC y Ofgem, lanzó este proyecto en 2007 con el objetivo principal de observar cómo reaccionarían los consumidores al disponer de mayor información sobre su consumo energético. Además, los otros objetivos perseguidos por el proyecto son:

- Identificar las maneras más económicamente efectivas de promover la eficiencia y el ahorro energético en los hogares.
- Involucrar al cliente en la gestión de su consumo.
- Reducir los picos en la demanda doméstica incentivando a los hogares a reducir y/o desplazar el consumo.
- Aumentar la capacidad de control por parte del consumidor y/o de la compañía suministradora del consumo energético.

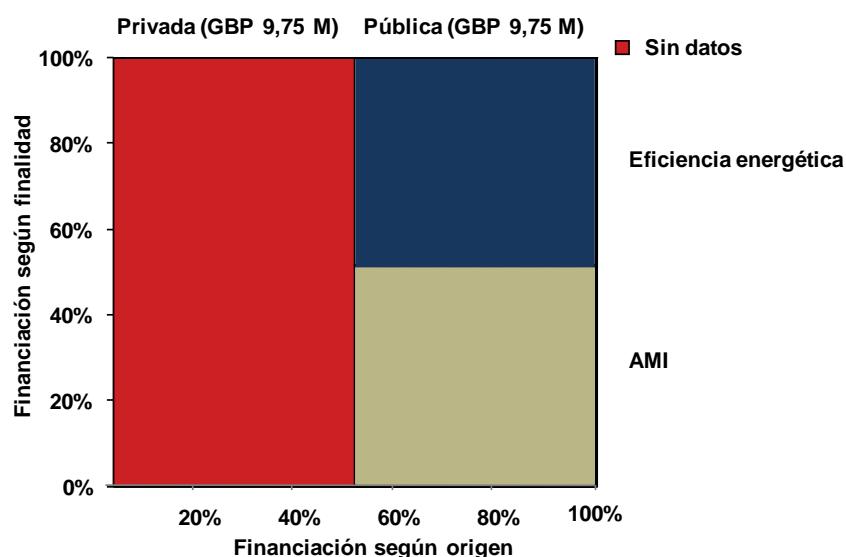
8.4 Presupuesto estimado

El Gobierno británico proporcionó, a través del *Department of Trade and Industry* (DTI) una financiación equivalente al 50% del valor del proyecto (GBP 9,75 millones).

Por su parte, las compañías suministradoras participantes (EDF, E.ON, SP y SSE), aportaron el otro 50%, equivalente por lo tanto a GBP 9,75 millones.

De la financiación total del Gobierno, originalmente una parte fue destinada para proyectos de instalación de contadores inteligentes y otros equipos asociados (GBP 5 millones), y la restante cuantía (GBP 4,75 millones) para programas relacionados con la eficiencia energética, como se ilustra a continuación.

Ilustración 31: Segmentación de los presupuestos de EDRP⁷⁸



En cuanto a los gastos de I+D del proyecto, la mayoría de la tecnología requerida estaba disponible en el mercado o se podía desarrollar en el breve tiempo que se disponía. Además, la mayoría de las actuaciones destacan por no requerir un elevado grado de tecnología porque el objetivo principal era conocer los hábitos de consumo de la gente.

8.4.1 Costes en horas hombre

Para las tareas de preparación del proyecto y gestión fueron necesarios aproximadamente entre 25 y 30 trabajadores a tiempo completo. Para las tareas de instalación de los equipos fueron necesarios

⁷⁸ Fuente: *Energy Demand Research Project, Final Analysis*, 2011

entre 100 y 130 profesionales a tiempo completo. En total, el equipo del proyecto es de aproximadamente entre 125 y 160 profesionales a tiempo completo.

8.5 Descripción de los elementos del proyecto

En este apartado se detalla la metodología de trabajo que llevó a cabo cada compañía suministradora, describiendo las principales actuaciones o intervenciones, grupos de trabajo y cronología en cada uno de los cuatro pilotos del proyecto.

8.5.1 EDF

Un total de 2.032 hogares participaron en los ensayos de EDF. A la gran mayoría de estos hogares (95%) se les instaló un contador inteligente, representando en total unos 1.932 contadores inteligentes.

Las principales intervenciones que se llevaron a cabo en los hogares sin contador inteligente fueron 4 (de la A a la D):

- A. Enviar mensualmente a través de correo ordinario consejos sobre la eficiencia energética.
- B. Incentivar la reducción del consumo año tras año a través de bonificaciones ⁷⁹.
- C. Comprometer al consumidor a que envíe a EDF las lecturas de los contadores de electricidad y/o gas con mayor frecuencia, a cambio de incentivos.
- D. Proporcionar y facilitar al consumidor información personalizada del consumo a través de la web.

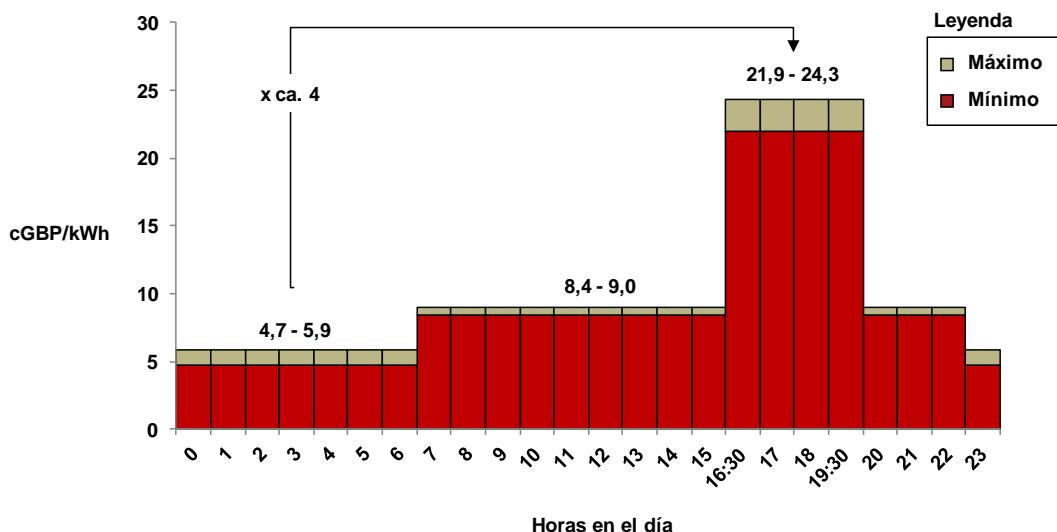
Por otro lado, las intervenciones que se llevaron a cabo con los consumidores que disponían de contador inteligente fueron 8 (de la E a la L):

- E. Proporcionar facturas más precisas y detalladas, con datos adicionales en la factura, como por ejemplo gráficos históricos, los costes de la energía y las emisiones de CO₂.
- F. Enviar mensualmente consejos sobre la eficiencia energética:
 1. A través de correo postal.
 2. A través de los dispositivos de visualización.
 3. A través de la televisión.
 4. A través de la web.

⁷⁹ Los incentivos dependían de la totalidad de puntos acumulados (el valor medio de los puntos era de GBP 1 cada 200 puntos). Se conseguían, por ejemplo, 1.000 puntos por cada combustible (electricidad y gas) si existía una reducción del consumo ese año respecto al anterior. Además, se conseguían 250 puntos por combustible y por trimestre si se proporcionaban lecturas del contador vía web o 200 puntos si era vía telefónica.

- G. Instalar un dispositivo táctil de visualización en tiempo real, que muestra el consumo actual eléctrico y de gas, el coste mensual total y por hora, las emisiones de CO₂, datos históricos y mensajes de la compañía EDF.
- H. Instalar un dispositivo de visualización en tiempo real básico con botones, que permite cambiar el uso y coste de la tarifa eléctrica (actual, por día, por semana o por mes) y que muestra también las emisiones de CO₂ y las tarifas.
- I. Configurar una alarma audible en el dispositivo de visualización en tiempo real, para que suene cuando se exceda un nivel diario de consumo predefinido por el cliente.
- J. Incorporar un regulador para la calefacción (*Heat controller*, HEC) en el dispositivo de visualización en tiempo real.
- K. Configurar la televisión para recibir información del consumo histórico.
- L. Proporcionar una tarifa⁸⁰ para incentivar el consumo fuera de las horas de mayor demanda.

Ilustración 32: Tarifas variables de EDF (sin impuestos)



- M. Proporcionar y facilitar información personalizada del consumo a través de la web al cliente por parte de la compañía.

En la siguiente tabla se muestra el número y tipo de ensayos que realizaron los clientes dependiendo del grupo de ensayo.

⁸⁰ La tarifa definió las horas punta en el período 16:30-19:30, las horas valle 23:00-6:00 y el resto de horas eran llanas. En las horas llanas, el precio del kWh estaba entre 8,41 y 9,03 peniques (sin impuestos), durante las horas pico era un 161%-169% más cara y durante las horas valle era un 56-65% del precio de las horas llanas.

Tabla 43: Clasificación de los clientes según los ensayo realizados⁸¹

Grupo	Intervenciones	Contador inteligente	Número de hogares	Porcentaje de hogares del total
TG1 (Paper)	E F.1	✓	386	19,0%
TG2 (Wall Panel)	E G	✓	370	18,2%
TG3 (TV)	E F.3 K	✓	150	7,4%
TG4 (URA)	E F.2 G I	✓	200	9,8%
TG5 (TOUT)	E F.1 H L	✓	194	9,6%
TG6 (HEC)	E F.2 G J	✓	156	7,7%
TG7(RRR)	A B C D	✗	100	4,9%
TG8(Web)	E F.4 M	✓	100	4,9%
Control	E	✓	376	18,5%

El periodo de reclutamiento de clientes de EDF para realizar las intervenciones empezó en octubre del 2007 y terminó mayormente en diciembre de 2008. La instalación de las actuaciones empezó a finales de 2007 y terminó a mediados de 2009 y finalmente el periodo de pruebas y ensayos transcurrió desde principios de 2009 hasta setiembre de 2010⁸². En la siguiente tabla se presenta el cronograma llevado a cabo por EDF.

Tabla 44: Cronograma de la compañía EDF

	Reclutamiento de clientes	Instalación	Ensayo
TG1 (Papper)	Oct. 2007 – Dic. 2008	Ene. 2008 – Ago. 2009	Ene. 2009 – Set. 2010
TG2 (Wall Panel)	Oct. 2007 – Dic. 2008	Dic. 2007 –Dic. 2009	Ene. 2009 – Set. 2010
TG3 (TV)	Oct. 2007 – Set. 2009	May. 2008 – Set. 2009	Set. 2009 – Set 2010
TG4 (URA)	Oct. 2007 – Dic. 2008	Dic 2007 – May. 2009	Ene. 2009 – Set. 2010
TG5 (TOUT)	Oct. 2007 – Dic. 2008	Jun. 2008 - Dic 2009	Ene. 2009 – Set. 2010
TG6 (HEC)	Oct. 2007 – Mar. 2009	Ene. 2008 – Dic. 2009	Ene. 2009 – Mar. 2011

⁸¹ TG es “trial group”, grupo de prueba; CG es “control group”, grupo de control.

⁸² Excepto el ensayo con la calefacción, ya que esas instalaciones necesitaban mayor tiempo para obtener resultados significativos.

	Reclutamiento de clientes	Instalación	Ensayo
TG8 (Web)	Oct. 2007 – Dic. 2008	Jul. 2008 – Ene. 2009	Ene. 2009 – Mar. 2011
Control	Oct. 2007 – Dic. 2008	Ago. 2008 – Abr. 2009	Ene. 2009 – Set. 2010

8.5.2 E.ON

Un total de 28.450 hogares participaron en los ensayos de E.ON, entre los cuales se instalaron 8.055 contadores inteligentes (29%).

Las principales intervenciones que se llevaron a cabo en los hogares sin contador inteligente fueron 4 (de la A a la D):

- A. Incluir en la factura datos adicionales, como por ejemplo gráficas cuatrimestrales con el histórico de consumo de electricidad.
- B. Enviar mensualmente a través del correo ordinario consejos sobre la eficiencia energética.
- C. Comprometer al consumidor a que mande a E.ON las lecturas con mayor frecuencia, para poder proporcionar facturas más precisas y detalladas.
- D. Instalar dispositivos que permiten visualizar en tiempo real el consumo eléctrico, el coste, las emisiones de CO₂ y el histórico de datos.

Por otro lado, las intervenciones que se llevaron a cabo con los clientes que disponían de contador inteligente fueron 4 (de la E a la H):

- E. Proporcionar facturas más precisas y detalladas, con datos adicionales en la factura como por ejemplo gráficos históricos, los costes de la energía y las emisiones de CO₂.
- F. Enviar las facturas mensualmente.
- G. Enviar mensualmente consejos sobre la eficiencia energética por correo postal o a través de dispositivos de visualización como la televisión.
- H. Instalar dispositivos de visualización que permitan conocer el consumo eléctrico y de gas en tiempo real, el coste, las emisiones de CO₂ y datos históricos. Además, se les instaló un semáforo que muestra el nivel del consumo actual.

En la siguiente tabla se muestran los ensayos que se realizaron dependiendo del grupo de ensayo y los contadores inteligentes que se instalaron.

Tabla 45: Clasificación de los clientes según los ensayo realizados

Grupo	Intervenciones	Contador inteligente	Número de hogares	Porcentaje de hogares del total
TG1	A	✗	1.525	5,4%
TG2	AB	✗	1.510	5,3%
TG3	AC	✗	1.507	5,3%
TG4	AD	✗	1.101	3,9%
TG5	E	✓	2.639	9,3%
TG6	ABD	✗	1.156	4%
TG7	EF	✓	1.436	5%
TG8	EFG	✓	1.456	5,1%
TG9	EFGH	✓	2.524	8,9%
Control	-	-	13.596	47,8%

En este caso, el periodo de reclutamiento de consumidores e instalación de dispositivos en hogares sin contadores inteligentes empezó en abril y terminó en setiembre del 2007, mientras que para los grupos con contador inteligente empezó en febrero y terminó en agosto del 2008. Los ensayos comenzaron a continuación y duraron entre dos y tres años dependiendo de la actuación efectuada. En la siguiente tabla se presenta el cronograma llevado a cabo por E.ON.

Tabla 46: Cronograma de la compañía E.ON

	Grupo	Reclutamiento	Instalación	Prueba
Control	Todos	Abr 2007 – Mar 2008	n/a	Oct 2009 – Jul 2010
Grupos sin contadores inteligentes	TG1	Abr 2007 – Sep 2007	Abr 2007 – Sep 2007	Oct 2007 – Sep 2009
	TG2			Oct 2007 – Jul 2010
	TG3			Oct 2007 – Sep 2009
	TG4			Oct 2007 – Sep 2009
	TG6			Oct 2007 – Jul 2010
	Todos	Feb 2008 – Ago 2008	Feb 2008 – Ago 2008	Ago 2008 – Jul 2010

8.5.3 SP

Un total de 3.028 hogares participaron en los ensayos de SP, y en 1.330 se instaló un contador inteligente (44%).

Esta compañía realizó las intervenciones en tres fases diferenciadas. En la primera fase, con una duración de un año, se realizaron 3 intervenciones sin la instalación de contadores inteligentes:

- A. Enviar mensualmente a través del correo ordinario consejos sobre la eficiencia energética.
- B. Enviar junto con la factura (dos veces al año) el consumo año a año.
- C. Instalar dispositivos que permiten visualizar en tiempo real el consumo eléctrico, el coste, las emisiones de CO₂ y el histórico de datos.

En la fase 2, con una duración de siete meses, hubo hogares en los que se instalaron contadores inteligentes y otros en los que no. Las principales intervenciones en los hogares que no había contador inteligente fueron 4 (de la D a la G):

- D. Reconfigurar el contador para registrar el consumo en cinco momentos del día.
- E. Incluir datos adicionales en la factura.
- F. Enviar consejos sobre la eficiencia energética.
- G. Instalar dispositivos que permiten visualizar en tiempo real el consumo eléctrico, el coste, las emisiones de CO₂ y el histórico de datos.

Por otro lado, las intervenciones que se llevaron a cabo en la fase 2 en los hogares que disponían de contador inteligente fueron 3 (de la I a la K):

- H. Incluir datos adicionales en la factura eléctrica.
- I. Enviar consejos sobre la eficiencia energética.
- J. Instalar dispositivos que permiten visualizar en tiempo real el consumo eléctrico y de gas, el coste, las emisiones de CO₂ y el histórico de datos. Además, se les instaló un semáforo que muestra el nivel del consumo real.

Finalmente, en la fase 3, con una duración de quince meses, se realizaron las mismas intervenciones que en la fase 2, y se añadieron incentivos para modificar los hábitos de consumo de los clientes, a través del “Desafío Verde” (*Green Challenge*), que se realizó en cuatro períodos diferentes:

- K. Período 1 (de noviembre del 2008 a enero del 2009): se creó un incentivo de GBP 10 por reducir el consumo en un 5% con respecto al consumo base⁸³.

⁸³ El consumo base se calcula en función del consumo del cliente en los tres meses anteriores, incluyendo una corrección por estacionalidad.

- L. Periodo 2 (de febrero a mayo del 2009): además del incentivo del periodo 1 se añadió un incentivo para desplazar el consumo de las horas de pico a las horas de menor demanda.
- M. Periodo 3 (de agosto a noviembre del 2009): además del incentivo del periodo 1 se incentivó con GBP 10 a los consumidores para que redujeran el consumo de gas, con revisiones y comprobaciones en las calderas.
- N. Periodo 4 (de noviembre del 2009 a enero del 2010): además del incentivo del periodo 1 se incentivó con GBP 10 para que ahorraran aún más que en los períodos anteriores.

La siguiente Tabla resume los participantes en cada grupo de ensayo y las intervenciones que se realizaron. Cabe destacar que en el ensayo de SP, al estar estructurado en tres fases, algunos de los hogares que empezaron los ensayos en la fase 1 no siguieron adelante en las siguientes fases. Las principales razones de estas bajas fueron:

- El rechazo por parte del cliente a seguir con las intervenciones.
- Cambiar de empresa suministradora.

Para intentar paliar esta disminución de hogares involucrados en el ensayo, al inicio de la segunda fase hubo hogares que se añadieron a las pruebas, sin haber pasado anteriormente por la fase 1.

Tabla 47: Clasificación de los clientes según los ensayo realizados

Grupo	Fase 1	Fase 2	Fase 3
TG1	<ul style="list-style-type: none"> • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética • IHD 	<ul style="list-style-type: none"> • Contador inteligente • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética • IHD 	<ul style="list-style-type: none"> • Mismo equipamiento que en la fase 2 • Programa “Desafío Verde”
TG2	<ul style="list-style-type: none"> • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Contador inteligente • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Mismo equipamiento que en la fase 2 • Programa “Desafío Verde”
TG3	Aun no ha comenzado el estudio de los reclutados	<ul style="list-style-type: none"> • Como la segunda fase del TG1 pero los participantes comenzaron la fase más avanzados 	<ul style="list-style-type: none"> • Como la tercera fase del TG1
TG4	<ul style="list-style-type: none"> • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética • IHD 	<ul style="list-style-type: none"> • Contadores de prepago reconfigurados • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética • IHD 	<ul style="list-style-type: none"> • Mismo equipamiento que en la fase 2 • Programa “Desafío Verde”
TG5	<ul style="list-style-type: none"> • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Contadores de prepago reconfigurados • Datos adicionales en la factura • Consejos de eficiencia energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Mismo equipamiento que en la fase 2 • Programa “Desafío Verde”
CG1	Estos tienen las mismas condiciones que cualquier otro consumidor de Scottish Power		
CG2	Estos tienen las mismas condiciones que cualquier otro consumidor de Scottish Power		

Además, a continuación se muestra el mínimo de participantes según la fase del proyecto:

Tabla 48: Número de participantes según la fase del proyecto

Grupo	Fase 1	Fase 2		Fase 3
	Al inicio de la fase	Al inicio de la fase	Añadidos a lo largo de la fase	Al inicio de la fase
TG1	395	288	100	275
TG2	400	285	118	261
TG3	0	277	317	250
TG4	408	291	0	249
TG5	400	277	0	250
CG1	400	333	60	314
CG2	400	316	30	294
Total	2.403	2.067	-	1.946

El periodo de reclutamiento de clientes e instalación de dispositivos empezó en abril y terminó mayoritariamente en mayo del 2007. La instalación se efectuó entre abril de 2007 y mayo de 2007 para las pruebas de la fase 1, y entre abril de 2008 y agosto de 2008 para la fase 2. Finalmente, los ensayos fueron realizados entre abril de 2007 y marzo de 2008 para las pruebas de la fase 1, entre abril de 2008 y octubre de 2008 para la fase 2, y entre noviembre de 2008 y enero de 2010 para la fase 3. A continuación se ilustra el cronograma seguido por SP:

Tabla 49: Cronograma de la compañía SP

Grupo	Reclutamiento		Instalación		Prueba						
	Incorporaciones desde el principio	Incorporaciones desde la fase 2	Para la fase 1	Para la fase 2	Fase 1	Fase 2	Fase 3				
TG1	Abr 2007 – May 2007	Jul/Ago 2008	Abr 2007 – May 2007	Abr 2008 – Ago 2008	Abr 2007 – Mar 2008	Abr 2008 – Oct 2008	Nov 2008 – Ene 2010				
TG2	Abr 2007 – May 2007	Jul/Ago 2008	Abr 2007 – May 2007	Abr 2008 – Ago 2008							
TG3	Jun 2008 – Jul 2008	n/a	Jun 2008 – Ago 2008		No está incluido en ésta	Jun 2008 – Oct 2008					
TG4	Abr 2007 – May 2007	n/a	Abr 2007 – May 2007	Reconfiguración antes de Ago 2008							
TG5		n/a	Abr 2007 – May 2007	Reconfiguración antes de Ago 2008	Abr 2007 – Mar 2008	Abr 2008 – Oct 2008					
CG1		n/a	n/a								
CG2		n/a	n/a								

8.5.4 SSE

Un total de 27.887 hogares participaron en los ensayos de SSE, pero solo en 7.106 hogares se instaló un contador inteligente (25%).

Las principales intervenciones que se llevaron a cabo en los hogares sin contador inteligente fueron 4 (de A a la D):

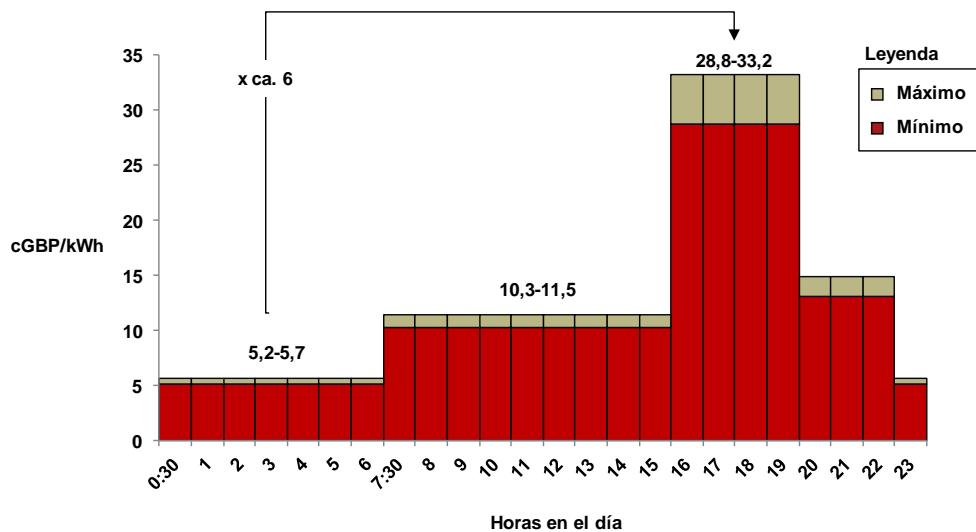
- A. Enviar a través del correo ordinario o vía internet consejos sobre la eficiencia energética.
- B. Incluir en la factura datos adicionales, como por ejemplo gráficas cuatrimestrales con el histórico de consumo de electricidad.
- C. Instalar dispositivos que permiten visualizar en tiempo real el consumo eléctrico, el coste, las emisiones de CO₂ y el histórico de datos.
- D. Recomendar acciones realizadas en hogares de características similares, en los que se evidencien las mejores prácticas sobre el área de interés.

Por otro lado, las intervenciones que se llevaron a cabo con los clientes que disponían de contador inteligente fueron 6 (de la E a la J):

- E. Proporcionar facturas mensualmente más precisas y detalladas, con datos adicionales en la factura como por ejemplo gráficos históricos y el consumo cada media hora.
- F. Enviar a través del correo ordinario o vía internet consejos sobre la eficiencia energética.
- G. Instalar dispositivos de visualización que permitan conocer el consumo eléctrico y de gas en tiempo real, el coste, las emisiones de CO₂ y datos histórico. Además, se les instaló un semáforo que muestra el nivel del consumo actual.
- H. Proporcionar una tarifa ⁸⁴ para incentivar el consumo fuera de las horas de mayor demanda.

⁸⁴ La tarifa definió las horas pico en el período 16:00-19:00, las horas valle 00:30-7:30 y el resto de horas eran llanas. En las horas llanas, el precio del kWh estaba entre 10,29 y 11,46 peniques (sin impuestos), durante las horas pico era un 180%-190% más cara y durante las horas valle era un 50% - 60% del precio de las horas llanas.

Ilustración 33: Tarifas variables de SSE (sin impuestos)



- I. Incentivar para reducir el consumo con una recompensa del 5% de la factura (equivalente al IVA) si se conseguía una reducción del 10% del consumo eléctrico en un año.
- J. Proporcionar y facilitar información personalizada del consumo a través de la web al cliente por parte de la compañía.

A continuación se ilustran los ensayos que se realizaron según el grupo de ensayo y los elementos que se instalaron.

Tabla 50: Clasificación de los clientes según los ensayo realizados⁸⁵

Grupo	Contador inteligente	Folleto informativo	Clip-on IHD	Facturas trimestrales con gráficos	Comparaciones	Facturas mensuales con gráficos	Incentivos para desplazar	Incentivos para reducir	IHD	Información web
4		✓								
3			✓							
1	✓	✓								
5	✓			✓						
2	✓	✓	✓	✓						
6	✓			✓	✓					
15	✓									
16	✓					✓	✓			
17	✓					✓		✓		
18	✓					✓	✓	✓		
27	✓								✓	
28	✓						✓		✓	
29	✓							✓	✓	
30	✓						✓	✓	✓	
11	✓	✓				✓				
12	✓	✓				✓	✓			
13	✓	✓				✓		✓		
14	✓	✓				✓	✓	✓		
23	✓	✓				✓			✓	
24	✓	✓				✓	✓		✓	
25	✓	✓				✓		✓	✓	
26	✓	✓				✓	✓	✓	✓	
10	✓	✓				✓				✓
7	✓	✓				✓	✓			✓
8	✓	✓				✓		✓		✓
9	✓	✓				✓	✓	✓		✓
22	✓	✓				✓			✓	✓
19	✓	✓				✓	✓		✓	✓
20	✓	✓				✓		✓	✓	✓
21	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓

⁸⁵ La matriz está ordenada de acuerdo al diseño de cada prueba que está determinado en base a los elementos instalados y/ o proporcionados en vez de por el propio orden numérico de las pruebas

El periodo de reclutamiento de clientes para realizar las intervenciones empezó en abril de 2007 y terminó en octubre de 2007 para los hogares que no tenían contadores inteligentes y en setiembre de 2008 para los que sí tenían un contador inteligente. La instalación de las actuaciones empezó en abril de 2007 y terminó en octubre de 2007 para los que no tenían contador inteligente y en setiembre de 2008 para los que sí lo tenían. Finalmente, el periodo de pruebas y se desarrolló a partir de la finalización de la etapa de instalación hasta setiembre de 2010.

La siguiente tabla resume el cronograma seguido por SSE:

Tabla 51: Cronograma de la compañía SSE

Grupos	Reclutamiento	Instalación	Prueba
1, 2 y 3	Abr 2007 – Oct 2007	Abr 2007 – Oct 2007	Nov 2007 – Sep 2010
4, 5 y 6	Abr 2007 – Oct 2007	Abr 2007 – Oct 2007	Dic 2007 – Sep 2010
Del 17 al 31	Abr 2007 – Sep 2008	Abr 2007 – Sep 2008	Nov 2008 – Sep 2010 *
Control (32 y 33)	Abr 2007 – Oct 2007	Abr 2007 – Oct 2007	Nov 2007 – Sep 2010

Nota: *Para aquellas pruebas tanto con incentivo para reducir como para desplazar, Sep 2009 – Sep 2010

8.6 Resultados

A partir del análisis estadístico de las diferentes experiencias llevadas a cabo en EDRP, se extrajeron las siguientes conclusiones genéricas:

- Con solo instalar contadores inteligentes o dispositivos de visualización en tiempo real no se reduce la demanda energética.
 - Para cambiar el comportamiento de los consumidores y ahorrar energía, es necesario advertir e informar a los clientes proactivamente sobre su consumo (por ejemplo sea a través de un contador inteligente, de un dispositivo de visualización en tiempo real, de la TV, de una alarma, etc.).
 - La combinación de contadores inteligentes y los dispositivos de visualización consiguen un ahorro medio del 3%, llegando hasta el 11% en los casos con más incidencia.
 - La reducción del consumo pico alcanzado mediante tarifas con discriminación horaria ha sido modesto, aunque en algunos casos ha sido de hasta el 10%. Se ha observado que este efecto era mayor en los hogares pequeños (1 o 2 personas).

- Solo se consigue que el ahorro sea persistente en el tiempo cuando la interacción con el consumidor es continua⁸⁶, por ejemplo manteniendo un contacto periódico con el consumidor.

Por otro lado, la Oficina Nacional de Auditoría (NAO) afirma que los resultados experimentados en los ensayos de EDRP son poco concluyentes. En este sentido, la mayor crítica al proyecto fue que no hubo un diseño unificado de las actuaciones, dejando a las compañías que probaran sus propias acciones por separado, lo que dificultó la comparación entre los resultados obtenidos por las cuatro empresas involucradas en el proyecto. No obstante, el Comité de Cuentas Públicas (PAC) asegura que éstos parten de una fuerte base científica y que se corresponden en su mayoría con otros proyectos y ensayos internacionales. Por esta razón, el DECC tiene la intención de seguir reuniendo información desde el inicio del proceso de despliegue de contadores inteligentes, para contrastarlos con los resultados obtenidos en los ensayos de EDRP⁸⁷.

A continuación se exponen los resultados y conclusiones que se obtuvieron del proyecto EDRP para cada una de las compañías suministradoras. Cabe definir que se consideró que los resultados de una intervención eran significativos cuando se encontraban dentro del intervalo de confianza del 90% y la reducción en el consumo era del 1% o mayor.

Tabla 52: Resultados de EDF

Tipo de ensayo	Consumo eléctrico	Consumo de gas
Sin contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo una reducción significativa (<1%) 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del 2,1% aplicando un incentivo económico para reducir el consumo
Con contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción significativa cuando se instala junto a las intervenciones citadas <ul style="list-style-type: none"> - Ahorro aproximado de 2,3% con el IHD básico - Ahorro aproximado de 4,0% con el completo 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del 14,7% en el grupo TV • Reducción del 13,2% en el grupo HEC • Reducción del 14,1% en el grupo web

⁸⁶ Fuente: [European Smart Metering Landscape Report 2012](#)

⁸⁷ *Smart meters. Standard Note:* SN/SC/6179. Diciembre 2012.

Tabla 53: Resultados de E.ON

Tipo de ensayo	Consumo eléctrico	Consumo de gas
Sin contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo una reducción significativa 	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo una reducción significativa (<1%)
Con contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción significativa del consumo en grupos con combustible de mayor calidad <ul style="list-style-type: none"> - Las intervenciones clave fueron el IHD y el envío mensual de facturas (TG9) • Aumento en los grupos sin IHD 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducciones significativas (>1%)

Tabla 54: Resultados de SP

Tipo de ensayo	Consumo eléctrico	Consumo de gas
Sin contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo una reducción significativa (<1%) 	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo una reducción significativa (<1%)
Con contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo reducción significativa durante la fase 2 • Reducción significativa debido a incentivos económicos: <ul style="list-style-type: none"> - Desafío Verde * 	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo reducción significativa durante la fase 2 • Reducción significativa debido a incentivos económicos: <ul style="list-style-type: none"> - Desafío Verde *

Nota:

* En la fase 3, mediante “Desafío Verde” (Green Challenge), se realizaron las mismas intervenciones que en la fase 2, pero con incentivos añadidos.

Tabla 55: Resultados de SSE

Tipo de ensayo	Consumo eléctrico	Consumo de gas
Sin contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo una reducción significativa (<1%) 	<ul style="list-style-type: none"> • No hubo una reducción significativa (<1%)
Con contador inteligente	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del 2,5% solo con el contador • Reducción del 3,5% con IHD además del contador • Reducción del 2,9% con IHD y contador inteligente de prepago 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del 3% • Reducción del 3,2% con IHD

En síntesis, los resultados mostraron que:

- Los grupos a los que se ofrecían incentivos económicos lograron mayores reducciones.
- En los grupos sin contadores y sin incentivos las reducciones fueron menores al 1%.
- En los grupos con contador inteligente, se consiguieron resultados dispersos (la mayoría consiguió una reducción de entre el 1% y 4%, salvo en 2 casos atípicos, 15% y menos de 1%) pero estos fueron más significativos que los conseguidos en los grupos sin contadores.

8.7 Cambios regulatorios

El proyecto EDRP está estrechamente relacionado con la gestión activa de la demanda y, en menor medida, con el despliegue de los contadores inteligentes. A continuación se detallan los cambios regulatorios efectuados en el Reino Unido a raíz del proyecto piloto, y cuáles son los cambios que todavía no se han aplicado que derivan de la experiencia obtenida en EDRP.

8.7.1 Cambios regulatorios efectuados

Los cambios en la regulación en el ámbito de las RI en el Reino Unido están focalizados en tres áreas principales:

- Disminuir las emisiones contaminantes, que mediante el *Climate Change Act* de 2008 pretende reducir las emisiones de la generación eléctrica en un 34% en el 2020 y en un 80% en el 2050, en base a los niveles de 1990.
- Mejorar la eficiencia energética a través del programa *Green Deal*, por el que se introducen subvenciones para realizar mejoras en los hogares para reducir las pérdidas energéticas.
- Implementación del despliegue de los contadores inteligentes mediante el programa *Smart Metering Implementation Programme*.

Con el programa *Smart Metering Implementation Programme*, el Gobierno del Reino Unido se ha marcado el objetivo de que en todos los hogares, las empresas y los servicios públicos del territorio haya un contador inteligente. En este programa se define el marco político y normativo necesario para desplegar los contadores inteligentes en el Reino Unido a la vez que se diseñan y efectúan nuevos acuerdos en coordinación con los participantes del sector.

El Programa para desplegar los contadores inteligentes consta de tres fases:

- **Fase 1:** Diseño de políticas (2009 T4 - 2011 T1).
- **Fase 2:** Despliegue inicial (2011 T2 - 2014 T1).
- **Fase 3:** Despliegue masivo (2014 T2 - 2019 T4).

Dado que la fase de diseño ya ha concluido, actualmente el programa se encuentra en su fase de despliegue inicial, en el que la industria, el Gobierno y el regulador Ofgem realizan los preparativos necesarios para la implantación masiva que se espera que empiece el próximo 2014 y concluya en 2019. En este sentido el Gobierno británico ha establecido que:

- Los proveedores de energía serán los encargados de instalar los contadores; y aunque podrán recuperar la inversión a través de los clientes mediante incrementos en sus facturas o tarifas iniciales, se espera que la fuerte competencia entre proveedores minimice los gastos para los consumidores.
- El modelo a utilizar para trazar las comunicaciones se basará en un modelo centralizado. Para ello se crea una nueva entidad, la Data Comms Co (DCC), encargada de la gestión de los datos de los consumidores. La función de la entidad será la de proporcionar un canal de comunicaciones entre clientes, proveedores y otros terceros autorizados. Por otra parte, los diferentes proveedores de energía serán los responsables de la instalación y el mantenimiento de los contadores pero las comunicaciones desde el contador hasta la base central del DCC se harán a través de la entidad.
- Los proveedores de energía, además de proporcionar el contador inteligente, también deberán ofrecer a los clientes domésticos un dispositivo de visualización que cumpla con las especificaciones técnicas⁸⁸.

Para aumentar el potencial de los contadores inteligentes y promover la participación de los clientes la regulación obliga a instalar dispositivos de visualización en los hogares. Con estos dispositivos de visualización se espera afectar a sus hábitos de consumo energético.

El Reino Unido terminará su despliegue de contadores inteligentes alrededor de 2019, un poco más tarde que la mayoría de países europeos, ya que se quiso diseñar la estrategia final correctamente antes de implementar los programas. Es por ello que se llevaron a cabo un elevado número de ensayos reales aplicando diferentes estrategias, servicios energéticos y se evaluó el potencial de los contadores inteligentes junto con el de otros dispositivos⁸⁹.

⁸⁸ Las especificaciones técnicas se basan en los requisitos de diseño definidos en la fase de diseño de políticas. Además también se han especificado los requisitos de diseño para proteger a los contadores de gas y electricidad, la red del hogar, el módulo de comunicaciones y el dispositivo de visualización del hogar.

⁸⁹ [European Smart Metering Landscape Report 2012](#) – actualización Mayo de 2013. *Smart Regions*.

El Programa tiene un gran potencial para ofrecer un marco regulatorio claro y eficiente que posibilite un correcto despliegue masivo y permita la interoperabilidad entre los diferentes agentes del sistema.

El Reino Unido podría ser utilizado como ejemplo de referencia para el diseño de los planes de despliegue masivo de contadores inteligentes.

8.7.2 Cambios regulatorios a efectuar

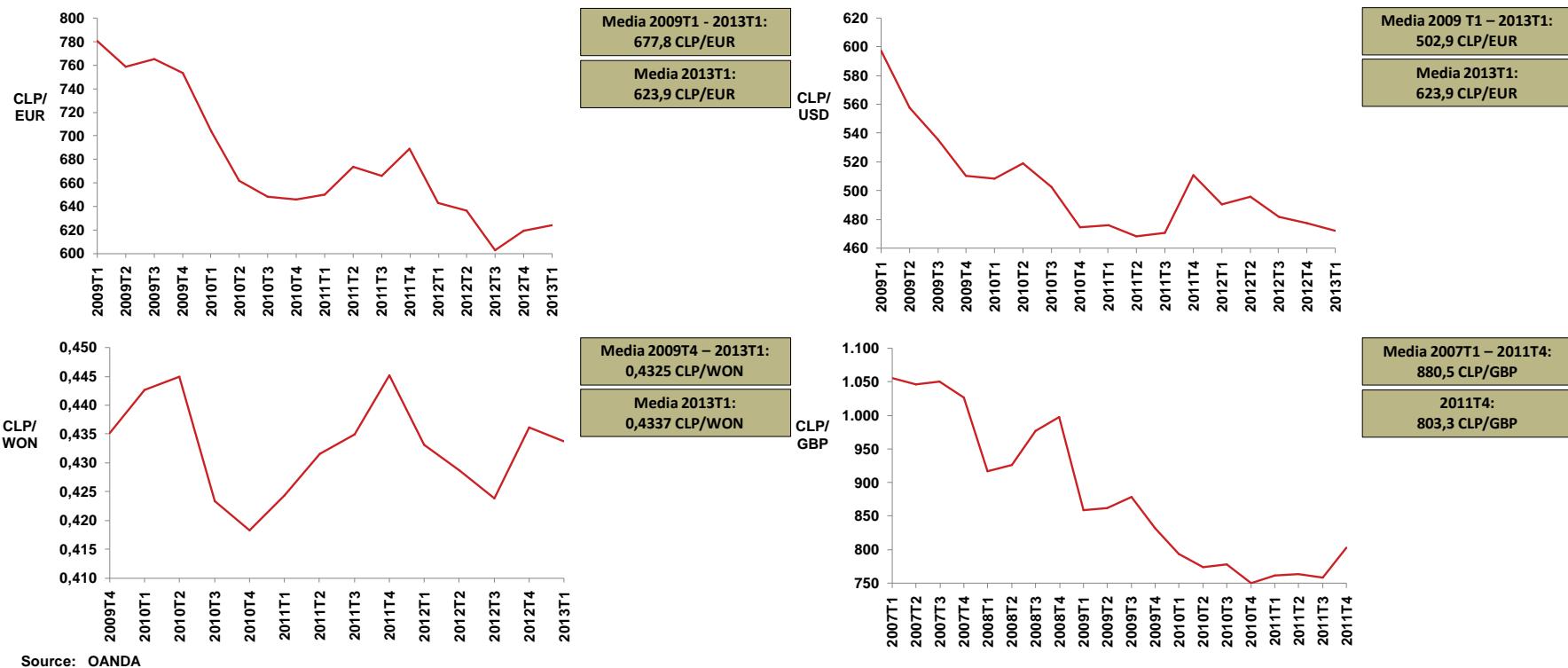
A partir de la experiencia adquirida en el proyecto EDRP, las principales reformas regulatorias propuestas y que se deberían realizar para introducir los cambios normativos necesarios para el desarrollo de redes inteligentes son:

- **Tarifas con discriminación horaria:** Los resultados obtenidos en el proyecto EDRP podrían ser útiles para el diseño de nuevas tarifas eléctricas con discriminación horaria que incentiven mejor a los usuarios a cambiar sus hábitos de consumo y faciliten así una mayor reducción de los costes energéticos⁹⁰.
- **Reducción del pico de demanda:** Con los resultados del proyecto EDRP se determina que la mayor reducción del pico de potencia se encuentra en aquellos consumidores con mayor consumo por climatización. Se determina que una regulación para automatizar esta tipología de consumos podría representar una mayor reducción del pico de potencia⁹⁰.

⁹⁰ [Smart Tariffs and Household Demand Response for Great Britain](#). Gill Owen and Judith Ward. Marzo de 2010.

9 Anexo Informe Parcial I: Tipos de cambio

Ilustración 34: Tipos de cambio de monedas incluidas en el estudio



10 Anexo Informe Parcial I: Listado de principales tecnologías (no exhaustivo)

Elemento	Descripción
FACTS	Dispositivos de electrónica de potencia para controlar potencia activa y reactiva, Mejoran capacidad de líneas, estabilidad del sistema, calidad de potencia y pérdidas
FACTS basados en LCC	Compensadores y reguladores basados en conmutación por línea (LCC - Line Commuted Converter). Es la tecnología más antigua y probada. Peor calidad de onda y más lentos que VSC. Interruptores empleados: tiristores
FACTS basados en VSC	Compensadores y reguladores basados en VSC (Voltage Source Converter). Regulación continua y dinámica rápida. Más rápido y mejor calidad de onda que los basados en tiristores. Interruptores empleados: GTO y más recientemente IGBTs
Transmisión en DC	Transporte punto a punto de potencia en corriente continua. Menores necesidades de terreno que AC
HVDC (basado en LCC)	Transporte punto a punto de potencia en corriente continua. Es rentable para transporte de grandes potencias en largas distancias
HVDC (basado en VSC)	Transporte punto a punto de potencia en corriente continua. Es rentable para transporte de medias y grandes potencias en distancias medias y largas. Permite inyectar reactiva. En ABB: HVDC Light. En Siemens: HVDC Plus
DC Multiterminal	Redes en corriente continua malladas, entre múltiples puntos. Esquemas de control, protecciones y aparamenta para redes DC multiterminal
Convertidores de frecuencia	Convertidores de frecuencia para interconexiones asíncronas. Permiten transferir potencia entre dos redes que operen a diferente frecuencia o entre redes de la misma frecuencia pero no sincronizadas
Transporte simultaneo de AC y DC	Transporte por una misma línea de corriente DC con una componente AC superpuesta. Permite transferir reactiva.
Electrónica de potencia (salvo FACTS)	Otros dispositivos de electrónica de potencia que no se incluyen en transmisión DC ni en FACTS
Cargadores rápidos para vehículos eléctricos	Tecnológicamente similares a otros cargadores pero de gran potencia y con requisitos concretos para cada estándar de carga de batería
Rectificadores para industria y para ferrocarril	Convertidores AC/DC de gran potencia para ferrocarril como para aplicaciones industriales
Sistemas de gestión de baterías	BMS (Battery Management Systems). Convertidores de potencia que transfieren energía entre los distintos elementos de un conjunto de acumuladores para equilibrar su carga: se optimiza la

Elemento	Descripción
	capacidad y se evita el envejecimiento prematuro por sobrecarga
Transformadores Universales Inteligentes	Reemplazo para transformadores tradicionales basado en electrónica de potencia
Inversores para conexión a red de EERR y GD	Transfieren la potencia generada a la red. Se les exige cada vez mayor contribución a los servicios complementarios de red.
Transporte en AC de baja frecuencia	Transporte en AC a una frecuencia 1/2 o 1/3 de la habitual. Permite mayores distancias y la interfaz con 50 / 60 Hz es posible hacerla con cicloconvertidores, más baratos que convertidores DC/AC.
Interruptores de potencia	Interruptores elementales para electrónica de potencia (IGBTs, GTOs, Tiristores, Diodos...)
Almacenamiento conectado a red	Almacenamiento conectado a red para cubrir interrupciones de servicio (SAIs - Sistemas de Alimentación Ininterrumpida) o para proporcionar servicios complementarios de red
Bombeo Hidráulico	Almacenamiento de energía bombeando agua de un embalse a otro más elevado. La energía se recupera turbinando ese agua como en una central hidráulica convencional
Volante de inercia	La energía se almacena bajo forma de inercia en una masa giratoria
SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)	La energía se almacena bajo forma magnética en una bobina superconductora
Aire comprimido	CAES (Compressed Air Energy Storage). La energía se almacena bajo forma de aire a presión en depósitos artificiales o en cuevas subterráneas. Ese aire a presión se puede turbinar posteriormente para recuperar la energía
Supercondensadores	Similares a los condensadores convencionales pero con una densidad de energía mucho mayor
Acumuladores electroquímicos	Dispositivos que almacenan energía y la liberan mediante reacciones químicas
Telecomunicación	Dispositivos y líneas de comunicación inalámbrica, por cable de cobre, fibra óptica o PLC
Dispositivos para comunicación	
Líneas de comunicación	Líneas de transmisión de datos.
Protección, Medida, Automatización y Control	Dispositivos y algoritmos relacionados con la protección, medida y control de redes eléctricas
Medidas	Permiten conocer el estado del sistema y actuar en consecuencia
Gestión dinámica de	Algoritmos que optimizan el uso de las infraestructuras existentes

Elemento	Descripción
infraestructuras	mediante una estimación de su estado actual. Requiere infraestructuras de medida, telecom y gestión avanzada del sistema
Integración de generación distribuida en la red	La conexión de generación distribuida y de EERR en la red plantea un reto para la gestión de la red, y necesita por tanto de algoritmos de control de red adecuados
Gestión activa de la demanda	Algoritmos de control para integrar al consumidor final en la gestión energética del sistema, mediante la variación horaria del precio de la energía para diferir consumos o acuerdos previos de control directo de cargas. Requiere contadores inteligentes, controladores de cargas e infraestructura de comunicación
Sistemas de gestión de la información	Al aumentar la cantidad de medidas, también aumenta la cantidad de datos históricos. Son necesarios sistemas de gestión de esta información, que la presenten a humanos o a otros sistemas de forma útil
Ciberseguridad	Protección ante ataques informáticos a la red. El incremento de la automatización y las telecomunicaciones incrementa el riesgo de ataques al sistema eléctrico
Automatización y control de redes	Sistemas capaces de regular, proteger, controlar y gestionar el sistema eléctrico en su totalidad o localmente. Requieren monitorización y comunicaciones. Muchos se beneficiarían de medidas avanzadas, gestión dinámica de infraestructuras, integración de generación distribuida, gestión activa de la demanda, sistemas de gestión de la información y ciberseguridad

11 Anexo Informe Parcial I: Bibliografía (no exhaustiva)

Subtema	Título	Año de publicación	Entidad
Jeju	Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles	2012	BID
Jeju	Korea's Jeju Smart Grid Test-bed Overview	2013	KSGI
Jeju	Smart Grid Revolution	2011	Smart Grid News
Jeju	Korea's Smart Grid Initiative	2013	MKE & KSGI
Jeju	Smart Grid, An Energy Revolution in Our Daily Lives	2013	KSGI
Jeju	The Price Is Right: Advanced Electricity Pricing in South Korea	2012	Green Tech Media
Jeju	Energy Policy 45 (2012) 133-141	2012	D. Ngar-yin Mah et al.
Jeju	Compañías de redes inteligentes, Jeju	2013	jejusori.net
Jeju	Jeju Smart Grid AMI proyecto de demostración suficiente comercial	2013	etnews.com
E-DeMa	Presentation of results of the E-DeMa model project	2013	E-Energy
E-DeMa	Ergebnisse der Datenauswertung des Verbrauchsverhalten der Kunden	2013	E-Energy
E-DeMa	Beitrag des E-DeMa-Projektansatzes für das Zukunftsbild	2013	E-Energy
E-DeMa	E-DeMa	2013	E-DeMa
E-DeMa	BDEW Presents Roadmap for Implementing Smart Grids in Germany Until 2022	2013	germanenergyblog.de
E-DeMa	When data comes home	2012	siemens
E-DeMa	Web E-DeMa	2013	e-dema.de
eTelligence	eTelligence report, Energy meets Intelligence, EWE presentation	2012	EWE AG
eTelligence	eTelligence final report; "New energy sources require a new approach"	2012	EWE AG

Subtema	Título	Año de publicación	Entidad
eTelligence	Findings from the European Exchange of Experiences "Tomorrow's Distribution Network" Symposium	2011	
eTelligence	Smart Energy Made in Germany	2012	E-Energy
eTelligence	Web eTelligence	2013	etelligence.de
CenterPoint	Application of Center Point Energy Houston Electric, LLC for approval of deployment plan and request for surcharge for an advanced metering system	2008	Center Point
CenterPoint	CenterPoint Energy Houston Electric, LLC. Smart Grid Project		smartgrid.gov
CenterPoint	How CenterPoint made Houston a smart grid success	2013	utilitydive
CenterPoint	Insighths Newsletter	2012-2013	Center Point
CenterPoint	CenterPoint Energy Houston Electric, LLC. Smart Grid Project	2012	DOE
CenterPoint	The Smart Grid in Texas: A Premier	2011	Meissa C. Lott, Tylor B. Seaman, Charles R. Upshaw (UT Austin) & Ehab Gondi Kartan Haron (UT Arlington)
CenterPoint	Web CenterPoint Energy Houston Electric	2013	centerpointelectric.com
SmartCity Málaga	Libro Blanco SmartCities para una Andalucía Sostenible	2012	Enova
SmartCity Málaga	Building the foundations for a Smart City. Realization of the Future Smart Grids	2011	Málaga Smart City Project
SmartCity Málaga	Smart Cities Update: IDC Smart Cities Index and Its Application in Spain	2011	IDC Energy Insights
SmartCity Málaga	Smart Cities: un primer paso hacia la internet de las cosas	2011	Fundación Telefónica
SmartCity Málaga	Málaga Smart City	2010	10º Congreso Nacional del Medio Ambiente

Subtema	Título	Año de publicación	Entidad
SmartCity Málaga	Web SmartCity Málaga	2013	portalsmartcity
SmartCity Málaga	Web SmartCity Málaga	2013	endesasmartgrids.com
EDRP	Energy Demand Research Project Final Analysis	2011	AECOM
EDRP	European Smart Metering Landscape Report 2012	2013	smartregions.net
EDRP	Smart Tariffs and Household Demand Response for Great Britain. Gill Owen and Judith Ward	2010	sustainabilityfirst.org
EDRP	Web EDRP	2013	ofgem.gov

12Resumen ejecutivo – Informe Parcial II

El análisis de costos y beneficios muestra que las redes inteligentes manifiestan rentabilidades muy variables en función de las condiciones de su desarrollo. Los escenarios estudiados, que plantean situaciones “extremas” en términos del avance y condiciones de las redes inteligentes, indican que se requiere un conjunto de factores para que la rentabilidad del desarrollo sea positiva, por lo que la introducción de redes inteligentes no puede ser un objetivo por sí mismo, sin haber identificado áreas específicas y condiciones específicas en las cuales tengan un verdadero potencial de rentabilidad.

Evidentemente, pueden existir ganancias de introducir tecnologías inteligentes en ciertos casos puntuales sin que sea necesario contar con una estrategia más amplia, pero un desarrollo que vaya más allá de rentabilidades puntuales requiere una estrategia de desarrollo que articule condiciones favorables.

Lo que se deriva de lo anterior es que no se puede pensar en las redes inteligentes como acciones puntuales de introducción de tecnología, sino como estrategias que apuntan a generar beneficios a través de un conjunto de tecnologías que se relacionan entre ellas.

Debe notarse que las rentabilidades positivas se obtienen al considerar plazos largos de análisis por lo que el desarrollo de estas tecnologías exige una estabilidad en el tiempo para que las rentabilidades se hagan efectivas. Esto tiene mayor importancia al considerar que una parte importante de las rentabilidades son “externalidades” que no son apropiables (p. ej., la reducción de emisiones o una mayor satisfacción del cliente), por lo que la implementación de estas tecnologías puede requerir políticas activas en algunos casos.

En efecto, se observa que en todos los escenarios, los beneficios sociales (aquellos que no son directamente apropiables por los diversos actores) representan una parte no despreciable de los beneficios totales, por lo cual los aportes públicos pueden ser un factor importante para impulsar las tecnologías inteligentes.

Además, debe considerarse que a medida que avanza el despliegue de las tecnologías de RI, crecen las sinergias entre dichas tecnologías (p. ej., todas las posibles aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones instaladas), que solo se cuantifican en una potencialidad parcial en el presente Informe.

El hecho de que se obtengan beneficios netos positivos, es sólo una parte del análisis porque se suma la dificultad adicional de la distribución de estos beneficios. En efecto, que las tecnologías tengan VAN positivo no implica necesariamente que sean implementables, por cuanto no se considera la fuente de las inversiones que serán requeridas, las variables legales e institucionales que deberán ser consideradas (y eventualmente modificadas) ni los beneficiarios de las tecnologías (lo cual dependerá sustancialmente de la regulación que se instale).

Esto es particularmente importante si los beneficios netos se manifiestan en plazos muy largos y si no son demasiado significativos. En ese caso, la regulación debe buscar forma de proveer los incentivos adecuados en los plazos apropiados para que se implementen efectivamente las tecnologías.

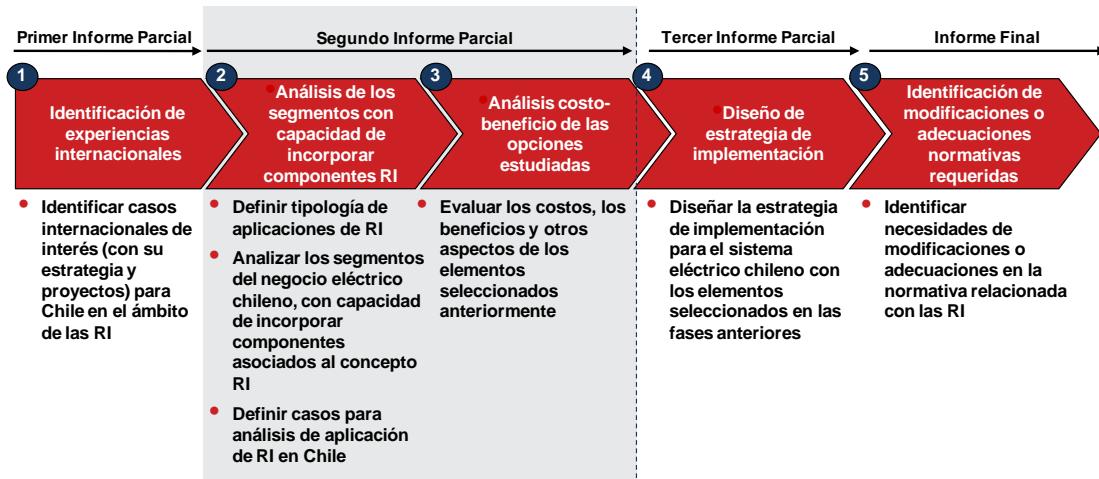
Todo lo anterior muestra que resulta clave estructurar una estrategia cuidadosa e integrada para el despliegue de redes inteligentes considerando las evoluciones futuras de los escenarios. Evidentemente, en plazos muy largos las redes inteligentes tendrán mayor importancia y tendrán una casi segura aplicabilidad en una gama extensa de situaciones. Sin embargo, para llegar a una implementación amplia de largo plazo, resulta importante comenzar con el despliegue de estas tecnologías, pero con objetivos claramente delimitados y de manera progresiva (con pilotos) de manera que muestren resultados positivos y que estos se puedan potenciar en el tiempo. Para eso, se debe considerar los desarrollos técnicos, el potencial económico, los beneficiados y perjudicados en los distintos casos así como la regulación (no sólo en temas específicamente técnicos, sino también en temas relacionados como los derechos del consumidor, protección de datos y seguridad).

Estos serán los asuntos a tratar por el siguiente Informe Parcial que se corresponde con el número III.

13 Introducción al Informe Parcial II

El presente documento constituye el Segundo Informe Parcial del estudio “Redes Inteligentes: Oportunidades de Desarrollo y Estrategia de Implementación en Chile”.

Ilustración 35: Actividades del Plan de Trabajo



Tal como se observa en el gráfico superior, los objetivos específicos asociados a este Informe son 2:

- Analizar los segmentos, elementos y/o componentes del negocio eléctrico, con capacidad de incorporar componentes asociados al concepto RI.
- Analizar la relación costo-beneficio de las opciones y/o alternativas estudiadas.

Por lo tanto, este Informe desarrolla las 2 actividades mencionadas y, al igual que su documento antecesor⁹¹, basa el análisis en la definición de RI de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), a saber:

“Una RI es una red eléctrica que usa tecnología digital, entre otros tipos de tecnologías avanzadas, para monitorear y manejar el transporte de energía desde los generadores hasta los clientes finales”.

Este Informe fue realizado por Eclareon en colaboración con el Centro de Innovación Tecnológica CITCEA de la Universidad Politécnica de Cataluña y con varios expertos externos chilenos.

⁹¹ Primer Informe Parcial cuyo objetivo fue analizar antecedentes internacionales de experiencias en el desarrollo de RI

14Análisis de los segmentos con capacidad de incorporar componentes RI

La presente Sección elabora el objetivo 2 asociado a este Informe y para ello incluye las siguientes subsecciones:

- Sección 14.1: Aplicaciones y tecnologías de RI.
- Sección 14.2: Segmentos con capacidad de incorporar componentes RI.
- Sección 14.3: Valoración de las tecnologías.
- Sección 14.4: Descripción de tecnologías mejor valoradas.
- Sección 14.5: Casos para análisis de aplicación de RI en Chile.

14.1 Aplicaciones y tecnologías de RI

Previamente a seleccionar las opciones aplicables en Chile, resulta necesario definir y acotar las aplicaciones de RI posibles, lo que permitirá ordenar la vasta gama de ámbitos de aplicación de las RI.

En base al primer análisis realizado (Primer Informe Parcial), conocimiento propio y entrevistas a expertos, se ha elaborado un listado de las tecnologías y servicios de los campos más importantes de aplicación de las RI. Dicho listado no es exhaustivo pero engloba la gran mayoría de las aplicaciones de RI e incluye elementos tanto existentes como innovadores que todavía están en fase de desarrollo pero que se prevén implementar en los próximos años. Por lo tanto, las tecnologías incluidas presentan distintos grados de madurez: desde incipientes como el vehículo eléctrico a más maduras como los medidores inteligentes.

A continuación se detallan las tecnologías, segmentadas según su ámbito:

- Primero, tecnologías que actúan sobre los clientes libres y regulados.
- En segundo lugar, aquellas que aplican a nivel de generación y transporte de energía.
- En tercer y último lugar, optimización de activos.

Tabla 56: Listado de tecnologías de RI (clientes libres y regulados)

Tecnologías – clientes libres y regulados		Definición de tecnologías
AMI	Medidores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de lectura de medidores que aporta nuevas funcionalidades o servicios como la telemedida o la telegestión.
Sistemas de cara al consumidor y gestión activa de la demanda	Sistemas de gestión de la energía	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de monitorización y visualización de consumos, para localizar cargas críticas y poner en práctica medidas de optimización y eficiencia energética.
	Cargas inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Sistema que permite a las diferentes cargas automatizar procesos de eficiencia energética o de reducción de las puntas de demanda.
	Tarifas con discriminación horaria	<ul style="list-style-type: none"> Señales de precio horarias que trasladan al consumidor final los costos reales de la energía, en el momento en que ésta se consume.
	Vehículo eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> Un vehículo eléctrico es aquel que dispone de propulsión eléctrica para su movilidad. Incluyen a los puramente eléctricos (<i>Battery Electric Vehicle, BEV</i>), que únicamente disponen de la batería como fuente energética.
Generación distribuida	Generación local	<ul style="list-style-type: none"> La generación distribuida se basa en la generación de electricidad a partir de un mayor número de fuentes de energía, de menor potencia, de forma descentralizada y normalmente conectadas a las redes de distribución.
	Almacenamiento local	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de almacenamiento conectado a red para cubrir interrupciones de servicio o para proporcionar servicios auxiliares a la red.
	Micro redes	<ul style="list-style-type: none"> Parte de la red eléctrica de dimensiones reducidas capaz de autogestionarse de manera independiente de la red principal.
Automatización de la red de distribución	Sensores	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de monitorización de la red de distribución en tiempo real.
	Sistemas de control avanzados	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de control que forman parte de la automatización de la red de distribución y que mediante un aumento de la telesupervisión y la telegestión permiten la implantación de sistemas de detección y aislamiento de faltas o sistemas de control de tensión y VAR en las líneas de distribución.
	Herramientas de visualización	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de gestión y visualización de la red de distribución que permite gestionar de manera eficiente y sostenible el funcionamiento y mantenimiento, integrando las áreas de planificación, proyectos e ingeniería.

Tabla 57: Listado de tecnologías de RI (generación y transporte de energía)

Tecnologías – Generación y transporte	Definición de tecnologías
Aplicación a la red de transporte	Sensores
	Subestaciones automatizadas
	FACTS
	HVDC
	Sistemas avanzados de protección
	Centro de control

Tabla 58: Listado de tecnologías de RI (optimización de activos)

Tecnologías – Operador	Definición de tecnologías
Optimización de activos	Herramientas de planificación y predicción
	Dynamic Asset Management
	Gestión de activos

Las tecnologías que serán consideradas y valoradas en las Secciones siguientes del presente Informe son las arriba especificadas.

14.1.1 Requerimientos TIC de tecnologías de RI

El incremento de la complejidad del sistema eléctrico hace indispensable una mayor presencia de las tecnologías de la información y la comunicación (TICs). La red eléctrica está introduciendo cada vez más estas tecnologías en sus equipos y sistemas, proporcionando así una mayor capacidad de coordinación de todos los agentes, aportando a la red una mayor

inteligencia y permitiendo gestionar y controlar el suministro eléctrico en un marco de sostenibilidad técnica y económica.

Una red inteligente requiere una vasta red de comunicaciones que posibilite el intercambio continuo de información entre los clientes, instalaciones y operaciones.

Además de transmitir los datos, es necesario tratarlos para transformarlos automáticamente en información útil, utilizando herramientas y aplicaciones que luego utilicen dicha información para mejorar el servicio, la fiabilidad y la eficiencia. Todas estas aplicaciones⁹², mediante programas, algoritmos, cálculos y análisis de datos, son la base de todas las funcionalidades y son el nodo central de la inteligencia de las redes inteligentes. Estas aplicaciones son cada vez más sofisticadas, resuelven problemas cada vez más complejos, exigen datos cada vez más precisos, y deben producir resultados con mayor rapidez y precisión.

Uno de los aspectos que gana en importancia con el incremento de intercambio de información en las redes inteligentes, es el de la cyber-seguridad y la privacidad de los datos. Al convertirse el sistema eléctrico en más dependiente de las TICs, el sistema debe protegerse frente ataques, mal uso o acceso no autorizado al sistema de comunicaciones, asegurando la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información.

La mayor presencia de las TICs en el sector eléctrico es un hecho transversal que afectará en mayor o menor medida a todos los ámbitos para facilitar la introducción de las redes inteligentes. Dependiendo del alcance de la red de comunicaciones, ésta se puede dividir en las siguientes partes:

- HAN (*Home Area Network*): red de corto alcance en el interior de los hogares, industria o bloque de edificios.
- NAN (*Neighborhood Area Network*): red de ámbito local, que en el caso de la red eléctrica, normalmente conecta los consumidores con los centros de transformación.
- MT-WAN (*Wide Area Network*): red de comunicaciones de un área amplia, que en el caso de la red eléctrica cubre la zona cubierta por la red de media tensión entre los centros de transformación y las subestaciones.
- SA-WAN: red interna de la subestación y entre subestaciones.
- Red troncal (*Backbone Network*): red principal que une las otras redes WAN o NAN con las aplicaciones situadas en los centros de control de la compañía eléctrica.

Dependiendo del tipo de aplicación, de las características de la red eléctrica y de la zona en la que se quieran instalar, existen diferentes tipos de tecnología. Además, para cada una de las

⁹² Para más información acerca de estas aplicaciones, por favor consultar la página 15.

partes en que se puede dividir la red de comunicaciones, las tecnologías utilizadas también pueden variar.

Las tecnologías de comunicación más utilizadas se describen a continuación:

Tabla 59: Comparativa de tecnologías de comunicación

	PLC			GSM	Fibra óptica	ADSL	WiMAX	Otras tecnologías wireless
	HPLC	NPLC	BPLC					
Breve descripción	<ul style="list-style-type: none"> Transmisión de datos a través de los cables de la red eléctrica PLC narrowband para el interior de hogares 	<ul style="list-style-type: none"> PLC narrowband 	<ul style="list-style-type: none"> PLC broadband 	<ul style="list-style-type: none"> Comunicaciones wireless también usadas en los móviles 	<ul style="list-style-type: none"> Transmisión de datos a través de fibra óptica 	<ul style="list-style-type: none"> Transmisión de datos a través de líneas de teléfono 	<ul style="list-style-type: none"> Comunicación wireless con alta capacidad y alto rango 	<ul style="list-style-type: none"> Diferentes tecnologías wireless con rangos cortos
Estándares usados	<ul style="list-style-type: none"> Sin estandarizar, gran cantidad de protocolos propietarios 	<ul style="list-style-type: none"> PRIME (Iberdrola) Meters & More (ENEL) G3 (ERDF) Otros propietarios 	<ul style="list-style-type: none"> MV BPL 	<ul style="list-style-type: none"> GPRS 3G 4G 	-	<ul style="list-style-type: none"> ANSI T1.413 	<ul style="list-style-type: none"> IEEE 802.16 	<ul style="list-style-type: none"> Zigbee - IEEE 802.15.4 Wi-Fi - IEEE 802.11
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Costes de infraestructura y operación bajos Los estándares disponibles para medidores 	<ul style="list-style-type: none"> Costes de infraestructura y operación bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> Costes de infraestructura y operación bajos. Alto ancho de banda. 	<ul style="list-style-type: none"> Alto ancho de banda. Útil en comunicaciones WAN. 	<ul style="list-style-type: none"> Alta inmunidad al ruido. Alto ancho de banda. 	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura presente en mayoría de hogares. Alto ancho de banda 	<ul style="list-style-type: none"> Alto ancho de banda. Rango alto (hasta 50 km). 	<ul style="list-style-type: none"> Solución barata cuando la distancia a transmitir es corta.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> Estándar no unificado. Bajo ancho de banda. Rango bajo. 	<ul style="list-style-type: none"> Bajo ancho de banda. Fiabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Rango medio (1,5 km). Fiabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Costos de operación altos. Cobertura no siempre disponible. 	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura cara; costos de operación altos cuando la infraestructura no es de la eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> Costos de operación altos. No permite una red privada para la eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> Tecnología no madura 	<ul style="list-style-type: none"> Rango bajo.
Uso en BT	<ul style="list-style-type: none"> Domótica y automatización de hogares 	<ul style="list-style-type: none"> "Last mile" para medidores inteligentes 	n/a	<ul style="list-style-type: none"> Smart metering last mile 	-	<ul style="list-style-type: none"> WAN hasta el centro de control 	<ul style="list-style-type: none"> Smart metering last mile 	<ul style="list-style-type: none"> Smart metering last mile en distancias cortas y HAN
Uso en MT	n/a	n/a	<ul style="list-style-type: none"> WAN hasta subestaciones 	<ul style="list-style-type: none"> WAN hasta el centro de control 	<ul style="list-style-type: none"> WAN hasta el centro de control 	<ul style="list-style-type: none"> WAN hasta el centro de control 	<ul style="list-style-type: none"> WAN hasta subestaciones 	-
Presencia geográfica	<ul style="list-style-type: none"> Todo el mundo 	<ul style="list-style-type: none"> Europa 	<ul style="list-style-type: none"> No muy utilizado hasta ahora 	<ul style="list-style-type: none"> EEUU (BT) Todo el mundo (MT) 	<ul style="list-style-type: none"> Todo el mundo 	<ul style="list-style-type: none"> Todo el mundo 	<ul style="list-style-type: none"> EEUU 	<ul style="list-style-type: none"> EEUU (BT) Todo el mundo (HAN)

Fuente: CITCEA

Los requerimientos TIC de las tecnologías de RI se pueden segmentar de acuerdo a: Velocidad de transferencia, Latencia, Seguridad, Fiabilidad, Disponibilidad y Bidireccionalidad. Estas variables se describen a continuación, así como los rangos de referencia utilizados para definir dichos requerimientos⁹³.

- Velocidad de transferencia:
 - Define el número de bits que se transmiten por unidad de tiempo a través de un sistema de comunicación.
 - Está relacionado con la cantidad de información que se puede enviar, aunque otros aspectos como la cantidad de protocolo que se debe añadir para enviar un dato también influyen en la velocidad de transmisión (en referencia a la longitud de la cabecera o al chequeo de errores que añaden información adicional a los datos que se desean transmitir).

Tabla 60: Rangos utilizados para definir los requerimientos de Velocidad de transferencia

Rangos para definir Velocidad de transferencia		
Bajo	✓	• inferior a 10 kbps
Medio	✓✓	• entre 10 kbps y 1 Mbps
Alto	✓✓✓	• superior a 1 Mbps

- Latencia:
 - También conocido como tiempo de respuesta, es el periodo de tiempo que transcurre entre que se inicia una instancia de comunicación hasta que esta es procesada por el receptor.
 - La latencia depende principalmente de la velocidad de transmisión y de la metodología de acceso al medio.

⁹³El sentido de los rangos es evaluar la exigencia en los diferentes campos, y por esta razón, en algunos casos no coincide el orden de los valores del rango con los valores de la exigencia de los requerimientos.

Tabla 61: Rangos utilizados para definir los requerimientos de Latencia

Rangos para definir Latencia		
Bajo	✓	• superior a 5 s
Medio	✓✓	• entre 0,5 y 5 s
Alto	✓✓✓	• inferior a 500 ms

- Seguridad:

- Los aspectos de seguridad hacen referencia a los niveles necesarios de confidencialidad, integridad de datos, vulnerabilidad del sistema y dificultad para acceder externamente a los datos.
- Para mejorar la seguridad de las comunicaciones, pueden utilizarse diferentes aplicaciones como códigos, encriptaciones o claves de acceso.

Tabla 62: Rangos utilizados para definir los requerimientos de Seguridad

Rangos para definir Seguridad		
Bajo	✓	• los datos no son confidenciales ni son críticos para el sistema
Medio	✓✓	• los datos no son confidenciales pero se debe evitar que sean manipulados por ser críticos para el sistema
Alto	✓✓✓	• los datos son altamente confidenciales y se debe evitar que se pueda acceder externamente a ellos

- Fiabilidad:

- La fiabilidad es la capacidad de realizar las comunicaciones correctamente bajo unas determinadas condiciones, y se puede cuantificar en términos de tasa de error de bit, que se corresponde al porcentaje de bits enviados correctamente respecto al total.
- La fiabilidad puede ser alterada por factores como las interferencias y el ruido.

Tabla 63: Rangos utilizados para definir los requerimientos de Fiabilidad

Rangos para definir Fiabilidad		
Bajo	✓	• se permiten algunos errores (fiabilidad inferior al 99,90%)
Medio	✓✓	• se permite un número limitado de errores (fiabilidad entre 99,90% y 99,99%)
Alto	✓✓✓	• no se permiten errores (fiabilidad superior al 99,99%)

- Disponibilidad:
 - La disponibilidad es la necesidad de que un dato sea transmitido en un determinado instante de tiempo.

Tabla 64: Rangos utilizados para definir los requerimientos de Disponibilidad

Rangos para definir Disponibilidad		
Bajo	✓	• la no disponibilidad de las comunicaciones tiene una influencia limitada en el sistema eléctrico y en sus equipos
Medio	✓✓	• la no disponibilidad de las comunicaciones tiene una influencia negativa en el sistema eléctrico y en sus equipos
Alto	✓✓✓	• la no disponibilidad de las comunicaciones tiene una influencia catastrófica o severa en el sistema eléctrico y en sus equipos

- Bidireccionalidad:
 - La bidireccionalidad es la necesidad de que el flujo de información vaya en los dos sentidos, lo que implica que los dos extremos son capaces de recibir y emitir información.

Tabla 65: Rangos utilizados para definir los requerimientos de Bidireccionalidad

Rangos para definir Bidireccionalidad	
NO	<ul style="list-style-type: none"> • No es necesario que haya bidireccionalidad en las comunicaciones
SI/NO	<ul style="list-style-type: none"> • Dependiendo del grado de complejidad del servicio o la tecnología utilizada, pueden ser necesarias o no comunicaciones bidireccionales
SI	<ul style="list-style-type: none"> • Es necesario que haya bidireccionalidad en las comunicaciones

Para cada una de las tecnologías de RI consideradas en el presente Informe, se han identificado los tipos de red de comunicaciones y tecnologías de comunicación aplicables, así como los requerimientos TIC en base a los rangos definidos anteriormente. Para ilustrar esta información, se han considerado los siguientes acrónimos y abreviaturas:

- Tecnologías de comunicaciones:
 - PLC, Power Line Communication
 - GPRS, General Packet Radio Service
 - WiMAX, Worldwide Interoperability for Microwave Access
 - FO, Fibra Óptica
 - ADSL, Asymmetric Digital Subscriber Line
 - Ethernet
 - RF, Radio Frecuencia
 - Zigbee
 - Wifi
- Aplicaciones:
 - MDMS, Meter Data Management System: aplicación que realiza la gestión de la información obtenida con los medidores, la lectura de los medidores, la facturación y la gestión del contador.
 - DMS, Distribution Management System: sistema de supervisión y control de la red de distribución que integra los equipos de telecontrol y los sistemas de detección y reposición de defectos.
 - BEMS, Building and Energy Management System y BACS, Building Automation and Control System: sistema complejo de automatización de los hogares, en el

que los electrodomésticos, los enchufes o el termostato están dotados de una cierta inteligencia para poderlos integrar en un solo sistema y lograr un funcionamiento energéticamente y económico eficiente en los edificios.

- MGCC, Control Central de la Microrred: aplicación que ejecuta el control, la supervisión y la protección de la microrred, al mismo tiempo que se optimiza la operación y se mantiene la calidad y fiabilidad de suministro.
- WFMS, Sistema de Gestión de Órdenes de Trabajo y Recursos de Campo: sistema que permite la organización de los equipos de trabajo dedicados especialmente al mantenimiento y a la supervisión de los equipos. En el caso de la red eléctrica puede aplicarse a las tareas relacionadas con los interruptores de MT y a los transformadores de MT/BT entre otros.
- OMS, Sistema de Gestión de las Interrupciones: sistema que permite detectar los interruptores que están abiertos, priorizar la reconexión de los interruptores abiertos para poder gestionar los equipos técnicos con el WFMS.
- GIS, Sistema de Información Geográfica: permite tener información de la localización física de los diferentes equipos para así elaborar mapas del estado de la red e inventarios geolocalizados de los activos. Por ejemplo determinar geográficamente donde están los tramos con mayor número de fallas o las líneas más congestionadas, entre otras aplicaciones.
- EMS, Energy Management System: sistema de herramientas utilizadas por los operadores de red para supervisar, controlar y optimizar el rendimiento de la generación y/o del sistema de transmisión.

Además, se ha utilizado un código de colores para diferenciar el tipo de red de comunicaciones y la aplicación software según los siguientes criterios:

Tabla 66: Código de colores para diferenciar tipo de TIC

Red de comunicaciones
● Principal
● Secundaria o puntual en ciertos casos
Aplicación software
● Centralizada
● Distribuida

Tabla 67: Requerimientos TIC de las tecnologías de RI

Tecnologías		Tipo de red de comunicaciones y tecnología						Requerimientos					
		HAN	NAN	MT-WAN	SA-WAN	Backbone Network	Aplicación	Velocidad de transferencia	Latencia	Seguridad	Fiabilidad	Disponibilidad	Bidireccionalidad
Clientes Libres y Regulados	Medidores inteligentes		NPLC, GPRS	BPLC, GPRS, WiMAX		FO, GPRS, RF, ADSL	MDMS	✓	✓	✓✓✓	✓✓✓	✓	SI/NO
	Sistemas de gestión de la energía	HPLC, Wifi, Zigbee						✓	✓	✓✓✓	✓	✓	SI
	Cargas inteligentes	HPLC, Wifi, Zigbee					BEMS o BACS	✓	✓	✓	✓	✓	SI/NO
	Tarifas con discriminación horaria		NPLC, GPRS	BPLC, GPRS, WiMAX		FO, GPRS, RF, ADSL		✓	✓	✓✓✓	✓	✓	SI/NO
	Vehículo eléctrico							✓	✓	✓	✓	✓	SI/NO
	Generación local		NPLC, GPRS	BPLC, GPRS, WiMAX		FO, GPRS, RF, ADSL		✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	SI/NO
	Almacenamiento local		NPLC, GPRS	BPLC, GPRS, WiMAX	FO, Ethernet			✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	SI
	Microrredes	FO, Wifi, WiMAX, ethernet	FO, Wifi, WiMAX, ethernet				MGCC	✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓	✓	SI
	Sensores		NPLC, GPRS	BPLC, GPRS, WiMAX				✓✓✓	✓✓	✓✓	✓✓✓	✓✓	NO
	Sistemas de control avanzados		NPLC, GPRS	BPLC, GPRS, WiMAX			DMS	✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	SI
	Herramientas de visualización							✗	✗	✗	✗	✗	-
Generación / Transporte	Sensores				FO, Ethernet			✓✓✓	✓✓	✓✓	✓✓✓	✓✓	NO
	Subestaciones automatizadas				FO, Ethernet			✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓	✓✓✓	SI
	FACTS					FO, GPRS, RF, ADSL		✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	SI
	HVDC					FO, GPRS, RF, ADSL		✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	SI
	Sistemas avanzados de protección				FO, Ethernet			✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓	✓✓✓	SI
	Centro de control						EMS	✗	✗	✗	✗	✗	-
Operador	Herramientas de planificación y predicción						GIS	✗	✗	✗	✗	✗	-
	Dynamic asset management						OMS + WFMS	✗	✗	✗	✗	✗	-
	Gestión de activos							✗	✗	✗	✗	✗	-

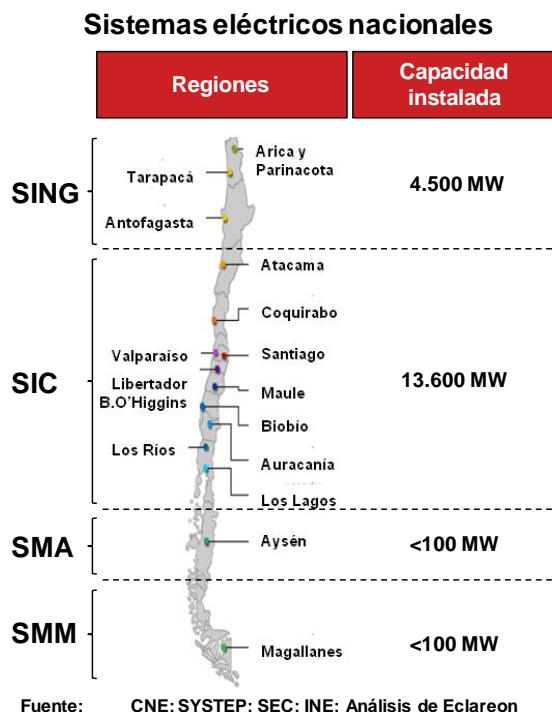
14.2 Segmentos con capacidad de incorporar componentes RI

En esta Sección se presenta una valoración cualitativa de las tecnologías y servicios⁹⁴ de RI identificados anteriormente en base a su posible aplicación a los segmentos del mercado eléctrico chileno.

Para ello, se ha considerado la situación actual del sistema y sus necesidades de mejora. En este sentido, Chile presenta 4 sistemas eléctricos⁹⁵ con grandes diferencias entre sí:

- Dos sistemas grandes: el Sistema Interconectado Central, SIC, y el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING.
- Dos sistemas relativamente pequeños: el Sistema Mediano de Aysén, SMA, y el Sistema Mediano de Magallanes, SMM.

Ilustración 36: Sistemas eléctricos en Chile



Los sistemas grandes comparten ciertas características comunes, al igual que los sistemas pequeños, pero también características y desafíos distintos.

⁹⁴ A lo largo del Informe “tecnologías” se referirá a tecnologías y servicios de RI

⁹⁵Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

Si se caracteriza a los sistemas como radiales, enmallados, y rurales, se puede hacer una comparación de los distintos sistemas interconectados.

- Enmallados: zonas de alta penetración eléctrica, con redes de distribución enmalladas, apoyadas por sistemas de subtransmisión, con generación local y alto consumo industrial.
- Radiales: zonas donde existe un único alimentador en un nivel de tensión en 23kV o inferior, de extensión media, con consumos industriales.
- Rural: zonas alejadas de las metrópolis, con alimentadores monofásicos o bifásicos, con baja o nula industria y de gran extensión.

El SIC y SING poseen redes de distribución de los tres tipos, mientras que los sistemas SMM y SMA incorporan principalmente a redes radiales y rurales. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que dentro de cada sistema interconectado, las realidades de las empresas distribuidoras varían según su localización geográfica. De esta forma, es posible entender, por ejemplo, que no todas las tecnologías aplicables a la zona centro del SIC son adecuadas para la zona norte o sur.

En general, para las redes rurales o radiales, la lectura remota de los medidores, tecnologías de información en las instalaciones eléctricas y aumento en la identificación de fallas en alimentadores de gran extensión prevé una reducción considerable en costos de operación y mantenimiento, así como un potencial de mejorar la calidad de servicio. En este tipo de sistemas la generación y almacenamiento local presenta un aumento de la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

Por otra parte, en sistemas enmallados, tecnologías como sistemas de gestión de demanda, generación local o herramientas de visualización, revisten una utilidad para la empresa distribuidora, permitiendo un manejo óptimo de sus instalaciones, reduciendo sus costos de O&M y aumentando su eficiencia.

El alcance de los problemas de los sistemas es distinto: mientras en el SING existe una fuerte concentración de actividad industrial distribuida a través del sistema (minería, principalmente), el sistema como un todo es relativamente más pequeño que el SIC, el cual tiene más población y una fuerte concentración industrial (aunque proporcionalmente menor que el SING) en la zona centro. Los sistemas medianos, en contraste tienen poca población y poca actividad industrial.

En términos generales en el SIC hay dificultades importantes de transmisión por la distancia entre las zonas de producción y consumos, mientras en el SING hay más temas ambientales como contaminación atmosférica y emisiones de contaminantes globales por la ausencia de energía hídrica. En ambos sistemas hay potencial de ERNC, pero geotermia y solar son mayores relativamente en el norte mientras que eólica e hídrica tienen mayor potencial en el

SIC, en particular en la zona sur (mientras que en la zona norte del SIC habría potencial para solar).

Aunque en todos los sistemas chilenos hay debilidades en cuanto a seguridad y calidad de servicio⁹⁶, existen grandes divergencias entre distintas zonas. La seguridad global de los sistemas grandes está más determinada por grandes fallas en transmisión, pero tienen también problemas a nivel local, mientras que en los sistemas medianos enfrentan más dificultades locales. De igual modo, la calidad del servicio es muy variable entre distintas zonas de los sistemas.

14.3 Valoración de las tecnologías

Para la valoración de las tecnologías respecto a su aplicabilidad y beneficio potencial para Chile, se han considerado una serie de “filtros” o variables, que se definen a continuación:

Tabla 68: Definición de filtros para valorar las tecnologías de RI

		Definición
Economía	Mejoras en la utilización de activos	<ul style="list-style-type: none"> • Mejor aprovechamiento de los recursos existentes, reduciendo las necesidades de nuevas inversiones o aumentando la vida útil de los equipos.
	Ahorro en inversión en red de T&D	<ul style="list-style-type: none"> • Mediante planes de expansión más precisos o con una mayor eficiencia se puede lograr reducir la necesidad de inversiones en nuevas líneas, transformadores y otros elementos de la red de transporte y distribución.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de los costos asociados a la operación, al mantenimiento y a la sustitución de equipos.
	Reducción del fraude	<ul style="list-style-type: none"> • Detectar con más facilidad las fugas de energía no controladas e identificar perfiles de consumo sospechosos de fraude.
	Eficiencia energética	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de las pérdidas en la red de transporte y distribución, o en los procesos de generación y consumo de energía.
	Reducción del costo de la energía	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del costo de la energía, logrando una mayor integración de tecnologías con menor costo y reduciendo las puntas de demanda.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de las interrupciones de suministro, mejoras en la detección y anticipación de fallos en la red.
	Calidad de onda	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora de las características de tensión, frecuencia y harmónicos en el punto de consumo.
Medioambiente	Emisiones	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de las emisiones contaminantes y de efecto invernadero en los procesos de generación, operación y consumo.
Otros	Seguridad de suministro	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la seguridad de suministro eléctrico a largo plazo mediante el acceso a diversos combustibles, mejorando la capacidad de generación, de redes e infraestructuras y mercados en general.
	Satisfacción del cliente	<ul style="list-style-type: none"> • Mejoras en la prestación de servicios al cliente y en la transparencia de la facturación y gestión de incidencias.

⁹⁶ Esta afirmación se basa en la experiencia del consultor y en las entrevistas que se realizó a diversos actores del mercado, en particular la SEC.

A su vez, cada filtro se puede desagregar en componentes más específicos que facilitarán la valoración de tecnologías. En este sentido, las variables se segmentan principalmente de la siguiente manera:

Ámbito económico

- Mejoras en la utilización de activos:
 - Optimización de la operación de la generación.
 - Reducción de los costos de congestión.
 - Reducción y prevención de fallos en los equipos del sistema eléctrico.
 - Desplazamiento de la demanda a periodos no punta.
- Ahorro en inversión en red de T&D:
 - Inversiones en capacidad de la red de distribución.
 - Inversiones en capacidad de la red de transporte.
 - Reducción de la inversión en la capacidad de generación.
- Ahorro en costos de operación en red de T&D:
 - Reducción de los costos de restablecimiento de suministro.
 - Reducción de los costos de lectura medidores.
 - Reducción de los costos de operación de la red de distribución.
 - Reducción de los costos de mantenimiento de los equipos de la red de distribución.
 - Reducción de los costos de atención al cliente.
- Reducción del fraude:
 - Reducción de fraudes en medidores, ya que los medidores inteligentes no pueden ser manipulados con fines fraudulentos.
- Eficiencia energética:
 - Reducción de las pérdidas de energía en la red de T&D⁹⁷.
 - Consumos más eficientes (reducción del consumo).

⁹⁷Un ejemplo es la generación local: cuando la generación y el consumo se encuentran en el mismo punto geográfico, no se precisa de la red en todo momento, reduciendo así la energía transmitida y sus pérdidas asociadas.

- Reducción del costo de la energía:
 - Optimización de la operación de la generación.
 - Desplazamiento de la demanda a periodos no punta.

Calidad de servicio

- Continuidad de servicio:
 - Reducción de los cortes de suministro.
 - Reducción del tiempo de reconexión.
- Calidad de onda:
 - Reducción de huecos y sobretensiones⁹⁸.

Medioambiente

- Emisiones:
 - Reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂).
 - Reducción de otras emisiones, tal como dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x).

Otros

- Seguridad de suministro:
 - Independencia energética.
 - Riesgos técnicos.
 - Riesgos económicos.
 - Reducción del uso de combustibles.
 - Reducción de los apagones a gran escala.
- Satisfacción del cliente.
 - Mejora en la calidad de los servicios al cliente (p. ej., facturación más transparente y gestión de incidencias más efectiva).

La escala para valorar las tecnologías de manera cualitativa es la siguiente:

⁹⁸ La electrónica de potencia que incluyen las microrredes y los sistemas de almacenaje tienen la capacidad de soportar la tensión durante el periodo en el que se produce el hueco o sobretensión.

Tabla 69: Escala cualitativa para valorar las tecnologías de RI

Beneficio	Definición de escala para valoración cualitativa
Nulo	✗ • Beneficio nulo/No aplica.
Bajo	✓ • Beneficio acotado a situaciones específicas.
Medio	✓✓ • Beneficio concreto ante un problema actual relevante.
Alto	✓✓✓ • Beneficio estratégico para resolver un problema (y puede además tener beneficio concreto).

La siguiente Tabla muestra los resultados de la valoración de cada tecnología, la cual se relaciona tanto con las aplicaciones generales de las tecnologías como con el caso específico de Chile⁹⁹:

⁹⁹ Las tecnologías con beneficios positivos se desarrollan en detalle en la Sección 14.4.

Tabla 70: Valoración y justificación del beneficio de los Medidores Inteligentes

		Valoración del beneficio de los Medidores Inteligentes
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✓✓ <ul style="list-style-type: none"> Los beneficiarios actuales son principalmente las empresas Distribuidoras (dado el marco regulatorio). Se reducen sustancialmente las fallas de los equipos.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗ <ul style="list-style-type: none"> Existe CAPEX adicional en la actualización de los medidores convencionales a telecomandados y de 4 cuadrantes. Los ahorros producto de esta actualización no son evidentes para la empresa distribuidora; se deberá realizar una evaluación económica.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✓✓✓ <ul style="list-style-type: none"> Se reducen los costos de lectura de los contadores, así como los costos de corte y reposición.
	Reducción del fraude	✗ <ul style="list-style-type: none"> La reducción de fraude ya existe y se realiza disponiendo de medidores tradicionales aguas arriba de zonas que la empresa Distribuidora presume existe fraude. Luego se hace el balance de las medidas de energía.
	Eficiencia energética	✓✓✓ <ul style="list-style-type: none"> Los beneficiarios serían consumidores industriales en el marco de la aplicación del Plan Nacional de EE (en particular "promover la implementación de sistemas de gestión de energía").
	Reducción del costo de la energía	✓ <ul style="list-style-type: none"> Para algunos proveedores específicos del SIC (Chilectra, por ejemplo) puede permitir desplazar la demanda a períodos no punta. El beneficiario es la distribuidora.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✓ <ul style="list-style-type: none"> Se reduce el tiempo de reparación: monitorizar la red de baja tensión permite actuar más rápidamente para aislar la falla y realizar la reparación.
	Calidad de onda	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗ <ul style="list-style-type: none"> En relación a las Emisiones, estas no aplican a medidores inteligentes. La razón recae en que por solo contar este tipo de medidores no se disminuirá la huella de carbono. Si bien es posible argumentar que su función en los 4 cuadrantes permite la generación distribuida, es esta última la que efectivamente tiene un impacto positivo en las emisiones.
Otros	Seguridad de suministro	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Satisfacción del cliente	✓✓ <ul style="list-style-type: none"> Aplica para todos los sistemas; se concentra en sistemas "lejanos". El beneficio es directo para Distribuidoras y Cliente; se aumenta considerablemente la transparencia en facturación.

Tabla 71: Valoración y justificación del beneficio de Sistemas de gestión de la energía

		Valoración del beneficio de los Sistemas de gestión de la energía
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✓✓ <ul style="list-style-type: none"> Beneficio a distribuidores: gestión de la demanda.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✓ <ul style="list-style-type: none"> Estos sistemas podrían evitar que aumente el máximo consumo siendo menos necesarias las inversiones en las redes
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗ <ul style="list-style-type: none"> Si bien es posible con estos esquemas disminuir el consumo de energía, la operación de la red de Distribución y Transporte no se ve afectada por su aplicación.
	Reducción del fraude	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Eficiencia energética	✓ <ul style="list-style-type: none"> Ciertas medidas de gestión de energía, como la domótica, pueden contribuir a la reducción del consumo energético. En Chile no es posible realizar una gestión “centralizada” o dirigida de las medidas de gestión de energía a nivel residencial. Son opciones que el distribuidor puede ofrecer, pero es el cliente individual quien decide. Adicionalmente, salvo que las máquinas se manejen solas, requiere un usuario activo. El impacto se estima bajo por el escaso grado de penetración que tendrían esas tecnologías.
	Reducción del costo de la energía	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Calidad de onda	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Satisfacción del cliente	✗ <ul style="list-style-type: none"> No aplica.

Tabla 72: Valoración y justificación del beneficio de Generación local

		Valoración del beneficio de la Generación local
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✗ • No aplica
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗ • No aplica. Para la generación local, ya sea en BT o en MT se deberá incurrir en gastos por parte de la distribuidora.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗ • No aplica. Para la generación local, ya sea en BT o en MT se deberá incurrir en gastos por parte de la distribuidora.
	Reducción del fraude	✗ • No aplica.
	Eficiencia energética	✓✓ • La generación local aporta a reducir el consumo efectivo de los clientes BT y MT, reduce en algunos casos (generalmente BT) perdidas técnicas acercando la generación a los consumos.
Calidad de servicio	Reducción del costo de la energía	✓✓✓ • Aplica en todas las redes de Distribución de Chile y en todos los Sistemas Eléctricos. • Reduce Costos de Generación. • Reduce pérdidas técnicas en redes muy enmalladas como Chilectra o Chilquinta. Al existir un enmallamiento, el beneficio es mas claro que el caso con un alimentador radial. Eventualmente podría reducir las pérdidas técnicas si producto de la generación local se acorta la distancia de transmisión del flujo de energía. En particular dependerá de la cercanía entre un centro de consumo y el generador local, y la combinación entre las magnitudes de generación y demanda. • Reduce inversiones en áreas de la red acercando la generación al consumo. • Esto último aplica fuertemente en redes de Distribución del sur y norte de Chile, que se encuentran alejadas (son pequeños centros de consumo). • Beneficios a consumidores sobre todo y a distribuidores.
	Continuidad de servicio	✓ • Existe beneficio para el cliente final por la posible implementación de islas eléctricas en Distribución ante fallas en la red.
Medioambiente	Calidad de onda	✗ • No aplica.
	Emisiones	✗ • No aplica. Dependerá del tipo de tecnología de generación local.
Otros	Seguridad de suministro	✓✓✓ • Permitiría enfrentar mejor el servicio en localidades aisladas, frente a imprevistos (eventos climáticos...). • Beneficios para consumidores
	Satisfacción del cliente	✓✓✓ • Mayor capacidad de proveer servicio "esperado" y es más fiscalizable. • Beneficio para usuarios

Tabla 73: Valoración y justificación del beneficio de Almacenamiento local (sólo SMA y SMM)

		Valoración del beneficio del Almacenamiento local (sólo SMM y SMA)	
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Reducción del fraude	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Eficiencia energética	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Reducción del costo de la energía	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Se benefician los clientes. • Las redes de Distribución en el extremo sur ante determinadas situaciones de contingencia podrían verse débiles. • En escenarios de hidrologías extremas secas podrían darse episodios donde sean necesarios racionamientos de energía • Generación de alto costo por uso de diesel. • Almacenamiento local se prevé como una solución técnica de fácil implementación que permitirá disminuir el costo de energía.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Se benefician los clientes. • Las redes de Distribución en el extremo sur son débiles. • Existe racionamiento. • Esta tecnología permitirá aumentar la continuidad del servicio en horas de racionamiento eléctrico.
	Calidad de onda	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Se benefician los clientes. • Las redes de Distribución en el extremo sur son débiles. • Existe racionamiento. • Esta tecnología permitiría aumentar la continuidad del servicio en horas de racionamiento eléctrico.
	Satisfacción del cliente	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor capacidad de proveer servicio "esperado" y es más fiscalizable. • Beneficio para usuarios

Tabla 74: Valoración y justificación del beneficio de las Microrredes (sólo para SIC y SING)

		Valoración del beneficio de las Microrredes (sólo SIC y SING)	
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficios para distribuidores: en redes de Chilectra o similares, permitira crear sectores con alto impacto de RI, autosustentables, capaces de autocontrolar su desempeño.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Reducción del fraude	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Eficiencia energética	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficios para distribución: en la red de Chilectra permitirá mediante el control de demanda reducir pérdidas técnicas en sectores industriales.
	Reducción del costo de la energía	✗	<ul style="list-style-type: none"> • Acompañada de Generación Local y almacenamiento, esta tecnología es capaz de autogestionarse, disminuyendo los costes de energía mediante la gestión eficiente de la energía.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✗	<ul style="list-style-type: none"> • Acompañada de Generación Local y almacenamiento, esta tecnología es capaz de autogestionarse, aumentando la continuidad de servicio. • Esta tecnología es solamente aplicable sectores específicos de una ciudad o a una ciudad pequeña. • No se prevé su implementación en alimentadores radiales ni rurales.
	Calidad de onda	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✗	<ul style="list-style-type: none"> • Acompañada de Generación Local y almacenamiento, esta tecnología es capaz de autogestionarse, disminuyendo los costes de energía mediante la gestión eficiente de la energía.
	Satisfacción del cliente	✗	<ul style="list-style-type: none"> • Existe y se traduce en la sensación del cliente final de estar sumergido en una red eficiente (beneficio cualitativo). • Adicionalmente es posible que acompañada de otras tecnologías se logre disminuir la facturación.

Tabla 75: Valoración y justificación del beneficio de los Sensores

		Valoración del beneficio de los Sensores	
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Los beneficiarios son principalmente las empresas Distribuidoras. Se reduce sustancialmente el fallo de equipos. En sistemas como Chilectra puede permitir desplazar la demanda a periodos no peak. Se permite en sistemas enmallados una operación dinámica de la red. En sistemas radiales y rurales (Sur y Norte) se facilita la detección de fallas.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Reducción del fraude	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Eficiencia energética	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Beneficios para distribución: en la red de Chilectra permitirá mediante el control de demanda reducir pérdidas técnicas en sectores industriales.
	Reducción del costo de la energía	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Calidad de onda	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Satisfacción del cliente	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> En sistemas radiales y rurales (Sur y Norte) se facilita la detección de fallas. Los consumidores son beneficiados de un servicio de calidad equivalente a grandes centros de consumo

Tabla 76: Valoración y justificación del beneficio de los Sistemas de control avanzados

		Valoración del beneficio de los Sistemas de control avanzados
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✓ ✓ ✓
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗
	Reducción del fraude	✗
	Eficiencia energética	✗
	Reducción del costo de la energía	✗
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✗
	Calidad de onda	✗
Medioambiente	Emisiones	✗
Otros	Seguridad de suministro	✗
	Satisfacción del cliente	✗

Tabla 77: Valoración y justificación del beneficio de las Herramientas de visualización

		Valoración del beneficio de las Herramientas de visualización	
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Los beneficiarios son principalmente las empresas Distribuidoras de tamaño grande (Chilectra, Chilquinta, etc); se logra una operación dinámica de la red.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> No Aplica. Estos sistemas van acompañados de otras tecnologías de RI como Generación Local y microredes
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> No Aplica. Estos sistemas van acompañados de otras tecnologías de RI como Generación Local y microredes
	Reducción del fraude	✗	<ul style="list-style-type: none"> No Aplica. Estos sistemas van acompañados de otras tecnologías de RI como Generación Local y microredes
	Eficiencia energética	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Reducción del costo de la energía	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> En redes de Distribución grandes, permitirá vizualizar sectores con falla, logrando un despeje en tiempos menores a los actuales.
	Calidad de onda	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Satisfacción del cliente	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Consumidor beneficiado por menor duración de cortes.

Tabla 78: Valoración y justificación del beneficio del HVDC

		Valoración del beneficio del HVDC (sólo SIC y SING)	
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Reducción del fraude	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Eficiencia energética	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Reducción del costo de la energía	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • El beneficio es global. • Permite evacuar generación hidroeléctrica del sur que actualmente está en congestión. • Eliminará desacople de marginales por congestión.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Calidad de onda	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Satisfacción del cliente	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.

Tabla 79: Valoración y justificación de las Herramientas de planificación y predicción

Valoración del beneficio de las Herramientas de planificación y predicción (sólo SIC y SING)			
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✗	• No aplica.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Los beneficiarios son los CDEC (a gran escala) y las empresas de distribución. • La tecnología permite disminuir inversiones en aumentos de capacidad en las redes de T&D. • En el caso del CDEC, permitirá realizar planes de expansión mas precisos y certeros. • En caso de Distribución permitirá prever el crecimiento de zonas industriales y residenciales (Chilectra, Chilquinta, etc) y la inclusión de generación distribuida en las redes de Distribución.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	• No aplica.
	Reducción del fraude	✗	• No aplica.
	Eficiencia energética	✗	• No aplica.
	Reducción del costo de la energía	✗	• No aplica.
Calidad de servicio	Continuidad de servicio	✗	• No aplica.
	Calidad de onda	✗	• No aplica.
Medioambiente	Emisiones	✗	• No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✗	• No aplica.
	Satisfacción del cliente	✗	• No aplica.

Tabla 80: Valoración y justificación del *Dynamic Asset Management*

		Valoración del beneficio del <i>Dynamic Asset Management</i> (sólo SIC y SING)	
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Los beneficiarios son las empresas Distribuidoras. • La tecnología permite manejar los recursos en las redes de Distribución de forma dinámica. • En el caso de Chilectra, Chilquinta, etc, esto significa optimizar los recursos de la empresa disminuyendo los costes de COMA. • Aplica en sobremanera en redes de Distribución del sur y norte del país.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Reducción del fraude	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Eficiencia energética	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Reducción del costo de la energía	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Continuidad de servicio	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Calidad de servicio	Calidad de onda	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
	Emisiones	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Medioambiente	Seguridad de suministro	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.
Otros	Satisfacción del cliente	✗	<ul style="list-style-type: none"> • No aplica.

Tabla 81: Valoración y justificación de la Gestión de activos

		Valoración del beneficio de la Gestión de activos (sólo SIC y SING)	
Economía	Mejoras en la utilización de activos	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Los beneficiarios son las empresas Distribuidoras. La tecnología permite manejar los recursos en las redes de Distribución de forma dinámica. En el caso de Chilectra, Chilquinta, etc, esto significa optimizar los recursos de la empresa disminuyendo los costes de COMA. Aplica en sobremanera en redes de Distribución del sur y norte del país. Permite aumentar la vida útil mediante reutilización de activos en zonas de bajo consumo.
	Ahorro en inversión en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Ahorro en costos de operación en red de T&D	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Reducción del fraude	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Eficiencia energética	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Calidad de servicio	Reducción del costo de la energía	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Continuidad de servicio	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Medioambiente	Calidad de onda	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Emisiones	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
Otros	Seguridad de suministro	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.
	Satisfacción del cliente	✗	<ul style="list-style-type: none"> No aplica.

Por otro lado, las tecnologías y servicios que no presentan un beneficio claro para Chile en el mediano plazo (o que ya han sido implementadas en el país), son las siguientes:

- Cargas inteligentes
- Tarifas con discriminación horaria
- Vehículo eléctrico
- Sensores
- Subestaciones automatizadas
- FACTS
- Sistemas avanzados de protección
- Centro de control

La razón por la cual estas tecnologías no tienen un beneficio definido en el contexto chileno es porque no existen las estrategias relacionadas que los hagan desplegar su aporte al sistema.

Por ejemplo, sin un programa específico para fomentar el uso de vehículos eléctricos, estos desarrollos no tendrán una implicancia clara, al menos en un mediano plazo.

En el caso de las tarifas variables, o tarifas con discriminación horaria, la razón principal por la que estas tarifas no presentan beneficios claros a mediano plazo es que no hay una definición de desarrollo regulatorio que acompañe estas tecnologías para aprovechar sus beneficios garantizando una mayor competencia en la oferta de los distribuidores, la coherencia con objetivos de eficiencia y también la protección del consumidor.

En cambio, las tecnologías valoradas positivamente o bien pueden tener impactos inmediatos o se pueden vincular con estrategias ya desarrolladas (de eficiencia energética, por ejemplo). Las tecnologías mejor valoradas son las que se resaltan a continuación, según el segmento del sistema eléctrico chileno que aplique:

Tabla 82: Tecnologías con beneficios positivo según el sistema

		Sistemas			
	Tecnologías	SIC	SING	SMA	SMM
Clientes Libres y Regulados	Medidores inteligentes				
	Sistemas de gestión de la energía				
	Cargas inteligentes				
	Tarifas con discriminación horaria				
	Vehículo eléctrico				
	Generación local				
	Almacenamiento local				
	Microrredes				
	Sensores				
	Sistemas de control avanzados				
Generación / Transporte	Herramientas de visualización				
	Sensores				
	Subestaciones automatizadas				
	FACTS				
	HVDC				
	Sistemas avanzados de protección				
Operador	Centro de control				
	Herramientas de planificación y predicción				
	<i>Dynamic asset management</i>				
	Gestión de activos				

Las tecnologías arriba remarcadas presentan un beneficio potencial para Chile y en consecuencia serán elaboradas en detalle en la siguiente Sección.

14.4 Descripción de tecnologías mejor valoradas

Para cada una de las tecnologías se presenta a continuación una descripción más detallada de su funcionamiento, así como de su relación e interacción con otras partes del sistema y qué implicaciones tendría su adopción para el sistema.

Los beneficios por tecnologías son valorados cualitativamente según su impacto en los siguientes agentes:

- Consumidores regulados BT
- Consumidores regulados MT
- Consumidores libres
- Comercializadores eléctricos
- Distribuidores de energía
- Operadores del sistema eléctrico
- Sociedad

Se ha utilizado la siguiente escala para realizar la valoración:

Tabla 83: Escala para valorar los beneficios de cada tecnología

Escala para valoración relativa de beneficios		
Bajo	✓	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficio acotado a situaciones específicas
Medio	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficio concreto ante un problema actual relevante
Alto	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Beneficio estratégico para resolver un problema (y puede además tener beneficio concreto)

14.4.1 Medidores inteligentes

Los medidores inteligentes son medidores de electricidad que añaden nuevas funcionalidades a los medidores electromecánicos según el tipo. Existen dos tipos de medidores inteligentes:

- Los medidores tipo AMR (*Automatic Meter Reading*) que permiten hacer una lectura automática del consumo registrado del medidor (telemedida). A día de hoy esta tecnología se considera que está superada y que los medidores deben incluir más funcionalidades.
- Los medidores tipo AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) incorporan un mayor número de funcionalidades que permiten obtener mayores beneficios de los medidores.

La principal funcionalidad es la telegestión ya que los medidores pueden ser gestionados de manera remota gracias a una comunicación bidireccional. Además también permite la gestión de usuarios, la gestión activa de la demanda, el control sobre la generación distribuida y el control de la calidad de onda.

Los medidores inteligentes tipo AMI incluyen tres áreas fundamentales:

- El hardware del medidor que debe posibilitar las distintas funcionalidades descritas.
- Las comunicaciones relacionadas con los medidores, conocidas también como *Meter Communications Infrastructure* (MCI). Estos sistemas normalmente constan de concentradores que capturan los datos mandados por los medidores inteligentes de una región determinada y los mandan al centro de datos de la compañía responsable de la lectura. Estas comunicaciones pueden ser por:
 - Power Line Communications (PLC).
 - GPRS o GSM.
 - DSLO.
 - Fibra óptica.
 - Zigbee.
 - WiMAX.
- El software encargado de tratar y analizar los datos obtenidos en la lectura conocido como *Meter Data Management* (MDM).

Los principales beneficios de los medidores inteligentes son distintos según el punto de vista del beneficiario.

- Para la compañía eléctrica (distribuidora en Chile) son la reducción de los costos de lectura, un mayor conocimiento del estado de la red eléctrica (que permite la detección y aislamiento de fallas así como una mayor calidad de servicio), se facilita que los usuarios contraten la energía con tarifas horarias, se realizan las altas o bajas de clientes con menores costos y tiempos, y se pueden detectar fraudes con mayor facilidad.
- Para los usuarios son principalmente la posibilidad de ahorrar en costo gracias a tarifas con discriminación horaria, y ahorrar en energía gracias a conocer los consumos y hacer un uso más eficiente de la energía.

El tema más sensible, desde un punto de vista de aceptación social, es la confidencialidad y seguridad de los datos de los medidores inteligentes por cuestiones de privacidad de los clientes.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- En el SIC existen alrededor de 180 mil medidores inteligentes producto de planes piloto de Chilectra. Los medidores son de la segunda generación de medidores con telecomando fabricados por ENEL. Las variables que extraen corresponden únicamente a energía.
- En cuanto a regulación técnica, no existe normativa en la Superintendencia de Electricidad que aborde la instalación y estándares o protocolos de comunicación para este tipo de equipos.
- La regulación chilena establece que los medidores pueden ser de propiedad del dueño del inmueble o de la compañía de distribución. En general en Chile, son de propiedad de los dueños del inmueble (por ejemplo en Chilectra cerca del 75% están asociados al inmueble), lo que dificulta un programa de recambio.
- La implementación de medidores inteligentes haría necesario que los procesos tarifarios respectivos incorporen el costo de medidores inteligentes, así como de las redes de comunicación para la gestión y obtención de datos de estos en los costos de lectura o donde se estime pertinente.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 84: Beneficio de la tecnología y explicación por agente¹⁰⁰

Medidores inteligentes: Magnitud relativa del beneficio y explicación		
Consumidores regulados BT	✓	• La gran mayoría de los clientes residenciales son meros consumidores de energía y no tienen, en general, manejo, conocimientos ni disposición a realizar gestión sobre consumo o demanda propia.
Consumidores regulados MT	✓✓	• Este segmento registra con mayor detalle el consumo de energía y las demandas horarias. En la medida que se tenga acceso a su propia data, podría realizarse algún tipo de gestión, pero más enfocado a eficiencia energética que a gestión de demanda.
Consumidores libres	✓✓✓	• Es fundamental para el control de consumos y gestión de la demanda, especialmente de punta.
Comercializadores eléctricos	No aplica	• No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓	• Reducción costos lectura y facturación. Identificación, caracterización de la demanda (comportamiento) y gestión sobre la demanda de punta.
Operadores del sistema eléctrico	✓✓✓	• CDEC permite gestionar la generación horaria. Además es fundamental para realizar los balances de energía.
Sociedad	✓✓	• En general el beneficio es alto desde el punto de vista de lograr mayor eficiencia energética. El problema actual es la indefinición de la propiedad de la información y el uso que pueda darle una Distribuidora (en caso de los regulados) a la caracterización individual de la demanda.

14.4.2 Sistemas de gestión de la energía

Los sistemas de gestión de la energía son aquellos sistemas que posibilitan una o varias de las siguientes funcionalidades:

- Monitorización del consumo, ya sea global o particularizado de algún elemento de la instalación.
- Visualización del consumo a través de un dispositivo.
- Gestión de cargas críticas de un sistema.
- Optimización de los consumos según sea más conveniente, mayormente desplazando el consumo a los períodos en los que sea más conveniente.
- Aumentar la eficiencia energética mediante un control automático de consumos como iluminación o climatización.

Según el grado de ahorro que se desea obtener o la complejidad del sistema se distinguen dos tipos de sistemas:

- Sistemas de monitorización. Éstos permiten un estudio de los diferentes consumos para detectar ineficiencias o malos hábitos de los usuarios. Además del medidor

¹⁰⁰ Lo afirmado para el segmento de Clientes Regulados BT hace alusión al hecho de que los consumidores residenciales no realizan gestión eléctrica detallada. En este sentido, la experiencia del consultor e incluso de los casos de estudio muestra este tipo de comportamiento.

inteligente, el usuario puede consultar su consumo a través de otros dispositivos como pantallas instaladas en los hogares, un servidor web o aplicaciones en los teléfonos móviles. Los sistemas de monitorización permiten diseñar un plan de educación de los consumidores orientado a las particularidades de su caso para reducir su consumo.

- Sistemas de control. Los sistemas más avanzados, como por ejemplo los *Building Management System* (BMS), permiten una gestión automática y control de ciertos consumos, como la iluminación o la climatización de un edificio, de manera que se adapte el consumo al uso y necesidad del edificio.

El principal beneficio de los sistemas de gestión de la demanda es la reducción del consumo energético y por lo tanto un aumento de la eficiencia y la consecuente reducción de la factura final.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- Los sistemas de gestión de la energía varían en su sofisticación en función del tamaño de los sistemas. En el SIC y en el SING, por su tamaño y jerarquía en la operación, la gestión de la energía es coordinada primero por los Centros de Despacho, y ejecutada por las empresas transmisoras, distribuidoras y grandes clientes.
- Buena parte de los requerimientos de gestión de energía son parte de la base para la operación segura de los sistemas, no obstante, las versiones de Normas Técnicas de Calidad y Seguridad de Servicio (NTyCS) han venido a incorporar o a obligar a las empresas a transmitir información a los niveles jerárquicos superiores con el fin de mejorar la gestión de la energía.
- Las empresas distribuidoras cuentan con capacidades y automatismos dispares en función del tamaño del distribuidor, y es probablemente uno de los niveles en los cuales la gestión de la energía pueda a través de la micro gestión tener importantes impactos en la calidad de servicio a los clientes, pero también donde existen mayores costos.
 - Los sistemas de gestión de la energía son un set de soluciones tecnológicas que en su conjunto permiten: monitorear, gestionar y optimizar la demanda de energía de una microrred o red inteligente. Es común asociar estos sistemas con eficiencia energética cuando ellos implican automatismos (por ejemplo, clima, iluminación, bombas, etc.).
- De los clientes no se obtiene información desagregada en tiempo real. No existe gestión de cargas sofisticada; es decir, no hay una gestión activa salvo cuando existe un incentivo económico claro para ello (como por ejemplo la reducción de la punta, en la cual las distribuidoras tienden a tener una coordinación interna con ciertos clientes) y en general los usuarios no están bien informados.

- Adicionalmente, está el tema de la información asociada a la medición: en Chile no existe una normativa detallada de protección de datos y claridad sobre su propiedad y uso.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 85: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Sistemas de Gestión de la Energía: Magnitud relativa del beneficio y explicación		
Consumidores regulados BT	✓	<ul style="list-style-type: none"> Los beneficios están orientados a los clientes residenciales de casas inteligentes, de última generación y por ende en los estratos socioeconómicos altos. Para la gran mayoría de residenciales le es indiferente.
Consumidores regulados MT	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Siendo mayoritariamente industriales pequeños, la gestión sobre la energía y la demanda es reducida.
Consumidores libres	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Optimización de los consumos según sea más conveniente, mayormente desplazando el consumo a los períodos en los que sea más conveniente
Comercializadores eléctricos	No aplica	<ul style="list-style-type: none"> No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Más que gestionar los consumos, el beneficio está orientado al balance y al control de las pérdidas.
Operadores del sistema eléctrico	✓	<ul style="list-style-type: none"> El operador no puede ni tiene facultades para gestionar la energía, sólo monitorea
Sociedad	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Reduce el consumo energético y por lo tanto un aumento de la eficiencia, en la medida que esto pueda ser realizado.

14.4.3 Generación local

La generación distribuida consiste en la conexión de generadores de baja potencia (potencia menor a 50-100 MW) normalmente a la red de distribución o en la propia instalación del consumidor. Esta generación no se planifica centralmente y favorece la integración de la generación renovable. Existen diferentes tecnologías:

- Micro turbinas: Normalmente integradas en procesos industriales de pequeña potencia (cogeneración). Su rango de potencias varía de 15kW a 300kW. Son muy compactas, con bajas emisiones contaminantes, pueden operar con diferentes combustibles (gas natural, etanol, etc.). La tecnología es poco madura por lo que su precio es alto. Generación controlable.
- Solar térmica: Su potencia habitual son unos 50 MW, es una tecnología experimental. Generación no controlable.
- Motores de combustión: Su rango de potencias varía de 15kW a 20MW. Pueden utilizar muchos combustibles pero los más extendidos son los motores diésel y gas natural, se utilizan principalmente como sistemas de respaldo y de alimentación ininterrumpida, debida a su baja inversión de capital. Son compactos, modulares, y presentan unas altas emisiones contaminantes. Generación controlable.

- Turbinas de gas: Sus potencias van de 265kW a 50MW. Tecnología madura. Se integran en procesos industriales de cogeneración, gases de salida fácilmente aprovechables. Tienen altas rampas de potencia y emisiones menores que los motores de combustión. Generación controlable.
- Mini-hidráulica: instalaciones que por su baja potencia se considera que no tienen impacto negativo ambiental. Están muy relacionadas con la situación de los ríos y su generación depende del caudal (variable).
- Solar Fotovoltaica (FV): Su producción eléctrica está vinculada a la estacionalidad, a las horas del día, y presenta una alta variabilidad debido a las nubes. Consumo una gran cantidad de superficie, aunque se puede integrar fácilmente en edificios y estructuras. Se pueden encontrar desde instalaciones de baja potencia (kW) para autoconsumo hasta instalaciones de MW conectadas a red.
- Mini-eólica: Difícilmente previsible, varía constantemente debido a las ráfagas de viento. La generación depende de la estacionalidad.

Las que se consideran más aplicables al caso chileno son la solar FV, la mini-hidráulica, la mini-eólica y la cogeneración con biomasa.

Las principales ventajas de la generación distribuida son:

- Reducción de las pérdidas por transporte de la energía si la generación se encuentran cerca de los consumos (demasiada penetración de generación distribuida puede producir el efecto contrario).
- Alivio de las redes de distribución, posposición de la inversión en ampliación de la red de transporte (los beneficios son potenciales y su magnitud e impacto dependen del caso específico).
- Por lo general las tecnologías son más limpias y reducen la huella de CO₂ de la generación de energía eléctrica.
- Su gestión se puede agrupar en microrredes, que ante un fallo en la red pueden operar de forma autónoma. También proporcionan una mayor fiabilidad a las cargas críticas.
- Para las tecnologías que se integran en procesos industriales, implican una reducción del costo de la energía, lo que aumenta la productividad de las empresas.
- Con los incentivos adecuados (tarifas con discriminación horaria), la generación distribuida puede ayudar a prevenir fallos en la red y a reducir la potencia punta generada.
- Proporcionan flexibilidad al sistema de distribución ante cambios en la demanda.
- Diversifican las fuentes de energía, promoviendo muchas líneas de investigación paralelas ayudando a reducir la dependencia del petróleo.

- Permiten a los usuarios implicarse en los procesos de generación de energía y en mejorar su impacto medioambiental.
- Favorece la integración del almacenamiento distribuido, que presenta a su vez ventajas considerables para la red.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- Tanto en el SING como en el SIC existe generación local en forma de lo que se conoce como PMG (Pequeños Medios de Generación), cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema son igual o menor a 9 MW y PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida, que se diferencian de los anteriores por su conexión).
- Se prevé que con la ley de net metering se comience a implementar generación en las redes de distribución. Esto es de gran importancia en los Sistemas Medianos de Aysén y Magallanes donde los costos de energía son altos y hay problemas importantes en la continuidad de servicio¹⁰¹, por lo que son variables que afectan fuertemente a los clientes finales.
- En este ámbito existe regulación técnica para esquemas de PMGD y PMG y ERNC. No existe normativa específica para la generación residencial. Lo único que regula este segmento son, por el momento, las normas de corrientes fuertes y débiles de la SEC.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

¹⁰¹Dadas las condiciones australes de ambos sistemas, cuya capacidades instaladas de generación son inferiores a 200 MW y superiores a 1500 kW, corresponderá de acuerdo a lo establecido en el DFL4 propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. Sin embargo el bajo o nulo nivel de competencia hacen de esto un escenario propicio para generar altos costos de energía.

Tabla 86: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Generación local: Magnitud relativa del beneficio y explicación		
Consumidores regulados BT	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Existirán dos tipos de Clientes Regulados en BT: aquellos que disponen de generación y aquellos que no. <ul style="list-style-type: none"> Para los primeros los beneficios serán percibir utilidades en caso de vender energía al sistema, reducir su facturación, aumentar la disponibilidad y continuidad del servicio eléctrico; capacidad de operación autónoma. En el caso de los segundos, el beneficio será muy reducido y estará asociado a la reducción en el largo plazo de costos de la distribuidora "eficiente" (en la medida que las proyecciones de demanda se ajusten a la presencia de generación distribuida).
Consumidores regulados MT	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Al igual que para los consumidores de BT, se vislumbran los mismos dos tipos de Clientes Regulados en MT: aquellos que disponen de generación y aquellos que no. Para este caso existe en Chile el esquema de PMGD, PMG o autoproductor los cuales regulan la generación local en este nivel de tensión. El beneficio es netamente económico para el generador, para la distribuidora es probable que disminuyan las pérdidas, lo que dependerá de la capacidad de la central.
Consumidores libres	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Una de las formas que poseen los clientes libres para desplazar el consumo a los períodos en los que sea más conveniente es la autogeneración. En ese sentido, será posible identificar consumidores libres que operen en la modalidad de autoproducidos (centrales hundidas), lo cual dependerá del tipo de central que dispongan para estos efectos) en las horas de punta, o aquellos que dispongan de excedentes de generación.
Comercializadores eléctricos	No aplica	<ul style="list-style-type: none"> No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Para las empresas distribuidoras, independiente del Sistema, el beneficio de disponer de generación distribuida es la disminución de pérdidas técnicas. Esto es particularmente importante en redes de distribución de gran longitud. Asimismo, otros beneficios secundarios son por ejemplo, el servicio de mantenimiento que puede ofrecer la empresas en las instalaciones de clientes BT, MT o libres.
Operadores del sistema eléctrico	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> La actual legislación establece que este tipo de generación es autodespachada. Así, las implicancias para el operador serán relativas a los balances de energía según las licitaciones. <ul style="list-style-type: none"> En el caso de Generación local en la categoría de PMGD los CDEC deberán incluir en el balance de inyección y retiro la operación de estas centrales. En el caso que la generación sea residencial y caiga dentro del campo de aplicación de la ley de <i>net metering</i>, el operador reconocerá su inyección en los balances de la distribuidora
Sociedad	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> El beneficio social corresponde principalmente a la disminución de los costos por pérdidas técnicas, pero más importante aún será el aumento en la concepción de eficiencia energética en el colectivo social. Adicionalmente se estará acercando la generación a los consumos, logrando mayor independencia y seguridad energética de las poblaciones/comunidades.

14.4.4 Almacenamiento local

Los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar según su tipo de aplicación en: mejora de la calidad de la onda, soporte a la generación distribuida y gestión de la energía. En cada una de estas aplicaciones se utilizan diferentes tecnologías dependiendo de su potencia y tiempo de descarga.

- Gestión de la energía: tienen potencias muy altas (10-1000MW) y un tiempo de actuación de entre horas y días, lo que les proporciona una gran cantidad de energía almacenada (10-8000 MWh).
 - CAES: consiste en el almacenamiento de energía mediante la compresión de aire. Puede tener una gran capacidad energética. Caro y poco extendido.
 - Bombeo hidráulico: Consiste en el almacenamiento de la energía mediante bombeo de agua hacia una reserva controlada.
- Soporte a la generación distribuida: tienen una potencia moderada (100-2000kW) y un tiempo de actuación de horas, por lo que la energía almacenada es moderada (0,05-8MWh).
 - Hidrógeno: tecnología poco madura, consiste en almacenar la energía mediante la generación y conservación del hidrógeno a alta presión.

- Baterías: existen muchas tecnologías distintas, con diferentes niveles de madurez (Maduras: litio, plomo-acido, etc. Experimentales: batería de flujo y baterías de alta temperatura ZEBRA). Son elementos modulares por lo que su capacidad es muy flexible. Tienen un costo alto de mantenimiento. Sus características (capacidad, tensión) varían en función de su uso y de las condiciones ambiente, es muy difícil determinar la vida remanente de la batería.
- Mejora de la calidad de la onda: alta potencia relativa (0,1-2MW), con un tiempo de actuación muy rápido (1-30 segundos) y con muy poca energía almacenada (0-20KWh).
 - Supercondensadores: se almacena la energía mediante un campo eléctrico como en los condensadores tradicionales. Despierta un gran interés su hibridación con las baterías.
 - SMES: Se almacena la energía mediante campo magnético, se reducen las perdidas por efecto Joule refrigerando los conductores a temperaturas criogénicas. El costo es muy elevado y aún están en fase no comercial.
 - Volantes de inercia: Consiste en el almacenamiento de energía mediante la aceleración de un disco sólido. Contribuye fácilmente al mantenimiento de la frecuencia.

Los principales beneficios del almacenamiento distribuido se muestran a continuación:

- Potenciar la generación distribuida, mejorar su gestión tanto para el operador del sistema como para los propietarios de las instalaciones de generación: la reducción de la incertidumbre de la generación mejora su participación en el mercado eléctrico y el gestor de la red tiene más información.
- Los sistemas de almacenamiento de respuesta rápida contribuyen a mejorar la calidad de onda ante perturbaciones que pueda haber en la red.
- Los sistemas de almacenamiento pueden reducir la potencia punta y aumentar la potencia valle, lo que mejora la rentabilidad de las centrales con un menor costo de generación (centrales base) y puede reducir el costo de la energía del mercado eléctrico.
- Como la generación distribuida, el almacenamiento puede reducir los momentos de mayor estrés de la red eléctrica y posponer las inversiones en nuevas infraestructuras de transporte y distribución.
- Las capacidades de soporte a la red de las unidades de almacenamiento distribuido reducen la necesidad de las reservas rodantes e incrementan la competencia para los mercados de servicios auxiliares.

- Incrementa el factor de carga de las instalaciones existentes, reduciendo la necesidad de nuevas inversiones en centrales de generación y mejorando la rentabilidad de las centrales actuales.
- Pueden actuar como sistemas de alimentación ininterrumpida, mejorando la seguridad de suministro ante fallos o interrupciones de la red.
- Las unidades de almacenamiento con una gran capacidad y potencia permiten la compensación de las desviaciones estacionales de la energía solar y la energía eólica, y reducir la variabilidad del precio de mercado diario.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- El almacenamiento local es una herramienta fundamental a considerar en los SMA y SMM ya que existe deficiencia en continuidad y altos costos de la energía. En el SIC y SING se visualiza el uso de esta tecnología en redes de Subtransmisión y Troncales como apoyo a situaciones de contingencia, como fallas, mantenimientos en líneas de trasmisión, etc.
- A nivel de distribuidoras no existen ejemplos sistemáticos, puede haber casos puntuales y la regulación no está adecuada para esta tecnología.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 87: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Almacenamiento local: Magnitud relativa del beneficio y explicación		
Consumidores regulados BT	✓	<ul style="list-style-type: none"> Los consumidores libres regulados, tanto en BT como AT, son los grandes beneficiarios de este tipo de tecnología en RI.
Consumidores regulados MT	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Que la red de distribución disponga de equipos de almacenamiento local permitirá aumentar la confiabilidad y continuidad de suministro. Esto es particularmente importante para los sistemas medianos del sur de Chile, donde los costos de la energía y la continuidad del servicio están fuera de todo estándar. Adicionalmente, para el SING, el uso de almacenamiento local en combinación con generación renovable solar permite aumentar el factor de planta de dichas centrales, haciéndolas más competitivas.
Consumidores libres	✓✓✓	
Comercializadores eléctricos	No aplica	<ul style="list-style-type: none"> No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> Las empresas de Distribución y los usuarios finales de los sistemas SMM y SMA serán probablemente las mayores beneficiarias al poder contar con elementos que permitan aumentar la continuidad del servicio y disminuir los costos de energía.
Operadores del sistema eléctrico	✓	<ul style="list-style-type: none"> Sería posible gestionar mediante almacenamiento local en el sistema troncal una reducción de la reserva en giro del sistema. Esto es particularmente beneficioso en sistemas térmicos como el SING, donde no se dispone de grandes embalses para satisfacer este servicio complementario.
Sociedad	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> El impacto o beneficio social de esta tecnología está íntimamente ligado a la reducción de costos. En los niveles de alta tensión, el disponer de menor reserva en giro podría permitir una baja en los costos marginales sistémicos. En nivel de MT y BT los beneficios son relacionados con la disminución de la facturación y aumento de la continuidad de servicio.

14.4.5 Microrredes

Una microrred es una red eléctrica de dimensiones reducidas capaz de autogestionarse de manera independiente de la red principal. En ella se coordinan de forma inteligente diferentes

fuentes de generación de pequeña potencia y se pueden añadir unidades de almacenamiento. Una microrred puede, o no, estar conectada con la red eléctrica convencional. En el caso de que esté conectada, ésta puede consumir o entregar electricidad según más le convenga según su finalidad.

Existen multitud de configuraciones posibles de una microrred según las necesidades de cada caso. Las principales partes que pueden componerla son los siguientes:

- Sistemas de generación (ver apartado Generación local).
- Sistemas de almacenamiento (ver apartado Almacenamiento local).
- Red en corriente alterna y/o en corriente continua.
- Consumos de corriente alterna y/o corriente continua.
- Sistema de gestión de la microrred: control y operación.
- Protecciones.
- Comunicaciones.

Los principales beneficios de una microrred son los siguientes según el lugar donde se quiera instalar:

- Mejoras en la seguridad de suministro mediante la consideración de cargas críticas.
- Potencia de reserva para mejorar fiabilidad y seguridad de suministro.
- Calidad de servicio (control de reactiva y tensión) según requisitos del usuario.
- Calidad de suministro a través de filtros activos para la eliminación de armónicos o la reducción del factor de potencia.
- Capacidad para reducir puntas de consumo.
- Optimización del beneficio económico manteniendo el nivel adecuado de confort de los usuarios, participando en el mercado de forma agregada.
- Integración de generación distribuida con reducción de pérdidas y de costos de inversión en redes de transmisión y distribución.
- Maximizar el uso de fuentes renovables de energía.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- Se prevé que las microrredes se implementen en ciudades con gran cantidad de clientes residenciales. Lamentablemente no existe normativa en cuanto a la autogestión de sectores que sean capaces de autonomía energética.
- Asimismo, no existe en Chile ninguna microrred en funcionamiento ni en vías de implementación.

- Tampoco existe regulación técnica sobre estándares a considerar tanto en calidad de servicio como en equipamiento y comunicaciones, y sería esencial para el desarrollo en un mercado altamente regulado desde el punto de vista técnico.
 - Al igual que existe una norma para los PMGD, deberá existir una norma que aborde temas específicos de microrredes. La NTSyCS hace hincapié en instalaciones de alta tensión. La norma de microrredes podría ser en concordancia con la ley de net metering y su reglamento.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 88: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Microrredes: Magnitud relativa del beneficio y explicación		
Consumidores regulados BT	✓	• Véase Generación Local y Almacenamiento Local
Consumidores regulados MT	✓✓	• Véase Generación Local y Almacenamiento Local
Consumidores libres	✓✓✓	• Véase Generación Local y Almacenamiento Local
Comercializadores eléctricos	No aplica	• No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓	• Los beneficios de las empresas distribuidoras dependerán de su tipología, en redes rurales y radiales se podrá mejorar la continuidad de suministro. • En redes enmalladas se prevé la capacidad para reducir punta. Adicionalmente existirá reducción de pérdidas técnicas y de costes de inversión en redes de transmisión y distribución. Esto último aplica para todas las empresas de distribución.
Operadores del sistema eléctrico	No aplica	
Sociedad	✓✓	• El beneficio social de las microrredes corresponde principalmente a la Integración de generación distribuida mediante fuentes renovables de energía.

14.4.6 Sensores MT

Los sensores de la red de distribución son los dispositivos encargados de realizar las medidas de la red eléctrica en tiempo real para que, posteriormente, el dispositivo de comunicaciones del sensor pueda enviar la información al centro de control de la red. Con ellos se puede conocer el estado de la red en tiempo real. Gracias a conocer determinadas medidas, se pueden tomar medidas que ayuden a una mejor gestión de la red y finalmente a una mejora del servicio.

Seguidamente se exponen una serie de sensores más apropiados para la red de distribución:

- Sensores de paso de faltas: Se instalan en redes eléctricas aéreas y mediante señales luminosas indican si la falta ocurrida ha pasado por la línea monitorizada. De esta manera se aumenta la efectividad de los equipos de técnicos de mantenimiento y el servicio eléctrico se restablece antes. Están especialmente indicados para redes que cubren una amplia zona geográfica.

- Sensores de I y V. Estos dispositivos, instalados en la salida de BT o MT de los transformadores de MT/BT, se encargan de monitorizar el consumo de las diferentes líneas de MT y BT. Para reducir su costo, estos pueden realizarse en los concentradores de los medidores inteligentes, ya que además, estas lecturas pueden ser contrastadas con las lecturas de los medidores para determinar si hay fraude o bien la red de BT tiene muchas pérdidas.

Los principales beneficios de los sensores son:

- Conocer el estado de la red eléctrica en tiempo real para mejorar la utilización de los activos.
- Reducción de los costos de operación y mantenimiento de la red.
- Detectar si hay fraude de los clientes.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- El uso de sensores existe en Chilectra (SIC) en al menos 80 puntos.
- Estos sensores permiten automatizar el despeje de falla y ubicar la misma, aumentando los índices de continuidad de suministro.
- Otras distribuidoras en Chile, tanto en SING como en SMA y SMM no utilizan estos equipos en redes de distribución.
- A nivel de Sistemas Troncal y Subtransmisión, existen sistemas SCADA que permiten la visualización y gestión de la red en tiempo real.
- Las normas técnicas han añadido la exigencia de piso de un mínimo de señales a partir de sensores.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 89: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Sensores: Magnitud relativa del beneficio y explicación	
Consumidores regulados BT	No aplica
Consumidores regulados MT	No aplica
Consumidores libres	No aplica
Comercializadores eléctricos	No aplica
Distribuidores de energía	✓✓✓
Operadores del sistema eléctrico	No aplica
Sociedad	No aplica

14.4.7 Sistemas de control avanzados

Los sistemas de control avanzados consisten en monitorizar y controlar equipos de la red de distribución como interruptores y seccionadores. A veces también se les conocen por sistemas de gestión de distribución (*Distributed Management System*, DMS) o como automatización de la distribución (*Distribution Automation*, DA). Estos equipos se están mejorando con el enfoque de que permitan una mayor integración de energías renovables en la red de distribución.

Dentro del DA existen diferentes aplicaciones:

- Telesupervisión: Consiste en tener las medidas de los sensores instalados en la red para conocer su estado. La principal funcionalidad de la telesupervisión es la predicción de su estado y así evitar posibles problemas. Típicamente se ha realizado en transformadores e interruptores y su término en inglés es *Asset Management*. La telesupervisión debe contar con un software que analice los datos obtenidos y genere alarmas o eventos. Éstos permiten un mantenimiento de la red más eficiente.
- Telegestión: Consiste en operar los equipos de la red de distribución de forma remota gracias a un equipo de comunicaciones y un centro de control.

Las funcionalidades de los equipos DA se describen a continuación.

- Control de tensión – reactiva: Los dispositivos V/VAR se encargan de gestionar la tensión y potencia reactiva para mantener la estabilidad de la red. Principalmente constan de bancos de condensadores que se activan según las necesidades de tensión/reactiva y de los equipos de comunicaciones para realizar su gestión de manera remota.

- Localización de faltas: Con la medida de los distintos sensores instalados en la red se pueden implementar algoritmos que detecten el lugar y el tipo de falta que se ha producido. Estos algoritmos se incluyen en los centros de control y establecen las órdenes de telegestión en caso de haber alguna falta.
- Reconfiguración automática de la red de distribución: Está directamente relacionado con la localización de faltas ya que si se determina la zona en la que se ha producido la falta se puede aislar y así restablecer el servicio eléctrico.

Los beneficios de los sistemas de control avanzados son los siguientes:

- Desde el punto de vista de la compañía eléctrica, los beneficios son principalmente una reducción en los costos de operación y mantenimiento. Además, gracias a la telesupervisión, se pueden planificar las inversiones en la red con mayor precisión y los equipos ya instalados se pueden aprovechar mejor.
- Desde el punto de vista de los consumidores, los beneficios de los sistemas de control avanzados se centran en aumentar la cantidad de generación local que se les permite instalar. También se reducen las interrupciones del servicio y se mejora la calidad de suministro.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- A nivel de Sistemas Troncal y Subtransmisión, existen sistemas SCADA que permiten la visualización y gestión de la red en tiempo real. También existen a nivel de Distribución.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 90: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Sistemas de control avanzados: Magnitud relativa del beneficio y explicación	
Consumidores regulados BT	No aplica
Consumidores regulados MT	No aplica
Consumidores libres	No aplica
Comercializadores eléctricos	No aplica <ul style="list-style-type: none"> • No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • Los beneficiarios de esta tecnología son las empresas distribuidoras puesto estos elementos son parte de un esquema de Redes Inteligentes. Específicamente, estos equipos son los que realizan las mediciones de las variables eléctricas que la empresa necesita según la implementación de RI que este realizando.
Operadores del sistema eléctrico	No aplica
Sociedad	No aplica

14.4.8 Herramientas de visualización

Las herramientas de visualización de la red de distribución también se conocen por su término en inglés *Distribution Management System* (DMS). Son sistemas SCADA combinados con sistemas GIS (*Geographic Information System*) y AMI (*Advanced Metering Infrastructure*). Tienen el objetivo de mejorar las tareas y mantenimiento en la red de distribución.

Las funcionalidades que presentan los DMS son las expuestas seguidamente:

- Visualización y supervisión de la red de distribución
- Operación de la red de distribución
- Análisis de la operación de la red de distribución

Los beneficios que presenta para la compañía eléctrica son los siguientes:

- Control dinámico de la red que posibilita una reducción de costos de operación de la red.
- Gestión de faltas para aumentar la continuidad del servicio.
- Reducción de pérdidas de energía en la red.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- A nivel de Sistemas Troncal y Subtransmisión, existen sistemas SCADA que permiten la visualización y gestión de la red en tiempo real. También existen a nivel de Distribución.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 91: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Herramientas de visualización: Magnitud relativa del beneficio y explicación	
Consumidores regulados BT	No aplica
Consumidores regulados MT	No aplica
Consumidores libres	No aplica
Comercializadores eléctricos	No aplica <ul style="list-style-type: none"> • No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • Los beneficiarios de esta tecnología son las empresas distribuidoras puesto estos elementos son parte de un esquema de Redes Inteligentes. Específicamente, estos equipos son los que realizan las mediciones de las variables eléctricas que la empresa necesita según la implementación de RI que este realizando.
Operadores del sistema eléctrico	No aplica
Sociedad	No aplica

14.4.9 HVDC

La transmisión en alta tensión en corriente continua (*High Voltage Direct Current*, HVDC) permite transportar grandes cantidades de potencia. Actualmente existen dos tipos de tecnologías:

- LCC (*Line Current Converter*): tecnología de convertidor basada en tiristores.
- VSC (*Voltage Source Converter*): tecnología de convertidor basada en transistores IGBT.

Las tecnologías de convertidores de potencia tipo VSC permiten inyectar un bajo contenido de armónicos en la red, tener un control independiente entre potencia activa y reactiva, y pueden recuperar un sistema eléctrico después de un cero en el sistema. En los tres casos indicados se utilizan también convertidores VSC para la conexión en HVDC.

La tecnología de transmisión en HVDC está especialmente indicada, tanto desde el punto de vista tecnológico como económico, para ciertos casos:

- Conexión de sistemas asíncronos, es decir entre redes eléctricas que funcionan a diferente frecuencia. Un ejemplo de estas conexiones lo encontramos en Japón y Brasil donde existen regiones con sistemas eléctricos de 50 y otros de 60 Hz.
- Elevadas cantidades de potencia a grandes distancias. A partir de un rango de distancia de entre 400 y 600 km para líneas aéreas es más económico transmitir la electricidad en corriente continua. Un ejemplo de esta aplicación lo encontramos en China donde está en funcionamiento una conexión punto a punto en HVDC entre la provincia de Yunnan y Guangdong. Esta conexión se basa en la tecnología LCC, tiene una distancia de 1.418 km, puede transmitir una potencia de 5.000 MW y consta de dos polos de 800 kV.
- Conexiones con cables submarinos o subterráneos. En este caso la distancia a partir de la cual es más económico hacer la transmisión en continua está entre 50 y 100 km. Un ejemplo lo encontramos en la interconexión española entre la península y la isla de Mallorca. Esta conexión está basada en la tecnología LCC, tiene una distancia total de 247 km de cable submarino, transmite una potencia de hasta 400 MW y consta de dos polos de 250 kV.

En los dos últimos casos expuestos se compara la tecnología HVDC con la transmisión de la misma potencia en corriente alterna.

La interconexión mediante HVDC puede tener grandes beneficios según su finalidad:

- No tiene límites respecto a la distancia de transporte, tanto en líneas aéreas como en cables soterrados o submarinos.

- Control muy rápido del flujo de energía, lo que implica mejoras en la estabilidad, no solamente en el sistema HVDC, sino también en los sistemas HVAC próximos. Esto comporta un ahorro en los costos de operación de la red.
- Menos pérdidas que en sistemas HVAC, por lo que las medidas y costos asociados para atenuarlo son menores.
- Menor impacto visual ya que las líneas aéreas con sistemas HVDC requieren apoyos más simples y de menor tamaño, así como una servitud de paso menor a la que necesitan los sistemas HVAC para transportar la misma potencia. De esta manera hay una mayor satisfacción de los clientes por tener menor impacto visual.
- En el caso de conexión de nuevos sistemas de generación, como por ejemplo la conexión entre un parque eólico marino y la costa, se pueden reducir los costos de la instalación para ciertas distancias.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- No existe tecnología de este tipo en ninguno de los sistemas de Chile.
- Su utilización se contempla en redes de Transmisión Troncal donde esquemas de HVDC son viables económicoamente.
- En Chile no existe normativa específica sobre esta tecnología; la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, hace mención a HVDC, pero no es específica.
 - Sin embargo, existen numerosos documentos técnicos y regulaciones internacionales en el tema que podrían ser utilizados.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 92: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

HVDC: Magnitud relativa del beneficio y explicación	
Consumidores regulados BT	No aplica
Consumidores regulados MT	No aplica
Consumidores libres	No aplica
Comercializadores eléctricos	No aplica • No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	No aplica
Operadores del sistema eléctrico	No aplica
Sociedad	✓✓✓ • La implementación de la tecnología HVDC permitirá reducir congestiones de transporte que actualmente afectan al SIC. • Todos los sectores del mercado eléctrico se verían beneficiados con el ingreso de un enlace en HVDC o un back2back en un nodo estratégico como es la S/E Charrúa. • Adicionalmente, este tipo de tecnologías en una escala menor permitirán aumentar la calidad del producto eléctrico ante fallas en los Sistemas Interconectados.

14.4.10 Herramientas de planificación y predicción

Las herramientas de planificación y predicción son aquellos programas que permiten diseñar y programar las inversiones en la infraestructura del sistema eléctrico. Los distintos programas de predicción pueden estar orientados al consumo y/o a la generación eléctrica con diferentes horizontes temporales: corto, medio o largo plazo. Además, con la disponibilidad de más datos, provenientes por ejemplo de los medidores inteligentes, las tareas de predicción incrementaran su complejidad pero mejoraran en su precisión y detalle.

Si se incluye en la planificación tanto la predicción de crecimiento esperado y la fiabilidad que se pretende obtener como la evaluación de los efectos que tienen las decisiones en los distintos niveles que integran el suministro eléctrico, se logra la sustitución de los actuales criterios deterministas por criterios probabilistas que permitan medir el riesgo tanto de las decisiones como de las no-decisiones de inversión.

Los principales beneficios de estas herramientas son:

- Optimización de las inversiones en nuevas infraestructuras.
- Adecuación de las inversiones según las necesidades y perspectivas.
- Mejora en la fiabilidad de la red
- La predicción de la generación y el consumo a corto plazo mejora el control de los sistemas eléctricos así como reduce el costo de la energía.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- En Chile se utilizan al menos tres herramientas de planificación para las redes eléctricas en el corto mediano y largo plazo. En redes de distribución la planificación de la expansión esto se basa principalmente en el comportamiento de los consumos y la proyección de crecimiento de estos.
- Para los sistemas SMM y SMA no se prevé necesario implementar este tipo de herramientas puesto que sus clientes son menores en comparación con, por ejemplo los aproximadamente 1,8 millones de clientes de residenciales de Chilectra, o los 500 mil de SAESA donde sí es posible encontrar una utilidad en estas herramientas.
- En el Sistema del Norte Grande, las redes son principalmente rurales y radiales¹⁰² por lo que su crecimiento se encuentra acotado a la estadística de crecimiento poblacional de los distintos sectores.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 93: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Herramientas de planificación y predicción: Magnitud relativa del beneficio y explicación	
Consumidores regulados BT	No aplica
Consumidores regulados MT	No aplica
Consumidores libres	No aplica
Comercializadores eléctricos	No aplica <ul style="list-style-type: none"> • No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • En el caso de las empresas de Distribución , la planificación de la expansión orientada a la proyección de los consumo, tanto en MT, BT, como libres, permitirá aumentar la confiabilidad del sistema. Se podrán tomar las decisiones de inversión en los momentos óptimos de forma confiable.
Operadores del sistema eléctrico	✓✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • Si bien en Chile el proceso de planificación de la expansión de las redes es realizado por la CNE en sus procesos de tarificación de Subtransmisión y Troncal, el operador está facultado para presentar una propuesta de expansión según su propio criterio. En ese sentido, este tipo de tecnología permitirá identificar y programar de forma eficiente las inversiones en la infraestructura del sistema eléctrico.
Sociedad	✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • El beneficio social de esta tecnología es principalmente disponer de un sistema eléctrico optimizado según sus necesidades futuras, con inversiones certeras en tiempo y forma. Se logrará una visión a largo plazo de las redes eléctricas.

¹⁰² Las herramientas de planificación y predicción serán útiles independientemente de la característica de la red (por ejemplo, en el mantenimiento predictivo, en la licitación de bloques de energía, en la proyección de inversiones).

14.4.11 Gestión dinámica de los activos

La gestión dinámica de los activos (*Dynamic Asset Management*) consiste en una operación dinámica de la red en función de sus condiciones en tiempo real para optimizar el uso de la infraestructura.

La función más importante de la gestión dinámica de los activos es la gestión de la capacidad dinámica de la línea (*Dynamic Line Rating*, DLR). Ésta se basa en la monitorización de la corriente máxima que puede circular por cada una de las líneas de la red eléctrica sin sobrepasar los límites de los materiales. Esta corriente máxima varía en función de las condiciones climatológicas: temperatura ambiente, humedad, dirección y velocidad del viento, y radiación solar.

Los elementos que componen la gestión de la capacidad de la línea son principalmente sensores climáticos ubicados en las torres eléctricas y sensores de corriente y tensión eléctrica.

Las principales aplicaciones del DLR son:

- La gestión de la corriente máxima que circula por la línea en función de las condiciones climatológicas.
- La gestión de la generación local en función de la corriente máxima de las líneas. En determinadas circunstancias en las que la capacidad de la línea se vea reducida, el operador del sistema eléctrico debería recibir una señal y obligar a los generadores locales a reducir la potencia para no comprometer la seguridad de la red eléctrica.

Los beneficios de la gestión dinámica de la capacidad de las líneas son:

- Aumento de la fiabilidad de la red.
- Optimización y aumento de la capacidad y uso de los activos de la red, lo que disminuye la necesidad de nuevas inversiones¹⁰³.
- Optimización de los costos de operación de la red.
- Reducción de los costos de congestión.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- La gestión dinámica de los activos es posible implementarla en redes de distribución mediante los sensores y equipos telecomandados.

¹⁰³Este punto en particular se refiere al límite N-1 según se establece en la NTSyCS. La DLR se utiliza dentro del concepto del "Límite N-1 Ajustado" donde a los circuitos se les permite operar a mayor capacidad en condición normal. En caso de existir una falla el circuito sano superaría su capacidad de transmisión. Esto se controlaría mediante esquemas EDAG, ERAG o EDAC.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 94: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Dynamic asset management: Magnitud relativa del beneficio y explicación		
Consumidores regulados BT	No aplica	
Consumidores regulados MT	No aplica	
Consumidores libres	No aplica	
Comercializadores eléctricos	No aplica	<ul style="list-style-type: none"> • No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • Los principales beneficios para las distribuidoras serán dependiendo de su topología eléctrica. • Se cree que esta tecnología tendrá un impacto considerable en redes enmalladas, donde se podrá aumentar la fiabilidad de la red, optimizar el cronograma de inversiones y reducir saturaciones en la red. • En redes de distribución rurales y radiales, su aplicación no se prevé relevante.
Operadores del sistema eléctrico	✓	<ul style="list-style-type: none"> • La gestión dinámica de la capacidad de las líneas podría minimizar los costos del sistema pero de una manera moderada en el corto plazo.
Sociedad	✓✓	<ul style="list-style-type: none"> • El beneficio social es relativo. En Chile el 60% del consumo del SIC se encuentra en la región metropolitana, donde el ~60% corresponde a consumos residenciales. • De esta forma, cualquier aumento en la fiabilidad de la red y reducción de costos tendrá un impacto positivo en la población. • Este beneficio se distribuirá a los clientes regulados y finales mediante la facturación y contratos que estos puedan realizar con la distribuidora.

14.4.12 Gestión de activos

Monitorizando el estado de los equipos de la red, se puede llegar a conocer en tiempo real su estado y condición. Si al mismo tiempo, se añade la determinación de la importancia a la condición del equipo en la planificación y ejecución del mantenimiento, se pueden optimizar estas tareas de mantenimiento y sus costos asociados.

De los activos de las compañías eléctricas, los transformadores de potencia son los equipos que más aprovecharían la implementación de este tipo de mantenimiento, por su alto costo e importancia dentro de la red eléctrica. Otros elementos de la subestación como los interruptores, los grandes generadores o los cables subterráneos son otros equipos en los que también estaría justificada la implementación de la gestión de activos mediante monitorización de la condición.

El sistema de gestión de activos se compone de los siguientes elementos:

- Sensores de la condición: Muchas de las variables necesarias como la tensión y la corriente ya se encuentran disponibles en los sistemas de monitorización de la red eléctrica. Además, en los últimos años, se han desarrollado técnicas de monitorización como el FRA (*Frequency Response Analysis*) que permiten evaluar el estado de transformadores de potencia. Para poder realizarse, el transformador tiene que estar libre de carga (desconectado de la red) lo que implica que debe estar fuera de uso y no podrá ser utilizado durante la prueba. Sin embargo, la instalación de sensores para la monitorización de transformadores en tiempo real, como los analizadores de gases en

el aceite, incrementa la detección prematura de incidentes sin necesidad de descargo, lo que repercute en la mejora de la seguridad y fiabilidad de suministro.

- Aplicaciones informáticas que se encarguen de calcular la condición de los activos (Sistema RCM), planifiquen las estrategias de mantenimiento (WFMS, Gestión de Órdenes de Trabajo y recursos de campo) y se coordinen con otras aplicaciones como el Sistema de Gestión de las Interrupciones (OMS).

Los principales beneficios de aplicar una estrategia de gestión de activos son:

- Optimizar las operaciones de mantenimiento, reduciendo sus costos asociados.
- Extensión de la vida útil de los activos sin repercutir en la calidad de suministro.
- Asegura y mejora la disponibilidad de los activos.

La situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- Las necesidades de las empresas exigen que las empresas realicen una gestión de activos para sus propios resultados económicos.
- Esto se ha visto acrecentado por las mayores exigencias regulatorias y la fiscalización creciente de las autoridades.

En cuanto a los beneficios que aportaría esta tecnología a Chile, estos se segmentan por agente a continuación:

Tabla 95: Beneficio de la tecnología y explicación por agente

Gestión de activos: Magnitud relativa del beneficio y explicación	
Consumidores regulados BT	No aplica
Consumidores regulados MT	No aplica
Consumidores libres	No aplica
Comercializadores eléctricos	No aplica <ul style="list-style-type: none"> • No existe la figura de comercializador de energía en Chile
Distribuidores de energía	✓✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • Las Empresas Distribuidoras serán capaces de gestionar sus activos de forma eficiente, reducir en forma importante sus costos de O&M mediante la optimización y predicción. Adicionalmente, evaluar instalaciones subutilizadas, aumentar la vida útil de las instalaciones, etc.
Operadores del sistema eléctrico	✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • Para los CDEC, el beneficio de disponer con esta tecnología va directamente relacionada con la disponibilidad de los activos. Para las empresas transmisoras en AT, el beneficio recae en la capacidad de optimizar los mantenimientos y alargar la vida útil de los elementos eléctricos.
Sociedad	✓✓ <ul style="list-style-type: none"> • La sociedad se verá beneficiada puesto al reducir el COMA de las instalaciones, disminuirá el AVI+COMA de las instalaciones. Este hecho deberá ser contrastado con el CAPEX adicional para evaluar el beneficio neto.

14.5 Casos para análisis de aplicación de RI en Chile

La identificación de ámbitos en las que se justifique el desarrollo de tecnologías asociadas a RI, debe considerar dos niveles de análisis según se observa de la experiencia internacional:

- Por una parte, se debe realizar un análisis del funcionamiento del sistema en su condición actual, en el cual podría haber espacio para mejoras o beneficios concretos para los problemas vigentes con el uso de este tipo de tecnologías.
 - Por ejemplo, en el caso de Houston, el elemento impulsor principal fue garantizar la fiabilidad de la red, lo que resulta indispensable ya que Houston es una zona costera afectada por huracanes y tormentas al tiempo que es una zona industrial clave para la economía de los Estados Unidos.
- Por otra parte, se debe realizar un análisis estratégico, en el cual se evalúan las posibilidades de abrir nuevas oportunidades con el uso de tecnologías relacionadas con redes inteligentes.
 - Por ejemplo, el caso de Corea del Sur, el objetivo fundamental es impulsar la economía del país por medio de exportaciones de tecnologías verdes para los cuales el desarrollo de RI es un medio, o en el caso del Reino Unido en que se busca acotar la creciente demanda de energía eléctrica.

En la mayor parte de los casos, hay una imbricación entre ambos tipos de impulsores (desafíos actuales y oportunidades potenciales), por lo que no son claramente separables. Así, por ejemplo, en los casos de España o Alemania, se persigue objetivos que permitan cumplir compromisos internacionales en materia energética, reducir los precios actuales y de largo plazo en el mercado de la energía o aprovechar la introducción masiva de fuentes renovables mediante una efectiva gestión del consumo.

Evidentemente, existe algún grado de beneficio potencial actual o estratégico para todas las tecnologías asociadas a redes inteligentes, pero en general se considera que los beneficios relevantes existen cuando no es posible lograr un resultado equivalente o similar sin el uso de este tipo de tecnologías. Con ese criterio general, se buscó identificar los impactos significativos, concretos y con beneficios no difusos del uso de estas tecnologías en Chile.

En la Sección anterior se presentan los resultados del análisis de cada una de las tecnologías. A partir de esa revisión se puede identificar un conjunto de aplicaciones de redes inteligentes que incluyen una o más tecnologías. Las aplicaciones son seleccionadas porque tienen algún grado de impacto directo o potencial (estratégico) o ambos. Estas aplicaciones surgen de un análisis conceptual y el apoyo de la experiencia internacional, pero además su selección se ha visto apoyada por la realización de entrevistas a actores relevantes del mercado eléctrico chileno¹⁰⁴.

¹⁰⁴ Se llevó a cabo entrevistas con funcionarios del Ministerio de Energía (Juan Carlos Martina y Claudio Arias), de la Asociación de Empresas Eléctricas (Gerardo Barrenechea), del Centro de Despacho Económico de Carga (Patricio Valenzuela - CDEC/SING), de TRANSELEC (Juan Carlos Araneda) y de

La visión de los agentes expertos entrevistados es que el potencial de las redes inteligentes en Chile es relativamente bajo, al menos dentro de un plazo relativamente corto y que para ver un avance mayor sería necesario tener una orientación clara del sector público. Se identifica no obstante, potenciales en ciertas áreas específicas. Sobre la primera categoría los actores entrevistados señalaron que en general hay un potencial inmediato para aprovechar redes inteligentes en las zonas donde el servicio es de una calidad menor que en el resto del país, en el “aprovechamiento” de la ley de *net metering* y en general para potenciar el desarrollo de las renovables. En el ámbito industrial, se detecta el potencial pero se reconocen las debilidades regulatorias.

Las tecnologías seleccionadas se agrupan de la siguiente manera:

Tabla 96: Detalle de las tecnologías seleccionadas

Grupos de tecnologías	Detalles
1 Medidores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Deben vincularse con los objetivos de eficiencia energética y, por lo tanto, ir asociado a desarrollos regulatorios relacionadas con la eficiencia. Aunque los medidores son la base de todos los desarrollos, el espacio principal para estos usos está en las zonas de distribución en que hay concentración de usuarios industriales (Chilectra), ya que hay mayor espacio para una EE más efectiva. Chile tiene un consumo per cápita significativamente más bajo que el promedio de la OCDE, por lo que la ganancia de eficiencia residencial es baja. Existe la posibilidad de avanzar con proyectos de pequeña escala, como ha sido la experiencia de proyectos piloto.
2 Generación y Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Relacionados con localidades o usos no concentrados poblacionalmente, en particular aquellos que hoy tienen sistemas de calidad muy inferior al resto del país. Se vincula en un nivel básico con los programas de electrificación rural y con los esfuerzos públicos por mejorar las redes que están bajo los niveles generales de calidad.
3 Microrredes	<ul style="list-style-type: none"> En zonas con mayor desarrollo industrial para mejorar la gestión de los activos y gestión de demanda, incluyendo la participación de generación local en las “puntas”.
4 Elementos de automatización y sensores	<ul style="list-style-type: none"> De las “grandes” redes de distribución: en particular para Chilectra, como una posibilidad de gestionar mejor sus activos, pero también para mejorar eficiencia y calidad de servicio. Tiene mayor sentido económico cuando hay escala de consumo y usuarios; que en Chile está asociado normalmente a pocas concentraciones urbanas e industriales (como la Región Metropolitana o Concepción).
5 Herramientas para gestión de activos	<ul style="list-style-type: none"> En zonas de menor densidad (norte y sur del país): permite reducir los costos de operación y mantenimiento de manera significativa, dadas las distancias y características geográficas y además tener un control más detallado de la calidad de servicio .

Además, se considera que estas aplicaciones pueden agruparse en dos categorías según cuan relevante es el aspecto de oportunidad actual y cuan relevante es el aspecto estratégico de largo plazo:

- La primera categoría está relacionada con los desarrollos de sistemas locales (distribuidos) y comprende los tipos de tecnologías 2) y 5).

la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (Jaime González)

- La segunda categoría está vinculada con aplicaciones de nivel industrial o con gran escala potencial y comprende las tecnologías 1), 3) y 4).

La primera categoría no enfrenta obstáculos regulatorios significativos, además de poder apoyarse en el desarrollo existente de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) y en la nueva ley de *net metering*. Asimismo, genera beneficios visibles en sectores específicos¹⁰⁵.

La segunda categoría se relaciona más con las grandes distribuidoras y enfrenta algunas dificultades regulatorias mayores (por ejemplo el problema de la propiedad de los medidores), las exigencias técnicas, así como la ausencia de los incentivos para la implementación “masiva” de estas tecnologías (en ausencia de una remuneración regulada).

En consecuencia, la primera categoría podría tener un desarrollo más acelerado, independiente de cuál sea el alcance final de sus desarrollos.

Estos tipos de aplicaciones pueden alcanzar diversos grados de profundidad y extensión, por lo cual es posible configurar dos escenarios para cada una de ellas:

- El primer escenario será el de aplicación “natural” de estas tecnologías de redes inteligentes, es decir, sin una acción dirigida especialmente a maximizar su aporte al desarrollo de los potenciales identificados.
 - En ese escenario, cada categoría funciona con las tecnologías relativamente aisladas y con una escala menor. La penetración es mínima, básicamente algunos pequeños proyectos en que hay ganancias apropiables privadamente.
- El segundo escenario, es un escenario de incorporación acelerada que profundiza o extiende el alcance de estas categorías y que tiende a la integración de estos elementos en los distintos proyectos los que puede alcanzar una escala mayor.
 - Este segundo escenario implica políticas públicas activas que pueden incluir cambios regulatorios o subvenciones de distintos tipos para que la penetración de las tecnologías tenga algún grado significativo.

En ausencia de una meta o de una estrategia clara definida por el sector público, el alcance y la profundidad de los avances en la incorporación de estas tecnologías no pueden ser establecidos de manera estricta. Sólo es posible definir puntos de referencia para los

¹⁰⁵Por ejemplo, para el caso de generación local distribuida y almacenamiento local, los beneficiados son los clientes y en cierta medida existe un beneficio social global al acercar la generación a los consumos y/o generación local (sustentabilidad). La Ley de Net Metering y su reglamento regulan las condiciones técnicas y económicas de la implementación de generación local.

escenarios. Estos puntos de referencia son aproximativos y muestran un alcance posible dentro de cada uno de los escenarios.

En cualquiera de los escenarios, la penetración de las tecnologías debe desarrollarse progresivamente, considerando las dificultades regulatorias existentes y los procesos de inversión así como la incertidumbre respecto a la utilidad real de las tecnologías desde la perspectiva de los actores involucrados.

Para efectos del análisis, se considera que el proceso relevante puede estructurarse en tres períodos de 4 años, relacionados con los períodos gubernamentales. La razón de esta división es que en general se requiere la articulación del sector público y privado para hacer viable estos proyectos (en que el sector público apoya realizando los ajustes formales y regulatorios necesarios o promoviendo los desarrollos). Estos tres períodos son un tiempo lo suficientemente largo para ver avances significativos, pero lo suficientemente breves como para definir criterios coherentes con el conocimiento actual sin una especulación excesiva.

Estos tres períodos permiten una fase inicial más bien demostrativa y luego un avance relevante en los otros dos períodos. Es decir, se trata de desarrollar el conjunto de las inversiones en ese período hasta alcanzar un nivel de penetración “en régimen”, el cual continuará entregando beneficios en el largo plazo.

En general, se considera que se debe partir con proyectos piloto y con proyectos de pequeña escala para ir avanzando hacia proyectos más extensos o de mayor complejidad, tal como ha sido la experiencia en todo el mundo.

Para efectos del análisis cuantitativo, se definen dos escenarios claramente diferenciados que ilustran a continuación:

Tabla 97: Escenarios de penetración planteados

		Unidad	Fase 1 (Año 1 – Año 4)	Fase 2 (Año 5 – Año 8)	Fase 3 (Año 9 – Año 12)
Aplicación natural	Categoría 1	Generación	MW	20	40
		Almacenamiento	MW	2	4
		Gestión de activos	nro de subestaciones	20	50
	Categoría 2	Medidores inteligentes	% de consumidores	1%	2%
		Microrredes	MW	2	4
		Elementos de automatización	nro de subestaciones	5	10
Aplicación acelerada					
Aplicación acelerada	Categoría 1	Generación	MW	60	120
		Almacenamiento	MW	6	12
		Gestión de activos	nro de subestaciones	20	50
	Categoría 2	Medidores inteligentes	% de consumidores	10%	25%
		Microrredes	MW	6	12
		Elementos de automatización	nro de subestaciones	20	50

- En el primer escenario, los avances en redes inteligentes son muy acotados, y las tecnologías inteligentes juegan un rol de apoyo para mejorar marginalmente situaciones en que el servicio tiene deficiencias importantes y para mejorar la eficiencia

del servicio. La penetración final de estas tecnologías es inferior al 5% del potencial en cualquier ámbito. Aunque la penetración final es muy baja, considera que en una primera etapa se partiría con proyectos menores, demostrativos que podrían expandirse para comenzar en un segundo período el trabajo en las otras opciones.

- En la segunda categoría se considera que sería necesario pilotos para demostrar avances. La experiencia internacional muestra que un período de cuatro años es un buen periodo para el desarrollo y evaluación de pilotos. Al mismo tiempo se requerirían ajustes legislativos, en particular respecto a la propiedad de los medidores que hagan viable esta categoría: todos los demás ajustes tecnológicos requieren partir con el cambio a medidores inteligentes.

En este escenario se supone que sin un rol mayormente activo del sector público, se logra reducir las incertidumbres, eliminar barreras regulatorias e identificar suficientes casos que sean rentables aún para la pequeña escala.

- El segundo escenario se distingue por la profundidad del desarrollo o por su extensión, e implicaría un grado de penetración significativa de las tecnologías pudiendo ser hasta el 25% del potencial.
- Al integrar más las tecnologías, se estima que la primera categoría podría vincularse con el desarrollo más masivo de renovables y operaciones más sofisticadas, tales como centrales virtuales.
- En cuanto a la segunda categoría se puede esperar que se requeriría un rol más activo del sector público para permitir una penetración mayor.

Debe recalarse que los escenarios no están planteados como proyecciones, sino como puntos de referencia para un análisis cuantitativo.

15 Análisis costo-beneficio

La metodología principal del análisis costo-beneficio (ACB) estima un rango de beneficios del despliegue gradual de las RI en Chile en base a una serie de resultados de proyectos reales realizados internacionalmente, datos que fueron adaptados y extrapolados a la realidad chilena.

Además, el análisis aquí presentado incluye una simulación en el software Ose2000, cuyos resultados muestran el impacto en los costos marginales en el SING y el SIC de los siguientes escenarios planteados sobre el caso base:

- Escenario con 6 MW de generación residencial para cada sistema.
- Escenario con disminución del 1% de la demanda de punta, donde esta demanda de energía se desplaza al bloque 3 para el SIC y el bloque 1 en el SING.
- Considerando ambas componentes descritas.

15.1 Contexto

El uso del análisis costo-beneficio (ACB) para evaluar proyectos es una técnica estándar para identificar si los proyectos generan beneficios netos para los agentes privados involucrados en el proyecto o para la sociedad como un todo. La metodología ha sido utilizada ampliamente en todo tipo de proyectos.

Sin embargo, la metodología tiene algunas limitaciones que surgen a partir de la naturaleza misma de su construcción. En el caso de la utilización para el análisis de las redes inteligentes algunas de esas limitaciones se vuelven particularmente evidentes.

Se pueden señalar tres temas importantes a ser tomados en cuenta en cuanto a las limitaciones del objetivo del análisis:

- Por una parte, el ACB requiere una correcta y detallada identificación y *cuantificación* de los beneficios y costos de los diversos aspectos del proyecto. Si bien normalmente es sencillo identificar los beneficios y costos en términos generales, su cuantificación “física” y su valorización económica no son ejercicios tan simples. Esta cuantificación es compleja en cualquier período, pero lo resulta más en la medida que se extiende el horizonte de análisis a plazos más largos en el tiempo y, por lo tanto, se vuelve necesario proyectar dichos costos y beneficios a través del tiempo.
- En cuanto a la valorización, se produce una dificultad particular cuando se trata de situaciones en que los precios de referencia pueden variar significativamente. En efecto, el análisis costo beneficio considera normalmente que los cambios inducidos por el proyecto en los mercados son relativamente menores y, por lo tanto, no afectan los precios relativos de los bienes que se están usando para efectos de comparar la situación con y sin proyecto.

- Adicionalmente, un problema que enfrenta este análisis es la existencia de incertidumbre no reductible, es decir de situaciones en las cuales los resultados finales son completamente inciertos en alcance y magnitud. En ese caso, el problema fundamental es que la realización de un ACB aporta señales equívocas en cuanto a los resultados posibles pues puede mostrar resultados que no se asemejan a los resultados finales efectivos. Esto es un problema característico cuando se trata de evaluar proyectos en que hay un elemento novedoso y para el cual, por lo tanto, no existen referentes sobre la posible naturaleza de sus impactos.

Estos tres aspectos deben ser tomados en cuenta al momento de llevar adelante el análisis de costos y beneficios de la implementación de tecnologías de redes inteligentes.

El análisis de costos y beneficios debe sobre todo en ese marco orientar los principales impactos cuantitativos, el tipo de magnitud que tienen y los aspectos que pueden hacerlo variar. No es necesario en ese sentido intentar un esfuerzo muy detallado, porque implica poner demasiada precisión en un instrumento que por definición tiene una alta variabilidad posible.

15.2 Metodología

Mediante el ACB se calculan ratios de beneficio (B) sobre costo (C) para determinar si los beneficios superan los costos y, si es así, en qué medida lo hacen. Dichos ratios (B/C) se calculan al dividir el valor actual de los beneficios futuros de las tecnologías sobre el valor actual de los flujos de costos de dichas tecnologías.

Por lo tanto, se consideran todos los flujos positivos y negativos relevantes:

- El denominador incluye todos los costos asociados a las tecnologías, tal como la inversión inicial en equipos, la infraestructura de comunicaciones necesaria y costos de operación y mantenimiento.
- El numerador, por su parte, considera todos los beneficios y ahorros de la implementación de las tecnologías (estos se detallan en la Tabla 68: Definición de filtros para valorar las tecnologías de RI).
 - Sin embargo, con el objetivo de mantener un análisis conservador, no se recogen las sinergias entre tecnologías en su total potencialidad (por ejemplo, todas las posibles aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones instaladas).

La fórmula resultante es la siguiente:

Ecuación 1: Cálculo de la relación beneficio costo

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

Tabla 98: Variables de cálculo

Abreviatura	Unidad	Significado
B/C	coeficiente	Ratio beneficio costo
T	años	Años incluidos en el análisis
t	-	Año t
B	CLP	Beneficios en el año t
C	CLP	Costos en el año t
r	%	Tasa de descuento real

En función de los resultados del indicador, se puede concluir lo siguiente:

- Si el resultado es menor a 1, los beneficios no cubren los costos en el periodo de análisis.
- Si el resultado es igual a 1, los beneficios sólo llegan a cubrir los costos en el periodo de análisis.
- Si el resultado es mayor a 1, los beneficios son mayores que los costos, y por lo tanto valdría la pena desde un punto de vista económico realizar la inversión.

Adicionalmente, se calculará el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión, restando al valor actual de los beneficios futuros de las tecnologías el valor actual de los costos futuros de dichas tecnologías.

15.3 Fuentes de información

Este análisis se ha basado en los resultados de las Secciones anteriores, y por lo tanto incluye:

- Las tecnologías siguientes: medidores inteligentes, generación local (FV, mini-eólica, mini-hidráulica y cogeneración con biomasa), almacenaje, microrred, gestión de activos, sensores y automatización de las grandes redes de distribución.
- Los escenarios planteados en la Sección 14.5 en cuanto al despliegue de las tecnologías: un caso de aplicación natural y otro de aplicación acelerada de tecnologías.
- Beneficios de distintos ámbitos: económicos, medioambientales, de calidad de servicio, entre otros.

Además, se han utilizado las siguientes fuentes de información:

- Los resultados de los casos analizados en el Informe Parcial 1.
- Estudios de referencia tales como:
 - Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, EPRI, 2011, EEUU.

- Smart meters in the Netherlands, Revised financial analysis and policy advice, KEMA, 2010, Holanda.
- Smart Metering & Infrastructure Program Business Case, 2010, Canadá.
- Smart Grid, Smart City: A New Direction for a New Energy Era, 2009, Australia.
- Benefit-Cost Analysis for Advanced Metering and Time-Based Pricing, 2008, Vermont, EEUU.
- Entrevistas con expertos del sector según se indicó, de la asociación de generadoras, de los centros de despacho, de empresas distribuidoras, entre otras.
- Conocimiento específico de las RI de los autores, principalmente:
 - Estratégico y financiero de Eclareon.
 - Técnico y económico de CITCEA.
 - Del mercado eléctrico de Chile de los expertos chilenos.

15.4 Hipótesis y datos de entrada

La información de las fuentes descritas se analiza con el objetivo de extraer los datos de entrada necesarios para el modelo financiero de ACB, que se detallan a continuación:

Tabla 99: Datos para el análisis

DATOS GENERALES
Periodo de análisis
Vida útil de cada tecnología
Escenarios a considerar
Penetración por año de cada tecnología según el escenario
Tasa de descuento
COSTOS
Costos actuales de cada tecnología
Rango bajo y rango alto
Evolución esperada
BENEFICIOS
Beneficios actuales de cada tecnología
Rango bajo y rango alto
Evolución esperada

Tal como se explica en la Sección de Metodología, para cuantificar los costos y beneficios de las RI, se calcula el valor actual (VA) de los flujos de costos y beneficios futuros de cada una de

las tecnologías consideradas¹⁰⁶. Sin embargo, la incertidumbre de los datos de entrada es alta, siendo particularmente inciertos los beneficios que aportan las tecnologías. Para reflejar esta incertidumbre, se consideran dos casos igualmente realistas pero opuestos, un caso “pesimista” y otro “optimista”:

- El caso pesimista incluye, por un lado, el escenario de aplicación natural de las tecnologías planteado en la Sección 14.5, y por el otro, un rango alto de costos de las tecnologías y un rango bajo de sus beneficios.
- El caso optimista integra el escenario de aplicación acelerado de las tecnologías así como el rango bajo de costos de las tecnologías de RI y el rango alto de beneficios.

Los datos del despliegue por tecnología utilizados en este informe, así como las consideraciones realizadas para establecer los rangos de costos y beneficios, se encuentran detallados en las Tablas siguientes:

¹⁰⁶ Para ello se consideran los beneficios de los ámbitos identificados en la Sección 14.3 (económico, medioambiental, etc.) para todos los agentes y para la sociedad en su conjunto.

Tabla 100: Datos del despliegue por año para el análisis

Tecnologías consideradas por año		Unidades	Valores												Total
Concepto	Años		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Caso pesimista															
Medidores inteligentes	nro de medidores	13.956	14.375	14.803	15.241	15.688	16.146	16.614	17.092	17.580	18.080	18.590	19.112	197.277	
Generación local: FV	kW	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	15.000	
Generación local: mini eólica	kW	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	15.000	
Generación local: mini hidráulica	kW	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	15.000	
Generación local: CHP	kW	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	15.000	
Almacenaje	kW	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	6.000	
Microred	kW	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	6.000	
Gestión de activos	nro de subestaciones	5	5	5	5	8	8	8	8	13	13	13	13	100	
Automatización	nro de subestaciones	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	20	
Caso optimista															
Medidores inteligentes	nro de medidores	139.563	143.749	148.030	152.408	230.946	237.743	244.692	251.796	416.274	428.414	440.824	453.510	3.287.950	
Generación local: FV	kW	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	12.500	12.500	12.500	12.500	100.000	
Generación local: mini eólica	kW	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	15.000	
Generación local: mini hidráulica	kW	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	15.000	
Generación local: CHP	kW	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	6.250	12.500	12.500	12.500	12.500	100.000	
Almacenaje	kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	2.750	2.750	2.750	2.750	23.000	
Microred	kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	2.750	2.750	2.750	2.750	23.000	
Gestión de activos	nro de subestaciones	5	5	5	5	8	8	8	8	13	13	13	13	100	
Automatización	nro de subestaciones	5	5	5	5	8	8	8	8	13	13	13	13	100	

Tabla 101: Consideraciones para establecer el rango de costos y beneficios por tecnología

		Consideraciones	
Tecnologías		Rango bajo	Rango alto
Costos	Medidores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado medidores sencillos y sin muchas servicios adicionales 	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado medidores complejos con la capacidad de aportar un alto grado de servicios adicionales
	Generación local: FV	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado materiales económicos 	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado materiales de más calidad y menos económicos
	Generación local: mini eólica	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado materiales económicos 	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado materiales de más calidad y menos económicos
	Generación local: mini hidráulica	<ul style="list-style-type: none"> Costo en casos donde la obra pública sea sencilla 	<ul style="list-style-type: none"> Costo en casos donde la obra pública sea compleja y requiera de inversiones más grandes
	Generación local: cogeneración con biomasa	<ul style="list-style-type: none"> Costo dependiente del tipo de biomasa utilizado 	<ul style="list-style-type: none"> Costo dependiente del tipo de biomasa utilizado
	Almacenaje	<ul style="list-style-type: none"> Costo dependiente de la tecnología y de factores de escala 	<ul style="list-style-type: none"> Costo dependiente de la tecnología y de factores de escala
	Microrred	<ul style="list-style-type: none"> Se ha considerado microrredes de gran capacidad, que hacen bajar el costo gracias a economías de escala 	<ul style="list-style-type: none"> Se ha considerado microrredes de poca capacidad, que hacen subir el costo por la economía de escala
	Gestión de activos	<ul style="list-style-type: none"> Se ha considerado que se monitorizan solamente las variables y equipos indispensables 	<ul style="list-style-type: none"> Se ha considerado una gran cantidad de variables y equipos a monitorizar
	Automatización de las "grandes" redes de distribución	<ul style="list-style-type: none"> Red de distribución con un nivel bajo de automatización 	<ul style="list-style-type: none"> Red de distribución con un nivel alto de automatización
Beneficios	Medidores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Se considera básicamente los beneficios por reducción de lectura de contadores 	<ul style="list-style-type: none"> Se consideran beneficios adicionales al ahorro por telelectura, como introducción de tarifas horarias complejas o los derivados del conocimiento del estado de la red
	Generación local: FV	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red o la generación convencional no están muy cercana a su límite de funcionamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red está cercana a su límite de funcionamiento o la generación convencional no puede asegurar todo el suministro
	Generación local: mini eólica	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red o la generación convencional no están muy cercana a su límite de funcionamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red está cercana a su límite de funcionamiento o la generación convencional no puede asegurar todo el suministro
	Generación local: mini hidráulica	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red o la generación convencional no están muy cercana a su límite de funcionamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red está cercana a su límite de funcionamiento o la generación convencional no puede asegurar todo el suministro
	Generación local: cogeneración con biomasa	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red o la generación convencional no están muy cercana a su límite de funcionamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Situaciones donde la red está cercana a su límite de funcionamiento o la generación convencional no puede asegurar todo el suministro
	Almacenaje	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio bajo en redes con una calidad de suministro alta 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio alto en redes con una calidad de suministro baja
	Microrred	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio bajo en redes con un bajo nivel de penetración de generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio alto en redes con un alto nivel de penetración de generación distribuida
	Gestión de activos	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio donde los activos no son antiguos ni muy críticos 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio donde los activos son antiguos, son críticos o trabajan cerca de su capacidad nominal
	Automatización de las "grandes" redes de distribución	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio en redes con fácil acceso, con poca criticidad o con un bajo número de interrupciones 	<ul style="list-style-type: none"> Beneficio maximizado para redes con difícil acceso, tienen una criticidad alta o tienen un alto grado de interrupciones

Adicionalmente a las consideraciones indicadas en la Tabla superior, para estimar los beneficios de las RI aplicables al caso chileno, se estudiaron los beneficios tanto directos como indirectos, privados y sociales, que resultaron de análisis de casos reales. En particular, se usaron los resultados de la metodología del EPRI (*Electric Power Research Institute*), que consiste en una herramienta para calcular los beneficios de las RI, asumiendo un porcentaje de mejora en cada atributo (medioambiente, economía, etc.) como resultado de la instalación de cada tecnología en concreto. Solo se utilizaron resultados extrapolables a la realidad chilena, o datos adaptados a dicha situación.

La metodología no valora efectos sobre redes particulares bajo condiciones particulares (que dependen de múltiples condiciones particulares), sino que recoge impactos “medios” en los tipos relevantes de situaciones, reflejando la metodología más completa para estos casos en que no existen proyectos específicos bajo análisis, ni proyectos piloto en que basarse. Una vez se realicen proyectos piloto, se podrá contrastar las hipótesis utilizadas, y re-evaluar la estrategia de implantación.

Los antecedentes de los rangos de beneficios utilizados en el modelo financiero para cada tecnología se resumen a continuación.

Medidores inteligentes

Existen numerosos estudios que analizan los beneficios de los medidores inteligentes. El rango de valores es de 4 a 40 EUR/medidor/año. En el rango alto de beneficios de la literatura, se otorga una importancia elevada a los beneficios por reducción de fraude y por la interacción con sistemas de gestión de la demanda (~45% de los beneficios). Para adecuar los beneficios a Chile se han minimizado los beneficios por fraude y se han utilizado los costos de lectura en Chile¹⁰⁷, junto con otros beneficios contemplados tales como detección de fallas y costes de reposición.

Tabla 102: Fuentes principales para estimar beneficios de medidores inteligentes

Medidores inteligentes Fuentes	Unidad	Valores		Consideraciones
		Bajo	Alto	
CNE, VAD 2012 2016	CLP/medidor	3.468	5.386	Sólo energía (bajo); y demanda (alto)
SM - Canadá	CAD/medidor	35	57	AMI (45% en reducción de fraude)
SM-DR - Vermont	USD/medidor	9	21	TOTAL AMI+DR
SM-DR - Vermont	USD/medidor	5	13	AMI
SM-DR - Vermont	USD/medidor	4	9	DR
SG - Australia	AUD/medidor	56	56	AMI sin DR

Generación local

Para calcular los beneficios de la generación local se han considerado los beneficios por:

¹⁰⁷ CNE, VAD 2012 2016, [Estudio de costos de servicios asociados al suministro de electricidad de distribución](#)

- Ahorro en nuevas plantas de generación (Capacidad)
- Ahorro en el precio de la energía para los consumidores (Energía)
- Otros costes ahorrados
- Expansión de la red (Red eléctrica)
- Disminución de la capacidad de reserva
- Beneficios medioambientales

Para estimar el rango de beneficios, se han consultado tres estudios principales:

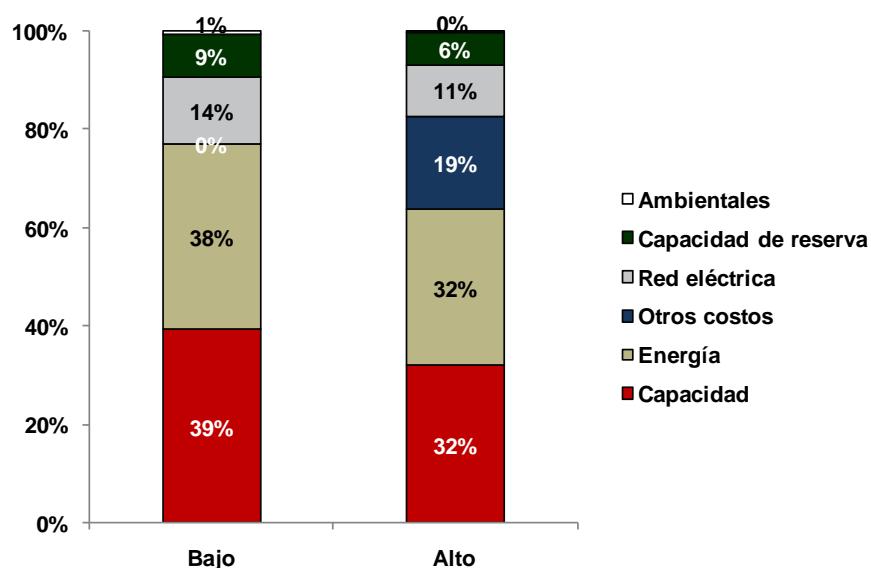
- *A framework for the evaluation of the cost and benefits of microgrids*, Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory-CIGRÉ International Symposium
- *The Political and Technical Advantages of Distributed Generation*, Institute for Local Self-Reliance (ILSR)
- *The Benefits and Costs of Solar Distributed Generation for Arizona Public Service*, SEIA

Tabla 103: Fuentes principales para estimar beneficios de generación local

Fuentes	Unidad	Valores	
		Bajo	Alto
CIGRE	USD/MW	76.800	76.800
ILSR	USD/MW	152.687	152.687
SEIA	USD/MW	282.510	311.418

La segmentación de los diferentes conceptos se estimó en base al estudio del SEIA e ILSR, estudios generalistas y adaptables a Chile, que presentan valores de segmentación parecidos. La segmentación estimada es la siguiente:

Ilustración 37: Segmentación de los beneficios de la generación local



Dentro de los costos ahorrados por la generación local se engloban los beneficios relativos a la reducción del precio, seguridad de la red y desarrollo de la economía local (“otros costos”). Este concepto comúnmente tiene un rango de valor entre el 15% y el 20% de los beneficios totales. En el escenario bajo se supone que estos beneficios son nulos como hipótesis pesimista.

El término de la energía constituye aproximadamente el 35% de los beneficios de la generación local y el combustible al que se desplaza principalmente es el gas¹⁰⁸.

Para la estimación del rango bajo de beneficios se consideran factores de carga bajos y beneficios bajos respecto a energía, capacidad y expansión de la red. En cambio, para el rango alto se consideran factores de carga altos y beneficios altos respecto a energía, capacidad y expansión de la red.

Almacenamiento local

Los beneficios del almacenamiento local son causados mayoritariamente por el aumento en la calidad de servicio, ya sea dando soporte a la red de distribución o al consumidor final. Otros tipos de beneficios menos importantes como los derivados de mejorar la integración de renovables también se han considerado. Las fuentes principales utilizadas para estimar los beneficios de esta tecnología son Walawalkar, NREL, EPRI (*Whitepaper Storage 2010*) y SCE Edison.

Microrredes

Se consideran los beneficios de incorporar los equipos de gestión de la microrred y se separan de los beneficios asociados a la generación local que aportan por sí mismas. Los valores se basan principalmente en el estudio “*A framework for the evaluation of the cost and benefits of microgrids*”, Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory-CIGRÉ International Symposium, que concluye que los beneficios económicos ascienden a 14 USD/kW y los beneficios en calidad de servicio a 4 USD/kW.

Los beneficios económicos se incluyen en el escenario base y se corresponden a la optimización de los beneficios económicos de la generación local. También se considera la calidad de suministro, el aumento de seguridad de suministro y el aumento de la fiabilidad.

Para la estimación del rango bajo se considera que:

- No existe un amplio despliegue de generación distribuida, que provoca un menor grado de aprovechamiento de las microrredes.
- No se consideran los beneficios de calidad de servicio.

¹⁰⁸ Este es el caso en Chile cuando el escenario al que se ve enfrentado el sistema es uno que corresponde a un escenario normal a húmedo.

- No se consideran los beneficios para la sociedad por permitir una mayor integración de fuentes renovables.

Para la estimación del rango alto se considera que:

- Existe una mejora de la calidad de suministro por la incorporación de microrredes.
- Se consideran los beneficios para la sociedad por permitir una mayor integración de fuentes renovables.

Gestión de activos

Los beneficios de la gestión de activos constituyen principalmente la reducción en los costes de mantenimiento entre un 30 y un 10% (lo que representa aproximadamente un 70% de los beneficios), aunque también incluyen beneficios relacionados con la mejora de la calidad de suministro y el aumento de la vida útil de los activos del sistema eléctrico.

Sistemas de control avanzados

Los beneficios de los sistemas de control avanzados dependen en gran medida de la interacción con otros servicios y tecnologías de las redes inteligentes. Los beneficios más importantes se concentran en los ahorros en la operación de la red de distribución que pueden llegar a representar hasta el 25% de los beneficios. La automatización de la red de distribución se recomienda solamente en las líneas más críticas (donde los beneficios sean mayores), debido a la fuerte inversión necesaria. Los valores se basan principalmente en los resultados publicados en *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid*, EPRI, 2011.

Para cada una de las tecnologías analizadas, los datos de entrada resultantes son los siguientes:

Tabla 104: Datos de entrada de costos y beneficios

Tecnologías	Unidad	Costos de inversión		Beneficios anuales	
		Bajo	Alto	Bajo	Alto
Medidores inteligentes	<i>k CLP/medidor</i>	75	296	5	11
Generación local: FV	<i>Mil CLP/MW</i>	1.318	2.636	161	346
Generación local: mini eólica	<i>Mil CLP/MW</i>	1.977	5.273	161	346
Generación local: mini hidráulica	<i>Mil CLP/MW</i>	791	3.955	161	346
Generación local: CHP	<i>Mil CLP/MW</i>	1.186	1.935	161	346
Almacenaje	<i>Mil CLP/MW</i>	1.095	1.456	18	37
Microred	<i>Mil CLP/MW</i>	38	126	7	11
Gestión de activos	<i>Mil CLP/SE*</i>	297	428	8	22
Automatización	<i>Mil CLP/SE*</i>	653	1.647	12	23

Nota: * SE se refiere a Subestación

Adicionalmente, se emplean las siguientes asunciones:

- El periodo de análisis es de 32 años de duración, considerando que el despliegue de tecnologías finaliza en el año 12 y que posteriormente se amortizan todos los equipos empleados bajo el caso optimista, salvo las tecnologías de almacenaje.
- Se incluyen todos los costos operativos posteriores a la inversión inicial hasta el fin de la vida útil de las tecnologías de RI.
- Se asume que el valor residual de las tecnologías en el último año de su vida útil es nulo, considerando que no se obtendría beneficio alguno por la venta de estos activos, y que éstas no se reemplazan al finalizar su vida útil¹⁰⁹.
- Todos los costos y beneficios se expresan en términos reales, millones de pesos chilenos (Mill CLP) constantes del año base, por lo que se excluye la inflación de los cálculos.
- La tasa de descuento utilizada para calcular el valor presente se considera igual a la rentabilidad real del bono del Estado chileno a 10 años, estimada en un 3%.
 - Este valor está en línea con la tasa de descuento real recomendada por NREL para la valoración de proyectos públicos para fomentar tecnologías renovables¹¹⁰.

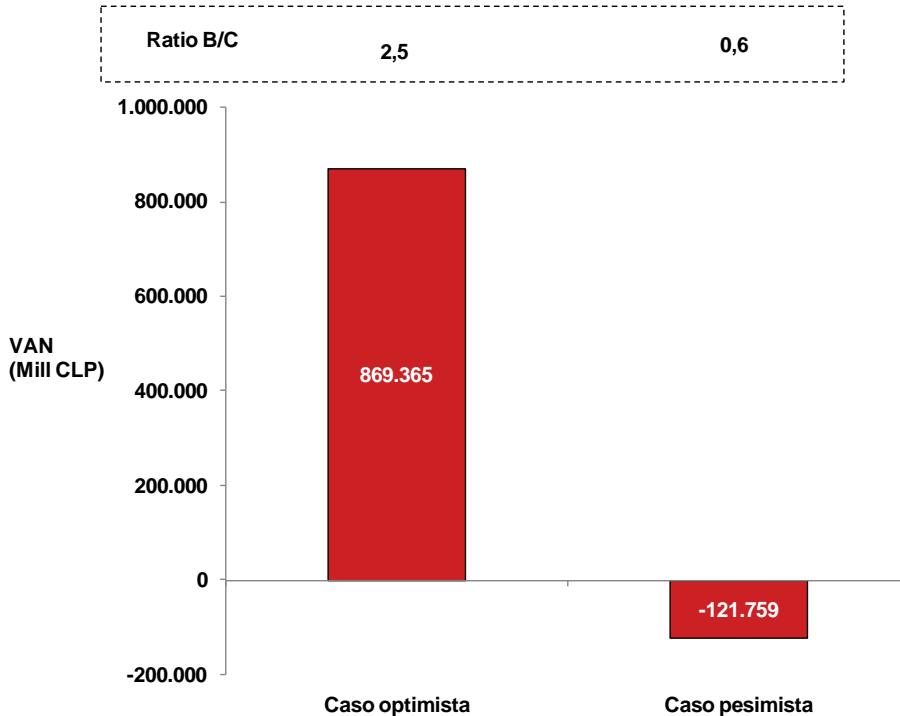
¹⁰⁹Se asume que cuando una tecnología llega al fin de su vida útil no genera más costos ni beneficios. Aunque habría reinversión en la realidad, dadas las restricciones en el período de evaluación, se generaría un sesgo por la inversión con beneficios posteriores por períodos cortos.

¹¹⁰ A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, NREL, 1995

15.5 Resultados del análisis

La siguiente ilustración representa, por un lado, el VAN de la inversión en los dos casos considerados (optimista y pesimista) y, por el otro, la relación beneficio-costo de dichos escenarios, estimados de acuerdo a la metodología y a las hipótesis detalladas en la Sección 15.2 y la 15.4 de este documento.

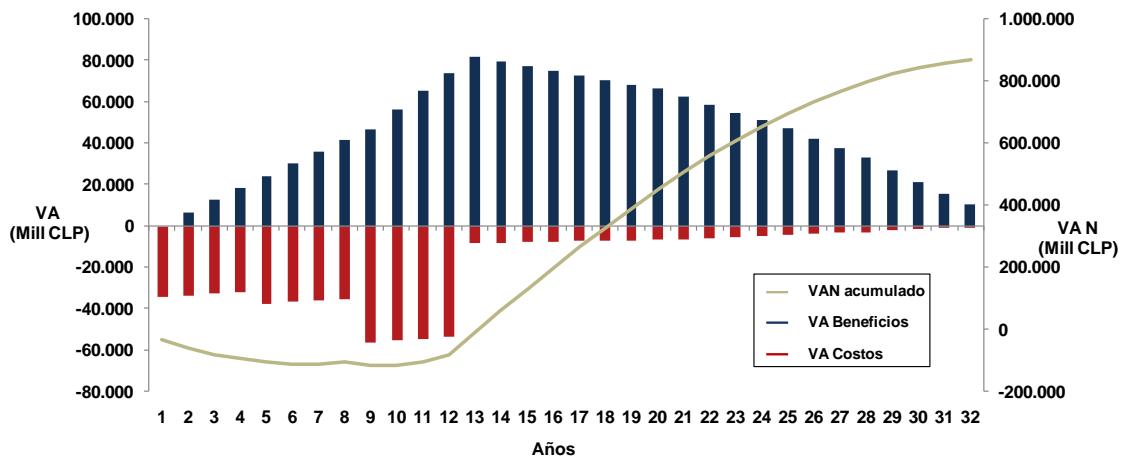
Ilustración 38: VAN y ratio beneficio costo (B/C)



La evolución de los flujos de costos y beneficios actualizados así como el VAN por año se detallan a continuación.

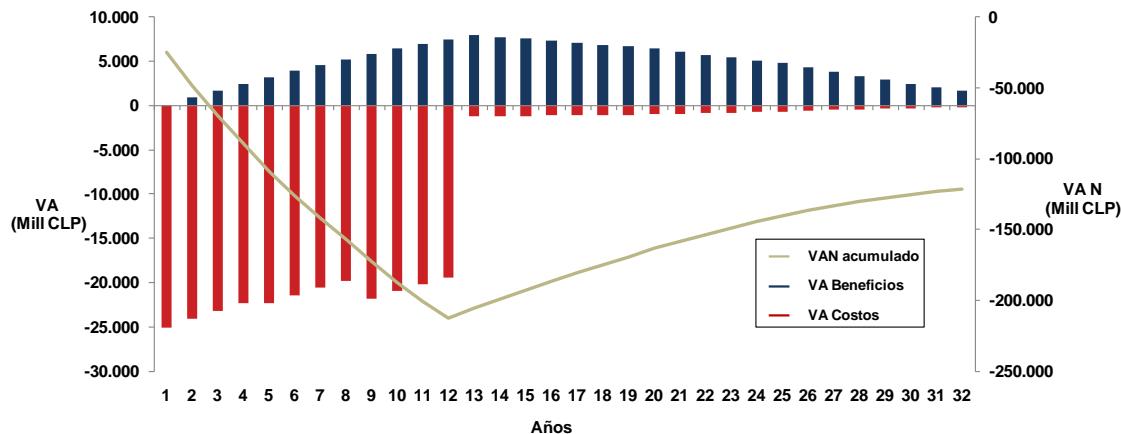
Los valores para el caso optimista son los siguientes:

Ilustración 39: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso optimista



Los valores para el caso pesimista son los siguientes:

Ilustración 40: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso pesimista



La segmentación de los beneficios se detalla a continuación.

El VAN resultante del caso optimista y pesimista (869.365 y -121.759 millones de CLP, respectivamente) se desglosa por tecnología de acuerdo a lo representado en la siguiente Tabla:

Tabla 105: VAN y ratio beneficio costo por tecnología

Tecnologías	Caso optimista		Caso pesimista	
	VAN	B/C	VAN	B/C
Medidores inteligentes	122.513	1,4	-38.281	0,2
Generación local: FV	360.641	4,8	3.024	1,1
Generación local: mini eólica	48.706	3,1	-27.263	0,5
Generación local: mini hidráulica	66.746	7,9	-12.721	0,7
Generación local: CHP	295.586	3,8	2.132	1,1
Almacenaje	-10.172	0,4	-5.455	0,2
Microred	2.283	4,5	-97	0,8
Gestión de activos	3.581	1,2	-21.777	0,3
Automatización	-20.519	0,6	-21.321	0,1
Total	869.365	2,5	-121.759	0,6

15.5.1 Beneficios según ámbito y actor

En cuanto a los beneficios de las tecnologías consideradas, tal como se mencionó en la Sección 14.3, se pueden segmentar de acuerdo a los siguientes ámbitos:

- Ámbito económico.
- Calidad de servicio.
- Medioambiente.
- Otros.

A continuación se segmentan los beneficios según el ámbito y la tecnología considerada:

Tabla 106: Beneficio segmentado por ámbito y tecnología

Tecnologías	Economía	Calidad de servicios	Medioambiente	Otros
Medidores inteligentes	65%	30%	5%	0%
Generación local: FV	74%	6%	20%	0%
Generación local: mini eólica	74%	6%	20%	0%
Generación local: mini hidráulica	74%	6%	20%	0%
Generación local: CHP	74%	6%	20%	0%
Almacenaje	40%	47%	13%	0%
Microred	82%	18%	0%	0%
Gestión de activos	75%	20%	5%	0%
Automatización	24%	54%	22%	0%

A continuación se segmentan los beneficios de acuerdo a los actores involucrados:

Tabla 107: Beneficio segmentado por actor y tecnología

Tecnologías	Distribuidor	Consumidores	Sociedad	Otros
Medidores inteligentes	80%	15%	5%	0%
Generación local: FV	5%	55%	20%	20%
Generación local: mini eólica	5%	55%	20%	20%
Generación local: mini hidráulica	5%	55%	20%	20%
Generación local: CHP	5%	55%	20%	20%
Almacenaje	60%	27%	13%	0%
Microred	18%	57%	0%	25%
Gestión de activos	87%	8%	5%	0%
Automatización	50%	28%	22%	0%

15.6 Modelación en OSE2000 – Impacto en los costos marginales de las RI (SING y SIC)

Este apartado presenta los resultados obtenidos de la modelación mediante el software multinodal-multiembalse Ose2000, de analizar el impacto en la red y el desplazamiento del 1% de la demanda de punta hacia un bloque valle.

El modelo de operación multinodal-multiembalse Ose2000 tiene como objetivo principal la planificación operativa de sistemas hidrotérmicos, determinando las metas de generación para cada planta en cada periodo del horizonte de planificación. Estas metas deben satisfacer el objetivo de minimización del costo operativo promedio del sistema eléctrico a lo largo de dicho horizonte de planificación, cumpliendo, a su vez, con restricciones técnicas y de carácter de gestión. El costo operativo se compone del costo variable de combustible de las plantas térmicas y el costo de falla esperado. El proceso de minimización otorga un valor al agua con el objetivo de mejorar la distribución de este bien en el horizonte de planificación.

Para la modelación se utilizó como base el Informe de Precio Nudo de abril de 2013, sobre el cual se realizaron 3 escenarios. El primero considerando la generación residencial, el segundo desplazando la demanda de punta en un 1% a un bloque de horas valle y el tercero considerando ambas componentes.

Como resultados se entregan los Costos Marginales de los sistemas y sus principales barras.

Se desarrollaron 3 escenarios sobre el caso base.

- Escenario con 6 [MW] de generación residencial para cada sistema.
- Escenario con disminución del 1% de la demanda de punta, donde esta demanda de energía se desplaza al bloque 3 para el SIC y el bloque 1 en el SING.
- Considerando ambas componentes descritas.

15.6.1 Generación residencial

Para la generación residencial o local se consideraron 6 [MW] de generación para cada sistema, los cuales se componen como se detalla a continuación:

Tabla 108: Tipo de centrales locales por Sistema

	SING	SIC
Fotovoltaicas	80%	50%
Eólicas	20%	20%
Mini-Hidro	0%	30%

Las que se distribuyeron de la siguiente forma:

Tabla 109: Centrales locales modeladas en el SING

Central	Capacidades (MW)	Barra de conexión	Tipo
MFV Calama	1,2	Calama 110	Fotovoltaica
MFV Arica	1,2	Pukara 066	Fotovoltaica
MFV Antofagasta	1,2	Centro 110	Fotovoltaica
MFV Tocopilla	1,2	Tocopilla 005	Fotovoltaica
Meol Calama	0,9	Calama 110	Eólica
Meol Arica	0,12	Pukara 066	Eólica
Meol Antofagasta	0,12	Centro 110	Eólica
Meol Tocopilla	0,06	Tocopilla 005	Eólica

Para efectos de medir el impacto en la red, se asumió que todas las centrales entraban en operación en abril de 2015, y se modelaron con los siguientes factores de planta:

Tabla 110: Factores de Planta de las Centrales Locales Modeladas

Tipo	Factor de Planta
Fotovoltaica	29%
Mini-Hidro	72%
Eólica	20-30%

Las centrales eólicas fueron modeladas con matrices de viento que reproducen la distribución de probabilidad supuesta, incorporando la estacionalidad horaria de los vientos en la curva de duración.

15.6.2 Resultados

El costo marginal de sistema se obtiene como la valorización de todos los retiros del Sistema divididos por toda la energía retirada, para cada año.

Tabla 111: Costos Marginales de Sistema (USD/MWh) – SING

Año	Base	Cen Loc	Dem Pta	Cen Loc y Dem Pta
2013	71,30	71,30	71,30	71,30
2014	59,30	59,30	59,30	59,30
2015	60,57	60,56	60,57	60,56
2016	63,91	63,90	63,91	63,90
2017	66,39	65,82	66,39	65,82
2018	69,42	69,41	69,41	69,41
2019	67,83	67,82	67,83	67,82
2020	67,93	67,92	67,92	67,92
2021	74,01	74,00	74,00	74,00
2022	75,40	75,40	75,40	75,40
2023	75,62	75,61	75,12	75,12
2024	72,29	72,28	72,29	72,28

Tabla 112: Costos Marginales de Sistema (USD/MWh) - SIC

Año	Base	Cen Loc	Dem Pta	Cen Loc y Dem Pta
2013	109,30	109,30	108,90	108,90
2014	82,00	82,00	81,60	81,60
2015	88,20	88,10	87,80	87,70
2016	89,20	89,10	88,60	88,50
2017	93,90	93,80	93,40	93,30
2018	87,00	86,90	86,60	86,50
2019	87,00	86,80	86,30	86,10
2020	92,40	92,30	91,60	91,60
2021	90,00	89,80	89,20	88,90
2022	97,70	97,50	96,70	96,60
2023	90,50	90,40	89,80	89,70
2024	72,30	72,20	71,40	71,30

A partir de los datos de las 2 Tablas superiores se obtiene el impacto producido en los CMg por las condiciones dadas en cada caso, los cuales equivalen a los siguientes porcentajes de disminución respecto al caso Base.

Tabla 113: Reducción Porcentual de Costos Marginales de Sistema – SING

Año	Cen Loc	Dem Pta	Cen RI y Dem Pta
2013	-	-	-
2014	-	-	-
2015	0,02%	0,00%	0,02%
2016	0,02%	0,00%	0,02%
2017	0,86%	0,00%	0,86%
2018	0,01%	0,00%	0,01%
2019	0,02%	0,00%	0,02%
2020	0,00%	0,00%	0,01%
2021	0,01%	0,01%	0,02%
2022	0,00%	0,00%	0,00%
2023	0,01%	0,67%	0,68%
2024	0,00%	0,00%	0,00%

De la Tabla anterior es posible observar que en determinados años ocurren particularidades donde el porcentaje aumenta en comparación al resto de los años, como por ejemplo en el año 2017 para el escenario de Centrales Locales. Esto se debe a la planificación del Plan de Obras en la base del Informe de Precio Nudo utilizado.

Tabla 114: Reducción Porcentual de Costos Marginales de Sistema – SIC

Año	Cen Loc	Dem Pta	Cen RI y Dem Pta
2013	-	-	-
2014	-	-	-
2015	0,11%	0,45%	0,55%
2016	0,11%	0,66%	0,78%
2017	0,17%	0,59%	0,70%
2018	0,18%	0,50%	0,66%
2019	0,19%	0,78%	0,98%
2020	0,13%	0,83%	0,86%
2021	0,22%	0,87%	1,21%
2022	0,22%	1,01%	1,17%
2023	0,16%	0,78%	0,90%
2024	0,12%	1,26%	1,37%

Tal como muestran las Tablas anteriores, la reducción en los costos marginales resulta superior en el SIC que en el SING, dado que la demanda en este último es más plana que en el SIC, y por lo tanto hay menos diferenciación entre las horas punta y las horas valle.

El efecto de variación para cada barra en particular de cada sistema se encuentra en el Anexo – Costos Marginales por barras, en las planillas que se adjuntan al presente documento.

16 Anexo Informe Parcial II: Costo de fallas

En los informes de referencia, los costos de falla utilizados para el cálculo de los beneficios de las RI han sido los siguientes:

Tabla 115: Costos de falla utilizados en informes de referencia

Autor	Título documento	País	Tipo cliente	USD/kWh	
				Mín.	Máx.
Berkeley Lab	<i>A Framework for the Evaluation of the Cost and Benefits of Microgrids.</i>	EEUU	Residencial	2,5	
			Comercial	10	
			Industrial	25	
EPRI for California Energy Commission	<i>Value of distribution automation applications.</i>	EEUU	Residencial	2,19	5,71
			Comercial e industrial	4,19	703,2
Navigant for California Energy Commission	<i>The value of distribution automation.</i>	EEUU	Residencial	2,5	
			Comercial	10	
			Industrial	25	
EPRI	<i>Electricity Energy Storage Technology Options.</i>	EEUU	Residencial	0,2	2,6
			Pequeños C&I	23,37	34,6
			Grandes C&I	8,54	19,16

En el documento “[Consultoría estudio costo de falla de corta y larga duración SIC, SING y SSMM](#)” donde se analizan los costos de falla en Chile del año 2012, se obtuvieron los siguientes valores para el costo de falla de corta duración para diferentes sectores y los costos de falla medio por cada uno de los sistemas eléctricos de Chile:

Sectores	USD/kWh	
	Mín.	Máx.
Residencial	10,5	
Comercial	2,33	
Industrial	2,29	33,01
Minería SING	2,5	22,92
Minería SIC	1,47	14,87
Sistema		
SING	15,5	
SIC	13,91	
SSMM Aysén	15,08	
SSMM Magallanes	14,54	

17 Anexo Informe Parcial II: Bibliografía (no exhaustiva)

Título	Año de publicación	Entidad
<i>Cost-Effectiveness of Energy Storage in California: Application of the EPRI Energy Storage Valuation Tool to Inform the California Public Utility Commission Proceeding R. 10-12-007</i>	2013	Electric Power Research Institute (EPRI)
<i>Evolution of Communication Technologies for Smart Grid Applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , Vol.19, March, pp. 191-199	2013	Ahmad Shami Usman, Sajjad Haider
<i>Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs and Useful Life</i>	2012	National Renewable Energy Laboratory (NREL)
<i>A Framework for the Evaluation of the Cost and Benefits of Microgrids. CIGRÉ International Symposium on The Electric Power System of the Future - Integrating Supergrids and Microgrid</i>	2011	Greg Young Morris et al.
<i>Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid</i>	2011	Electric Power Research Institute (EPRI)
<i>Dynamic Line Rating Project</i>	2010	Oncor Electric Company
<i>Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits</i>	2010	Electric Power Research Institute (EPRI)
<i>Report on ICT requirements, offers and needs for managing smart grids with DER</i>	2010	Supporting Energy Efficiency in Smart Generation Grids Through ICT Project (SEEGEN-ICT)
<i>Smart metering & infrastructure program business case</i>	2010	BC Hydro, Canadá

Título	Año de publicación	Entidad
<i>Smart meters in the Netherlands, Revised financial analysis and policy advice</i>	2010	KEMA
<i>The value of distribution automation: PIER final project report</i>	2009	Navigant Consulting, Inc. California Energy Commission
<i>Smart Grid, Smart City: A new direction for a new energy era. The National Energy Efficiency Initiative</i>	2009	Australian Government, Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts
<i>Benefit-Cost Analysis for Advanced Metering and Time-Based Pricing: Final Report</i>	2008	Freeman, Sullivan & Co. Vermont Department of Public Service, EEUU
Manuales de energías renovables	2007	IDAE - Energía de la biomasa
<i>A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies</i>	1995	NREL

18Resumen ejecutivo - Informe Parcial III

Dentro de los diversos tipos de tecnologías inteligentes presentados¹¹¹ se observa que los ritmos planteados para su implementación y desarrollo son diversos. Aunque tecnologías como la generación local y almacenamiento, así como las microrredes, tienen un gran potencial de desarrollo, es necesario pasar por una fase de pruebas (proyectos piloto) para verificar con precisión su grado de aplicabilidad.

No todos los procesos propuestos son iguales, aunque comparten algunas características comunes. En este sentido, el estudio muestra que en todos los casos la estrategia de implementación debe ser progresiva, siguiendo etapas definidas que permitan identificar con claridad los beneficios, los costos y las dificultades que pueden existir para efectivamente implementar las tecnologías. Especial énfasis se coloca en la definición de estrategias de información y educación para los diversos actores en las distintas etapas: un proceso de despliegue de estas nuevas tecnologías requiere amplia información y transparencia.

Las diferencias entre las distintas aplicaciones dependen en buena medida de los aspectos económicos de estas tecnologías (si son un negocio en el marco actual, si requieren modelos nuevos específicos o si se requiere apoyo en la regulación), pero también de la complejidad técnica de las tecnologías, no sólo en un sentido tecnológico sino de los aspectos de coordinación y operación relevantes.

Este proceso propuesto para la incorporación de estas tecnologías a los sistemas eléctricos chilenos requiere un rol activo de las diversas autoridades tanto para realizar los ajustes regulatorios que son necesarios como para hacer un seguimiento de los avances, ajustes en el proceso y fomentar una adecuada información a los agentes pertinentes.

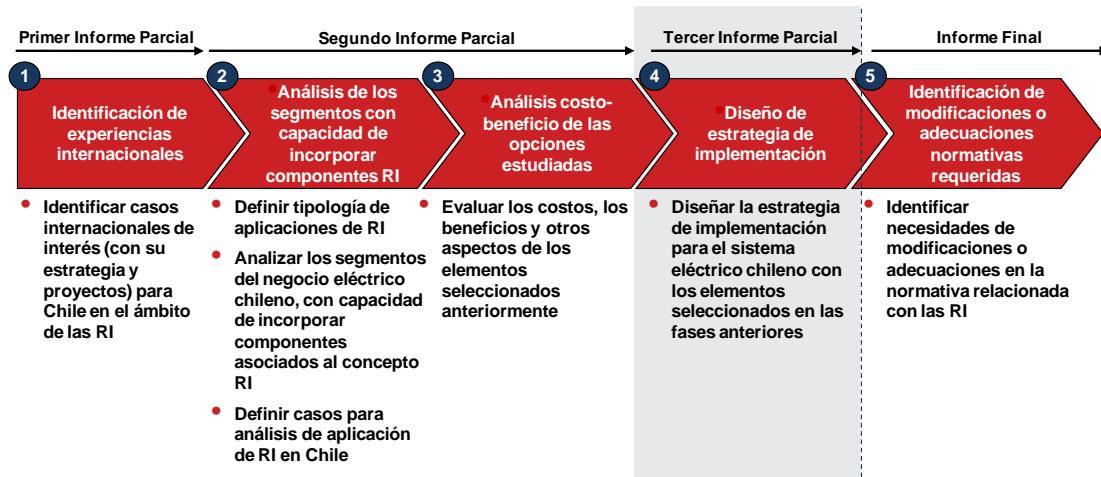
En ese contexto, algunos de los cambios regulatorios son más complejos que otros y requerirán un liderazgo de las autoridades que, como se mencionó, va más allá de los aspectos técnicos. Un Informe posterior (Informe Final), centrará su análisis en los cambios regulatorios requeridos, tanto a nivel de Ley como de reglamentos y/o normas técnicas.

¹¹¹ Medidores inteligentes, generación y almacenamiento local, microrredes, automatización y sensores y herramientas para gestión de activos.

19Introducción al Informe Parcial III

El presente documento constituye el Tercer Informe Parcial del estudio “Redes Inteligentes: Oportunidades de Desarrollo y Estrategia de Implementación en Chile”.

Ilustración 41: Actividades del Plan de Trabajo



Tal como se observa en el gráfico superior, este Informe se apoya en los dos Informes realizados previamente y su objetivo es diseñar la estrategia de implementación y desarrollo de Redes Inteligentes (RI) para el sistema eléctrico chileno, incluyendo las tecnologías siguientes:

- Medidores inteligentes
- Generación y almacenamiento local
- Microrredes
- Automatización y Sensores
- Herramientas para gestión de activos

En función de los resultados de los análisis previos, se presentan las estrategias para la implementación de estas tecnologías, considerando el rol que deberá tener el sector público y los agentes privados en el contexto del mercado eléctrico nacional. Para ello, se han definido medidas a adoptar por los diferentes actores involucrados.

Este Informe fue realizado por Eclareon en colaboración con el Centro de Innovación Tecnológica CITCEA de la Universidad Politécnica de Cataluña y con varios expertos externos chilenos.

20Estrategia general de implementación y desarrollo

La estrategia general de implementación y desarrollo de tecnologías y servicios de RI¹¹² en Chile se sustenta en los análisis desarrollados previamente:

- La revisión de la experiencia internacional, particularmente las estrategias implementadas en los casos analizados.
- El análisis de los costos y beneficios generales de la instalación de las diversas tecnologías asociadas a las RI¹¹³.

En cuanto a la experiencia internacional, el análisis ha mostrado que las diversas estrategias desarrolladas surgen de objetivos de política claramente definidos. Estos objetivos responden directamente a uno o más ejes principales de una política energética: aumentar la seguridad, reducir los impactos ambientales, mejorar la eficiencia y la calidad, pero además responden a menudo a objetivos económicos globales, como fomentar la competitividad o desarrollar tecnologías.

En algunos casos, los objetivos buscados eran muy específicos de modo que la estrategia se enfocaba directamente sobre estos (el caso de Texas, por ejemplo) y en otros se buscaba colaborar con una política global de desarrollo sobre algunos de los ejes globales mencionados (el caso de Corea, por ejemplo, y su estrategia de desarrollo económico).

En el caso de Chile, la política energética en general no tiene objetivos más amplios en un sentido económico sino que se entiende como sustento para el resto de las actividades económicas y sociales. Sin embargo, tampoco se han identificado áreas o temas específicos en los cuales el apoyo de estas tecnologías se considere un eje central, por lo que la estrategia básica debe considerar los objetivos generales de política. Para avanzar en la precisión de la estrategia, entonces, se deben generar mecanismos para definir mejor los objetivos esperados.

Considerando lo anterior, en el documento antecesor al presente Informe se evaluaron dos niveles de penetración de las tecnologías (sin definir a priori cuál de ellos es más probable):

- Un escenario de aplicación “natural” de tecnologías, es decir, sin una acción dirigida especialmente a maximizar su aporte al desarrollo de los potenciales identificados.

¹¹² A lo largo del Informe, “tecnologías” se referirá a tecnologías y servicios de RI.

¹¹³ Para efectos de la estrategia general lo relevante son las tendencias globales de los costos y beneficios, en particular la evaluación de los flujos en el tiempo y los riesgos asociados. En ese marco, los flujos de situaciones específicas –simulaciones de casos- no afectan estas recomendaciones de orden general.

- Un escenario de incorporación acelerada que profundiza o extiende el alcance de estas categorías y que tiende a la integración de estos elementos en los distintos proyectos, los que pueden alcanzar una escala mayor.

La penetración se relaciona con ciertos objetivos generales que pueden lograrse con RI u otros mecanismos, como por ejemplo:

- Mejorar la calidad de ciertos servicios, en particular en áreas donde este es de un estándar menor al promedio.
- Aumentar la integración de renovables, considerando en particular las recientes iniciativas para aumentar la participación de las renovables en las próximas décadas.
- Reducir los costos de energía, especialmente reduciendo los consumos en horario punta del sector productivo.

La penetración mayor o menor de estas tecnologías, como objetivo, dependerá sustancialmente de que las tecnologías de RI demuestren efectivamente que obtienen mejores resultados en las áreas mencionadas en comparación con mecanismos alternativos. Adicionalmente, algunas aplicaciones más complejas desde el punto de vista técnico (como la generación y almacenamiento local “inteligente” olas microrredes), requieren además el desarrollo de pilotos, para ver su funcionamiento real e integración con los sistemas existentes.

Por otra parte, el análisis de costos y beneficios tiene algunos aspectos clave que deben tomarse en cuenta, como los largos plazos para obtener beneficios, que una parte importante de los beneficios no son directamente apropiables por alguna de las partes y que hay un periodo sustantivo en el cual hay inversiones significativas realizadas que tienen bajos retornos.

Lo anterior sugiere que una estrategia de desarrollo en ese contexto debe considerar algunos criterios generales:

- Demostración de beneficios con casos concretos para apoyar (previamente) acciones regulatorias y legislativas.
 - Es decir, se debe trabajar en primer lugar en actividades que no requieran esperar modificaciones legislativas, incluyendo proyectos de escala menor (locales) y proyectos piloto, es decir de una escala aún menor (cuando existan aspectos tecnológicos y operacionales no resueltos).
- Vinculación de las actividades de RI con programas ya establecidos y con mayor nivel de desarrollo, en particular con los de eficiencia energética y de implementación de renovables, estableciendo vínculos con ámbitos que pudieran relacionarse como el del *net metering*.

- Difusión de resultados entre agentes con interés potencial: en particular con inversionistas en renovables y eficiencia, regulador, fiscalizador y agencias de fomento y establecer una difusión general de beneficios con consumidores.
- Desarrollo de instrumentos económicos apropiados para favorecer el desarrollo de las tecnologías.
- Desarrollo de normas técnicas adecuadas que garanticen un desarrollo de largo plazo que cumpla los objetivos y que establezca progresivamente lo esperado.
- Evaluación demostrable de potenciales beneficios apropiables para introducir ajustes en la regulación.

Un aspecto fundamental para el desarrollo de estas tecnologías es el reemplazo de los medidores actuales por medidores inteligentes, los cuales resultan significativamente más caros que los actuales. La justificación y aceptación de ese costo adicional, y en particular el traspaso de la propiedad del medidor a la empresa con su correspondiente retribución, requieren una sólida demostración de los beneficios de estas tecnologías.

Las Secciones siguientes presentan los detalles de la estrategia de implementación y desarrollo planteada para cada tecnología.

21 Medidores inteligentes

Los medidores inteligentes son la base de cualquier desarrollo de redes inteligentes, por lo que resulta esencial que se avance en su introducción de manera coherente con las necesidades de todos los desarrollos tecnológicos. El mayor obstáculo a su introducción es que la propiedad de los medidores no está completamente definida: puede ser de los propietarios del inmueble o de la empresa.

En la medida que gran parte de los medidores son efectivamente propiedad de los inmuebles, hacer el cambio tiene complejidades. Se requiere entonces que los medidores pasen a ser propiedad de las empresas y que, en consecuencia, la regulación reconozca expresamente este tipo de medidores asociados a ciertos tipos de opciones tecnológicas.

Dada la diferencial de costos significativa entre los medidores inteligentes y los medidores convencionales, para avanzar en los cambios regulatorios que permitirán la instalación de medidores inteligentes es esencial que se ponga en evidencia por medio de proyectos demostrativos que existen beneficios de la instalación de estos sistemas y que estos son suficientes para justificar su “masificación”. Debe notarse que en una primera etapa los medidores inteligentes estarán asociados directamente con otro tipo de tecnologías inteligentes, puesto que no existen mayores beneficios (en ausencia de figuras como el comercializador, por ejemplo) para su beneficio directo. Es decir, en este documento, los medidores inteligentes son parte siempre de un conjunto de tecnologías inteligentes.

Como no existe una prohibición de cambio de los medidores, estos pueden ser instalados para efectos demostrativos (como ya es el caso con Chilectra) y usar esos datos para generar la información necesaria para autoridades y usuarios.

La tabla siguiente presenta un resumen de la información más importante de la estrategia planteada para la implementación y desarrollo de medidores inteligentes, que se desarrolla posteriormente.

Tabla 116: Resumen de la estrategia de implementación y desarrollo de medidores inteligentes en Chile

		Resumen	Página
Objetivo general de implementación		<ul style="list-style-type: none"> • Permitir el despliegue de las tecnologías inteligentes. • Optimizar el aprovechamiento de desarrollos futuros de mercado. 	247
Modelo de negocio asociado		<ul style="list-style-type: none"> • Propiedad del medidor en la distribuidora financiado por tarifa regulada. 	247
Estudios previos requeridos		<ul style="list-style-type: none"> • Revisión de normas técnicas internacionales. 	247
Marco normativo		<ul style="list-style-type: none"> • No es necesario un cambio normativo para el uso e instalación de medidores inteligentes en un proyecto piloto. 	247
Etapas planteadas	Etapa 1: Ajustes regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo de la etapa: Propiedad de empresa de los medidores, debidamente tarificada • Actores involucrados: Empresas, Gobierno, grandes consumidores, asociaciones de consumidores, parlamentarios. • Educación de estos actores: Entrega de información experta a agentes relevantes de la regulación. Entrega de información detallada de las experiencias reales efectuadas. • Promoción y difusión: Ventajas en la cuenta final, mayor certeza en cobros, posibilidad de acceder a mejores tarifas. • Hitos del proceso: Cambio regulatorio en propiedad de medidores y consecuente financiamiento. • Medios de verificación/estudios previos: Publicación de textos legales. 	255

	Resumen	Página
Etapa 2: Despliegue progresivo	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo de la etapa: Incorporar progresivamente la tecnología y validar sus resultados• Actores involucrados: Empresas, Ministerio de Energía, SEC.• Educación de estos actores: Entrega de una información gestora (es decir, que permite tomar decisiones) completa: capaz de mostrar no sólo los beneficios globales de los medidores, sino también los beneficios concretos. Uso de los medios de información de las distribuidoras, pero también de las agencias públicas.• Promoción y difusión: Beneficios para todos los actores.• Hitos del proceso: Porcentaje de medidores cambiados.• Medios de verificación/estudios previos: Medidores instalados	256

21.1 Objetivo general de implementación

El objetivo principal de la implementación de medidores inteligentes en Chile es permitir el despliegue de las tecnologías inteligentes, pero también optimizar el aprovechamiento de desarrollos futuros de mercado (como por ejemplo, el comercializador). Es decir, en el contexto de este análisis, los medidores inteligentes son necesarios para apoyar el desarrollo de varias de las otras tecnologías de redes inteligentes, pero además pueden en un largo plazo aportar a innovaciones en los mercados.

21.2 Modelo de negocio asociado

En el caso de los medidores, la inversión y mantención de estos debe quedar incorporada en la regulación, en el entendido que pasan a ser propiedad de las empresas, dentro de la empresa eficiente diseñada por la regulación. La dificultad mayor es el costo muy superior de estos medidores respecto a los convencionales, por lo que debe especificarse técnicamente las condiciones del requerimiento de un medidor inteligente respecto al estándar.

21.3 Estudios previos requeridos

Como para toda la Red Inteligente, donde los medidores inteligentes no son la excepción, la clave fundamental está en la infraestructura de telecomunicaciones. Tal como se reflejó en el Informe anterior (Informe Parcial II), existen distintas tecnologías de comunicación (PLC, GPRS, DSLO, y Fibra Óptica, entre otras).

Independientemente de la forma en que se envíe la información, lo principal que se requiere es una seguridad inherente, de lo que carece, por ejemplo, la tecnología IP de la actual Internet. Por esta razón, se necesitan pruebas y estudios previos para probar la infraestructura, para después desarrollar las aplicaciones del lado del cliente y del lado del suministrador.

21.4 Marco normativo¹¹⁴

Existen varias consideraciones que deberán tenerse necesariamente a la vista para el éxito de una iniciativa de esta naturaleza en el largo plazo, las cuales se detallan a continuación.

En el caso de implementarse el programa en instalaciones existentes, se debe proceder mediante el Servicio Asociado “CAMBIO O REEMPLAZO DE MEDIDOR”¹¹⁵.

¹¹⁴ Esta Sección se centra en detallar la regulación existente que puede “aprovecharse” para desarrollar la tecnología.

¹¹⁵ Servicio contenido en el Decreto Supremo N° 197, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Fija Precios de servicios no consistentes de suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica”.

- Este servicio consiste en el “retiro del medidor existente e instalación en su reemplazo de otro de iguales o diferentes características, a solicitud del cliente y conforme a modalidad tarifaria” y además dispone que este servicio también puede ser prestado “a requerimiento de la distribuidora ante situaciones que impidan la correcta medida y que sean debidamente fundadas y comprobadas técnicamente”.
- El servicio incluye:
 - La atención comercial.
 - El cambio del medidor existente por otro de iguales o distintas características, siempre y cuando no implique el cambio de la caja del medidor ni su tipo de montaje.
 - La desconexión y retiro del medidor existente.
 - La instalación, conexión y precintado del nuevo medidor para su correcta puesta en funcionamiento, en cuyo caso se deberá realizar una verificación y programación del medidor nuevo, previo a su instalación.
 - Verificación de la puesta en servicio, incluyendo una toma de lectura del medidor retirado y del nuevo instalado.
- Por el contrario, el servicio no incluye:
 - El cambio de otros elementos asociados a la medida como protecciones o transformadores de corriente o tensión ni de cualquier otro tipo de equipamiento fuera del propio medidor a instalar.
 - La reparación eventual de elementos del empalme.
- El nuevo medidor podrá ser provisto por el cliente o por la distribuidora a petición expresa del cliente.

Asimismo, en caso de que se estipule que la propiedad del medidor permanezca en el cliente, debe activarse el Servicio Asociado “ARRIENDO DE MEDIDOR”¹¹⁶.

- Este servicio consiste en “el arriendo de un medidor a solicitud del cliente, conforme a los requerimientos tarifarios de éste y por un período mínimo de un año, contra el pago de un canon mensual o bimestral, según acuerdo entre el arrendatario y su proveedor. El servicio debe garantizar la calidad de la medida y su continuidad.

¹¹⁶Según lo establece el señalado Decreto Supremo N° 197, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

- Este servicio incluye la provisión, instalación, conexión y puesta en funcionamiento del medidor a ser arrendado.
- Adicionalmente, incluye la calibración y programación previa a la instalación del medidor, la verificación de la puesta en servicio, y su mantenimiento regular en el terreno, incluyendo materiales.
- Asimismo, se deberá proveer la reposición inmediata ante eventuales desperfectos propios del medidor o por causas no imputables al cliente en el plazo máximo de 48 horas posteriores a la recepción del aviso.
- No se incluye el retiro del medidor, la instalación de transformadores de corriente o tensión, protecciones, u otro tipo de equipamiento fuera del propio medidor a arrendar”.
- Es importante señalar que el costo de los señalados servicios debe sujetarse estrictamente a lo dispuesto en el pliego tarifario contenido en el decreto señalado, por lo que sus mayores costos deberán necesariamente ser absorbidos por la empresa distribuidora que los instala.

Conforme lo dispone el Artículo 124 del Decreto Supremo N°327, de 1997, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, los medidores sólo pueden ser instalados si han sido previamente revisados, calibrados, sellados y certificados, y serán controlados, a partir de ese momento, por cualquier organismo o laboratorio de certificación autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para tal efecto, independientemente de la titularidad del dominio sobre ellos.

Por su parte, el Decreto Supremo N°298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba Reglamento para la Certificación de productos eléctricos y combustibles”, establece los sistemas y mecanismos de certificación que deben seguirse para certificar adecuadamente productos como los medidores.

Los sistemas de certificación dispuestos por el aludido decreto están basados en la Guía ISO/CASCO *“Assessment and verification of conformity to standards and technical specifications”*, y corresponden a los siguientes:

Tabla 117: Sistemas de certificación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Denominación	Descripción
Sistema 1	<p>Ensayo de tipo seguido del control regular de los productos.</p> <p>Sistema basado en el ensayo de tipo pero con cierta acción de seguimiento, dirigida a comprobar que la producción subsiguiente es conforme. El ensayo de las muestras de fábrica implica un control regular de las muestras de los modelos sometidos al ensayo de tipo, seleccionados de la producción del fabricante, antes de su entrega al cliente. Pueden distinguirse los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 3 para productos fabricados y ensayados en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 3 para productos fabricados en el extranjero, cuyo ensayo de tipo se realiza en Chile, y los ensayos de las muestras subsiguientes se realizan en el extranjero c) Para productos fabricados en el extranjero, cuyos ensayos de tipo y de las muestras de las partidas subsiguientes se realizan en Chile.
Sistema 2	<p>Ensayo de tipo y evaluación del control de calidad de fábrica y su aceptación seguidos de vigilancia que toma en consideración la auditoría del control de calidad de la fábrica y el ensayo de muestras de fábrica y del mercado.</p> <p>Sistema basado en el ensayo de tipo, con evaluación y aprobación de las disposiciones de control de calidad del fabricante, seguidas de vigilancia regular mediante inspección del control de calidad de fábrica y ensayo de las muestras del mercado y de la fábrica. Pueden distinguirse los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 5 para productos fabricados y ensayados en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 5 para productos fabricados en el extranjero, cuyo ensayo de tipo se realiza en Chile y los ensayos de las muestras de fábrica subsiguientes se realizan para Chile, en el extranjero.
Sistema 3	<p>Ensayo por lotes</p> <p>El ensayo por lotes es un sistema en virtud del cual un lote de un producto o familia de productos es sometido (a) a ensayo de muestreo y del cual se emite un veredicto sobre la conformidad con la especificación (Sistema ISO/CASCO N° 7).</p>

	Denominación	Descripción
Sistema 4	Ensayo al 100%	<p>El ensayo al 100% es un sistema en virtud del cual se someten a ensayo todos y cada uno de los productos, según los requisitos dispuestos por la Superintendencia mediante los Protocolos de análisis y/o ensayos. Pueden distinguirse los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 8 para productos ensayados en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 8 para productos ensayados "in situ" en Chile. c) Sistema ISO/CASCO N° 8 para productos fabricados y ensayados en el extranjero.
Sistema 5	Ensayo de tipo, seguido de auditorías del sistema de calidad del fabricante	<p>Sistema basado en el ensayo de tipo, seguido de auditorías anuales del sistema de control de calidad utilizado por el fabricante. Se distinguen los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 1 (Ensayo de tipo) seguido de auditorías anuales del sistema de calidad utilizado por el fabricante, en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 1 (Ensayo de tipo) en Chile, seguido de auditorías anuales del sistema de calidad utilizado por el fabricante, en el extranjero.
Sistema 6	Especial	<p>Sistema basado en el reconocimiento de los certificados de tipo, aprobación, sello de calidad y marca de conformidad, emitidos por organismos de certificación con domicilio en el extranjero, seguido de la extracción de una muestra del lote o partida, la cual es sometida a los análisis y/o ensayos establecidos en los Protocolos respectivos.</p>
Sistema 7	Reconocimiento mutuo	<p>Sistema basado en el reconocimiento mutuo en materias de certificación de productos eléctricos y de combustibles entre el Estado de Chile y un Estado o conjunto de Estados, y se regirá de acuerdo a las normas técnicas y reglamentarias aceptadas por las Partes.</p>

En la práctica, en el ámbito chileno, la industria de certificación de productos –dados los volúmenes de demanda, el tamaño del mercado y la sofisticación requerida para sus análisis– adolece de significativas dificultades para desarrollarse con el dinamismo y velocidad que requieren los mercados que abastecen.

En vista de ello, cada vez con más frecuencia los productos de alta sofisticación reciben su autorización para ser comercializados mediante la facultad establecida en el artículo 9º del Decreto Supremo N°298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual dispone que en el caso de que un producto no pueda certificarse de acuerdo a alguno de los sistemas de certificación establecidos por el mismo reglamento, por falta de Organismo de Certificación autorizado para tales efectos, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles podrá autorizar, mediante resolución fundada, la comercialización de dicho producto, en cuyo caso el interesado deberá solicitarlo expresamente.

Con todo, y de cara a una operación más de largo plazo, se requiere una estandarización generalizada y uniforme aplicable a todas las compañías en materia de la tecnología y aplicaciones que deben poseer los medidores inteligentes y en ese sentido se deberían orientar esfuerzos de la autoridad y de la industria. En general, en el ámbito nacional, la elaboración de normas técnicas emana principalmente de recoger las prácticas y normas observadas a nivel comparado; por lo general, esa es la vía por la que se procede para obtener la autorización de la SEC referida en el párrafo precedente y, ese es el modo como se inicia el estudio de la emisión de una norma técnica cuando se pretende ya su aplicación general y uniforme: recogiendo las prácticas internacionales en un determinado ámbito.

Por cierto, ese es el camino que debe seguirse para efectos de la medición inteligente: identificar aquellas normas internacionales o extranjeras que mejor se adapten a las necesidades y posibilidades de las redes chilenas, lo que obviamente requiere primero que sean detectadas y consensuadas entre los actores involucrados (empresas, Ministerio de Energía, SEC) esas necesidades y posibilidades.

Del mismo modo, las tecnologías de comunicación de datos implícitas en la introducción de tecnologías de la información que incorporan los medidores inteligentes, deben acogerse a lo dispuesto por la ley N° 18.168, “Ley General de Telecomunicaciones”¹¹⁷. Conforme lo dispone la señalada ley en su artículo 3º, los servicios de telecomunicaciones que se desprenden de la actividad de los medidores inteligentes deben entenderse clasificados en la categoría de

¹¹⁷ La Ley General de Telecomunicaciones da un marco amplísimo de qué se entiende por dicho concepto al señalar: “Artículo 1º.- Para los efectos de esta ley, seentenderá por telecomunicación toda transmisión, emisióno recepción de signos, señales, escritos, imágenes,sonidos e informaciones de cualquier naturaleza, por líneafísica, radioelectricidad, medios ópticos u otros sistemaselectromagnéticos.”. En ese entendido, las comunicaciones requeridas en una red inteligente no pueden más que ser comprendidas dentro del ámbito de dicha ley.

“Servicios limitados de telecomunicaciones”, cuyo objeto es satisfacer necesidades específicas de telecomunicaciones de determinadas empresas, entidades o personas previamente convenidas con éstas y cuya prestación no podrá dar acceso a tráfico desde o hacia los usuarios de las redes públicas de telecomunicaciones. Estos servicios pueden comprender Servicios de telecomunicaciones de libre recepción o de radiodifusión (servicios que pertenecen a otra categoría, conforme el mismo artículo), cuyas transmisiones están destinadas a la recepción libre y directa por el público en general o también servicios de radiodifusión de mínima cobertura¹¹⁸.

Según lo dispuesto por la Ley General de Telecomunicaciones, los servicios limitados de telecomunicaciones no requieren para su instalación, operación y explotación de una concesión otorgada mediante decreto, sino sólo de un permiso entregado por resolución exenta de la Subsecretaría de Telecomunicaciones dependiente del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. Dichos permisos tienen una duración de diez años renovables a solicitud de parte interesada.

Existen excepciones a esta regla general, que están constituidas, para el caso que nos interesa de las redes inteligentes, por los siguientes servicios:

- Servicios limitados constituidos por estaciones de experimentación¹¹⁹ y por estaciones que operen en bandas locales o comunitarias (cuya licencia expedida por la Subsecretaría de Telecomunicaciones es de más fácil obtención y tiene una duración de 5 años, renovable por períodos iguales a solicitud de parte interesada).
- Servicios limitados cuyas transmisiones no excedan el inmueble de su instalación o que utilicen sólo instalaciones y redes autorizadas de concesionarios de servicios intermedios¹²⁰ para exceder del ámbito del inmueble señalado, que no requieren de concesión y tampoco de licencia.

¹¹⁸ Aquellos constituidos por una estación de radiodifusión cuya potencia radiada no exceda de 1 wat como máximo, dentro de la banda de los 88 a 108 MHz. Esto es, la potencia del transmisor y la que se irradia por antena no podrá exceder de 1 wat y su cobertura, como resultado de ello, no deberá sobrepasar los límites territoriales de la respectiva Comuna.

¹¹⁹ Se define como Estación Experimental aquella que utiliza las ondas radioeléctricas para efectuar experimentos que pueden contribuir al progreso de la ciencia o de la técnica. Definición que, por cierto, puede resultar funcional al caso de las transmisiones de telecomunicaciones de las redes inteligentes.

¹²⁰ Los Servicios intermedios de telecomunicaciones, son aquellos que están constituidos mediante concesión, pero sólo se dedican a ofrecer sus instalaciones y redes a satisfacer las necesidades de los concesionarios o permissionarios de telecomunicaciones en general, o a prestar servicio telefónico de larga distancia. Son, en definitiva, intermediarios, a raíz de que su servicio consiste únicamente en poner a disposición de terceros sus redes para los servicios de telecomunicaciones.

Ambas excepciones pueden resultar aplicables a las redes inteligentes y la puesta en marcha de los medidores inteligentes con las principales funcionalidades que pueden ofrecer tales tecnologías.

Pese a que en el corto plazo no existen barreras regulatorias para la introducción masiva de medidores inteligentes en Chile, es necesario insistir en que en nuestro ámbito no existen incentivos suficientes ni para el consumo ni para la oferta de disponer de medidores inteligentes:

- Desde el lado del consumo, la principal y obvia barrera que enfrentan estas tecnologías está dada por su elevado costo y las escasas funcionalidades que el consumidor puede aprovechar de una medición sofisticada. A nivel comparado, los principales alicientes a incorporar estas tecnologías a nivel masivo están dados por la factibilidad de hacer *switching* (cambios a solicitud del consumidor en la entidad que le provee de la energía) y de acceder a un marco de flexibilidad tarifaria que le permita al consumidor gestionar su demanda en respuesta a las señales de mercado.
- Del lado de la oferta, a su turno, los incentivos principales de la introducción de medidores inteligentes vendrían dados por la mejora que estos sistemas de medición pueden suponer en el pliego tarifario actual, en el control del hurto de energía, en la detección y gestión oportuna de fallas y contingencias de black-out, y en la reducción considerable de los costos de medida y mantención de los medidores.

El pliego tarifario chileno descansa, en algunas de sus opciones, en estimaciones de las cantidades de potencia demandada que en su momento reflejaron el mayor costo relativo de realizar la medición. Estas metodologías podrán fácilmente ser abandonadas mediante la introducción de la medición inteligente, reduciendo los ámbitos de incertidumbre de la empresa distribuidora. También es posible reducir la incertidumbre de la distribuidora mediante un mejor conocimiento de sus clientes. Los medidores inteligentes podrían aportar información muy relevante para efectos de que la distribuidora, como comercializadora de energía, pueda gestionar de manera más eficiente sus contratos de suministro con las generadoras: la curva de carga de sus clientes, es por cierto, la más evidente fuente de información para tales fines.

En este sentido, resulta muy claro que, dado el actual desarrollo de la industria eléctrica nacional, la introducción de medidores inteligentes presenta mayor potencial en el marco de generación distribuida ya sea residencial o de escala mayor, aunque, por cierto, en el segmento de clientes regulados industriales presenta una factibilidad mayor de ser implementada. En ese ámbito, bien podría una norma técnica disponer de condiciones de conexión para el consumidor más exigentes, suficientes para encontrarnos ya en el ámbito de la medición inteligente.

Por último, es importante señalar que existen barreras relevantes en relación a la comunicación y tratamiento de la información reportada por los medidores inteligentes y las redes inteligentes en general. La ley N°19.628 sobre protección de datos y la ley N°19.496 sobre protección de

los derechos de los consumidores pueden presentar una barrera significativa en este aspecto; dichas barreras empero, pueden sortearse eficazmente en esta etapa preliminar mediante contratos acabados y explícitos referentes al uso de la información recabada mediante la medición inteligente, pero en el largo plazo demandarán de seguro un grado de atención específico por parte de los legisladores para atender a los nuevos desafíos que supone la introducción de estas tecnologías.

21.5 Etapas planteadas

El objetivo buscado es generar las condiciones en Chile para lograr un escenario donde los clientes gestionen su consumo y demanda a través de las herramientas que otorgan la implementación y uso de los medidores inteligentes. Para ello, se plantea la implementación de esta tecnología mediante dos fases principales de desarrollo:

- La Fase 1 se concentrará en realizar ajustes regulatorios.
- La Fase 2 será el despliegue progresivo de redes inteligentes.

21.5.1 Etapa 1: Ajustes regulatorios

Para una adecuada incorporación de los medidores inteligentes al sistema de distribución en Chile, se requieren cambios normativos y regulatorios que permitan el desarrollo armónico de esta tecnología. Resulta relevante establecer estándares debidamente estudiados, como definir las funcionalidades mínimas que deben tener los medidores inteligentes y el protocolo de comunicación a emplear.

Asimismo respecto a la implementación, sería necesario impulsar que a partir de una fecha determinada todos los medidores que se instalen para estos fines, sean medidores inteligentes. Otros aspectos que debe cubrir el marco regulatorio, son puntos sustanciales para una adecuada implementación como la propiedad de los medidores y el consecuente financiamiento, promover incentivos para facilitar que los clientes migren del actual medidor hacia esta tecnología, sobre la base de si es propietario del medidor.

Existe gran discusión en otros países por la protección de los datos y resguardos por la información que es posible extraer de éstos, por tratarse de material que de algún modo define el comportamiento de un hogar residencial, se sostiene debe ser tratado como confidencial y privado, la encriptación para la transferencia de datos y mecanismos que aseguren la correcta y segura manipulación de los datos parecen dar respuestas a estas interrogantes. Por ejemplo, la experiencia ha mostrado que el análisis de la información ha permitido detectar prácticas ilegales en algunos hogares de EE.UU. confirmando la instalación de plantaciones “*indoor*” con sustancias psicotrópicas.

Las modificaciones a la regulación vigente deben permitir que las redes de distribución sean abiertas a un modelo de operación bidireccional y al acceso de los clientes, (incluso aquellos de menor tamaño), a la elección de su suministrador y de un esquema tarifario horario.

La promoción de los ajustes regulatorios, requerirá campañas de información y educación de nivel experto. En general, en Chile no se han realizado esfuerzos sistemáticos de educación ante los cambios tecnológicos significativos en temas energéticos, por lo que se deberá poner especial acento en este tema con la introducción de redes inteligentes. El Ministerio de Energía debería procurar los medios para disponer de análisis experto en los diversos aspectos de las RI (no sólo los estrictamente técnicos, sino considerar las implicancias económicas y legales) a nivel de Universidad para apoyar el proceso legislativo.

21.5.2 *Etapa 2: Despliegue progresivo*

El primer paso es promocionar y difundir las razones de la necesidad de reemplazar los viejos medidores por medidores inteligentes para que la comunidad social y vecinal no se encuentren a la defensiva frente a la implementación de esta tecnología. Dado que la decisión de cambio de medidores debe ser opción del distribuidor en función de la necesidad, es esencial informar y educar debidamente para evitar rechazos.

El despliegue progresivo tiene que ser acompañado con información de nivel de gestor: es decir, que permita a las personas aprovechar las ventajas de estas tecnologías. En el caso chileno, las ventajas de los medidores están asociadas a otros tipos de tecnologías, por lo que es en ese marco en el que se debe enfatizar las medidas de información y educación. En el caso de los medidores, el mayor esfuerzo educativo y de información debe estar centrado en sobreponerse a las potenciales objeciones o temores de la población respecto a los medidores, en particular considerando su alto costo.

Esta concientización se justifica en la adecuación que involucra el actual uso de la energía, donde se ha vuelto más complejo de lo que era hace una generación y será más complicado aún. La experiencia ha demostrado que existe un retorno medible de la inversión, tanto en términos de ahorro energético como de reducción en emisiones de carbono.

El rol que juegan las empresas, Ministerio de Energía y la SEC es fundamental para ejercer correctamente su implementación, supervisando las actividades y los resultados efectivos. Los resultados podrán ser sometidos a una verificación mediante la contrastación de los valores tomados por los nuevos medidores versus los antiguos. La finalidad de este hecho radica principalmente en asegurar a la comunidad que la nueva forma de medida es correcta y que no es imputable a errores tecnológicos o de software, por ejemplo. Así, y puesto que no existen soluciones únicas para aumentar la confiabilidad del usuario, es que el nivel y fuerza de la implementación deberán ser acordes con el impacto medido.

22Generación y almacenamiento local

La generación y almacenamiento local en el marco de redes inteligentes es una extensión de los procesos de generación local que están siendo impulsados en el país, tanto en muy pequeña escala y aislada (zonas remotas) como en el contexto del desarrollo de generación distribuida. La reciente ley de *net metering* y, el desarrollo para favorecer la generación distribuida, se orientan a una evolución creciente de generación descentralizada.

La generación y almacenamiento local en el contexto de redes inteligentes implica un nivel de complejidad adicional. Considerando el desarrollo relativamente limitado de estas tecnologías en generación distribuida y en particular la nula experiencia de almacenamiento, se exige un tratamiento estratégico específico que considere en primer lugar el desarrollo de pilotos.

- El objetivo de estos pilotos es permitir comprender la operación, costos reales, beneficios e impactos de este tipo de opciones en función de las tecnologías que son apropiadas para Chile.
- A partir de estos pilotos, es posible un despliegue progresivo que se imbrique con el desarrollo general de generación descentralizada, ocupando un espacio creciente de la generación descentralizada, en particular con renovables.

Los pilotos se caracterizan por ser de una escala suficiente para poder analizar las implicancias para los sistemas eléctricos, pero aun así ser de una escala inferior a un desarrollo comercial estándar. Es decir, no se trata sólo de analizar aspectos económicos, en los que se genera a una escala menor que la óptima de rentabilidad, sino también de comprender los verdaderos impactos desde el punto de vista técnico y ambiental.

La tabla siguiente presenta un resumen de la información más importante de la estrategia planteada para la implementación y desarrollo de generación y almacenamiento local, la cual será desarrollada posteriormente.

Tabla 118: Resumen de la estrategia de implementación y desarrollo de generación y almacenamiento local en Chile

	Resumen	Página
Objetivo general de implementación	<ul style="list-style-type: none"> Favorecer la instalación de sistemas distribuidos en el país con el fin último de apoyar mayores niveles de seguridad y menores emisiones, así como mejor calidad de servicio en ciertas zonas. 	262
Modelo de negocio asociado	<ul style="list-style-type: none"> Pago en regulación a proveedores individuales de energía 	262
Estudios previos requeridos	<ul style="list-style-type: none"> Estudios de costos para pilotos. Revisión de normas técnicas internacionales 	262
Marco normativo	<ul style="list-style-type: none"> La generación local no requiere modificaciones regulatorias, sino que sea totalmente implementado el reciente mecanismo dispuesto por la ley N°20.571. En el caso de los pequeños medios de generación distribuida, la regulación debería ser modificada para facilitar la introducción de esas tecnologías, pero ese puede resultar un esfuerzo de largo aliento. El almacenamiento sí requiere de modificaciones regulatorias, puesto que no ha sido considerado por ninguno de los textos normativos que se refieren a pequeña generación (ni a nivel de ley ni a nivel reglamentario) como un medio de generación que pueda acogerse a las disposiciones que propenden a facilitar la conexión de energía y potencia a nivel local. El almacenamiento sólo puede ser recogido en la regulación eléctrica hoy, sin mediar interpretaciones de la autoridad que permitan considerar a las tecnologías de almacenamiento como un medio de generación, bajo la modalidad de un servicio complementario, pero con ello, aunque en ese ámbito pueden ser muy valiosos, abandona su componente local para pasar a prestar servicios a la operación del sistema eléctrico en su 	262

		Resumen	Página
		conjunto.	
Etapas planteadas	Etapa 1: Pilotos para definir funcionamiento de sistemas	<ul style="list-style-type: none"> • Pasos a seguir: 1. Identificar localidad típica (según definición de regulación) 2. Definir financiamiento 3. Implementar • Población objetivo: Localidad con potencial de generación renovable • Recolección de datos. • Hitos y medios de verificación: Un año de diseño, un año de concurso e instalación, un año de pruebas • Estrategias de comunicación y difusión: Coordinación entre Ministerio y agencias implementadoras • Conjunto de variables y parámetros a medir: Costos, funcionamiento técnico, calidad de servicio • Mecanismos de financiamiento: Proyecto CORFO • ¿Se requiere modificación normativa?: No • Costo del piloto <ul style="list-style-type: none"> - Inversión estimada entre CLP17.570 y 41.000 millones, a realizar en cuatro años. - Fases previas a implementación: 5 a 10 trabajadores (equivalentes) a tiempo completo durante un año. - Durante despliegue, seguimiento y evaluación: 10 a 15 trabajadores (equivalentes) a 	266

	Resumen	Página
	<p>tiempo completo durante tres años.</p>	
Etapa 2: Ajustes regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo de la etapa: Mejoras en la regulación específica y normas técnicas. • Actores involucrados: Empresas, Gobierno, grandes consumidores, asociaciones de consumidores, parlamentarios, consultores y especialistas. • Educación de estos actores: Entrega de información experta a agentes relevantes de la regulación. Entrega de información detallada de las experiencias reales efectuadas. • Promoción y difusión: Mayor seguridad y calidad de servicio, mejores tarifas, menos emisiones. • Hitos del proceso: Nuevas normas técnicas. • Medios de verificación/estudios previos: Publicación de textos legales. 	268

	Resumen	Página
Etapa 3: Despliegue	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo de la etapa: Incorporar progresivamente la tecnología y validar sus resultados. Integrar con renovables.• Actores involucrados: Empresas, Ministerio de Energía, SEC.• Educación de estos actores: Entrega de una información gestora (es decir, que permite tomar decisiones) respecto a las ventajas de los sistema de generación local inteligentes. Uso de los medios de información de las distribuidoras, pero también de las agencias públicas, en particular el Centro de Energías Renovables.• Promoción y difusión: Beneficios para todos los actores. Integración de renovables. Mayor seguridad.• Hitos del proceso: Zonas "inteligentes".• Medios de verificación/estudios previos: Apoyo en I+D para almacenamiento a escala menor.MW instalados.	269

22.1 Objetivo general de implementación

El objetivo general de la implementación y el desarrollo de las tecnologías de generación local y almacenamiento es favorecer la instalación de sistemas distribuidos en el país con el fin último de apoyar mayores niveles de seguridad y menores emisiones, así como mejor calidad de servicio en ciertas zonas.

22.2 Modelo de negocio asociado

Los sistemas de generación y almacenamiento local con redes inteligentes podrán acceder a las mismas opciones de desarrollo de negocio que otros sistemas de generación distribuida, es decir, básicamente el acceso específico determinado para los PMG y PMGD y los definidos en el marco de los proyectos de *net metering*, con la ventaja de optimizar su funcionamiento y su potencial económico al contar con almacenamiento que permite reducir la variabilidad y la gestión inteligente de sus flujos.

Su particularidad deberá analizarse en términos de los eventuales costos que pueda implicar la gestión de estos flujos, en cuyo caso podría existir ajustes regulatorios que favorecieran los sistemas de generación distribuida con RI:

22.3 Estudios previos requeridos

Los estudios requeridos para estas tecnologías deberán ser acordes a los establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación para Pequeños Medios de Generación Distribuidos (NTCO PMGD) publicada en segunda revisión durante el 2013.

En específico para almacenamiento local, se deberán incluir apartados en la normativa que aborde temas específicos para esta tecnología, como inyección de armónica y criterios de seguridad entre otros.

Asimismo, se prevé la necesidad de complementar los estudios de factibilidad técnica con análisis de costo beneficio, esto con el fin de determinar la ubicación óptima social del almacenamiento y su dimensión. Los análisis de costos y beneficios podrán desarrollarse adecuadamente una vez completados los proyectos piloto que entregarán la información necesaria.

22.4 Marco normativo

La Ley General de Servicios Eléctricos establece dos mecanismos para la inyección de generación distribuida en el sistema:

- Uno aplicable a cualquier tecnología de generación de hasta 9 MW, denominados Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMG y PMGD), regulados en detalle por el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que "Aprueba Reglamento para Medios de

Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos".

- Otro a través de la Ley N°20.571 "ley de Net Metering", destinada a generadores renovables no convencionales y de cogeneración eficiente (CHP) cuya potencia instalada no exceda de los 100 kW.

En julio de 2013 fue actualizada la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión (1 a 23 kV de tensión nominal), que establece los requisitos técnicos a que debe sujetarse una instalación de PMGD. La norma regula:

- a) La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación.
- b) Procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación de un PMGD.
- c) Exigencias técnicas para la conexión de un PMGD.
- d) Exigencias técnicas para la operación de PMGD en estado normal y alerta del sistema de distribución.
- e) Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD.

En términos amplios, la generación local no requiere modificaciones regulatorias, sino que sea totalmente implementado el reciente mecanismo dispuesto por la ley N°20.571: esto es, que se dicten el reglamento correspondiente y su norma técnica, por el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía respectivamente.

En el caso de los pequeños medios de generación distribuida, la regulación dispuesta por el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podría ser modificada para facilitar la introducción de esas tecnologías, pero ese puede resultar un esfuerzo de largo aliento dada su complejidad y las restricciones que da el marco legal chileno a la potestad reglamentaria del Presidente de la República.

Almacenamiento Local

El almacenamiento sí requiere de modificaciones regulatorias, puesto que no ha sido considerado por ninguno de los textos normativos que se refieren a pequeña generación (ni a nivel de ley ni a nivel reglamentario) como un medio de generación que pueda acogerse a las disposiciones que propenden a facilitar la conexión de energía y potencia a nivel local.

El almacenamiento sólo puede ser recogido en la regulación eléctrica hoy, sin mediar interpretaciones de la autoridad que permitan considerar a las tecnologías de almacenamiento como un medio de generación, bajo la modalidad de un servicio complementario, pero con ello, aunque en ese ámbito pueden ser muy valiosos, abandona su componente local para pasar a prestar servicios a la operación del sistema eléctrico en su conjunto.

Un mecanismo para forzar la asimilación de las tecnologías de almacenamiento dentro de la categoría de generadores, pero en este específico caso de generadores renovables no

convencionales, sería proceder a realizar la consulta a que se refieren los artículos 225° letra aa) numeral 7) de la Ley General de Servicios Eléctricos y 64 del Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que disponen que la Comisión Nacional de Energía podrá clasificar, de oficio o a petición de parte, como no convencionales a fuentes energéticas no incluidas dentro de esa categoría ni en la ley ni en el reglamento, en la medida que la utilización de dichas fuentes tengan un bajo impacto ambiental y contribuyan a aumentar la seguridad del abastecimiento energético. Se estima, en todo caso, que no es sencillo que las tecnologías de almacenamiento pueden ser asimilados a un sistema de generación, pero ello no obsta a que igualmente puedan ser incorporados a las redes sin restricciones evidentes¹²¹. Con respecto a este punto, debe observarse que la asimilación de las tecnologías de almacenamiento como medios de generación dependerá de la apreciación específica de las características que, en los hechos, presente una determinada tecnología. En principio, el almacenamiento de energía potencial parece conceptualmente más próximo a la generación de energía eléctrica mediante fuentes primarias; el almacenamiento, en cambio, mediante baterías parece un poco más distante en términos conceptuales. Con todo, en ambos casos, las tecnologías de almacenamiento difícilmente se podrán asimilar a medios de generación renovables –aunque ciertamente pueden ser considerados no convencionales–pero ello siempre dependerá del arbitrio de la autoridad.

En los Sistemas Medianos la tecnología de almacenamiento podría tener un mayor impacto y resultar más acorde con su marco regulatorio, dado que la integración vertical que se da en tales mercados permite que los intereses del generador-distribuidor integrado no se vean necesariamente afectados por la introducción de almacenamiento local. De hecho podrían existir incentivos para su promoción, por la mayor seguridad y menores pérdidas que ocasionan al servicio eléctrico.

La admisión de generación distribuida en los Sistemas Medianos requiere eso sí, mayores reformas regulatorias. La organización industrial de tales segmentos, como se señaló, se presenta bajo la forma de industrias verticalmente integradas, en las que la generación y la distribución-transporte son realizadas por una misma entidad. Esta forma organizativa, que no admite competencia no es un monopolio de privilegio, pues no se desprende directamente de la ley, que muy por el contrario se coloca en la hipótesis de que exista más de un generador en dichos sistemas (el artículo 173 de la LGSE señala expresamente en su inciso final que cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente); pero a nivel reglamentario no se encuentra resuelto aún cómo debe coordinarse la

¹²¹Salvo en cuanto no pueden acceder a los mecanismos de “facilitación” que han sido diseñados para los pequeños medios de generación y para la generación residencial.

operación de los señalados sistemas. Desde luego, para que el actor secundario de generación pueda operar como un pequeño medio de generación, deberá existir un CDEC en tales sistemas, pues ese es el supuesto que exige la LGSE en su artículo 149.

Asimismo, y esto es válido tanto para los sistemas interconectados de capacidad instalada superior a 200 MW como para los sistemas medianos, la regulación chilena no admite supuestos de generación y abastecimiento local. La venta de energía no puede ser materializada directamente por el pequeño generador cualquiera sea el punto y las magnitudes de su conexión, sino que es mediatizada: en el caso de los pequeños medios de generación es el sistema en su conjunto el que adquiere su energía en el mercado spot; en el caso de las generación distribuida residencial (*net metering*) es la distribuidora la que se supone la compradora de dicha energía. Esto, que encuentra su fuente en la estructura comercial diseñada por la LGSE, redunda en importantes limitaciones en el desenvolvimiento físico de la energía, puesto que en escenarios de *blackout*, los pequeños medios de generación no pueden actuar como respaldo de las pequeñas zonas que podría potencialmente abastecer. Pero, nuevamente, principal limitación para que esta hipótesis de verifique es de índole comercial, puesto que no existe un precio que pueda ser asignado a esa energía, dado que precisamente a raíz de la contingencia de *blackout* la señal de precios que le sirve de guía ha desaparecido.

Es importante tener presente que dada la regulación actual dispuesta por el Decreto Supremo N°298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, los equipos de generación eléctrica superiores a 500 kilowatts de potencia no se encuentran sujetos a las obligaciones de certificación y autorización que regula a la generalidad de los productos y artefactos que utilizan energéticos en Chile¹²². Los equipos de almacenamiento, en cambio, sí deberán certificarse siempre, al no quedar incluidos en la señalada definición sino en la de “Productos Eléctricos” que le sigue a continuación, y que no hace distingos¹²³.

22.5 Etapas planteadas

Toda iniciativa de este tipo tiene un componente de especulación y miedo por las partes interesadas. En consecuencia, es primordial acercar el conocimiento de las nuevas tecnologías, las experiencias de los más avanzados en la materia y abrir el acceso a la discusión en torno a la implementación de la generación y almacenamiento local.

¹²² Esta norma debe revisarse, puesto que dada su ubicación (en la definición de “Productos de Combustibles”), se coloca únicamente en el supuesto de que los referidos equipos generan electricidad mediante consumo de combustibles fósiles, en circunstancias de que hoy los medios de generación son variados.

¹²³ El señalado decreto señala que el concepto Productos Eléctricos es el “Término genérico empleado para referirse a aparatos, artefactos, accesorios, equipos, instrumentos, dispositivos, materiales o maquinarias, que utilicen, almacenen, transporten o aíslen la energía eléctrica, o elementos que forman parte de ellos.

En resumen, las fases de desarrollo planteadas son las siguientes:

- La Fase 1 se centrará en la implementación de proyectos piloto.
- La Fase 2 se concentrará en realizar ajustes regulatorios.
- La Fase 3 será el despliegue progresivo de redes inteligentes.

22.5.1 Etapa 1: Pilotos para definir funcionamiento de sistemas

En general, lo esperado por un proyecto piloto es probar y evaluar el desempeño del modelo de operación y detectar los ajustes que fuera necesario realizar, tanto en el modelo como en los procedimientos y formatos definidos, tomando en consideración los intereses tanto del proyecto como de los usuarios que explotarán el proyecto y otros involucrados.

Primeramente, se deberá identificar la población que estará afecta al plan piloto, de qué forma se planea llegar y difundir el plan. La preparación incluye simulaciones y efectuar las adecuaciones en los sistemas de información conforme a recibir retroalimentación de las variables y parámetros medidos.

- Se ha propuesto que los proyectos tengan un tamaño piloto algo mayor que lo planteado en otro tipo de pilotos, para permitir que se parezcan algo más a lo que serían las aplicaciones reales y efectivamente surjan aspectos relevantes a considerar a partir de estos.

La experiencia extraída en Chile en este tipo de materias señala que en general la población es reticente a planes piloto que se han implementado. La desconfianza se siembra producto de las malas prácticas que han salido a la luz pública.

- En ese marco de acuerdo a la experiencia de planes piloto instaurados por Chilectra y otras Instituciones de similar aplicación, se hace imprescindible el ejercicio de una campaña que busque traspasar el proceso como son las visitas “puerta a puerta”, difusión en medios de comunicación y capacitaciones.
- Se requiere en particular diseñar un conjunto de contenidos que puedan mostrar tanto los beneficios directos para los usuarios como más amplios para la localidad.

En primer lugar, se debe trabajar en la definición de las zonas para los pilotos. Si bien estos pilotos tienen potenciales beneficios en relación con la generación distribuida común, es importante que se analice los sitios para buscar aquellos donde pueda haber mayor interés en desarrollar este tipo de proyectos, por ejemplo, buscando aquellos que tengan una orientación productiva orientada a este tipo de desarrollos para evitar conflictos con los proyectos piloto.

Esta selección debe ser acompañada con campañas de información general que hagan comprensible a la comunidad la particularidad de los proyectos de generación distribuida con RI, con los elementos ya señalados.

Los pilotos deben desarrollarse para más de una tecnología para que tenga un verdadero objetivo demostrativo:

- Se sugiere usar las tecnologías “variables” con mayor potencial en las distintas zonas: eólicas en la zona sur y solar en la zona norte.
- Deben seleccionarse en lo posible poblaciones que puedan además beneficiarse de una mejor calidad de servicio, como podrían ser áreas más remotas, aunque no pueden ser áreas demasiado pequeñas, ya que se requiere una cierta escala mínima para probar efectivamente las implicancias de estos sistemas como ya se comentó.

Por otra parte, si bien existen mecanismos de financiamiento, es de opinión del Consultor que éstos debieran diversificarse, al comprobar las funcionalidades y beneficios de un Piloto, se desea entonces reducir en conjunto con las autoridades las brechas regulatorias que permitan masificar su uso en el futuro.

El financiamiento de los planes piloto debería contar con un subsidio público a un consorcio que involucre tanto a una empresa como a una o más universidades. Este subsidio debería representar como máximo 1/3 del valor del proyecto (que fue lo que se aplicó en casos exitosos como Alemania) y establecer metas claras de gestión de los resultados.

22.5.1.1 Costo del piloto

La inversión directa en tecnología para la realización de los pilotos en generación y almacenamiento local ascendería a un total de entre CLP17.570 y 41.000 millones, a realizar en cuatro años, considerando una potencia instalada de 5 MW de FV y mini-eólica, así como almacenamiento del 20% (1 MW). Las tecnologías de almacenamiento corresponden a gel-plomo (costo bajo) e ion-litio (costo alto).

Tabla 119: Inversión estimada del proyecto piloto

Concepto	Unidad	Valores	
		Costo bajo	Costo alto
Generación local y almacenamiento			
Generación FV	Mill CLP	6.590	13.180
Generación mini-eólica	Mill CLP	9.885	26.365
Almacenamiento	Mill CLP	1.095	1.455
Total	Mill CLP	17.570	41.000

Para las fases previas a la implementación del proyecto (plan estratégico, diseño y arquitectura del proyecto, elección de la tecnología y negociación), se estiman necesarios:

- 5-10 trabajadores (equivalentes) a tiempo completo durante un año.

A lo largo de los tres años del despliegue, seguimiento y evaluación son necesarios:

- 10 a 15 trabajadores (equivalentes) a tiempo completo durante tres años.

22.5.2 Etapa 2: Ajustes regulatorios

Sin duda que integrar a la red eléctrica la generación distribuida constituye una verdadera revolución tecnológica económica y cultural, puesto que el usuario se transformará en un ente articulador de políticas energéticas y el beneficio país se relaciona con la capacidad que entrega esta tecnología al desarrollo y potenciamiento de un mercado más eficiente, sostenible, competitivo y económico ventajoso.

Puesto que las principales áreas de innovación en que se basa este modelo involucran una participación activa del cliente, la integración de energías renovables y almacenamiento de la electricidad, se gestará un nuevo escenario el cual es esencial se incorpore su regulación, en caso contrario conducirá a un caos y a la ineficiencia económica.

Se señalan los siguientes objetivos principales de esta Fase:

- Establecer mejoras en la regulación específica a través de una mesa de diálogo entre los diversos actores involucrados, (gobierno y parlamentarios, con participación de asociaciones empresariales, asociaciones de consumidores y especialistas).
- Además, la implementación de una estandarización y normas técnicas deberá ser capaz de medrar y promover la integración de generación distribuida de fuentes renovables.

Como se señaló en el caso de los medidores inteligentes, se necesita que el Ministerio promueva el desarrollo y difusión de conocimiento experto en colaboración con universidades. En este caso, se trata de un conocimiento experto de detallado nivel técnico, pues es probable que se trate en buena medida de ajustes en normas técnicas.

Las adecuaciones en la regulación que deberían explorarse con mayor detención, en este sentido, debieran estar dadas por una facilitación de la introducción de generación distribuida (que enfrenta barreras considerables en el marco normativo actual) y en la generación de mecanismos que permitan disponer de más y mejor información a los desarrolladores de proyectos de generación distribuida respecto de las redes en que pretenden desarrollar sus proyectos, para reducir las importantes asimetrías de información que enfrenta el generador distribuido al proyectar y negociar con la empresa propietaria de las redes las condiciones de su conexión.

La estandarización de las redes de distribución, con un levantamiento de información claro y completo respecto de su topología, comportamiento y elementos configuradores, constituye un paso fundamental para proceder a un impulso serio de la generación distribuida, ya sea residencial o de escala mayor.

22.5.3 *Etapa 3: Despliegue*

Los procesos de despliegue de soluciones para esta tecnología son dentro del proceso completo de desarrollo, los más costosos, y se ubican dentro de los más complicados debido al numeroso grupo de actividades que conlleva.

Por efectos del alto impacto que involucra su implementación, se propone su incorporación de forma progresiva, mediante la acción conjunta y efectiva de las empresas, autoridad y programas de apoyo en líneas de financiamientos ofrecidos por CORFO para solventar en particular los costos de los estudios previos y los diseños óptimos.

En este contexto, las líneas de apoyo que se desarrolle directamente para la generación local en general, pueden ser complementadas para considerar la generación y almacenamiento “inteligente”, con lo cual no se requeriría generar apoyos especiales, sino sólo ajustar mecanismos de financiamiento que ya estarían desarrollados.

En cualquier caso, la labor de información y educativa desarrollada en la etapa de piloto debe ser continuada y expandida, de modo que alcance a un mayor grupo de la población. Debe tratarse más que de campañas educativas puntuales, de estrategias educativas globales imbricadas con las estrategias educativas generales que se requiere para el tema eléctrico en Chile (es decir, que se incluya dentro de la información sobre opciones tecnológicas, sobre aspectos ambientales y en relación con opciones de mercado). Estas estrategias educativas deben operar por intermedio de las empresas distribuidoras, pero estar asociadas con las agencias de implementación de energía (CER y AChEE) y con las labores generales de difusión que desarrolle el Ministerio de Energía.

23Microrredes

La estrategia de microrredes se estructura de manera análoga a la de la generación distribuida, con una etapa de piloto, seguido de eventuales ajustes regulatorios y del despliegue. Su particularidad es que tiene un nivel de mayor complejidad y nivel de detalle con el cual se desarrollará la estrategia en relación con los sistemas actuales.

La estrategia de microrredes vinculada al desarrollo productivo, deberá establecer el ámbito de operación de estas redes con claridad. Aún se requiere un grado importante de desarrollo de conocimiento técnico sobre la operación de este tipo de tecnologías por lo que es probable que se deberá mantener una actividad continua de apoyo para el despliegue pleno de las microrredes, en el sentido de hacer un seguimiento y apoyar necesarios ajustes continuos en temas regulatorios y normativos.

La tabla siguiente presenta un resumen de la información más importante de la estrategia planteada para la implementación y desarrollo de Microrredes, la cual se desarrolla posteriormente.

Tabla 120: Resumen de la estrategia de implementación y desarrollo de microrredes en Chile

		Resumen	Página
Objetivo general de implementación		<ul style="list-style-type: none"> Desarrollar redes locales que puedan garantizar mayor seguridad y un mejor uso económico de la energía. 	274
Modelo de negocio asociado		<ul style="list-style-type: none"> Pagos de usuarios por servicios /acuerdos libres. 	274
Estudios previos requeridos		<ul style="list-style-type: none"> Estudios de costos para pilotos. Revisión de normas técnicas internacionales. 	274
Marco normativo		<ul style="list-style-type: none"> Varía según la profundidad. 	275
Etapas planteadas	Etapa 1: Pilotos para definir funcionamiento de sistemas	<ul style="list-style-type: none"> Pasos a seguir: Primeramente, identificar zona industrial. Población objetivo: Zona con potencial de mejoramiento en eficiencia y demanda punta. Recolección de datos. Hitos y medios de verificación: Un año de diseño, un año de concurso e instalación, un año de pruebas. Estrategias de comunicación y difusión: Coordinación entre Ministerio y agencias implementadoras. Información gestora a nivel de empresas. Conjunto de variables y parámetros a medir: Costos, funcionamiento técnico, calidad de servicio. Mecanismos de financiamiento: Proyecto CORFO. ¿Se requiere modificación normativa?: No. 	280

	Resumen	Página
	<ul style="list-style-type: none">• Costo del piloto:<ul style="list-style-type: none">- Inversión estimada entre CLP1.574 y 3.865 millones, a realizar en cuatro años.- Fases previas a implementación: 5 a 10 trabajadores (equivalentes) a tiempo completo durante un año.- Durante despliegue, seguimiento y evaluación: 10 a 15 trabajadores (equivalentes) a tiempo completo durante tres años.	

	Resumen	Página
Etapa 2: Ajustes regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo de la etapa: Mejoras en la regulación específica y normas técnicas. • Actores involucrados: Empresas, Gobierno, grandes consumidores, asociaciones de consumidores y parlamentarios. • Educación de estos actores: Información y análisis expertos para apoyar la discusión sobre los ajustes normativos. • Promoción y difusión: Mayor seguridad y calidad de servicio, mejores tarifas, más eficiencia • Hitos del proceso: Nuevas normas técnicas. • Medios de verificación/estudios previos: Publicación de textos legales. 	281
Etapa 3: Despliegue	<ul style="list-style-type: none"> • Objetivo de la etapa: Incorporar progresivamente la tecnología y validar sus resultados. • Actores involucrados: Empresas, Ministerio de Energía, SEC. • Educación de estos actores: Información de nivel de gestor para los potenciales usuarios que puedan participar de esta tecnología. • Promoción y difusión: Beneficios para todos los actores. Más seguridad y eficiencia. • Hitos del proceso: Zonas "inteligentes". • Medios de verificación/estudios previos: MW instalados. N° de redes. 	282

23.1 Objetivo general de implementación

El objetivo de esta tecnología es el de entregar más seguridad y mejores opciones económicas a sectores productivos.

23.2 Modelo de negocio asociado

En ausencia de diseños generales de modelos de negocios orientados más a la provisión de servicio que a la provisión de electricidad, los sectores productivos que pueden incorporar microrredes son aquellos que se verían beneficiados dentro del actual esquema de negocios.

En ese sentido, no se plantea un esquema de negocios específico de las microrredes, pues dependerá de las particularidades de su composición. La complejidad estará en la generación de acuerdos dentro de los potenciales usuarios de las microrredes para las inversiones y gestión, en la medida que se puedan tener distintos niveles de beneficios de esta gestión.

23.3 Estudios previos requeridos

La microrred debe ser especificada, diseñada, implementada y operada atendiendo a los criterios derivados de un estudio previo técnico - económico. En este contexto, los diferentes aspectos de la microrred a analizar en dicho estudio son los siguientes:

- Aspecto Comercial, el que debería centrarse en abordar los siguientes elementos: el exceso de producción eléctrica, ¿cómo es comercializado? ¿Existe un único responsable para la operación de la microrred? ¿Existe más de un explotador con intereses contrapuestos? ¿Quién es el responsable de la operación de la misma?
- Aspecto Técnico: Debe existir una jerarquía y arquitectura clara de forma que no se ordenen consignas contradictorias. Por ejemplo, si las consignas de varios comercializadores de la energía de las microrredes son contrarias a las que requiere el operador del sistema desde el punto de vista de seguridad de la red, ¿quién decide? ¿Existe una jerarquía distinta para el funcionamiento en modo conectado a la red pública de distribución que en modo isla?
- Seguridad: La presencia de tensión en la red supone un riesgo para la seguridad de las personas encargadas del mantenimiento de la misma. ¿Quién y cómo debe garantizar dicha seguridad? ¿Pueden hacerse compatibles la seguridad y las acciones de mantenimiento en red en un escenario en que los equipos o porciones de red (microrredes) se conecten y desconecten? Por el momento, por un principio de precaución, esto no es posible.

Si bien técnicamente ya son viables, las microrredes pueden mejorar aún más. Para ello, se debe reconocer, que se tiene que centrar los estudios, en la promoción de cambios en el sistema de contadores, protecciones, tierras, comunicaciones de la red eléctrica actual, en la gestión del equilibrio de generación y consumo a un nivel más local, y en la agregación de

fuentes de energía para poder acceder a las transacciones del mercado eléctrico y facilitar su provisión de servicios complementarios.

23.4 Marco normativo

Microrredes originadas en la Generación distribuida

En términos generales la normativa que regula a los pequeños medios de generación se encuentra fuertemente influida por criterios conservadores, atendidos los principios capitales de la regulación eléctrica chilena de garantizar una operación segura, bajo estándares de calidad predefinidos y a un mínimo costo. Dichos criterios redundan en un proceso detallado y técnicamente muy exigente para la conexión de las instalaciones, que otorgan considerables poderes de negociación para los propietarios de las redes en las que se efectúa la conexión. Desde luego, la mejor y mucho más abundante información sobre la topología y operación de las redes que pueden aportar los desarrollos de las Redes Inteligentes, debieran contribuir significativamente a la simplificar y a desmoronar barreras relevantes en términos de información para los nuevos entrantes que desean instalar medios de generación de potencia acotada. Así, la estimación de pérdidas ahorradas para el distribuidor y la cuantificación de los impactos y repercusiones de los medios de generación en las respectivas redes, podrían ser obtenidas con grados considerablemente superiores a los que pueden obtenerse mediante los mecanismos establecidos por el Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y por la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión.

Con respecto a los precios, debe observarse que el mecanismo establecido en la ley supone considerar a los distribuidores, con respecto a los pequeños medios de generación distribuida, como los adquirentes físicos de la energía y la potencia despachadas por dichos medios. Esto no es explícito en la ley, y de hecho, los balances de energía consideran en las transferencias de energía a costo marginal instantáneo a dichos medios de generación (al igual que los consideran en las transferencias de potencia firme), cuando ellos no han optado por el mecanismo de precio estabilizado; pero no obstante aquello, la inexistencia de exportación de energía desde la red de distribución más allá de sus barras de conexión con la red de subtransmisión en las redes que no constituidas por una cooperativa o por una distribuidora excesivamente pequeña, no permite llegar a una conclusión distinta. Las consecuencias de esto son relevantes: la operación de los pequeños medios de generación distribuida no admite en la legislación nacional una operación bajo la forma de microrredes, en caso por ejemplo de contingencias de *black out* en la red de distribución o de congestiones aguas arriba; en tales casos, aun cuando fuere técnicamente factible que los medios de generación distribuida continuaran operando, no existiría una señal de precios marginales assignable a las respectivas inyecciones.

Microrredes originadas en Net metering

El caso del incipiente net metering que ha sido recientemente admitido legalmente en el ordenamiento chileno mediante la ley N°20.571 –mecanismo que como se verá, se corresponde más propiamente con uno de tipo *net billing*–es análogo al establecido para los pequeños medios de generación distribuida. En ellos se considera al distribuidor, ya no de modo implícito sino explícito, al distribuidor como el destinatario de la energía¹²⁴ aportada por los medios de generación residencial de hasta 100 kilowatts de potencia instalada por medios de generación renovable no convencional o de cogeneración eficiente¹²⁵.

La regulación chilena ha admitido a los medios de microgeneración renovable no convencional por la vía de facilitar sus inyecciones de energía, suponiendo que las mismas se deben compensar contablemente –no físicamente– con los consumos de energía del microgenerador; en caso, de que aquéllos superen a éstas, nace para el consumidor final que inyecta energía el derecho a obtener un pago por sus excedentes. El precio asignado a la energía se computa considerando el mismo precio a que, como consumidor, se encuentra sometido el microgenerador (precio nudo promedio ponderado), más las menores pérdidas medias de distribución que la inyección de energía ocasiona al distribuidor (la determinación de este factor de pérdidas medias es realizado por la CNE en el proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución).

Para ambos casos se asoma una potencial alternativa regulatoria. El artículo 131 de la LGSE establece:

“Artículo 131º.- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Para dichos efectos, con la antelación que fije el reglamento, deberán licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios ubicados en su zona de concesión, de modo que el conjunto de los contratos resultantes, más la eventual capacidad de generación propia, garanticen el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso anterior.

Las licitaciones de suministro serán públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Además, la información contenida en las ofertas de los proponentes será de dominio público a través de un medio electrónico.

¹²⁴ El mecanismo no considera pagos por potencia.

¹²⁵ Concepto que se corresponde con el de CHP (Combined heat and power).

Las concesionarias podrán coordinarse para efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales a contratar.”.

Si se observan los dos primeros incisos del artículo transrito, se verá que la LGSE se coloca en la hipótesis de que los consumidores regulados de la concesionaria de servicio público de distribución sean parcialmente abastecidos con suministros distintos de aquellos obtenidos mediante las licitaciones creadas por la ley precisamente para ese fin. Esta hipótesis, que evidentemente está concebida como un caso excepcional en la legislación, implica que la concesionaria puede tener la titularidad de medios de generación de cualquier entidad a lo largo del sistema y que puede, con sus suministros, abastecer directamente sus consumos; pero también admite una interpretación más amplia, según la cual la empresa distribuidora puede hacerse dueña, mediante negociación directa, de la energía que puedan aportar terceros (en este caso, generadores y micogeneradores distribuidos) para satisfacer consumos locales.

A esta interpretación amplia, subyacen algunas premisas que es necesario fundamentar y explicar –y ello se hará en el Informe Parcial siguiente– y también se desprenden de ella algunas consecuencias relevantes –las que también se abordarán en profundidad en el siguiente Informe-. Por de pronto, debe advertirse que de adoptarse un esquema como este para facilitar la existencia de microrredes, los contratos que existan entre microgenerador y distribuidor no pueden de forma alguna alterar el precio de nudo traspasado a los clientes regulados, que sólo puede estar constituido por los precios obtenidos del proceso licitatorio según lo disponen los artículos 156, 157, 158 y 171 de la LGSE¹²⁶. Esta es la barrera más infranqueable a este respecto para el distribuidor.

¹²⁶ **Artículo 156º.-** Los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en el artículo 131º y siguientes, llamados "precios de nudo de largo plazo", y sus fórmulas de indexación, se incluirán en el decreto contemplado en el artículo 171º que se dicte con posterioridad al término de la licitación respectiva.

Artículo 157º.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico.

Las re liquidaciones entre empresas concesionarias a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso anterior serán calculadas por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo.

La reliquidación que pueda efectuarse entre concesionarios de servicio público de distribución no afectará

Asimismo, admitir un esquema como este implica, para el caso de los PMGDs obviar la señal de precios marginalista surgida de la coordinación del sistema en la barra respectiva, superponiendo a ella el precio contractual pactado libremente entre el distribuidor y el pequeño generador.

Desde otra óptica, la plausibilidad de desarrollar micro redes orientadas a operar en régimen y no únicamente en escenarios de *black out*, bien podrá ser admitida en los sistemas eléctricos

la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida.

Los procedimientos para dar cumplimiento a lo establecido en este artículo se contendrán en el reglamento.

Artículo 158º.- Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, calculados conforme al artículo anterior y que deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe de la Comisión. Dichos decretos serán dictados en las siguientes oportunidades:

- a) Con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171º;
- b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131º y siguientes, y
- c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161º y 172º.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra b) entrarán en vigencia a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el contrato respectivo, y se procederá a la reliquidación quesea necesaria, según el artículo 171º.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra c) entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación.

Artículo 171º.- El Ministro de Energía fijará las tarifas de nudo y las fórmulas de indexación, según lo establecido en el artículo 151º, y las publicará en el Diario Oficial a más tardar el 30 de abril y el 31 de octubre de cada año.

Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo, éstos continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijados los nuevos precios de acuerdo a lo estipulado en los artículos anteriores.

No obstante, las empresas eléctricas que suministren electricidad deberán abonar o cargar a las empresas distribuidoras y clientes regulados en su caso, las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo con los precios que se establezcan en el decreto de precio de nudo respectivo, por todo el período transcurrido entre el día de término del semestre respectivo y la fecha de publicación del nuevo decreto de precio de nudo. Por su parte, las empresas distribuidoras también deberán aplicar los abonos o cargos de acuerdo a las diferencias que resulten de la aplicación de los precios de nudo que finalmente se establezcan. Todas las reliquidaciones quesean procedentes serán readjustadas de acuerdo al interés corriente vigente ala fecha de publicación de los nuevos precios de nudo, por los períodos a quese refiere el inciso anterior. Estas devoluciones deberán abonarse o cargarse en las boletas o facturas emitidas con posterioridad a la publicación de los precios de nudo, según lo determine el reglamento.

En todo caso, se entenderá que los nuevos precios de nudo entrarán en vigencia a contar del 1º de mayo o 1º de noviembre según la fijación semestral que corresponda".

como un servicio complementario, útil por ejemplo como medio para sortear congestiones o para prestar otros servicios a la red. Conforme lo dispuesto en el Decreto Supremo N°130, de 2011, del Ministerio de Energía, las disposiciones relativas a los servicios complementarios son aplicables a los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o a quienes exploten, a cualquier título, las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, en el respectivo sistema eléctrico. Por su parte, de acuerdo al mismo decreto corresponde al CDEC respectivo definir y determinar los servicios complementarios que requiera el sistema para su operación segura y a mínimo costo.

Por último, debe destacarse el potencial y la enorme factibilidad que poseen las micro redes originadas en redes privadas situadas fuera del ámbito de una concesión de servicio público de distribución. Pueden quedar comprendidos en este concepto parques industriales, centros comerciales, mercados comerciales e industriales, e incluso condominios y edificios habitacionales o comerciales. Para que desarrollos de esta naturaleza se puedan materializar no existen barreras normativas en la regulación nacional, y su desafío se encuentra más bien en la estructuración de un modelo de negocio que pueda crear los incentivos suficientes para llevarse a cabo.

Desde luego, todas estas opciones exigen que previamente sea definido con claridad, en términos normativos, qué debemos entender como microrred; cómo se materializará y eventualmente, coordinará su operación segura; y quiénes serán los responsables de la misma. En principio, estas cuestiones podrían ser abordadas sin modificaciones legales sino únicamente mediante normativa de rango infra legal, siempre y cuando se realicen sin vulnerar los principios fundamentales de la legislación eléctrica; pero sería de esperar que en escenarios en que la introducción de esta tecnología se hiciere muy profunda, pudieren surgir cuestiones y conflictos de tal índole que solo puedan ser subsanados o atendidos mediante modificaciones legales. En las alternativas planteadas más atrás, permanece en todo momento como responsable ante la regulación, el distribuidor, y en ese sentido se puede prescindir de modificaciones legales, pero de igual modo se requiere algún marco normativo referencial para guiar el actuar del distribuidor, ya sea mediante un reglamento o normas técnicas específicas para ello.

23.5 Etapas planteadas

El aspecto primordial radicará en basarse en proyectos emblemáticos. Por ejemplo, Chilectra lleva adelante los llamados prototipos integrales, que pudieran entregar resultados desde el punto de vista de la industria. Pero hay también muchos otros casos que están llamando la atención y que no han tenido la cobertura necesaria. Por ejemplo, en el pueblo de Huatacondo (230 kilómetros al sureste de Iquique) hay una microrred aislada de generación eléctrica basada en ERNC. Aunque esta red es extremadamente pequeña (unos 80 habitantes) su operación de sistemas solares, eólicos, baterías y diésel 24 horas al día pueden servir de referencia para pilotos más elaborados.

Además, han ido apareciendo iniciativas que al menos promueven el análisis y estudio, reconociendo que su inserción dependerá del estado de las redes y la capacidad de adoptar en forma rápida las nuevas tecnologías, pero también la labor que en ello realicen el Estado, el sector público, privado y las universidades.

En resumen, la estrategia planteada para la implementación de esta tecnología prevé tres fases principales de desarrollo:

- La Fase 1 se centrará en la implementación de proyectos piloto.
- La Fase 2 se concentrará en realizar ajustes regulatorios.
- La Fase 3 será el despliegue progresivo de redes inteligentes.

23.5.1 Etapa 1: Pilotos para definir funcionamiento de sistemas

En general, lo esperado por un proyecto piloto es probar y evaluar el desempeño del modelo de operación y detectar los ajustes que fuera necesario realizar, tanto en el modelo como en los procedimientos y formatos definidos, tomando en consideración los intereses tanto del proyecto como de los usuarios que explotarán el proyecto y otros involucrados. Por ello, se asignan distintas características a evaluar como:

- Población objetivo: Zona con potencial de mejoramiento en eficiencia y demanda punta, o sectores que necesiten un ordenamiento y una mayor eficiencia energética, como lo es el sector industrial.
- Metodología de estratificación y recolección de datos: La estratificación y la posterior recolección de datos se debe dar en zonas donde la población, y en general, los usuarios sean menos reticentes a planes pilotos. La idea es desarrollar el piloto sin tener complicaciones agregadas, a la de la propia tecnología.
- Hitos y medios de verificación: Un año de diseño, un año de concurso e instalación, un año de pruebas.
- Estrategias de comunicación y difusión: Coordinación entre Ministerio y agencias implementadoras, charlas con las poblaciones y personas usuarias, explicándoles los beneficios que traerá la nueva tecnología.
- Conjunto de variables y parámetros a medir: Costos, funcionamiento técnico, calidad de servicio, si se cumplen los objetivos y beneficios planteados.
- Mecanismos de financiamiento: Proyecto CORFO, inversiones independientes.
- Marco normativo: La operación de microrredes necesita un marco regulatorio en el que la implementación, operación y coordinación con el resto de la red pública de distribución, fijen los acuerdos entre los diferentes actores del sector, así como comportamientos técnicos, características que hoy no existen.

23.5.1.1 Costos estimados

La inversión directa en tecnología para la realización de los pilotos en microrredes que contengan generación y almacenamiento local asciende a un total de entre CLP1.574 y 3.865 millones, a realizar en cuatro años. Se considera un sistema de microrred de 1 MW (un sistema FV de 250 kW, un sistema de mini eólica de 250 kW, un sistema de mini hidráulica de 250 kW y otro de micro cogeneración de 250 kW), con almacenamiento del 20% (200 kW). Las tecnologías de almacenamiento corresponden a gel-plomo (costo bajo) e ion-litio (costo alto).

Tabla 121: Inversión estimada del proyecto piloto

Inversión en proyecto piloto		Unidad	Valores	
Concepto			Costo bajo	Costo alto
Microrredes				
Generación	Mill CLP	1.324	3.450	
Almacenamiento	Mill CLP	210	290	
Microrredes	Mill CLP	40	125	
Total	Mill CLP	1.574	3.865	

Para las fases previas a la implementación del proyecto (plan estratégico, diseño y arquitectura del proyecto, elección de la tecnología y negociación), se estiman necesarios:

- 5 a 10 trabajadores (equivalentes) a tiempo completo durante un año.

A lo largo de los tres años del despliegue, seguimiento y evaluación son necesarios:

- 10 a 15 trabajadores (equivalentes) a tiempo completo durante tres años.

23.5.2 Etapa 2: Ajustes regulatorios

Como en toda tecnología nueva, que se integra a la red eléctrica, constituye una verdadera revolución tecnológica económica y cultural, puesto que el usuario se transformará en un ente articulador de políticas energéticas, y el beneficio país se relaciona con la capacidad que entrega esta tecnología al desarrollo y potenciamiento de un mercado más eficiente, sostenible, competitivo y económicamente ventajoso, por lo que la normativa presenta un papel importante.

En ese sentido, lo que está frenando que Chile inicie la adopción de esta tecnología es la reglamentación. Para que en el país se concrete su adopción se deberán conjugar varias responsabilidades, entre ellas la del Estado, que tiene que sentar la regulación y el marco normativo; la del sector privado, que tiene que apurar las prácticas y la tecnología; y por último la de la academia, que tiene responsabilidad en el tema de la capacitación y enseñanza en las nuevas tecnologías. Existen dos roles en la universidad muy nítidos: uno es el formativo y que es ineludible; y el otro es que permitan que estas soluciones, que son de carácter genérico, en el mundo tengan cabida y una integración innovadora.

Se requiere en particular desarrollar todo el conjunto de normas técnicas de seguridad física y operacional así como de interoperabilidad que faciliten el desarrollo de este tipo de redes. Para acompañar este proceso, será particularmente importante el desarrollo de capacidades y conocimientos, así como de información experta que permita trabajar sobre todos los detalles asociados.

Es necesario impulsar iniciativas a nivel gubernamental que apoyen a las distribuidoras en materia de retribuciones o incentivos para aumentar la eficiencia, y, al mismo tiempo, integrar más energías renovables a la matriz. Todo esto es parte de las claves para que la incorporación de microrredes sea una realidad.

23.5.3 *Etapa 3: Despliegue*

Como última etapa viene la implementación, donde se persigue integrar progresivamente la nueva tecnología y ampliarla, validando la teoría con sus resultados.

La etapa de despliegue es la más compleja, ya que se requiere avanzar en un constante proceso de identificación de zonas en las que esta tecnología tenga potencial de ganancia para los usuarios. En efecto, en experiencias internacionales se ha visto que el sector productivo tiene el mayor potencial de ganancia con las microrredes, pero a la vez es que el tiene un grado de despliegue más lento.

Dado que son los propios usuarios los que deben desarrollar estas redes, se requiere un constante proceso educativo y de información a partir de las experiencias realizadas. Se requiere también contar con fondos prospectivos, que permitan a sectores con algún grado de potencial evaluar la implementación efectiva incluyendo los aspectos de diseño contractual y operacional.

24 Automatización y Sensores

La estrategia de despliegue de esta tecnología es más directa que los casos anteriores, pues se trata de tecnologías relativamente más simples que tienen una aplicación directa dentro de las redes de distribución.

En particular, se requieren ajustes regulatorios para definir con mayor precisión los aspectos técnicos de estos equipos, pero también eventualmente mayor claridad y mayor nivel de exigencia en términos de calidad de servicio (y su seguimiento) que permitan definir mejor la necesidad de este tipo de equipamiento. La estrategia de implementación debe ir acompañada de exigencias mejor definidas así como el mejoramiento en los procesos de fiscalización de la calidad del servicio a los sistemas de distribución.

La automatización y los sensores son tecnologías ya existentes que deberían ver escalada su aplicación a nivel de redes en la medida que la complejidad en la gestión de las redes aumente, como se ha observado en diversos países del mundo.

La tabla siguiente presenta un resumen de la información más importante de la estrategia planteada para la implementación y desarrollo de automatización y sensores, que se desarrolla posteriormente.

Tabla 122: Resumen de la estrategia de implementación y desarrollo de automatización y sensores en Chile

	Resumen	Página	
Objetivo general de implementación	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar la calidad de servicio y reducir los costos de lograr la calidad esperada. 	286	
Modelo de negocio asociado	<ul style="list-style-type: none"> Pago en la regulación por calidad de servicio. 	286	
Estudios previos requeridos	<ul style="list-style-type: none"> Revisión de normas técnicas internacionales. 	286	
Marco normativo	<ul style="list-style-type: none"> Se requiere de la dictación de nuevas normas técnicas y eventualmente de Procedimientos DO de los CDEC. En términos de fiscalización, de supervisión y de monitoreo de mercado no se requieren mayores facultades por parte de la SEC ni de la CNE, aunque estas tecnologías sí pueden redundar en considerables incrementos en la información disponible para las agencias estatales. 	286	
Etapas planteadas	Etapa 1: Ajustes regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> Objetivo de la etapa: Mejoras en la regulación específica y normas técnicas. Actores involucrados: Empresas, Gobierno, grandes consumidores, asociaciones de consumidores, y parlamentarios. Educación de estos actores: Generación y difusión de información y conocimiento especializado para establecer las normas técnicas adecuadas. Promoción y difusión: Mayor seguridad y calidad de servicio. Hitos del proceso: Nuevas normas técnicas. Medios de verificación/estudios previos: Publicación de textos legales. 	288

	Resumen	Página
Etapa 2: Despliegue progresivo	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo de la etapa: Incorporar progresivamente la tecnología y validar sus resultados.• Actores involucrados: Empresas, Ministerio de Energía, SEC.• Educación de estos actores: generación de información ciudadano para poner en conocimiento los beneficios.• Promoción y difusión: Beneficio para el consumidor.• Hitos del proceso: Zonas con integración de estas tecnologías.• Medios de verificación/estudios previos: Porcentaje de Redes.	289

24.1 Objetivo general de implementación

La automatización y los sensores tienen el objetivo doble de mejorar la calidad de servicio así como reducir los costos de alcanzar una mejor calidad.

24.2 Modelo de negocio asociado

El desarrollo de esta tecnología no requiere un modelo de negocio específico, pues existen ganancias económicas en la mejor gestión de los sistemas (en particular aquellos que son más complejos). Estas ganancias deberían crecer en la medida que la complejidad de los sistemas aumente.

Adicionalmente, deberían existir beneficios económicos, en la medida que existe también una mayor exigencia del fiscalizador, pues el costo de cumplir estas exigencias sería menor, incluyendo el caso de localidades más aisladas, por ejemplo, en las que actualmente existe poca información.

24.3 Estudios previos requeridos

Los estudios previos tienen que ir orientados a conocer la situación actual de las redes existentes, es decir, el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los consumidores.

Ya con los antecedentes claros, se deben complementar los estudios de factibilidad técnica con análisis de costo beneficio, esto con el fin de determinar la ubicación, renovación y el tipo de tecnología de los equipos, para una correcta automatización.

Lo anterior se debe complementar con la revisión de normas técnicas internacionales, con el objetivo de tener un punto de partida para la ejecución de la nueva tecnología, sobre todo para los ítems donde no existe normativa nacional.

24.4 Marco normativo

El marco normativo que rige a estas tecnologías en Chile, sólo puede ser recogido en detalle en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, establecida mediante resolución de la Comisión Nacional de Energía y mediante los Procedimientos de la Dirección de Operación que cada CDEC determine.

Conforme al Decreto Ley N°2224, de 1978, que “Crea la Comisión Nacional de Energía”, establece en su artículo 7º letra b) que es facultad de la Comisión “Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley”.

Las referencias principales contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos a la norma técnica, como las que exige la facultad transcrita, son:

Artículo 73º inciso primero.- El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que determine la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137º de esta ley.

Artículo 150º inciso segundo.- Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte la Comisión.

Por su parte, la facultad para el CDEC de establecer también regulación paralegal en materias técnicas de su competencia se encuentra en el reseñado artículo 150º inciso tercero:

Artículo 150º inciso tercero.- El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sujetos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia. El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Y en el Decreto Supremo N°291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que "Aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico De Carga":

Artículo 3º inciso primero.- Para los efectos del cumplimiento de las funciones del CDEC, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte, instalaciones de distribución y demás instalaciones señaladas en el (...) presente reglamento, que se interconecten al sistema, estarán obligados a sujetarse a las instrucciones, procedimientos y mecanismos de coordinación del sistema que emanen, dentro de sus respectivas atribuciones, de los organismos técnicos necesarios de cada CDEC (...).

Artículo 10 inciso primero.- Las Direcciones de cada CDEC deberán establecer metodologías y mecanismos de trabajo a través de Procedimientos, los que se denominarán 'Procedimiento DO', 'Procedimiento DP', "Procedimiento DPD" o 'Procedimiento DAP', según la Dirección que los realice, los cuales deberán ajustarse a las disposiciones de la Ley, el presente reglamento, y demás normativa eléctrica vigente. Los Procedimientos antes mencionados estarán destinados a determinar los criterios,

consideraciones y requerimientos de detalle que cada Dirección necesite para el cumplimiento de las funciones y obligaciones que le son propias.

Tanto la SEC como la CNE poseen suficientes atribuciones de fiscalización, de supervisión y de monitoreo de mercado, según corresponda, para atender a los nuevos desafíos que se le pueden presentar a raíz de la introducción de estas tecnologías. Un efecto relevante de la introducción de las Redes Inteligentes y, en especial, de aplicaciones de esta naturaleza, consiste en el considerable incremento en la información disponible sobre las redes y su comportamiento para las agencias reguladoras y fiscalizadoras estatales.

24.5 Etapas planteadas

Para la implementación de este tipo de tecnología, lo primero que se debe realizar es una regulación específica por parte de la entidad fiscalizadora, sobretodo técnica, donde quede claro y conciso los estándares de cada elemento participante en la automatización, así como el mínimo de funciones que debe realizar y los tiempos que debe cumplir.

La estrategia planteada para esta tecnología prevé dos fases principales de desarrollo:

- La Fase 1 se concentrará en realizar ajustes regulatorios.
- La Fase 2 será el despliegue progresivo de redes inteligentes.

24.5.1 Etapa 1: Ajustes regulatorios

El primer esfuerzo para realizar los ajustes regulatorios tiene relación con definir el estado del arte de esta tecnología, que explique los aportes al conocimiento y regulación en su fase posterior. El objetivo de esta etapa es presentar un marco teórico con los principales fundamentos necesarios para entender los métodos empleados para translucir magnitudes físicas en parámetros útiles para su interpretación. El análisis debiera estar centrado en tres campos, que a juicio del Consultor son esenciales:

- Los principios de su funcionamiento.
- Sus aplicaciones.
- Sus limitantes y ventajas.

Si bien a nivel nacional ya existe un tipo de esta tecnología (SCADA), aún hay varios vacíos regulatorios para implementar la automatización. Por ello, se hace indispensable una regulación que tome cada característica no abordada y la regule.

Para lograr mayor eficiencia gracias a los sistemas de automatización, se requieren mejoras en la regulación específica y en particular de las normas técnicas. El rol que juegan en esta materia las empresas y autoridad es esencial para discutirlos aspectos normativos que benefician su implementación y disminuyen las barreras para su desarrollo.

Como todo proceso de cambio es adaptativo, se requiere un trabajo de desarrollo de capacidades técnicas para proveer las normas específicas que fueran necesarias.

Si bien cada sector pudiera tener internalizado los beneficios de contar con sistemas de automatización y sensores, se deberá promover y difundir constantemente las cualidades y características sobre la base de la experiencia de vanguardia, recogida de empresas o desarrolladores del progreso tecnológico en el campo de la automatización.

24.5.2 Etapa 2: Despliegue progresivo

Puesto que su aplicación es transversal en todos los sectores de la industria, se debe evaluar su integración de manera flexible y que permita conseguir elevar la rentabilidad de los procesos.

La masificación de esta tecnología será efecto de la evaluación por parte de cada sector, identificando aspectos problemáticos como:

- Organización: Inadecuados niveles organizativos, escaso nivel de cultura en producción empresarial y asociativa.
- Tecnología: Bajo nivel tecnológico en la producción, poca eficiencia en el sistema de producción, inadecuadas prácticas de producción.

En consecuencia, debiesen incorporar iniciativas a nivel de organización empresarial; transferencia tecnológica y capacitación; y por último implementación de herramientas normativas.

El resultado considera entonces medidas que busquen medrar los procesos productivos controlando los accionamientos. Si bien cada aplicación podrá ser diferente, existe una completa gama de productos y sistemas para la optimización de los procesos y la calidad (es aquí donde se generan oportunidades para las empresas con la iniciativa de diferenciar su producto o servicio).

El avance en su implementación generaría en la industria nuevos retos que busquen fortalecer el desarrollo y contribuir a la mejora de la calidad productiva y ambiental, además de promover espacios institucionales para el aporte de nuevas tecnologías y soluciones.

25Herramientas para gestión de activos

La estrategia de implementación de las herramientas para la gestión de activos comparte una cantidad significativa de elementos con el caso anterior (automatización y sensores). La gestión de activos genera beneficios naturales a las distribuidoras, pero se resaltan en la medida que existen mayores exigencias regulatorias en torno a la seguridad y optimización de las inversiones, por lo cual debería vincularse con desarrollos normativos que se muevan en esta dirección.

La estrategia de desarrollo de las herramientas de gestión de activos, se vinculan por lo tanto con ajustes globales a la regulación técnica y económica a los sistemas de distribución.

La tabla siguiente presenta un resumen de la información más importante de la estrategia planteada para la implementación y desarrollo de herramientas para gestión de activos, que se desarrolla posteriormente.

Tabla 123: Resumen de la estrategia de implementación y desarrollo de herramientas para gestión de activos en Chile

		Resumen	Página
Objetivo general de implementación		<ul style="list-style-type: none"> Mejorar la calidad y seguridad de servicio y mejorar los beneficios económicos para el distribuidor. 	293
Modelo de negocio asociado		<ul style="list-style-type: none"> Pago en la regulación en función de calidad de servicio. 	293
Estudios previos requeridos		<ul style="list-style-type: none"> Los estudios técnicos acordes a los establecidos en la Norma Técnica. 	293
Marco normativo		<ul style="list-style-type: none"> Se requiere de la dictación de nuevas normas técnicas y eventualmente de Procedimientos DO de los CDEC. 	293
Etapas planteadas	Etapa 1: Ajustes regulatorios	<ul style="list-style-type: none"> Objetivo de la etapa: Mejoras en la regulación específica y normas técnicas. Actores involucrados: Empresas, Gobierno, grandes consumidores, asociaciones de consumidores, y parlamentarios. Educación de estos actores: desarrollo de conocimiento de nivel experto. Promoción y difusión: Mayor seguridad y calidad de servicio. Hitos del proceso: Nuevas normas técnicas. Medios de verificación/estudios previos: Publicación de textos legales. 	295

	Resumen	Página
Etapa 2: Despliegue progresivo	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo de la etapa: Incorporar progresivamente la tecnología y validar sus resultados.• Actores involucrados: Empresas, Ministerio de Energía, SEC.• Educación de estos actores: difusión de información y conocimiento experto.• Promoción y difusión: Menores costos y mejor calidad de servicio.• Hitos del proceso: Zonas con integración de estas tecnologías.• Medios de verificación/estudios previos: Porcentaje de Redes.	295

25.1 Objetivo general de implementación

El objetivo general de la implementación y desarrollo de herramientas para gestión de activos en Chile es mejorar la calidad de servicio así como la seguridad de los sistemas, permitiendo a la vez mejorar los beneficios económicos para el distribuidor (extendiendo duración de vida útil y optimizando usos y servicios).

25.2 Modelo de negocio asociado

Este desarrollo tecnológico es rentable en la medida en que se logra efectivamente aumentar la eficiencia en los activos

25.3 Estudios previos requeridos

Los estudios técnicos requeridos deberán ser acordes a los establecidos en la Norma Técnica.

- En los sistemas interconectados, serán las propias Dirección de Operación las encargadas de definir el conjunto de parámetros técnicos y operativo que cada Coordinado debe transmitir al Sistema de Monitoreo.
 - Las disposiciones aplicables quedan establecidas en el Procedimiento DO que cada dirección del CDEC emite.
- En específico, se deberán incluir apartados en la normativa que aborde temas específicos para esta tecnología, como arquitectura, funciones, protocolos estandarizados, entre otros.

25.4 Marco normativo

El marco normativo que rige a estas tecnologías en Chile, sólo puede ser recogido en detalle en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, establecida mediante resolución de la Comisión Nacional de Energía y mediante los Procedimientos de la Dirección de Operación que cada CDEC determine.

Conforme al Decreto Ley N°2224, de 1978, que “Crea la Comisión Nacional de Energía”, establece en su artículo 7º letra b) que es facultad de la Comisión “Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley”.

Las referencias principales contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos a la norma técnica, como las que exige la facultad transcrita, son:

Artículo 73º inciso primero.- El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que determine la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137º de esta ley.

Artículo 150º inciso segundo.- Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte la Comisión.

Por su parte, la facultad para el CDEC de establecer también regulación paralegal en materias técnicas de su competencia se encuentra en el reseñado artículo 150º inciso tercero:

Artículo 150º inciso tercero.- El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o quesea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia. El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Y en el Decreto Supremo N°291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que "Aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico De Carga":

Artículo 3º inciso primero.- Para los efectos del cumplimiento de las funciones del CDEC, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte, instalaciones de distribución y demás instalaciones señaladas en el (...) presente reglamento, que se interconecten al sistema, estarán obligados a sujetarse a las instrucciones, procedimientos y mecanismos de coordinación del sistema que emanen, dentro de sus respectivas atribuciones, de los organismos técnicos necesarios de cada CDEC (...).

Artículo 10 inciso primero.- Las Direcciones de cada CDEC deberán establecer metodologías y mecanismos de trabajo a través de Procedimientos, los que se denominarán 'Procedimiento DO', 'Procedimiento DP', "Procedimiento DPD" o 'Procedimiento DAP', según la Dirección que los realice, los cuales deberán ajustarse a las disposiciones de la Ley, el presente reglamento, y demás normativa eléctrica vigente. Los Procedimientos antes mencionados estarán destinados a determinar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle que cada Dirección necesite para el cumplimiento de las funciones y obligaciones que le son propias.

25.5 Etapas planteadas

En tiempos en que operar de manera óptima es imprescindible, cada día las exigencias son mayores y se admiten menores tiempos de actuación, las herramientas de gestión de activos juegan un rol protagónico, ya que permiten supervisar los activos, optimizar su uso, aumentar

su disponibilidad y maximizar su productividad y eficiencia, adicionalmente operativamente hablando permiten dar respuestas de manera rápida, oportuna y selectiva.

La estrategia planteada para esta tecnología prevé dos fases principales de desarrollo:

- La Fase 1 se concentrará en realizar ajustes regulatorios.
- La Fase 2 será el despliegue progresivo de redes inteligentes.

25.5.1 *Etapa 1: Ajustes regulatorios*

Los ajustes regulatorios deberían realizarse conforme a una evaluación general del funcionamiento y eficiencia de la Norma. En consecuencia se realizarán las modificaciones e inclusiones que se requieren con el objeto de adecuarla a las circunstancias y características del sistema eléctrico.

Los ajustes regulatorios deben estar pensados en base a los siguientes términos:

- Una mayor exigencia de información.
- Mejores estándares de seguridad.
- Los correspondientes sistemas de fiscalización.

Asimismo, se requiere conseguir lo siguiente:

- Desarrollar conocimientos técnicos especializados en estas materias.
- Llevar a cabo estudios que ayuden a identificar mejor los riesgos, las prioridades de acción y los indicadores sobre el estado de los activos.
- Trabajar procesos educativos con el sector público para que conozcan mejor los potenciales de estas tecnologías y así establecer una coherencia entre los aspectos regulatorios y prácticos de la posterior implementación.

25.5.2 *Etapa 2: Despliegue progresivo*

Si bien los costos y plazos de implantación dependen de la aplicación y el sector al que se oriente un sistema de gestión de activos, las pequeñas distribuidoras o cooperativas eléctricas incluso para grandes sistemas de generación-transmisión, debieran estudiar su factibilidad en función de los beneficios que podría aportar su implementación, especialmente para aquellos cuyos costos de producción tengan una componente importante en energía eléctrica.

Esto es así porque su orientación para la industria se refiere a determinar la proporción de costos en cada línea de producción, el nivel de la calidad de la energía suministrada por la compañía de servicio público, a minimizar las pérdidas de energía eléctrica en la planta, y a determinar y maximizar la eficiencia de todos los equipos que requieran energía eléctrica para su operación.

Se requiere disponer de sistemas de información que hagan seguimiento de las implementaciones y, en la medida de lo posible, mantener abierta la información de los diversos sistemas para que las experiencias sirvan para informar y mejorar los desarrollos posteriores. La masificación de estas tecnologías requerirá promover la incorporación de estos temas en las formaciones de los profesionales relacionados.

26 Anexo Informe Parcial III: Antecedentes en Chile

El escenario actual de Chile con respecto a las tecnologías incluidas en el presente Informe sirve de punto de situación para el diseño de la estrategia de implementación de dichos elementos. Como tal, el contexto actual se resume a continuación:

Medidores inteligentes

Las empresas eléctricas de Chile afrontan el desafío de compatibilizar el sistema existente con las nuevas tecnologías. En ese sentido, Chilectra ya se ha hecho cargo y ha dispuesto en forma paulatina para cerca de 100.000 clientes los sistemas de lectura remota, lo que fue desarrollado con tecnología de última generación en medidores y en concentradores de medida, pasando por esquemas de comunicación de datos que emplean las mismas redes eléctricas (PLC) y complementariamente tecnología celular (GPRS).

Es importante destacar que Chilectra forma parte de un grupo industrial integrado, conformado por Enel (Italia) y Endesa (España). Ambas compañías poseen una vasta experiencia en estas materias liderando los desarrollos en Europa. Es así como Enel ya ha instalado 30 millones de medidores inteligentes en Italia y Endesa tiene proyectado instalar más de 12 millones en España.

De este modo, junto con la realización de los desarrollos locales, Chilectra se está nutriendo de las más avanzadas experiencias a nivel mundial, lo que le permitirá en el mediano y largo plazo hacer aportes significativos a la implementación de estas tecnologías en Chile.

Generación y almacenamiento local

En Chile, se entiende por generación distribuida aquella que se conecta en redes de Distribución (Dx) o SubTransmisión (STx) con un límite máximo de potencia de 9 MW, lo cual contrasta con el concepto global que califica este tipo de proyectos en generadores de baja potencia (potencia menor a 50-100 MW) normalmente a la red de distribución o en la propia instalación del consumidor.

El desarrollo de esta generación corresponde a intereses privados, no se planifica centralmente y favorece la integración de la generación renovable.

Las tecnologías que se consideran más aplicables al caso chileno son la solar FV, la mini-hidráulica, la mini-eólica y la cogeneración.

- Tanto en el SING como en el SIC existe generación local en forma de lo que se conoce como PMG (Pequeños Medios de Generación), cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema son igual o menor a 9 MW y PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuida, que se diferencian de los anteriores por su conexión).
- Se prevé que con la ley de net metering se comience a implementar generación en las redes de distribución. Esto es de gran importancia en los Sistemas Medianos de Aysén

y Magallanes donde los costos de energía son altos y hay problemas importantes en la continuidad de servicio, por lo que son variables que afectan fuertemente a los clientes finales.

- En este ámbito existe regulación técnica para esquemas de PMGD y PMG y ERNC. No existe normativa específica para la generación residencial. Lo único que regula este segmento son, por el momento, las normas de corrientes fuertes y débiles de la SEC.

Los sistemas de almacenamiento de energía son el complemento perfecto al desarrollo de la generación distribuida, en particular a tecnologías con bajo factor de planta producto del recurso energético que utilizan. Este es el caso de los sistemas fotovoltaicos y mini eólico. Sin embargo, la implementación de esta tecnología no solo permite aumentar el factor de planta de la generación, sino que también podría proporcionar reservas de energía en zonas donde el costo de ésta se encuentra acoplado a producción diesel.

En opinión del consultor, se prevé factibilidad y más importante aún, necesidad de implementación en Chile de Almacenamiento Local en los siguientes esquemas:

- En los SMA y SMM como herramienta fundamental a considerar ya que existe deficiencia en continuidad y altos costos de la energía.
- En el SIC y SING, donde se visualiza el uso de esta tecnología en redes de Subtransmisión y Troncales como apoyo a situaciones de contingencia, como fallas, mantenimientos en líneas de trasmisión, etc.

Microrredes

Se prevé que las microrredes se implementen en ciudades con gran cantidad de clientes residenciales. Lamentablemente no existe normativa en cuanto a la autogestión de sectores que sean capaces de autonomía energética.

Asimismo, no existe en Chile ninguna microrred en funcionamiento ni en vías de implementación, con la excepción de localidades remotas donde la electrificación convencional no es posible. Un ejemplo de microrred es ESUSCON (Energía sustentable Cóndor), implementada a finales del 2010, en la localidad de Huatacondo (a 230 kilómetros al sureste de Iquique, en la comuna de Pozo Almonte).

No existe regulación técnica sobre estándares a considerar tanto en calidad de servicio como en equipamiento y comunicaciones, lo que sería esencial para el desarrollo en un mercado altamente regulado desde el punto de vista técnico.

Automatización y Sensores

La pregunta de qué es lo que hace inteligente a una red eléctrica o cuáles son los pasos que hay que dar para que la podamos encuadrar, con propiedad dentro del concepto, tiene tantas respuestas como expertos a quienes se les haga. Sin embargo, casi todas coincidirán en la

necesidad de incorporar o potenciar una serie de características que ya forman parte del propio concepto de Red Inteligente y, en ocasiones, lo definen.

Muchas de estas características ya han sido incorporadas, aunque parcialmente, en las redes existentes y, en cualquier caso, representan objetivos técnicos perseguidos desde siempre. Lo que diferencia la situación actual es la disponibilidad de tecnologías (sensores, comunicaciones, proceso digital, electrónica de potencia, etc.), que posibilitan su implantación masiva, a un costo permisible, en las redes de distribución de media tensión.

La red de distribución marca la frontera en la que el sistema eléctrico entra en contacto con sus usuarios, tanto en su vertiente de consumidores como de generadores. Como consumidores conforman un colectivo cada vez más exigente con la calidad del servicio recibido y la red ha de ser capaz de satisfacer dicha exigencia. Como generadores, la red tiene que constituirse en el espacio técnico que facilite su participación en el mercado de la energía. Para ambos cometidos, la red de distribución tiene que ser un medio robusto, flexible y fiable que disponga de los medios tecnológicos para reaccionar y resolver con rapidez y eficacia los incidentes que puedan presentarse, de forma transparente para el usuario.

Es en ese sentido, donde la automatización, con sus sensores respectivos, toma un lugar preferencial, para monitorizar y controlar equipos de la red de distribución como interruptores y seccionadores. A veces también se les conocen por sistemas de gestión de distribución (*Distributed Management System, DMS*) o como automatización de la distribución (*Distribution Automation, DA*). Estos equipos se están mejorando con el enfoque que permitan una mayor integración de energías renovables en la red de distribución.

La labor que cumplen los sensores, dentro de la automatización, es realizar las medidas de la red eléctrica en tiempo real para que, posteriormente, el dispositivo de comunicaciones del sensor pueda enviar la información al centro de control de la red. Con ellos se puede conocer el estado de la red en tiempo real. Gracias a conocer determinadas medidas, se pueden tomar medidas que ayuden a una mejor gestión de la red y finalmente a una mejora del servicio.

Dentro de lo que se puede realizar con la automatización está:

- Control de tensión – reactiva: Los dispositivos V/VAR se encargan de gestionar la tensión y potencia reactiva para mantener la estabilidad de la red. Principalmente constan de bancos de condensadores que se activan según las necesidades de tensión/reactiva y de los equipos de comunicaciones para realizar su gestión de manera remota.
- Localización de fallas: Con la medida de los distintos sensores instalados en la red se pueden implementar algoritmos que detecten el lugar y el tipo de falta que se ha producido. Estos algoritmos se incluyen en los centros de control y establecen las órdenes de telegestión en caso de haber alguna falla.

- Reconfiguración automática de la red de distribución: Está directamente relacionado con la localización de fallas ya que si se determina la zona en la que se ha producido la falla se puede aislar y así restablecer el servicio eléctrico.

Tal como se reflejó en el Informe II asociado a este estudio, la situación actual de Chile con respecto a esta tecnología es la siguiente:

- A nivel de Sistemas Troncal y Subtransmisión, existen sistemas SCADA que permiten la visualización y gestión de la red en tiempo real. También en la distribución.
- El uso de sensores existe en Chilectra (SIC) en al menos 80 puntos.
- Estos sensores permiten automatizar el despeje de falla y ubicar la misma, aumentando los índices de continuidad de suministro.
- Otras distribuidoras en Chile, tanto en SING como en SMA y SMM no utilizan estos equipos en redes de distribución.
- Las normas técnicas han añadido la exigencia de piso de un mínimo de señales a partir de sensores.

Herramientas para gestión de activos

Hace ya varios años las compañías eléctricas se han encargado de monitorear el estado de sus equipos en la red, los transformadores de potencia, o interruptores especialmente por su alto costo e importancia.

Muchos equipamientos ya cuentan con los elementos que componen los sistemas de gestión de activos, y forman parte de las especificaciones técnicas mínimas establecidas al momento de su compra e instalación, de tal manera que vengan provistos con sensores de variables como tensión, corriente, analizadores de gases en aceite, etcétera; para la monitorización en tiempo real.

Por disposición de la NTSyCS, los sistemas deben contar con sistemas de comunicación de estado y accionamiento para el manejo de contingencias, a través del plan de recuperación de servicio, consistente en el conjunto de instrucciones de coordinación de la operación, que corresponden a las indicaciones emanadas desde el Centro de Despacho y Control del CDEC (CDC) a cada Centro de Control de un Coordinado (CC) para que de manera segura, confiable y organizada sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas.

27 Anexo Informe Parcial III: Casos internacionales

Las conclusiones extraídas del análisis de los 6 casos internacionales analizados en el Informe Parcial I se consideraron para la elaboración del presente Informe. Éstas se resumen a continuación, para los 5 grupos de tecnologías incluidos en la estrategia planteada para Chile.

Medidores inteligentes

- El objetivo principal de implementación en la mayoría de casos analizados es crear las condiciones necesarias para facilitar la implantación de redes inteligentes y mejorar la eficiencia energética facilitando información a los consumidores para que puedan reducir su consumo.
- Dependiendo del país, existen diferentes modelos de negocio asociados al sistema de medidores inteligentes: en algunos casos la sustitución de medidores es responsabilidad de las distribuidoras (p. ej., España) y en otros de las comercializadoras (Reino Unido).
- En algunos de los países analizados se han realizado estudios de costo-beneficio previos para evaluar la conveniencia de la implantación de los medidores inteligentes (p. ej., en Reino Unido y Alemania), y en otros, no se han realizado, ni está previsto realizar, estudios previos coordinados a nivel estatal (España).
- Además de los análisis costo-beneficio, en todos los casos analizados, las compañías eléctricas han realizado proyectos piloto para analizar las consecuencias de la sustitución y dotar de información fidedigna a los análisis de costo-beneficio realizados.
- En muchos casos se han realizado diferentes cambios regulatorios con la finalidad de fomentar la instalación de medidores inteligentes, donde los principales hacen referencia a la obligatoriedad de la sustitución en unos determinados períodos de tiempo, y en unos requerimientos y características mínimas para los nuevos medidores¹²⁷.
- En algunos casos, se han definido etapas concretas para la implementación de medidores inteligentes (Reino Unido), en otros cada compañía distribuidora ha realizado su propio plan de implementación, cumpliendo con un calendario general obligatorio (España), y en países como Alemania, no hay etapas planteadas y no es obligatorio hacer la sustitución.

Generación y almacenamiento local

¹²⁷En algunos casos también se ha requerido que los medidores sean interoperables.

- El objetivo principal de la generación local en la mayoría de casos analizados es reducir las emisiones de CO₂, mejorar la eficiencia de las energías renovables y la seguridad de suministro con el almacenamiento.
- Dependiendo del país, existen diferentes modelos de negocio en función de la regulación existente.
- En la mayoría de los casos analizados, se han realizado proyectos piloto para analizar las consecuencias de la generación y almacenaje local, y dotar de información de mayor calidad a los análisis de costo-beneficio realizados. Estos estudios han sido especialmente importantes con las tecnologías de almacenamiento porque no es una tecnología madura y los beneficios aún no son claros.
- En cada uno de los países analizados se han realizado diferentes cambios regulatorios con la finalidad de fomentar la introducción de generación local; por ejemplo, en España y Alemania se utilizó el modelo de *Feed-In Tariff* para promocionar la generación renovable¹²⁸.
- En países como Alemania, donde existe una elevada penetración de generación local, se ha optado por regular de forma más detallada y compleja la conexión a red para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.
- El almacenamiento no está regulado en la mayoría de países analizados, por lo que si se quisiera impulsar su implantación, serían necesarios cambios regulatorios. En España, por ejemplo, el uso de sistemas de almacenamiento en redes conectadas a la red está prohibido.
- A diferencia de los medidores inteligentes, para la generación y almacenamiento local no se han establecido etapas concretas de implantación. En cambio, se ha optado por objetivos a largo plazo como el que se ha marcado la Unión Europea para el año 2020.

Microrredes

- El objetivo principal de las microrredes es mejorar la eficiencia de la generación y almacenamiento local, con los que se pretende reducir las emisiones de CO₂ y mejorar la seguridad de suministro.
- No existe un modelo de negocio regulado para las microrredes aunque, al ser una tecnología vinculada a la generación y almacenamiento local, depende en gran medida de los modelos de negocio de estos.

¹²⁸Sin embargo, este incentivo fue eliminado (España) o está siendo paulatinamente reducido (Alemania).

- Al no disponer de muchas instalaciones con microrredes en funcionamiento, son necesarios proyectos piloto que demuestren la viabilidad técnica y económica de esta tecnología.
 - En los estudios analizados se ha detectado dos proyectos piloto que implementan tecnologías de microrredes, en Corea y en Málaga, en los que se han desarrollado plataformas demostrativas de generación renovable inteligente con algunas de las funcionalidades de las microrredes.
- Para el caso de la normativa relativa a las microrredes, desde Corea se ha empezado un proceso de revisión de las normativas e instrucciones técnicas que puedan tener relación con esta tecnología con el objetivo de detectar las modificaciones necesarias para facilitar su implantación. En cambio, en el caso del proyecto Smart City de Málaga, solamente es un proyecto piloto, por lo que no se han realizado cambios regulatorios que posibiliten este tipo de instalaciones.
- Finalmente, es importante destacar que la normativa de generación y almacenamiento local y la normativa de microrredes están estrechamente relacionadas por lo que deben considerarse conjuntamente.
- En el caso de las microrredes, las etapas de implantación están estrechamente relacionadas con las etapas de desarrollo de la generación local, ya que necesitan de este tipo de generación para que tenga sentido su implantación.

Automatización y Sensores

- El objetivo que se pretende conseguir con la automatización y los sensores es la mejora en la calidad de suministro y una reducción en los costos de operación y mantenimiento.
- En los diferentes países analizados existen unos objetivos para asegurar una determinada calidad de suministro, que tienen una compensación económica asociada. Las tecnologías de automatización y sensores para la red de distribución son una parte importante para asegurar esta mejora, aunque no la única.
 - Por esta razón, no existe un modelo de negocio propio para este tipo de tecnología, y deben ser las propias compañías eléctricas quienes tracen sus propios planes de implantación.
- En la mayoría de los casos analizados (Corea, Texas, Málaga y Alemania), se han realizado proyectos pilotos. Una vez ya demostrada la viabilidad técnica de estos sistemas, los proyectos pilotos tienen la finalidad de analizar la viabilidad económica de esta tecnología.

- Para incentivar la implantación de este tipo de tecnología, se debe revisar el modelo de retribución actual de las compañías distribuidoras para facilitarles realizar las inversiones necesarias para modernizar su red.

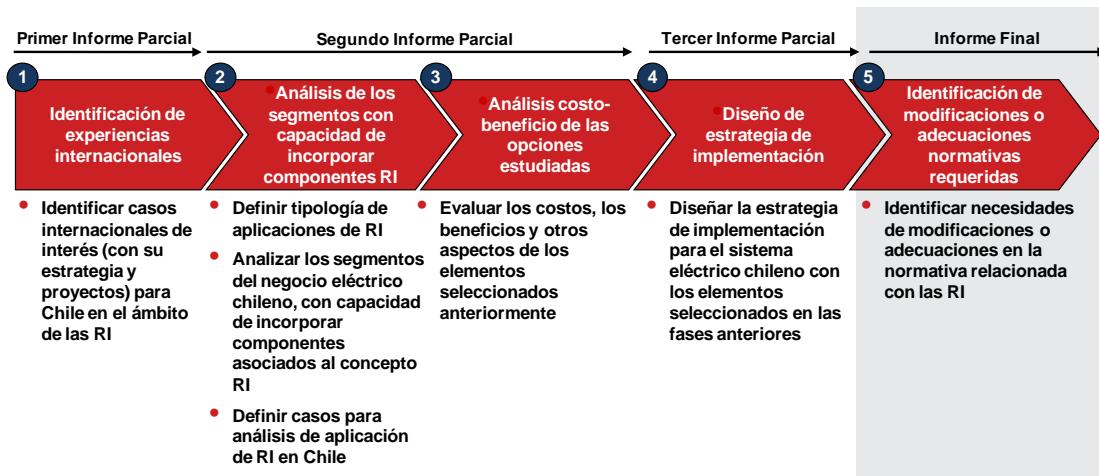
Herramientas para gestión de activos

- La tecnología de herramientas para la gestión de activos no se ha implementado en ninguno de los 6 casos analizados en el Informe Parcial I.
- Sin embargo, su estrategia de implementación tiene muchos elementos en común con la tecnología de automatización y sensores para la red de distribución.
- En este sentido, son las compañías eléctricas quienes están trazando sus planes de implantación a partir de sus propios proyectos piloto.

28 Introducción al Informe Final

El presente documento constituye el Informe Final asociado al estudio “RI: Oportunidades de Desarrollo y Estrategia de Implementación en Chile”.

Ilustración 42: Actividades del Plan de Trabajo



Tal como se observa en el gráfico superior, este Informe se apoya en los Informes Parciales realizados previamente. Su objetivo principal se centra en indicar los cambios regulatorios, tanto a nivel de Ley como de reglamentos y/o normas técnicas, que son requeridos para implementar las estrategias propuestas en el Tercer Informe Parcial.

Es por ello que el presente Informe indica de manera clara y detallada los cambios que son necesarios y estipula las líneas generales para estas modificaciones. Sin embargo, no contempla el diseño de instrumentos jurídicos o reglamentarios, pues ello excedería el alcance de este trabajo.

Este Informe fue realizado por Eclareon en colaboración con el Centro de Innovación Tecnológica CITCEA de la Universidad Politécnica de Cataluña y con varios expertos externos chilenos: Claudio Huepe Minoletti (Universidad Diego Portales), Gonzalo Carreño y KAS Ingenieros.

29 Las RI y su aplicabilidad al caso chileno. Desafíos generales para la regulación chilena

Basándonos en el concepto de Red Inteligente (RI) utilizado por la *European Task Force for Smart Grids* en su *Commission Staff Working Document: Definition, Expected Services, Functionalities and Benefits of Smart Grids*¹²⁹, se considera lo siguiente:

- Una RI es una red eléctrica que puede integrar con costo-eficiencia los comportamientos y acciones de todos los usuarios conectados a ella –generadores, consumidores y aquellos que realicen ambas acciones– en orden a proveer un sistema eléctrico económicamente eficiente y sustentable, con escasas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro, así como de seguridad en su operación y manejo¹³⁰⁻¹³¹.

Se reconoce que en las redes existentes ya existen elementos que pueden catalogarse en cierto sentido como “inteligentes”, la diferencia, empero, entre las redes que ya cuentan con estos elementos en la actualidad, con aquellas que configuran con propiedad una RI, radica en la capacidad de las últimas de proceder a un manejo más complejo y eficiente de aquél desplegado en la actualidad. Conforme lo indica el documento referido, una RI permite el despliegue de productos, servicios y funcionalidades innovadoras, en conjunto con un monitoreo, control y comunicación inteligentes dotados de tecnologías autocorrectivas con diversos fines, tales como:

- Mejorar y facilitar la conexión y operación de generadores de todos los tamaños y tecnologías.
- Permitir a los consumidores jugar un rol en la optimización de la operación del sistema.
- Proveer a los consumidores de mejor información y de las opciones disponibles para manejar su demanda.
- Reducir significativamente el impacto ambiental de todo el sistema eléctrico.
- Mantener o aun aumentar los niveles de confiabilidad, calidad y seguridad de abastecimiento del sistema.
- Mantener o aun aumentar los servicios existentes que provee la red eficientemente.

¹²⁹ Extraído a su vez de los reportes de los [ExpertGroups 1 y 3](#).

¹³⁰ La definición está a su vez extraída del documento de *European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG)*, [Position Paper on Smart Grids An ERGEG Public Consultation Paper](#), 2009.

¹³¹ Traducción propia (libre).

En este cometido, tal como lo reconoce el documento de referencia, se estima que los principales agentes involucrados en el desarrollo de las RI son los siguientes:

- Operadores de red: transmisores, distribuidores e ISO (*Independent System Operator*).
- Los usuarios de la red, tales como generadores, consumidores y generadores residenciales o a pequeña escala.
- Los poseedores de capacidad de almacenamiento.
- Otros actores que pueden intervenir según el modelo regulatorio y de organización industrial que exista en la respectiva red, tales como comercializadores, retailers, empresas de servicios energéticos (ESCOs), agregadores de demanda u oferta para la provisión de energía o potencia o para la provisión de servicios complementarios (*ancillary services*) y proveedores de servicios técnicos asociados a los medidores.

Sin duda, el principal rol agente en la introducción y desarrollo de las RI viene dado por los operadores de redes de distribución y de transmisión eléctrica. En Chile, esos agentes son las compañías distribuidoras de servicio público de distribución de energía eléctrica, las empresas que prestan el servicio de transporte en sus dos niveles de transmisión y subtransmisión, y el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) encargado de la operación de los sistemas de más de 200 MW de potencia instalada.

No es difícil observar que, desde una perspectiva regulatoria, el mercado chileno de energía eléctrica requeriría de relevantes reformas en orden a hacer íntegramente aplicables todas las funcionalidades y servicios que puede proveer una RI. Ello, al menos en el segmento de distribución de energía eléctrica, donde precisamente se aprecian hasta ahora más significativas ganancias por la introducción del concepto de RI, dada su proximidad con el consumo.

En un análisis global, las RI presentan un cúmulo de desafíos que la regulación debe acometer desde diferentes perspectivas. Desde luego, las autoridades regulatorias y fiscalizadoras (esto es, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en el caso chileno) deben estar dotadas, cada una desde el especial ámbito de sus competencias, de la responsabilidad de proveer permanentemente al consumidor de energía eléctrica de una protección adecuada de cara a los prestadores de servicios asociados con las RI, de modo de garantizar que dichos servicios, sus acciones y objetivos se enmarquen dentro de los objetivos trazados para el desarrollo de la “energía inteligente”.

A modo de ejemplo, la introducción de las RI puede requerir:

- La implementación de resguardos específicos para el consumidor frente a eventuales y potenciales malos usos de desconexiones remotas, de cambios intempestivos de

comercializador (*switching*) en caso de que fuera liberalizado el mercado de la comercialización minorista de energía eléctrica¹³², de abusos en la aplicación de tarifas de diseño cada vez más complejo, entre otras.

- La aplicación de un nuevo enfoque normativo y de supervisión que contemple un cierto resguardo de los derechos fundamentales que pudieran ser lesionados mediante el procesamiento de datos de carácter personal, tales como la protección a la vida privada y la inviolabilidad del hogar y de toda forma de comunicación privada.

La instalación masiva de los nuevos medidores inteligentes que pudieran impulsarse como parte del desarrollo e implementación de las RI, exige, por su parte, un nuevo y más activo rol de la SEC en su actividad de supervisión y fiscalización, cuyo enfoque deberá adoptar un cariz más intensivo en el monitoreo tanto de la puesta en marcha de los nuevos medidores inteligentes, como de su operación regular.

En estrecha conexión con lo anterior, el despliegue de las RI supone incorporar al espectro de supervisión y fiscalización de la SEC a todo un nuevo grupo de servicios y de actores prestadores de los mismos, cuyo número y tipología permanecerá abierto a medida que el desarrollo tecnológico y la innovación permitan el surgimiento de nuevas aplicaciones ofrecidas a los consumidores. Cada nueva aplicación y cada nuevo servicio que sea incorporado al mercado supondrá un desafío a la flexibilidad y resiliencia de un marco regulatorio que deberá ser capaz de absorber consultas y reclamos originados en asuntos no abarcados hasta ahora, y nuevas certificaciones por parte de los prestadores de los servicios que les autoricen a operar en el mercado. Por supuesto, la simpleza, la inmediatez y la celeridad en la resolución de las solicitudes de los concernidos son valores que deberán guiar cualquier modificación regulatoria.

Desde una perspectiva de regulación de mercado, la normativa debería propender a que los servicios asociados a las RI puedan ser provistos en un ambiente competitivo y sin barreras a la entrada. No puede desestimarse, en este punto, la imposición normativa de restricciones de integración vertical para las empresas distribuidoras, de modo de garantizar condiciones de competencia suficientes que disciplinen el mercado en el mejor interés de los consumidores finales. Alternativamente, en el segmento de distribución, allí donde la prestación de servicios autorizados por parte de la distribuidora no presente condiciones de competencia suficientes, la regulación y tarificación de dichos servicios asociados también ofrece una solución que no

¹³²Esa posibilidad está recogida en alguna literatura en los mercados liberalizados en el segmento de comercializador retail. Se da en el caso de que los comercializadores transfieran sus carteras de clientes entre ellos. Eso no debiera realizarse sin autorización del cliente.

puede ser descartada a priori¹³³.

En este contexto, debe destacarse especialmente para los efectos del análisis de las RI, que los sobrecostos asociados a la obligación de incorporar elementos adicionales y tecnologías diversas en las líneas e instalaciones de distribución no pueden menos que ser reconocidos por la mecánica de la fijación tarifaria, puesto que la empresa modelo respectiva debe considerarse sujeta a las restricciones normativas que se presentan en cada momento. Así, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que determina la SEC para cada concesionaria, ya considera los costos que implica el desarrollo actual de la red, entre ellos:

- La valorización del inventario de las instalaciones de las empresas comprendidas en el área típica respectiva, en base a sus costos unitarios, a los costos de su montaje y a los costos asociados a dichos inventarios y su instalación, tales como flete, bodegaje, ingeniería, etc.
- Los costos desprendidos de los pagos por derechos y servidumbres que deba incurrir la empresa, tales como los costos derivados de derechos municipales.
- En general, toda la valorización tanto de bienes muebles e inmuebles, materiales e inmateriales que permitan una adecuada valorización del inventario de las empresas de distribución.

De este modo, tanto el VNR de las empresas de distribución eléctrica, como el Valor Agregado de Distribución (VAD) que les debe ser reconocido, se verán forzados a recoger el incremento de costos que se deriva del reemplazo de instalaciones de distribución aún antes de la expiración de su vida útil; incremento que deberá ser reconocido a futuro en cada fijación tarifaria por la vía de la valorización de los activos físicos de la compañía (además del incremento en la valorización de otros conceptos derivados tales como montaje, ingeniería, etc.).

En la misma línea de la regulación de mercado, la normativa debe perseguir que los costos ocasionados por la implementación de RI sean eficientemente radicados en quienes los producen y se benefician de ellos. Generalmente –y el modelo chileno a *grosso modo* no es una excepción–, los costos de inversión en las redes eléctricas se encuentran cubiertos por las tarifas eléctricas; pero allí donde las aplicaciones sólo benefician a un segmento dado de la red de distribución o de transmisión, la cobertura de los mayores costos de la red por la vía tarifaria redundante en un subsidio cruzado que incluso puede tomar connotaciones regresivas. Atender

¹³³Conforme lo prescribe el artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la calificación de un determinado servicio asociado como sujeto a regulación de precios compete al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

esta distorsión puede significar un desafío considerable, toda vez que la radicación exclusiva de los costos adicionales en los innovadores o pioneros de una determinada aplicación puede redundar ya sea en desincentivar por completo su introducción, ya sea en erigirle una barrera de entrada favorable a dicho pionero frente a posteriores competidores cuando él es un prestador de servicios, o ya sea en obligarle a soportar un costo que puede ofrecer externalidades positivas tanto a los futuros entrantes en la nueva tecnología como a la respectiva empresa distribuidora y al resto de sus clientes, principalmente a aquellos situados en las cercanías de las adecuaciones realizadas.

Salvado ese problema que es de diseño regulatorio, puede señalarse que varias aplicaciones de RI deberían poder ser incorporadas a los sistemas con modificaciones a normas técnicas, que desde una perspectiva exclusivamente legal, son notablemente más sencillas que aquéllas emprendidas a normas de mayor rango.

Desde una óptica más amplia, las barreras económicas, como la ausencia de incentivos hacia el desarrollo cabal de RI o la poca sintonía de nuestra regulación con las tendencias que impone la “energía inteligente”—tales como la flexibilidad tarifaria y el *switching*, así como la perpetuación de ciertos incentivos perversos de la distribuidora como el estar asociados sus ingresos a la cantidad de energía consumida, entre otros—, requieren de modificaciones legales profundas y de largo aliento. También lo requerirían, aunque a una menor escala, la introducción de funcionalidades tales como el admitir que los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) puedan vender directamente energía en casos de interrupción del servicio del distribuidor (microrredes).

Las ofertas de reducciones de consumo y otras aplicaciones que podrían resultar relevantes en caso de estrecheces o de decreto de racionamiento, podrían ser incorporadas y reestructuradas a la lógica de las RI, por vía reglamentaria y norma técnica (en términos legales, un plazo mediano a breve, supuesto que exista el consenso técnico).

El manejo y procesamiento de la información surgida principalmente de la medición inteligente, que puede pertenecer a la órbita privada de los consumidores, presenta desafíos muy peculiares que sólo podrían ser resueltos apropiadamente por vía legal.

30 Breve reseña del marco regulatorio de la industria eléctrica chilena y caracterización de la organización industrial del mercado eléctrico chileno

La industria eléctrica chilena sigue una topología derivada directamente del marco regulatorio que le ha sido impuesto. Es la propia ley (el Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica”, en adelante LGSE o ley eléctrica) la que realiza la categorización completa de la industria, tanto desde la perspectiva de la demanda como de la oferta en el mercado eléctrico.

Del lado de la demanda, la ley en su artículo 147 distingue dos tipos de consumidores, los clientes sometidos a regulación de precios y aquellos que no están sujetos a ella (denominados clientes libres).

Se consideran usuarios sujetos a fijación de precios los siguientes:

- Aquellos usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a instalaciones de distribución de una concesionaria.
- Los usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica.

Se exceptúan de la calificación precedente aquellos usuarios que se encuentren en alguna de las siguientes situaciones:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
- Cuando el usuario contrate calidades especiales de servicio superiores a las establecidas para los precios fijados.
- Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 MW-kilómetro.
- Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW.
 - En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

Por contrapartida, son clientes libres o no sujetos a fijación de precios todos aquellos que no

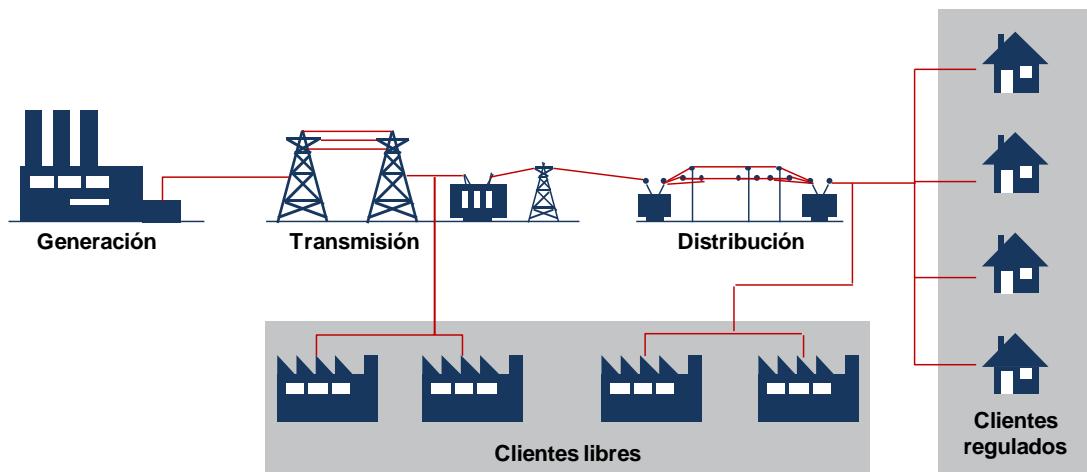
se encuentren en las referidas hipótesis.

Al segmentar a los consumidores de energía eléctrica en las dos categorías señaladas, la ley asume que respecto de ellas la comercialización de energía eléctrica obedece a características de mercado distintas que ameritan un tratamiento diferenciado:

- Así, el segmento de consumidores de altos volúmenes de demanda que se presumen poseedores de suficiente capacidad de negociación con sus proveedores, enfrenta un mercado liberalizado, de oferta libre sin significativas barreras a la entrada.
- El segmento de consumidores de baja demanda individual, en cambio, al carecer de poder de negociación suficiente, enfrenta una oferta de características monopólicas.

Del lado de la oferta, la ley categoriza los procesos de producción, transporte y distribución de energía en tres segmentos estancos, constituidos por las actividades de generación, transmisión y distribución, tal como se ilustra a continuación:

Ilustración 43: Actividades de la industria eléctrica chilena



Generación:

El primero de los segmentos mencionados –la generación– constituye, para efectos legales, una actividad completamente liberalizada, reconociéndose en ella condiciones de competencia, y agrupa a todas las instalaciones de generación interconectadas a un sistema eléctrico de más de 200 MW de potencia instalada¹³⁴.

Transmisión (dividida ésta en tres categorías: troncal, subtransmisión y adicional):

¹³⁴ Por razones de simpleza, se prescinde de describir los sistemas eléctricos de menos capacidad, constituidos por los Sistemas Medianos y los Sistemas Aislados.

El segmento de transmisión, que engloba a los sistemas de transporte de energía eléctrica de más de 23 kV, se divide como se señaló en las actividades de transmisión troncal, de subtransmisión y de transmisión adicional, todas las cuales están sujetas a algún grado de regulación.

Según lo dispone el artículo 76 de la LGSE la transmisión adicional comprende las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sujetos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

Las instalaciones de transmisión troncal, por su parte, son aquellas que conforme al Artículo 74 de la ley sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la normativa, y que cumplan con las siguientes características:

- Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.
- Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kV.
- Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.
- Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

Su determinación se realiza por decreto del Ministerio de Energía cada cuatro años, previo informe de la CNE siguiendo un procedimiento reglado de considerable complejidad.

Por último, de acuerdo a lo prescrito por el artículo 75, las instalaciones de subtransmisión son aquellas líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras, y que no califiquen como instalaciones troncales y que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un

cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras. Su determinación también se encuentra reglada mediante decreto con pasos procedimentales estrictos.

Tanto la transmisión troncal como la subtransmisión se encuentran sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda. La transmisión adicional, en cambio, sólo se encuentra sometida a un régimen de acceso abierto cuando sus instalaciones utilicen bienes nacionales de uso público o cuando utilicen concesiones para su instalación, y dicho acceso abierto queda sujeto, en todo caso, a la disponibilidad de capacidad en la respectiva línea.

Distribución:

El segmento de distribución, a su turno, está inserto en el régimen de más intensidad regulatoria en el ordenamiento eléctrico chileno, sometiéndose sus tres principales actividades (la provisión de suministro eléctrico de energía y potencia a clientes sometidos a regulación de precios, la provisión de servicios asociados y el transporte de energía de terceros) a grados de intervención significativos. Con respecto a los dos segundos, resulta pertinente destacar que la provisión de servicios asociados se refiere a aquellos servicios distintos del suministro eléctrico que se encuentran comúnmente ligados a dicho servicio, tales como el recambio de medidores, arriendo de medidores, instalación y reposición de empalmes, entre otros. Varios de estos servicios se encuentran regulados tarifariamente en razón de no existir en su provisión condiciones de competencia que aseguren un comportamiento de mercado sin distorsiones. En cuanto al servicio de transporte de energía eléctrica para terceros, interesa destacar que pese a que, como se verá, en la regulación chilena el distribuidor es el comercializador por excelencia de la energía eléctrica a nivel minorista, no por ello posee el monopolio de dicha actividad en su área concesionada, y bien puede un cliente libre ubicado en una determinada zona de concesión acceder a contratos directos de suministro eléctrico con un actor distinto de la concesionaria de servicio público de distribución respectiva, previo pago de un peaje de distribución.

Resulta apropiado detenerse brevemente en este punto. El artículo 115 de la LGSE dispone que los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad están obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución para que terceros den suministro a usuarios no sujetos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión, previo pago de un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sujetos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultaría igual al que pagarían si se les aplicaran las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona. En otras

palabras, se replica para el cliente la misma estructura tarifaria a la que debería acceder por ser abastecido por la distribuidora como un cliente regulado de su zona de concesión.

Por razones de competencia, sobre las que no viene al caso abundar en este Informe, la modalidad de peajes de distribución ha tenido escasa aplicación práctica. Baste señalar que la distribuidora, en su posición dominante en el mercado de suministro al interior de su área de concesión, carece de los incentivos adecuados para facilitar a terceros el transporte de energía eléctrica por sus líneas de distribución hacia clientes no regulados.

En relación a la actividad que signábamos como la principal de las concesionarias del servicio público de distribución, cabe también desarrollarla más detenidamente.

Un primer elemento que debe tenerse presente para el análisis es que, como se indicó, en el mercado minorista chileno el distribuidor es el comercializador por excelencia y reviste, respecto de esa demanda, características de monopolio natural. Una segunda característica que debe tenerse en mente es que, pese a que la regulación nacional implica considerar a la actividad de distribución como monopólica en su respectiva zona de concesión y así se ha dado en la práctica, en términos legales estrictos, la distribuidora no goza de ningún monopolio garantizado legalmente y bien pueden superponerse zonas de concesión de prestadores distintos.

El servicio público de distribución, concedido por el Estado mediante una concesión de servicio público de distribución, implica para la empresa concesionaria el estar obligada a prestar el servicio a cualquiera que lo solicite dentro de su zona de concesión o que se conecte a sus instalaciones mediante líneas propias o de terceros. Más aún, conforme lo ordena el artículo 131 de la ley eléctrica, las concesionarias deben disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. La disponibilidad de suministro a que se refiere la norma remite principalmente al mercado mayorista de comercialización de energía nacional, constituido por las empresas generadoras que integran los CDEC en los sistemas de capacidad instalada superior a 200 MW –entidades que se corresponden con el concepto habitualmente usado de ISO¹³⁵, y que por el hecho de

¹³⁵ El Decreto Supremo N°291, de 2007, del Ministerio de Economía, fomento y Reconstrucción, que “Aprueba el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga” establece que conforman el CDEC de cada sistema: las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sujetos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico. A su vez, pueden exceptuarse de pertenecer a dichos CDEC las empresas propietarias de centrales eléctricas, cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW; las empresas que posean la

pertenecer a tales organismos se encuentran autorizados para hacer *retiros* de energía del sistema, concepto este último que puede ser comprendido como comercialización mayorista de energía¹³⁶. Por cierto, la obligación legal del artículo 131 de la LGSE, cobra significativo interés al apreciar el papel que pueden jugar tanto la actividad de generación distribuida como la reciente actividad de generación distribuida en baja tensión (*net metering*) que ha sido introducida en la legislación chilena.

30.1 Modelo tarifario

El mercado eléctrico chileno, y consecuentemente su modelo tarifario, se estructuran sobre la base de la teoría del *Peak Load Pricing* que sostiene que la eficiencia tarifaria se logra estructurando el precio del servicio en dos componentes separadas, una asociada al suministro de energía eléctrica y otra a la potencia como reveladora de la infraestructura del sistema y su capacidad de suministro. Como es sabido, la capacidad de suministro se supone cobrada solo a quienes utilicen dicha capacidad, i.e. a quienes consuman electricidad durante los horarios de punta, en tanto el costo del suministro es solventado por todo el sistema.

Bajo el esquema de *Peak Load Pricing* el costo de proveer electricidad distingue entre dos recursos fundamentales: la cantidad de electricidad consumida por unidad de tiempo y el costo de la infraestructura utilizada para proveer la capacidad máxima de electricidad que pudiera ser demandada en el sistema instantáneamente, típicamente durante los horarios de punta, o potencia de punta. Esquemáticamente, el modelo de *Peak Load Pricing* reconoce que para el mercado eléctrico la solución eficiente comúnmente aplicada a la producción de un bien cualquiera que sitúa el óptimo de producción en aquel nivel que iguala los costos marginales de producir una unidad adicional al ingreso marginal que dicha unidad reporta, no es eficaz para ser aplicada a un producto de las características que posee el suministro eléctrico. En tal caso, la asignación de precio a costo marginal resulta insuficiente para cubrir los costos medios de producción, desincentivando la entrada de los oferentes al mercado, pues sólo es apta para cubrir sus costos variables de operación dejando sin satisfacer los costos de inversión

calidad de autoprodutor, cuyos excedentes totales de capacidad instalada de generación sean inferiores a 9 MW; las empresas propietarias de instalaciones de transmisión troncal, cuyos tramos de líneas de transmisión troncal no superen, en total, los 100 kilómetros; las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión cuyos tramos de líneas de subtransmisión no superen, en total, los 100 kilómetros; las empresas propietarias de instalaciones de transmisión adicionales, cuyos tramos de líneas de transmisión adicional no superen, en total, 100 kilómetros, y los clientes libres cuyas barras de consumo por medio de la cual se conectan a un sistema de transporte tenga una potencia total en dicha barra inferior a 4 MW.

¹³⁶La ley no exige que los retiros de energía y potencia (o la comercialización) deban estar respaldados por su contrapuesto concepto de *inyecciones* de energía y potencia, asociado a la producción física de energía despachada de centrales generadoras. Así, empresas con capacidad de generación limitada o con expectativas de despacho nulo dados sus costos de producción, bien pueden comercializar volúmenes significativamente superiores a los inyectados.

requeridos para dicha producción¹³⁷.

La alternativa planteada por el esquema de *Peak Load Pricing* estipula una tarificación mediante una componente de pago variable que sigue a los costos de operación (costos marginales del sistema) y que se encuentra supeditada a las cantidades demandadas; y una fija que se asocia a los costos de inversión (al costo de capital del suministro). Esta segunda componente se asigna con independencia de las cantidades demandadas (en unidades de energía), y, en cambio, se relaciona a la capacidad que el sistema debe poseer para proveer el suministro en los momentos de mayor demanda del sistema, esto es, a los consumos de los clientes presentes en horario de punta.

Reconociendo estas características, el precio final que recae sobre el consumidor regulado incorpora todos los costos de la cadena de valor del abastecimiento eléctrico en sus componentes de energía y potencia, desde su producción, pasando por su transporte, hasta su distribución y suministro final¹³⁸.

El mecanismo establecido en el artículo 131 y siguientes de la LGSE permite, por de pronto, asignar un valor relativamente estable (de largo plazo) al costo de producción de la energía eléctrica –actividad que, como se indicó, está íntegramente liberalizada. Así, mediante licitaciones de suministro realizadas por la propia concesionaria de servicio público de distribución, reguladas y monitoreadas de cerca por la autoridad regulatoria –la Comisión Nacional de Energía– y a las que concurren las empresas de generación interesadas en abastecer los consumos de la concesionaria que se licitan, se determina un precio de la energía a nivel de generación-transporte en el punto específico de conexión con la red del distribuidor (precio de nudo de largo plazo).

¹³⁷ El esquema de *peak load pricing* resulta especialmente adecuado a sistemas eléctricos hidrotérmicos, en los que, generalizando y simplificando el análisis, se presenta una razón costos de inversión/costos de operación inversa entre las centrales térmicas y las hidráulicas. Típicamente, los costos de inversión de centrales generadoras térmicas presentan costos de inversión relativamente bajos con costos de operación elevados, dándose el caso exactamente inverso en las centrales hidráulicas, cuyos costos de operación resultan considerablemente más bajos, siendo sus costos de inversión sensiblemente más elevados.

¹³⁸ Así lo consigna expresamente el artículo 155 inciso primero, al señalar: “En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación: 1.- Precios a nivel de generación-transporte. Estos precios se denominarán “precios de nudo” y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta; 2.- Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal (...”).

Dicho precio es, a su vez, promediado con los precios obtenidos de todas las licitaciones para clientes finales sometidos a fijación de precios que haya realizado la distribuidora y que se encuentren vigentes, ponderándose dichos precios por el volumen de suministro respectivo a cada uno de sus contratos. El valor obtenido de esta operación se denomina Precio de Nudo Promedio, y es el valor que las concesionarias, conforme lo dispone expresamente el artículo 157 de la ley eléctrica, deben traspasar a sus clientes finales en las tarifas cobradas¹³⁹⁻¹⁴⁰.

El precio del suministro en su componente de potencia, por su parte, se determina a nivel de generación mediante un decreto tarifario que permite establecer el precio nudo de la potencia de punta.

Como se señaló, el precio nudo en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las distribuidoras deben traspasar a sus clientes regulados, es el establecido a nivel de generación-transporte. Ello implica que en su valor incorporan los costos de la transmisión troncal y de la subtransmisión; costos que a su vez son obtenidos de sendos procesos tarifarios destinados a la determinación explícita de peajes destinados a remunerarlos¹⁴¹.

En el último eslabón de la cadena, la distribución, la fijación tarifaria está orientada a remunerar básicamente el dimensionamiento total de la red, por lo que es dable establecer que su precio está asociado principalmente –aunque no exclusivamente– a la potencia suministrada. El precio de la distribución eléctrica consiste en un Valor Agregado de Distribución que comprende los costos de capital y de operación y mantención asociados al suministro. El cálculo de ese VAD descansa sobre el presupuesto de una empresa modelo eficiente que presta el servicio de distribución en un área determinada¹⁴². Para esta empresa *modelo* el VAD

¹³⁹ El artículo 157, inciso primero, señala “Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.”.

¹⁴⁰ El propio artículo 157 contempla luego un último paso, que consiste en efectuar un ajuste de estos precios cuando el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico. En dicho caso, el precio promedio de tal concesionaria debe ajustarse para suprimir el exceso, el cual es absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados.

¹⁴¹ Es importante, eso sí, hacer la salvedad de que parte de los costos de transmisión troncal se recargan directamente en el consumidor final mediante un cargo único.

¹⁴² La modelación se realiza para ciertas **áreas típicas**, determinadas por la Comisión Nacional de Energía con el objeto de recoger las particularidades que enfrentan las distintas empresas de distribución en su ejercicio real, y así poder representar adecuadamente los costos de distribución en empresas con diferentes economías de densidad.

es calculado –conforme lo dispuesto por el artículo 182 de la LGSE¹⁴³– considerando los costos fijos incurridos en concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo; las pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Agrega el señalado artículo que “Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.”¹⁴⁴.

En términos teóricos, el modelo tarifario apunta a que el VAD represente el costo marginal de largo plazo de distribución, y el costo medio que hipotéticamente enfrentaría un competidor al instalar una red capaz de prestar el mismo servicio. El artículo 183 de la Ley Eléctrica lo expresa de la siguiente manera: [El] estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país¹⁴⁵. En otras palabras, lo que se busca reconocer mediante el proceso de fijación tarifaria es el valor nuevo de reemplazo de instalaciones mínimas e idóneas, considerando los precios y la tecnología vigente al momento de hacerse el análisis, para satisfacer la totalidad de los consumos proyectados en su área de concesión¹⁴⁶.

¹⁴³ Artículo 182 LGSE: “Artículo 182º.- El valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará:

- 1.- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- 2.- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y
- 3.- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.”.

¹⁴⁴ La determinación del Valor Nuevo de Reemplazo la realiza cada cuatro años la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para cada distribuidora eléctrica con el fin de que la Comisión Nacional de Energía pueda verificar que la rentabilidad agregada de la industria se encuentra dentro de los márgenes permitidos por la ley (la tasa de actualización de 10% más menos un 4%).

¹⁴⁵ En específico, el cálculo del VAD es realizado cada cuatro años conforme a un estudio tarifario (un estudio por cada área típica) cuyo procedimiento de elaboración y producción está reglado exhaustivamente y supervisado por la Comisión Nacional de Energía.

¹⁴⁶ “En países desarrollados donde el crecimiento del consumo eléctrico es muy bajo sino prácticamente nulo, la expansión del parque generador no tiene un gran impacto en el valor de las tarifas eléctricas para clientes finales, ya que no existen grandes requerimientos por expandir la capacidad de suministro. Al crecer poco la demanda, el sistema requiere expandirse de forma más lenta, siendo de poca importancia en la tarifa la componente de capacidad. En su lugar, el costo de abastecimiento, de naturaleza variable en el tiempo, tiene el lugar central en la configuración de las tarifas eléctricas. El elemento central en la tarificación eléctrica es el costo de abastecimiento, el cual efectivamente, varía según el momento del día.

De todo lo dicho, resulta que la estructura de la tarifa final del cliente regulado incorpora, tal y como está establecido en el artículo 155 de la LGSE ya citado, los precios de nudo de la energía y de la potencia (precio nudo promedio en el caso de la energía y el precio de la potencia de punta), el Valor Agregado de Distribución respectivo y el cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal. Con respecto al precio nudo de la potencia de punta, resulta importante advertir que, como es natural, la potencia total que debe disponer la distribuidora (tanto la comprada a sus suministradores como la implícita en el dimensionamiento de sus instalaciones) no resulta de la simple suma aritmética de las potencias máximas individualmente facturadas para cada usuario, por lo que la CNE aplica a tales valores un factor de ajuste que permite representar los aportes de cada usuario a la potencia integrada que debe disponer la red. Asimismo, resulta pertinente observar que la inmensa mayoría de los consumidores sometidos a fijación de precios en Chile poseen únicamente medidores de energía, por lo que su consumo de potencia es estimado en base a su consumo de energía.

En las Secciones siguientes se exponen algunas materias en las que, o bien se aprecian potenciales relevantes de desarrollo desde la perspectiva de las RI, o bien, son materias que se relacionan estrechamente con dicho concepto desde un enfoque normativo.

Así, es habitual ver dentro del pliego tarifario de las distribuidoras eléctricas tarifas tipo Time Of Use, que reconocen, más que un sobrecargo por uso de potencia en horarios de punta, valores diferentes de la tarifa eléctrica de acuerdo al cambio de los costos de la energía. (...) En países en desarrollo, donde el crecimiento del consumo eléctrico es alto y en algunos casos, acelerados, la expansión del parque generador tiene un gran impacto en el valor de las tarifas eléctricas para los clientes finales. En países como Chile, el modelo del Peak Load Pricing tiene gran relevancia en la configuración de las tarifas, estando estas diseñadas en torno a un cobro por potencia y por tanto, una remuneración de la inversión en capacidad para las empresas distribuidoras. De forma opuesta a lo normalmente observado en tarifas extranjeras como en Estados Unidos, las tarifas en estos países tienden a mantener su componente de cobro por concepto de energía constante durante el día, variando la componente por potencia, la cual contiene el pago de las inversiones, operación y mantención (COMA) de la capacidad crítica del sistema.”. Revisión de la estructura tarifaria para clientes regulados y de flexibilidad tarifaria, Informe Final corregido para la Subsecretaría de Energía, DICTUC, División Ingeniería: Dpto. Ingeniería Eléctrica, Informe N°: 1029218 de 04 de junio 2012. Disponible [aquí](#).

31 Medidores Inteligentes

31.1 Normas técnicas referentes a la medición inteligente

31.1.1 Normativa técnica en materia eléctrica

Conforme lo dispone el Artículo 124 del Decreto Supremo N°327, de 1997, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, los medidores sólo pueden ser instalados si han sido previamente revisados, calibrados, sellados y certificados, y serán controlados, a partir de ese momento, por cualquier organismo o laboratorio de certificación autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para tal efecto, independientemente de la titularidad del dominio sobre ellos.

Por su parte, el Decreto Supremo N°298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba Reglamento para la Certificación de productos eléctricos y combustibles”, establece los sistemas y mecanismos de certificación que deben seguirse para certificar adecuadamente productos como los medidores.

Los sistemas de certificación dispuestos por el aludido decreto están basados en la Guía ISO/CASCO *"Assessment and verification of conformity to standards and technical specifications"*, y corresponden a los siguientes:

Tabla 124: Sistemas de certificación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

	Denominación	Descripción
Sistema 1	Ensayo de tipo seguido del control regular de los productos.	<p>Sistema basado en el ensayo de tipo pero con cierta acción de seguimiento, dirigida a comprobar que la producción subsiguiente es conforme. El ensayo de las muestras de fábrica implica un control regular de las muestras de los modelos sometidos al ensayo de tipo, seleccionados de la producción del fabricante, antes de su entrega al cliente. Pueden distinguirse los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 3 para productos fabricados y ensayados en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 3 para productos fabricados en el extranjero, cuyo ensayo de tipo se realiza en Chile, y los ensayos de las muestras subsiguientes se realizan en el extranjero c) Para productos fabricados en el extranjero, cuyos ensayos de tipo y de las muestras de las partidas subsiguientes se realizan en Chile.
Sistema 2	Ensayo de tipo y evaluación del control de calidad de fábrica y su aceptación seguidos de vigilancia que toma en consideración la auditoría del control de calidad de la fábrica y el ensayo de muestras de fábrica y del mercado.	<p>Sistema basado en el ensayo de tipo, con evaluación y aprobación de las disposiciones de control de calidad del fabricante, seguidas de vigilancia regular mediante inspección del control de calidad de fábrica y ensayo de las muestras del mercado y de la fábrica. Pueden distinguirse los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 5 para productos fabricados y ensayados en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 5 para productos fabricados en el extranjero, cuyo ensayo de tipo se realiza en Chile y los ensayos de las muestras de fábrica subsiguientes se realizan para Chile, en el extranjero.
Sistema 3	Ensayo por lotes	<p>El ensayo por lotes es un sistema en virtud del cual un lote de un producto o familia de productos es sometido (a) a ensayo de muestreo y del cual se emite un veredicto sobre la conformidad con la especificación (Sistema ISO/CASCO N° 7).</p>

	Denominación	Descripción
Sistema 4	Ensayo al 100%	<p>El ensayo al 100% es un sistema en virtud del cual se someten a ensayo todos y cada uno de los productos, según los requisitos dispuestos por la Superintendencia mediante los Protocolos de análisis y/o ensayos. Pueden distinguirse los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 8 para productos ensayados en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 8 para productos ensayados "in situ" en Chile. c) Sistema ISO/CASCO N° 8 para productos fabricados y ensayados en el extranjero.
Sistema 5	Ensayo de tipo, seguido de auditorías del sistema de calidad del fabricante	<p>Sistema basado en el ensayo de tipo, seguido de auditorías anuales del sistema de control de calidad utilizado por el fabricante. Se distinguen los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Sistema ISO/CASCO N° 1 (Ensayo de tipo) seguido de auditorías anuales del sistema de calidad utilizado por el fabricante, en Chile. b) Sistema ISO/CASCO N° 1 (Ensayo de tipo) en Chile, seguido de auditorías anuales del sistema de calidad utilizado por el fabricante, en el extranjero.
Sistema 6	Especial	<p>Sistema basado en el reconocimiento de los certificados de tipo, aprobación, sello de calidad y marca de conformidad, emitidos por organismos de certificación con domicilio en el extranjero, seguido de la extracción de una muestra del lote o partida, la cual es sometida a los análisis y/o ensayos establecidos en los Protocolos respectivos.</p>
Sistema 7	Reconocimiento mutuo	<p>Sistema basado en el reconocimiento mutuo en materias de certificación de productos eléctricos y de combustibles entre el Estado de Chile y un Estado o conjunto de Estados, y se regirá de acuerdo a las normas técnicas y reglamentarias aceptadas por las Partes.</p>

En la práctica, en el ámbito chileno, la industria de certificación de productos –dados los volúmenes de demanda, el tamaño del mercado y la sofisticación requerida para sus análisis– adolece de significativas dificultades para desarrollarse con el dinamismo y velocidad que requieren los mercados que abastecen.

En vista de ello, cada vez con más frecuencia los productos de alta sofisticación reciben su autorización para ser comercializados mediante la facultad establecida en el artículo 9° del Decreto Supremo N°298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual dispone que en el caso de que un producto no pueda certificarse de acuerdo a alguno de los sistemas de certificación establecidos por el mismo reglamento, por falta de Organismo de Certificación autorizado para tales efectos, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles podrá autorizar, mediante resolución fundada, la comercialización de dicho producto, en cuyo caso el interesado deberá solicitarlo expresamente.

Con todo, y de cara a una operación más de largo plazo, se requiere una estandarización generalizada y uniforme aplicable a todas las compañías en materia de la tecnología y aplicaciones que deben poseer los medidores inteligentes y en ese sentido se deberían orientar esfuerzos de la autoridad y de la industria. En general, en el ámbito nacional, la elaboración de normas técnicas emana principalmente de recoger las prácticas y normas observadas a nivel comparado; usualmente esa es la vía por la que se procede para obtener la autorización de la SEC referida en el párrafo precedente y, ese es el modo como se inicia el estudio de la emisión de una norma técnica cuando se pretende ya su aplicación general y uniforme: recogiendo las prácticas internacionales en un determinado ámbito.

Por cierto, ese es el camino que debe seguirse para efectos de la medición inteligente: identificar aquellas normas internacionales o extranjeras que mejor se adapten a las necesidades y posibilidades de las redes chilenas, lo que obviamente requiere primero que esas necesidades y posibilidades sean detectadas y consensuadas entre los actores involucrados (empresas, Ministerio de Energía, SEC).

31.1.2 Normativa técnica en materia de telecomunicaciones

Del mismo modo, las tecnologías de comunicación de datos implícitas en la introducción de tecnologías de la información que incorporan los medidores inteligentes, deben acogerse a lo dispuesto por la ley N° 18.168, “Ley General de Telecomunicaciones”¹⁴⁷. Conforme lo dispone la

¹⁴⁷La Ley General de Telecomunicaciones da un marco amplísimo de qué se entiende por dicho concepto al señalar: “Artículo 1º.- Para los efectos de esta ley, se entenderá por telecomunicación toda transmisión, emisión o recepción de signos, señales, escritos, imágenes, sonidos e informaciones de cualquier naturaleza, por línea

señalada ley en su artículo 3º, los servicios de telecomunicaciones que se desprenden de la actividad de los medidores inteligentes deben entenderse clasificados en la categoría de “Servicios limitados de telecomunicaciones”, cuyo objeto es satisfacer necesidades específicas de telecomunicaciones de determinadas empresas, entidades o personas previamente convenidas con éstas y cuya prestación no podrá dar acceso a tráfico desde o hacia los usuarios de las redes públicas de telecomunicaciones. Estos servicios pueden comprender Servicios de telecomunicaciones de libre recepción o de radiodifusión (servicios que pertenecen a otra categoría, conforme el mismo artículo), cuyas transmisiones están destinadas a la recepción libre y directa por el público en general o también servicios de radiodifusión de mínima cobertura¹⁴⁸.

Según lo dispuesto por la Ley General de Telecomunicaciones, los servicios limitados de telecomunicaciones no requieren para su instalación, operación y explotación de una concesión otorgada mediante decreto, sino sólo de un permiso entregado por resolución exenta de la Subsecretaría de Telecomunicaciones dependiente del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones. Dichos permisos tienen una duración de diez años renovables a solicitud de parte interesada.

Existen excepciones a esta regla general, que están constituidas, para el caso que nos interesa de las RI, por los siguientes servicios:

- Servicios limitados constituidos por estaciones de experimentación¹⁴⁹ y por estaciones que operen en bandas locales o comunitarias (cuya licencia expedida por la Subsecretaría de Telecomunicaciones es de más fácil obtención y tiene una duración de 5 años, renovable por períodos iguales a solicitud de parte interesada).
- Servicios limitados cuyas transmisiones no excedan el inmueble de su instalación o que utilicen sólo instalaciones y redes autorizadas de concesionarios de servicios intermedios¹⁵⁰ para exceder del ámbito del inmueble señalado, que no requieren de concesión

física, radioelectricidad, medios ópticos u otros sistemas electromagnéticos.”. En ese entendido, las comunicaciones requeridas en una red inteligente no pueden más que ser comprendidas dentro del ámbito de dicha ley.

¹⁴⁸ Aquellos constituidos por una estación de radiodifusión cuya potencia radiada no exceda de 1 watt como máximo, dentro de la banda de los 88 a 108 MHz. Esto es, la potencia del transmisor y la que se irradia por antena no podrá exceder de 1 watt y su cobertura, como resultado de ello, no deberá sobrepasar los límites territoriales de la respectiva Comuna.

¹⁴⁹ Se define como Estación Experimental aquella que utiliza las ondas radioeléctricas para efectuar experimentos que pueden contribuir al progreso de la ciencia o de la técnica. Definición que, por cierto, puede resultar funcional al caso de las transmisiones de telecomunicaciones de las redes inteligentes.

¹⁵⁰ Los Servicios intermedios de telecomunicaciones, son aquellos que están constituidos mediante concesión,

y tampoco de licencia.

Ambas excepciones pueden resultar aplicables a las RI y la puesta en marcha de los medidores inteligentes con las principales funcionalidades que pueden ofrecer tales tecnologías.

31.2 La introducción de la medición inteligente en el mediano y largo plazo

Pese a que en el corto plazo no existen barreras regulatorias para la introducción masiva de medidores inteligentes en Chile, es necesario insistir en que en nuestro ámbito no existen incentivos suficientes ni para el consumo ni para la oferta de disponer de medidores inteligentes:

- Desde el lado del consumo, la principal y obvia barrera que enfrentan estas tecnologías está dada por su elevado costo y las escasas funcionalidades que el consumidor puede aprovechar de una medición sofisticada. A nivel comparado, los principales alicientes a incorporar estas tecnologías a nivel masivo están dados por la factibilidad de hacer *switching* (cambios a solicitud del consumidor en la entidad que le provee de la energía) y de acceder a un marco de flexibilidad tarifaria que le permita al consumidor gestionar su demanda en respuesta a las señales de mercado.
- Del lado de la oferta, a su turno, los incentivos principales de la introducción de medidores inteligentes vendrían dados por la mejora que estos sistemas de medición pueden suponer en el pliego tarifario actual, en el control del hurto de energía, en la detección y gestión oportuna de fallas y contingencias de black-out, y en la reducción considerable de los costos de medida y mantención de los medidores.

El pliego tarifario chileno descansa, en algunas de sus opciones, en estimaciones de las cantidades de potencia demandada que en su momento reflejaron el mayor costo relativo de realizar la medición. Estas metodologías podrán fácilmente ser abandonadas mediante la introducción de la medición inteligente, reduciendo los ámbitos de incertidumbre de la empresa distribuidora. También es posible reducir la incertidumbre de la distribuidora mediante un mejor conocimiento de sus clientes. Los medidores inteligentes podrían aportar información muy relevante para efectos de que la distribuidora, como comercializadora de energía, pueda gestionar de manera más eficiente sus contratos de suministro con las generadoras: la curva de carga de sus clientes, es por cierto, la más evidente fuente de información para tales fines.

En este sentido, resulta muy claro que, dado el actual desarrollo de la industria eléctrica nacional, la

pero sólo se dedican a ofrecer sus instalaciones y redes a satisfacer las necesidades de los concesionarios o permissionarios de telecomunicaciones en general, o a prestar servicio telefónico de larga distancia. Son, en definitiva, intermediarios, a raíz de que su servicio consiste únicamente en poner a disposición de terceros sus redes para los servicios de telecomunicaciones.

introducción de medidores inteligentes presenta mayor potencial en el marco de generación distribuida ya sea residencial o de escala mayor, aunque, por cierto, en el segmento de clientes regulados industriales presenta una factibilidad mayor de ser implementada. En ese ámbito, bien podría una norma técnica disponer de condiciones de conexión para el consumidor más exigentes, suficientes para encontrarnos ya en el ámbito de la medición inteligente.

Adicionalmente a lo ya señalado debe tenerse en consideración la normativa actual que rige la tarificación de las actividades de recambio y arriendo de medidores, que en Chile se encuentra establecida como un Servicio Asociado, esto es, un servicio que presta la empresa de distribución eléctrica distinto de dicha distribución. En este caso, dado que en la prestación de estos servicios se ha estimado que no existirían condiciones de competencia suficientes para autorizar que ellas se realicen a precios libres¹⁵¹, se procede a tarificar las prestaciones específicas.

Así, en el caso de implementarse un programa de recambio de medidores en instalaciones existentes, se debe proceder mediante el Servicio Asociado “CAMBIO O REEMPLAZO DE MEDIDOR”¹⁵².

- Este servicio consiste en el “retiro del medidor existente e instalación en su reemplazo de otro de iguales o diferentes características, a solicitud del cliente y conforme a modalidad tarifaria” y además dispone que este servicio también puede ser prestado “a requerimiento de la distribuidora ante situaciones que impidan la correcta medida y que sean debidamente fundadas y comprobadas técnicamente”.
- El servicio incluye:
 - La atención comercial.
 - El cambio del medidor existente por otro de iguales o distintas características, siempre y cuando no implique el cambio de la caja del medidor ni su tipo de montaje.
 - La desconexión y retiro del medidor existente.

¹⁵¹ Esta calificación la realiza el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, conforme lo dispuesto en el número 4 del artículo 147 de la LGSE: “4.- Los servicios no consistentes en suministros de energía, prestados por las empresas sean o no concesionarias de servicio público que, mediante resolución del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, dictada a solicitud de la Superintendencia o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.”

¹⁵² Servicio contenido en el Decreto Supremo N° 197, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Fija Precios de servicios no consistentes de suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica”.

- La instalación, conexión y precintado del nuevo medidor para su correcta puesta en funcionamiento, en cuyo caso se deberá realizar una verificación y programación del medidor nuevo, previo a su instalación.
 - Verificación de la puesta en servicio, incluyendo una toma de lectura del medidor retirado y del nuevo instalado.
- Por el contrario, el servicio no incluye:
 - El cambio de otros elementos asociados a la medida como protecciones o transformadores de corriente o tensión ni de cualquier otro tipo de equipamiento fuera del propio medidor a instalar.
 - La reparación eventual de elementos del empalme.
 - El nuevo medidor podrá ser provisto por el cliente o por la distribuidora a petición expresa del cliente.

Asimismo, en caso de que se estipule que la propiedad del medidor permanezca en el cliente, debe activarse el Servicio Asociado “ARRIENDO DE MEDIDOR”¹⁵³.

- Este servicio consiste en “el arriendo de un medidor a solicitud del cliente, conforme a los requerimientos tarifarios de éste y por un período mínimo de un año, contra el pago de un canon mensual o bimestral, según acuerdo entre el arrendatario y su proveedor. El servicio debe garantizar la calidad de la medida y su continuidad”.
- “Este servicio incluye la provisión, instalación, conexión y puesta en funcionamiento del medidor a ser arrendado”.
- “Adicionalmente, incluye la calibración y programación previa a la instalación del medidor, la verificación de la puesta en servicio, y su mantenimiento regular en el terreno, incluyendo materiales”.
- “Asimismo, se deberá proveer la reposición inmediata ante eventuales desperfectos propios del medidor o por causas no imputables al cliente en el plazo máximo de 48 horas posteriores a la recepción del aviso”.
- “No se incluye el retiro del medidor, la instalación de transformadores de corriente o tensión, protecciones, u otro tipo de equipamiento fuera del propio medidor a arrendar”.

¹⁵³Según lo establece el señalado Decreto Supremo N° 197, de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Es importante señalar que el costo de los señalados servicios debe sujetarse estrictamente a lo dispuesto en el pliego tarifario contenido en el decreto señalado, por lo que sus mayores costos deberán necesariamente ser absorbidos por la empresa distribuidora que los instala.

32Generación local

La expresión de la aplicación marginalista de precios a que se hizo referencia en la reseña del marco regulatorio de la industria eléctrica chilena, se encuentra recogida a nivel de generación en nuestra legislación eléctrica, en el artículo 149 de la LGSE, que señala que “[l]as transferencias de energía entre empresas eléctricas, que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación(...), serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico”, agregando más adelante que “[p]or su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación (...), serán valorizadas al precio de nudo de la potencia”.

La ley encomienda al “organismo de coordinación de la operación”, o CDEC, la determinación de los aludidos precios así como los balances respectivos para las transferencias que proceda realizar entre las empresas coordinadas. Por su parte, conforme al artículo 137, revisten el carácter de coordinadas todas aquellas instalaciones de generación o de transmisión interconectadas en un sistema eléctrico o que operen en sincronismo con él. Resulta interesante destacar que dado el lenguaje que emplea el artículo 149, para el medio de generación sincronizado al sistema eléctrico, la posibilidad de vender la energía evacuada al costo marginal instantáneo, y la potencia prestada al precio nudo de la potencia, es un auténtico derecho.

Con todo, el mismo artículo se encarga de establecer una excepción, al estatuir hacia sus incisos finales una categoría especial de instalaciones, las cuales pueden acogerse a un mecanismo especial de valorización de sus inyecciones de energía –quedando el derecho a vender su energía a costo marginal instantáneo como un derecho supletorio a esta posibilidad. Dicha categoría especial está dada por los medios de generación que no superen los 9.000 kW de potencia suministrable, para los cuales, como se indicó, existe una forma alternativa de determinación de precios consistente en un mecanismo de estabilización.

Dentro de este conjunto de instalaciones que se denominan pequeños medios de generación, la ley establece un subconjunto de instalaciones con un tratamiento aún más particular, consistente en los pequeños medios de generación que se conectan directamente a una red de distribución. Para este subconjunto, la ley prevé adicionalmente un procedimiento de conexión de instalaciones también garantizado legalmente por la vía de un derecho –esta vez de libre acceso–, cuyo mecanismo para hacerse efectivo se encuentra reglamentariamente estatuido y pormenorizado.

Señala el inciso final del artículo en comento: “Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia

suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento. El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.”.

Dos instrumentos normativos complementan a esta disposición: el Decreto Supremo N°244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que “Aprueba Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos” y la “Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión” emitida por la Comisión Nacional de Energía.

Ambas fuentes otorgan una regulación acabada de los pasos y criterios técnicos que permiten que un proyecto de pequeña generación distribuida pueda ser conectado a una red de distribución, y regulan conceptos relevantes respecto de tales medios de generación, como su operación –que se configura en un autodespacho–, su régimen de valorización de inyecciones de energía y potencia–que puede consistir en un régimen de valorización a costo marginal horario de la energía o a uno de precio estabilizado¹⁵⁴–, y la forma en que los señalados medios deben participar de los balances de energía y potencia de los CDEC respectivos.

Debe observarse que el mecanismo establecido en la ley supone considerar a los distribuidores, con respecto a los pequeños medios de generación distribuida, como los destinatarios físicos de la energía y la potencia despachadas por dichos medios. Esto no es explícito en la ley y, de hecho, los balances de energía consideran en las transferencias de energía a costo marginal instantáneo a dichos medios de generación (al igual que los consideran en las transferencias de potencia firme), cuando ellos no han optado por el mecanismo de precio estabilizado; pero no obstante aquello, la

¹⁵⁴ Debe hacerse notar que el mecanismo de estabilización de precios que dispone la ley, en la práctica no ha tenido aplicación. Dada la contingencia de precios que se presenta en el mercado nacional, la venta de la energía al costo marginal instantáneo de la energía resulta mucho más atractiva que cualquier mecanismo de estabilización y, dados los costos de inversión relativamente menores de un pequeño medio de generación, compensa con creces los mayores riesgos en que incurre un proyecto al renunciar al precio estabilizado.

virtual inexistencia de exportación de energía desde la red de distribución más allá de sus barras de conexión con la red de subtransmisión, en aquellas distribuidoras de tamaño relevante, no permite llegar a una conclusión distinta. Las consecuencias de esto son importantes: la operación de los pequeños medios de generación distribuida no admite en la regulación nacional una operación bajo la forma de microrredes, en caso por ejemplo de contingencias de *blackout* en la red de distribución o de congestiones aguas arriba; en tales casos, aun cuando fuere técnicamente factible que los medios de generación distribuida continuaran operando, no existiría una señal de precios marginales assignable a las respectivas inyecciones.

La admisión de generación distribuida en los Sistemas Medianos requiere, por su parte, mayores reformas regulatorias. La organización industrial de tales segmentos se presenta bajo la forma de industrias verticalmente integradas, en las que la generación y la distribución-transporte son realizadas por una misma entidad. Esta forma organizativa que no admite competencia, no es un monopolio de privilegio –pues no se desprende directamente de la ley, que muy por el contrario se coloca en la hipótesis de que exista más de un generador en dichos sistemas (el artículo 173 de la LGSE señala expresamente en su inciso final que cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente); pero a nivel reglamentario no se encuentra resuelto aún cómo debe coordinarse la operación de los señalados sistemas. Desde luego, para que el actor secundario de generación pueda operar como un pequeño medio de generación, deberá existir un CDEC en tales sistemas, pues ese es el supuesto que exige la LGSE en su artículo 149.

Es importante tener presente que dada la regulación actual dispuesta por el Decreto Supremo N°298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, los equipos de generación eléctrica superiores a 500 kilowatts de potencia no se encuentran sujetos a las obligaciones de certificación y autorización que regula a la generalidad de los productos y artefactos que utilizan energéticos en Chile¹⁵⁵.

32.1 Net billing

El caso del incipiente net metering que ha sido recientemente admitido legalmente en el ordenamiento chileno mediante la ley N°20.571 –mecanismo que se corresponde más propiamente con uno de tipo *net billing*–es análogo al establecido para los pequeños medios de generación

¹⁵⁵Esta norma debe revisarse, puesto que dada su ubicación (en la definición de “Productos de Combustibles”), se coloca únicamente en el supuesto de que los referidos equipos generan electricidad mediante consumo de combustibles fósiles, en circunstancias de que hoy los medios de generación son variados.

distribuida. En ellos se considera al distribuidor, ya no de modo implícito sino explícito, como el destinatario de la energía¹⁵⁶ aportada por los medios de generación residencial de hasta 100 kilowatts de potencia instalada por medios de generación renovable no convencional o de cogeneración eficiente¹⁵⁷.

La regulación chilena ha admitido a los medios de microgeneración renovable no convencional por la vía de facilitar sus inyecciones de energía, suponiendo que las mismas se deben compensar contablemente –no físicamente¹⁵⁸– con los consumos de energía del microgenerador; en caso, de que aquéllos superen a éstas, nace para el consumidor final que inyecta energía el derecho a obtener un pago por sus excedentes. El precio asignado a la energía se computa considerando el mismo precio a que, como consumidor, se encuentra sometido el microgenerador (precio nudo promedio ponderado), más las menores pérdidas medias de distribución que la inyección de energía ocasiona al distribuidor (la determinación de este factor de pérdidas medias es realizado por la Comisión Nacional de Energía en el proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución).

Dentro de las materias que restan por ser resueltas en la normativa infralegal que debe emitir el Ministerio de Energía y la CNE para la aplicación cabal de la ley N°20.571, destacan por su relevancia dos cuestiones fundamentales para efectos del análisis que estamos efectuando: el tratamiento normativo que se dará a las obras y adecuaciones que deberán realizarse a la red con ocasión de la instalación de microgeneradores, y la estandarización de las redes de distribución en orden a regular con precisión los límites y umbrales de microgeneración admitidos en la red o en ciertos sectores de ella en su caso.

32.2 Obras y adecuaciones adicionales en la red con ocasión de la instalación de microgeneradores

De acuerdo a lo dispuesto por la ley N°20.571 en su artículo 149 bis “*las obras y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo [microgeneradores], deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrá significar costos adicionales a los demás clientes*”. Conforme a este mandato legal, corresponde dilucidar en qué medida el microgenerador debe hacerse responsable de potenciales adecuaciones en la red para efectuar su actividad de inyección de energía eléctrica.

En principio dos son las alternativas posibles:

¹⁵⁶ El mecanismo no considera pagos por potencia.

¹⁵⁷ Concepto que se corresponde con el de CHP (Combined Heat and Power).

¹⁵⁸ De ahí que sea más propio hablar en este caso de *net billing*.

- Una interpretación restringida o estricta según la cual ninguna adecuación cuya causa o motivación directa haya sido permitir la conexión y la inyección de los excedentes de energía eléctrica del microgenerador puede ser incorporada en el VAD de la respectiva distribuidora, haciéndose por ende éste el único responsable de su costeo y propietario de las mismas instalaciones.
- Una interpretación amplia, según la cual sólo correspondería al microgenerador financiar y costear las obras estrictamente necesarias para permitir la conexión, asumiendo que el término inyección hace referencia a las mismas necesidades de la conexión, y sin considerar en él a las necesidades que se presenten en el reforzamiento mismo de la red.
 - De acuerdo a esta interpretación, se consideraría que cualquier costo que reporte un beneficio exclusivamente privado radicado en el microgenerador le debería ser adjudicado a éste, y que aquellos costos que generan beneficios generales o radicados en un número indeterminado de consumidores bajo la forma de externalidades, deberán ser incorporados al VAD¹⁵⁹. Debe observarse que en un contexto de RI, la gestión de esta materia de crucial importancia se hace más plausible, dada la mayor información que dichas tecnologías aportan respecto de la configuración y operación de las mismas instalaciones.

Sea cual sea la alternativa adoptada por el regulador, se estima que la propiedad o el usufructo de las adecuaciones que se realicen en la red –esto es, más allá del empalme del microgenerador–, deben igualmente pasar a la distribuidora, puesto que una alternativa distinta puede derivar en considerables distorsiones en términos de operación, reposición y mantenimiento de las obras adicionales. En el segundo caso enunciado en el párrafo precedente, eso se produce de manera automática por la propia lógica de nuestro sistema tarifario en distribución, pudiendo hacerse operativa en esta alternativa el mecanismo dispuesto por el artículo 126 de la LGSE que contempla la figura de los “aportes financieros reembolsables” para el financiamiento de las adecuaciones en tanto ellas no sean reconocidas en el VAD; en el primero, en cambio, deberá buscarse alguna figura contractual que otorgue a título gratuito la propiedad a la distribuidora sobre las adecuaciones realizadas, o bien una que le otorgue análogos derechos sobre dichas instalaciones (un usufructo o un comodato podrían resultar útiles a estos efectos). En esta alternativa, por cierto, aparece una distorsión indeseable consistente en la existencia de externalidades positivas generadas para el distribuidor o para el resto de los consumidores (o microgeneradores en el caso de que las adecuaciones fueren solventadas por un primer entrante al mercado), que no son remuneradas al microgenerador.

¹⁵⁹ Esto, por cierto, genera para la distribuidora incentivos alineados a propender a la microgeneración, mitigando sus incentivos a ser más conservadora y rehuir a mayores responsabilidades en la operación de las redes.

Desde luego, estas no son las únicas consideraciones que se deben tener presentes. Desde un punto de vista tarifario aparecen otras tantas cuestiones que deben ser consideradas atentamente, tales como la idoneidad del esquema de áreas típicas utilizado para la tarificación en el caso de que las instalaciones deban ser reconocidas en el VAD (¿una empresa modelo eficiente debe dimensionar sus redes para qué niveles de penetración de microgeneración distribuida?); la inclusión de los nuevos costos que se generen a la distribuidora distintos de la conexión y la inyección del microgenerador, tales como facturaciones, lecturas, manejo de información, en el VAD y en los costos de explotación que se calculan para efectos del VNR; entre otras.

32.3 Caracterización y estandarización de las redes de distribución

En el contexto de la incorporación de generación distribuida en cualquiera de los niveles admitidos por la ley –desde microgeneración residencial o comercial hasta PMGD de 9 Mega Watts (MW)– la caracterización y estandarización detallada de las redes se torna una cuestión fundamental.

Tratándose de los primeros de dichos medios de generación la caracterización de las redes es, desde luego, más crítica, toda vez que dada la mayor sofisticación del generador distribuido la normativa no contempla (ni puede contemplar) iguales exigencias para el microgenerador que para él. Es así como el Decreto Supremo N°244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y su norma técnica especifican estrictos estándares de información y análisis que un proyecto de PMGD debe generar emprender como requisito para proceder a su conexión. En el caso de la microgeneración, siendo evidente que tales estándares de información no pueden ser exigidos a ellos sin afectar o comprometer seriamente la factibilidad del desarrollo de los proyectos, la falencia debe ser suplida por la vía de generar a priori caracterizaciones muy detalladas respecto de la topología y comportamientos de las redes de distribución que sean de libre acceso.

No obstante, ese no es el único enfoque que puede darse a esta cuestión. Muy por el contrario, una adecuada caracterización también deberá reportar información imprescindible para la propia autoridad regulatoria para establecer los límites de penetración que pueden ser admitidos por cada distribuidora y así dar cumplimiento a lo dispuesto en los incisos tercero y cuarto del artículo 149 bis:

“Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.

La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la

seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts.”.

Resulta oportuno mencionar que, de cara a la introducción de los avances de las RI y dada la considerable cantidad de información que generan estas tecnologías, esta cuestión se torna relativamente más simple en un ejercicio casuístico que en un ejercicio teórico abstracto aplicable a una pluralidad de casos distintos. En atención a ello, se considera que un enfoque flexible y dinámico, en el que la propia distribuidora sea la que tenga la atribución de proponer los límites mencionados a la autoridad (actividad en la que se puede involucrar incluso a terceros expertos mediante el acceso a la información cabal de las redes), puede resultar más idóneo para abordar la cuestión. No debe olvidarse, por cierto que es la distribuidora la obligada legalmente a la mantención de la calidad y seguridad del servicio, por lo que ella es la primera interesada en la cuestión.

33 Almacenamiento Local

El almacenamiento local requiere de modificaciones regulatorias, puesto que no ha sido considerado por ninguno de los textos normativos que se refieren a pequeña generación (ni a nivel de ley ni a nivel reglamentario) como un medio de generación que pueda acogerse a las disposiciones que propendan a facilitar la conexión de energía y potencia a nivel local.

El almacenamiento sólo puede ser recogido en la regulación eléctrica hoy, sin mediar interpretaciones de la autoridad que permitan considerar a las tecnologías de almacenamiento como un medio de generación, bajo la modalidad de un servicio complementario, pero con ello, aunque en ese ámbito pueden ser muy valiosos, abandona su componente local para pasar a prestar servicios a la operación del sistema eléctrico en su conjunto.

Un mecanismo para forzar la asimilación de las tecnologías de almacenamiento dentro de la categoría de generadores, pero en este específico caso de generadores renovables no convencionales, sería proceder a realizar la consulta a que se refieren los artículos 225º letra aa) numeral 7) de la Ley General de Servicios Eléctricos y 64 del Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que disponen que la Comisión Nacional de Energía podrá clasificar, de oficio o a petición de parte, como no convencionales a fuentes energéticas no incluidas dentro de esa categoría ni en la ley ni en el reglamento, en la medida que la utilización de dichas fuentes tengan un bajo impacto ambiental y contribuyan a aumentar la seguridad del abastecimiento energético. Se estima, en todo caso, que no es sencillo que las tecnologías de almacenamiento pueden ser asimilados a un sistema de generación, pero ello no obsta a que igualmente puedan ser incorporados a las redes sin restricciones evidentes¹⁶⁰. Con respecto a este punto, debe observarse que la asimilación de las tecnologías de almacenamiento como medios de generación dependerá de la apreciación específica de las características que, en los hechos, presente una determinada tecnología. En principio, el almacenamiento de energía potencial parece conceptualmente más próximo a la generación de energía eléctrica mediante fuentes primarias; el almacenamiento mediante baterías, en cambio, parece un poco más distante en términos conceptuales. Con todo, en ambos casos, las tecnologías de almacenamiento difícilmente se podrán asimilar a medios de generación renovables –aunque ciertamente pueden ser considerados no convencionales– pero ello siempre dependerá del arbitrio de la administración por una decisión autoritativa emanada de la forma descrita precedentemente.

¹⁶⁰ Salvo en cuanto no pueden acceder a los mecanismos de “facilitación” que han sido diseñados para los pequeños medios de generación y para la generación residencial.

En los Sistemas Medianos la tecnología de almacenamiento podría tener un mayor impacto y resultar más acorde con su marco regulatorio, dado que la integración vertical que se da en tales mercados permite que los intereses del generador-distribuidor integrado no se vean necesariamente afectados por la introducción de almacenamiento local. De hecho podrían existir incentivos para su promoción, por la mayor seguridad y menores pérdidas que ocasionan al servicio eléctrico.

Por último cabe mencionar que conforme al Decreto Supremo N°298, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y pese a que los equipos de almacenamiento pudieren ser superiores a 500 kilowatts de potencia, sí deberán certificarse siempre, al no quedar incluidos en la definición de “Productos de Combustibles” que contiene la excepción relativa a los equipos de generación superiores a 500 kilowatts, sino en la de “Productos Eléctricos” que le sigue a continuación, y que no hace distingos¹⁶¹.

¹⁶¹El señalado decreto señala que el concepto Productos Eléctricos es el “Término genérico empleado para referirse a aparatos, artefactos, accesorios, equipos, instrumentos, dispositivos, materiales o maquinarias, que utilicen, almacenen, transporten o aíslen la energía eléctrica, o elementos que forman parte de ellos.

34 Microrredes

En términos generales la normativa que regula a los pequeños medios de generación se encuentra fuertemente influida por criterios conservadores, atendidos los principios capitales de la regulación eléctrica chilena de garantizar una operación segura, bajo estándares de calidad predefinidos y a un mínimo costo. Dichos criterios redundan en un proceso detallado y técnicamente muy exigente para la conexión de las instalaciones, que otorgan considerables poderes de negociación para los propietarios de las redes en las que se efectúa la conexión.

Desde luego, la mejor y mucho más abundante información sobre la topología y operación de las redes que pueden aportar los desarrollos de las RI, debieran contribuir significativamente a la simplificar y a desmoronar barreras relevantes en términos de información para los nuevos entrantes que desean instalar medios de generación de potencia acotada. Así, la estimación de pérdidas ahorradas para el distribuidor y la cuantificación de los impactos y repercusiones de los medios de generación en las respectivas redes, podrían ser obtenidas con grados considerablemente superiores a los que pueden obtenerse mediante los mecanismos establecidos por el Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos y por la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión. Aun así, debe insistirse en que el procedimiento de conexión para los pequeños medios de generación reviste tal complejidad que se yergue como una barrera relevante para su introducción masiva en nuestras redes.

En el caso de los medios de microgeneración renovable no convencional, los objetivos de política pública planteados por la ley N°20.571 han redundado en que los señalados criterios conservadores hayan cedido espacio en aras a propender un desarrollo más ágil de la actividad, facilitando aún más la inyección de excedentes de energía del microgenerador. No obstante, como se señalara más atrás en este Informe, aún quedan muchas cuestiones por resolver en la aplicación práctica de los incentivos propuestos para estos medios de generación.

Todas esas barreras, no obstante, son de índole técnica y pueden ser atendidas por vía de regulación infralegal y no dicen directa relación con la posibilidad de que tales medios puedan operar bajo la forma de microrredes. Existe, en cambio, otra barrera, principalmente en la regulación de los pequeños medios de generación distribuida, que requeriría de atención por parte de la autoridad regulatoria por ser ésta ya de carácter insoslayable de no mediar modificaciones normativas sustantivas. Dicho obstáculo está constituido fundamentalmente por los esquemas de desenvolvimiento comercial y de despacho y transferencias de energía planteados para esos medios de generación.

Conforme lo señala el Decreto Supremo N°244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, los pequeños medios de generación distribuida se consideran autodespachados,

esto es, se presume respecto de ellos que no tienen posibilidad de gestionar sus excedentes, y que la potencia y la energía inyectadas por ellos son de responsabilidad exclusiva de su propietario u operador, sin injerencia del CDEC respectivo. Las transferencias de esa energía y potencia, por su parte, participan de los balances de energía y potencia coordinados por el CDEC respectivo, las que pueden ser valorizadas al costo marginal horario –en el caso de la energía–, calculado en la barra de más alta tensión de la subestación primaria de distribución que corresponda¹⁶², o pueden ser valorizadas a un precio estabilizado consistente éste en el precio de nudo de corto plazo determinado semestralmente por el Ministerio de Energía. Tratándose de la potencia, las inyecciones deben ser valorizadas en cualquier caso al precio nudo de la potencia.

Pues bien, como es obvio, para que la alternativa de operación bajo la forma de microrredes de estos medios de generación en su entorno, sería preciso divorciar el esquema de valorización de las inyecciones que fuere adoptado, de la señal de precios marginal generada en la barra respectiva. Esto resulta particularmente necesario en casos de contingencias de *blackout* en las que la señal respectiva desaparece. Asimismo, la admisión de la figura de las microrredes exigiría que la distribuidora adoptara un papel activo en la operación de éstas bajo criterios técnicos que habría que desarrollar, cuestionándose en alguna la figura del autodespacho concedida a los señalados medios de generación. La pertinencia de mecanismos de desconexión remota aplicada por la distribuidora o de comunicación avanzada con los pequeños generadores debería ser evaluada para viabilizar esta opción.

Una potencial alternativa regulatoria que no requeriría al menos de modificación legal, aunque sí normativa, podría eliminar parcialmente uno de los obstáculos regulatorios que se ofrecen a la alternativa de las microrredes: el de su régimen comercial y de transferencias de energía.

El artículo 131 de la LGSE establece:

“Artículo 131º.- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Para dichos efectos, con la antelación que fije el reglamento, deberán licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios ubicados en su zona de concesión, de modo que el conjunto de los contratos resultantes, más

¹⁶² Aquella que presente una menor distancia eléctrica con el punto de conexión del pequeño medio de generación distribuida.

la eventual capacidad de generación propia, garanticen el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso anterior.

Las licitaciones de suministro serán públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Además, la información contenida en las ofertas de los proponentes será de dominio público a través de un medio electrónico.

Las concesionarias podrán coordinarse para efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales a contratar.”.

Si se observan los dos primeros incisos del artículo transcrita, se verá que la LGSE se coloca en la hipótesis de que los consumidores regulados de la concesionaria de servicio público de distribución sean parcialmente abastecidos con suministros distintos de aquellos obtenidos mediante las licitaciones creadas por la ley precisamente para ese fin. Esta hipótesis, que evidentemente está concebida como un caso excepcional en la legislación, implica que la concesionaria puede tener la titularidad de medios de generación de cualquier entidad a lo largo del sistema y que puede, con sus suministros, abastecer directamente sus consumos; pero también admite una interpretación más amplia, según la cual la empresa distribuidora puede hacerse dueña, mediante negociación directa, de la energía que puedan aportar terceros (en este caso, generadores distribuidos) para satisfacer consumos locales.

A esta interpretación amplia, subyacen algunas premisas que es necesario fundamentar y explicar, y también se desprenden de ella algunas consecuencias relevantes. Por de pronto, debe advertirse que de adoptarse un esquema como este para facilitar la existencia de microrredes, los contratos que existan entre microgenerador y distribuidor no pueden de forma alguna alterar el precio de nudo traspasado a los clientes regulados, que sólo puede estar constituido por los precios obtenidos del proceso licitatorio según lo disponen los artículos 156, 157, 158 y 171 de la LGSE¹⁶³. Esta es la

¹⁶³**Artículo 156º.-** Los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en el artículo 131º y siguientes, llamados "precios de nudo de largo plazo", y sus fórmulas de indexación, se incluirán en el decreto contemplado en el artículo 171º que se dicte con posterioridad al término de la licitación respectiva.

Artículo 157º.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico.

barrera más infranqueable a este respecto para el distribuidor.

Asimismo, admitir un esquema como este implica, para el caso de los PMGD obviar la señal de precios marginalista surgida de la coordinación del sistema en la barra respectiva, superponiendo a ella el precio contractual pactado libremente entre el distribuidor y el pequeño generador. No obstante, como la ley establece que para los pequeños medios de generación distribuidos la venta

Las re liquidaciones entre empresas concesionarias a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso anterior serán calculadas por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo.

La reliquidación que pueda efectuarse entre concesionarios deservicio público de distribución no afectará la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida.

Los procedimientos para dar cumplimiento a lo establecido en este artículo se contendrán en el reglamento.

Artículo 158º.- Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, calculados conforme al artículo anterior y que deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe de la Comisión. Dichos decretos serán dictados en las siguientes oportunidades:

- a) Con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171º;
- b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 131º y siguientes, y
- c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 161º y 172º.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra b) entrarán en vigencia a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el contrato respectivo, y se procederá a la reliquidación quesea necesaria, según el artículo 171º.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra c) entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación.

Artículo 171º.- El Ministro de Energía fijará las tarifas de nudo y las fórmulas de indexación, según lo establecido en el artículo 151º, y las publicará en el Diario Oficial a más tardar el 30 de abril y el 31 de octubre de cada año.

Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo, éstos continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijados los nuevos precios de acuerdo a lo estipulado en los artículos anteriores.

No obstante, las empresas eléctricas que suministren electricidad deberán abonar o cargar a las empresas distribuidoras y clientes regulados en su caso, las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo con los precios que se establezcan en el decreto de precio de nudo respectivo, por todo el período transcurrido entre el día de término del semestre respectivo y la fecha de publicación del nuevo decreto de precio de nudo. Por su parte, las empresas distribuidoras también deberán aplicar los abonos o cargos de acuerdo a las diferencias que resulten de la aplicación de los precios de nudo que finalmente se establezcan. Todas las re liquidaciones quesean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos precios de nudo, por los períodos a que se refiere el inciso anterior. Estas devoluciones deberán abonarse o cargarse en las boletas o facturas emitidas con posterioridad a la publicación de los precios de nudo, según lo determine el reglamento.

En todo caso, se entenderá que los nuevos precios de nudo entrarán en vigencia a contar del 1º de mayo o 1º de noviembre según la fijación semestral que corresponda".

tanto a costo marginal como a precio estabilizado es un derecho, la regulación debería establecer algún límite que evite los arbitrajes de precios que pudieran ser aprovechados por el propio distribuidor¹⁶⁴ en perjuicio de la eficiencia económica o con un sacrificio de bienestar, si ello fuere el caso.

Desde otra óptica, la plausibilidad de desarrollar micro redes orientadas a operar en régimen y no únicamente en escenarios de *blackout*, bien podrá ser admitida en los sistemas eléctricos como un servicio complementario, útil por ejemplo como medio para sortear congestiones o para prestar otros servicios a la red. Conforme lo dispuesto en el Decreto Supremo N°130, de 2011, del Ministerio de Energía, las disposiciones relativas a los servicios complementarios son aplicables a los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o a quienes exploten, a cualquier título, las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, en el respectivo sistema eléctrico. Por su parte, de acuerdo al mismo decreto corresponde al CDEC respectivo definir y determinar los servicios complementarios que requiera el sistema para su operación segura y a mínimo costo. De hecho, no es imposible que las inyecciones de una misma instalación pudieran ser remuneradas en régimen normal bajo la modalidad de precio estabilizado o a costo marginal, y también por la vía de la prestación de servicios complementarios.

Por último, debe destacarse el potencial y la enorme factibilidad que poseen las microrredes originadas en redes privadas situadas fuera del ámbito de una concesión de servicio público de distribución. Pueden quedar comprendidos en este concepto parques industriales, centros comerciales, mercados comerciales e industriales, e incluso condominios y edificios habitacionales o comerciales. Para que desarrollos de esta naturaleza se puedan materializar no existen barreras normativas en la regulación nacional, y su desafío se encuentra más bien en la estructuración de un modelo de negocio que pueda crear los incentivos suficientes para llevarse a cabo.

Desde luego, todas estas opciones exigen que previamente sea definido con claridad, en términos normativos, qué debemos entender como microrred; cómo se materializará y eventualmente, coordinará su operación segura; y quiénes serán los responsables de la misma. En principio, estas cuestiones podrían ser abordadas sin modificaciones legales sino únicamente mediante normativa de

¹⁶⁴ El precio asignado a dichos suministros debiera tener un tratamiento análogo al de precio estabilizado en el régimen común. No podría hacerse aplicación en este caso de lo dispuesto en el artículo 41 del Decreto Supremo N°244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que indica que “*los retiros o compromisos que estén asociados al PMGD deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros, y serán valorizados con el mismo régimen de precios utilizado para valorizar las inyecciones de energía y potencia*”, porque como se señaló no existe en este caso señal de precios para la señalada valorización.

rango infra legal, siempre y cuando se realicen sin vulnerar los principios fundamentales de la legislación eléctrica; pero sería de esperar que en escenarios en que la introducción de esta tecnología se hiciere muy profunda, pudieren surgir cuestiones y conflictos de tal índole que solo puedan ser subsanados o atendidos mediante modificaciones legales. En las alternativas planteadas más atrás, permanece en todo momento como responsable ante la regulación, el distribuidor, y en ese sentido se puede prescindir de modificaciones legales, pero de igual modo se requiere algún marco normativo referencial para guiar el actuar del distribuidor, ya sea mediante un reglamento o normas técnicas específicas para ello.

35 El caso de las ofertas de aumento o reducción de consumo

El artículo 148 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece un caso particular en que la introducción de tecnologías de RI puede aportar significativas ganancias desde una perspectiva práctica. En términos generales el aludido artículo¹⁶⁵ establece que los generadores que suministren energía directamente a consumidores sujetos a regulación de precios cuya potencia conectada sea igual o superior a 500 kilowatts, pueden convenir con sus clientes reducciones o aumentos temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador. Por su parte, en el caso de clientes sometidos a regulación de precios cuya potencia conectada sea inferior a 500 kilowatts, los generadores pueden convenir con ellos análogos pactos ya sea directamente o a través de la distribuidora respectiva, imputándose las correspondientes reducciones a los suministros comprometidos por el generador a la distribuidora involucrada (se comprende entonces, que estos suministros han sido adjudicados al generador en el proceso de licitación de suministros para clientes regulados que se establece en los artículos 131 y siguientes, o bien, que el abastecimiento de los clientes finales se realiza directamente por el generador en el caso de los sistemas eléctricos medianos).

¹⁶⁵ El artículo completo señala: Artículo 148º.- Los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios, conforme a los números 1 y 2 del artículo 147º, y cuya potencia conectada del usuario final sea igual o superior a 500 kilowatts, podrán convenir con éstos, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Asimismo, los generadores, en forma directa o a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, podrán ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kilowatts reducciones o aumentos temporales de consumo, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Las ofertas que realicen los generadores de conformidad con el inciso anterior, además de formularse en términos no discriminatorios y transparentes, deberán precisar el período por el que se ofrecen las condiciones propuestas y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgarán por las reducciones o aumentos de consumo, y contendrán las demás especificaciones que señale la Comisión.

Si dichas ofertas se formularen a través de empresas distribuidoras, éstas deberán trasmitirlas a sus consumidores, en la forma y dentro del plazo que determine la Comisión, sin que puedan incorporarles ningún elemento o condición adicional a las establecidas por el generador. Dichos mecanismos no podrán contener condiciones o cláusulas que graven, multen o perjudiquen a los consumidores.

Una vez formulada la oferta, sea directamente o a través de las empresas distribuidoras, ella se entenderá aceptada tácitamente por parte de los usuarios destinatarios por la sola reducción o aumento del consumo, según el caso, y los generadores quedarán obligados a cumplir los incentivos y demás condiciones ofrecidas por el período señalado en la respectiva oferta.

Los costos relacionados con la implementación del sistema de incentivos a reducciones o aumentos de consumo serán de cargo del generador.

La Comisión establecerá las normas que sean necesarias para la adecuada aplicación del mecanismo previsto en este artículo, regulando los procedimientos, plazos y demás condiciones que se requieran para su ejecución.

El uso de esta facultad se encuentra reglamentado pormenorizadamente en la Resolución Exenta N°164, de 2010, de la Comisión Nacional de Energía, cuyo detalle se orienta en buena medida a establecer los pasos para determinar la magnitud de los aumentos o reducciones de consumo que se premian por parte del generador que ha realizado la oferta, y a disponer los procedimientos técnicos para asignar los respectivos aumentos o ahorros a los suministros contratados por el generador. Este punto es de gran relevancia y requiere de alguna mayor explicación: el procedimiento establecido por la Resolución N°164, de 2010, de la CNE se basa en un supuesto híbrido que considera tanto el comportamiento físico (modelado) de la energía, como también el vínculo comercial que existe entre la distribuidora y el generador. Así, verificada que sea una reducción o aumento de consumo de un consumidor dado respecto a un consumo de referencia establecido previamente para dicho consumidor, la variación en el consumo es asignada a un punto específico de suministro contratado entre generador y distribuidor¹⁶⁶.

Las ofertas de reducciones o aumentos de consumo pueden ofrecer importantes oportunidades como un medio de gestión de demanda en el caso nacional. Su atractivo principal y más obvio se da en el caso de estar vigente un decreto de Racionamiento dictado por la autoridad en virtud del artículo 163 de la LGSE; en este caso, la regulación sólo admite que se realicen ofertas de reducción de consumo. Pero no puede menospreciarse el atractivo potencial que pueden ofrecer las ofertas de aumento de consumo en casos dados, o incluso una combinación de ambos según el comportamiento de la demanda de potencia de punta.

Las redes inteligentes y, especialmente, la medición inteligente, pueden permitir una operación más fina y depurada de este mecanismo y, por cierto, una focalización mayor de las ofertas que, dadas las restricciones generales de la ley, no puede ser lograda eficazmente frustrando sus reales posibilidades de concretarse. El mecanismo actual para la realización de ofertas de aumento o reducción de consumo que se desprende tanto de la ley como de su reglamento, es altamente inflexible y descansa en buena medida, en el caso de los consumidores residenciales o de menos de 500 kilowatts de potencia conectada, en la voluntad de la distribuidora. Esto porque su diseño exige de la empresa distribuidora una participación activa en el proceso de ofertas, en circunstancias de que sus intereses pueden no encontrarse plenamente alineados con los de sus consumidores y proveedores de energía. Tal es el caso de las ofertas de reducción de consumo que, en el margen, no resultan deseables para la distribuidora cuyos ingresos se hayan ligados en alguna medida al volumen de consumo de los clientes finales.

¹⁶⁶ En realidad, la asignación es previa. Cada consumidor es asignado a una subestación primaria de distribución, y cada subestación primaria a un punto de suministro en el que exista suministro contratado. Se generan así, Grupos de Consumo que se establecen periódicamente (cada año) y determinan la operación posterior del mecanismo.

Es justamente esta consideración la que nos permite observar algunas oportunidades de desarrollo de *joint ventures* entre los actores involucrados en la operatoria del mecanismo. Habrá posibilidades de desarrollo de una actividad cooperativa entre los eslabones de la cadena en la medida en que sus intereses se encuentren alineados hacia un mismo fin; en la medida que toda la cadena obtenga alguna ganancia de la actividad de cooperación. Eso podría obtenerse en el caso particular de las ofertas de ampliaciones o reducciones de consumo, alienando los intereses del generador con los del distribuidor y del consumidor, mediante un programa coordinado entre los dos primeros para financiar, mediante las ganancias que el generador puede obtener a través de las ofertas, todo o parte del costo del recambio de medidores a tecnologías de medición inteligente. Ello exigiría sustanciales cambios a la Resolución N° 164, de 2010, de la CNE, pero no necesariamente del artículo 148 de la LGSE.

Por último, un cambio que puede presentar significativas potencialidades a este respecto y en el marco de las RI, podría venir dado por la posibilitación de actividades de gestión de demanda por parte de terceros expertos a instancias de los generadores que realizan las ofertas de reducciones o aumentos de consumo.

36 Marco normativo para la introducción de otras tecnologías de RI

Los instrumentos normativos para hacerse cargo e incitar la introducción de tecnologías de RI como las tecnologías de automatización y sensores en distribución y en transmisión, o de herramientas para la gestión de activos también en ambas redes, son la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, establecida mediante resolución de la Comisión Nacional de Energía y los Procedimientos de la Dirección de Operación que cada CDEC determine.

Conforme al Decreto Ley N°2224, de 1978, que "Crea la Comisión Nacional de Energía", establece en su artículo 7º letra b) que es facultad de la Comisión "Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley".

Las referencias principales contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos a la norma técnica, como las que exige la facultad transcrita, son:

Artículo 73º inciso primero.- El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que determine la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137º de esta ley.

Artículo 150º inciso segundo.- Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte la Comisión.

Por su parte, la facultad para el CDEC de establecer también regulación paralegal en materias técnicas de su competencia se encuentra en el reseñado artículo 150º inciso tercero:

Artículo 150º inciso tercero.- El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o quesea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sujetos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia. El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Y en el Decreto Supremo N°291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que

"Aprueba Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico De Carga":

Artículo 3º inciso primero.- Para los efectos del cumplimiento de las funciones del CDEC, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte, instalaciones de distribución y demás instalaciones señaladas en el (...) presente reglamento, que se interconecten al sistema, estarán obligados a sujetarse a las instrucciones, procedimientos y mecanismos de coordinación del sistema que emanen, dentro de sus respectivas atribuciones, de los organismos técnicos necesarios de cada CDEC (...).

Artículo 10 inciso primero.- Las Direcciones de cada CDEC deberán establecer metodologías y mecanismos de trabajo a través de Procedimientos, los que se denominarán 'Procedimiento DO', 'Procedimiento DP', "Procedimiento DPD" o 'Procedimiento DAP', según la Dirección que los realice, los cuales deberán ajustarse a las disposiciones de la Ley, el presente reglamento, y demás normativa eléctrica vigente. Los Procedimientos antes mencionados estarán destinados a determinar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle que cada Dirección necesite para el cumplimiento de las funciones y obligaciones que le son propias.

37 Protección de datos y protección del consumidor

La introducción de las RI, con medición inteligente, tiene la virtud y representa el desafío de alterar dramáticamente la frecuencia y la cobertura de las medidas de consumo de los clientes. En circunstancias que la medida de consumo posee en la actualidad una frecuencia dilatada y, ahí donde es posible una frecuencia mayor ésta sólo está disponible para un número amplio de personas bajo la forma de una cobertura agregada, la introducción de las RI puede revolucionar esta frecuencia en la observación a simples minutos a un extremo de tiempo real con cobertura detallada consumo a consumo.

Lo anterior implica que a partir de la introducción de las RI, el operador de las redes (en Chile, principalmente el distribuidor de energía), podrá acceder a una observación acabada del comportamiento de consumo de una amplísima gama de consumidores, a un nivel de detalle completamente desagregado, conectando el dato obvio de la localización del consumo –y, por ende, la titularidad del mismo– con los patrones de consumo observables en dicha localización. En el extremo, esta información podría permitir observar en tiempo real qué está ocurriendo en un inmueble dado en un momento específico y extraer información relevante en cuanto a los hábitos de los consumidores.

Es evidente que este potencial de desarrollo representa un enorme peligro desde la perspectiva de la protección de la vida privada y la inviolabilidad de las comunicaciones privadas, y desde la óptica de seguridad personal de los consumidores y de su propiedad privada. El desafío que se presenta para la regulación, en consecuencia, es encauzar este potencial de manera que los derechos e intereses del cliente se encuentren plenamente resguardados y cautelados, adoptando las medidas que sean apropiadas para que los contenidos y la naturaleza de la información recolectada sea precisada y acotada; para que su tratamiento se realice en ambientes seguros y con plena observancia de los fines para los cuales es almacenada; y para que las comunicaciones que se realicen respecto de esa información cumplan con un estándar de seguridad exigente, que impida el acceso malicioso de terceros a la misma.

El *Expert Group 2*, del *European Task Force for Smart Grids* ha establecido en su documento de Recomendaciones a la Comisión Europea, “*Essential Regulatory Requirements and Recommendations for Data Handling, Data Safety, and Consumer Protection*”¹⁶⁷ como principios que deben guiar el propósito regulatorio de una adecuada protección de la privacidad de los clientes en un ambiente de RI, los siguientes:

¹⁶⁷ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group2_deliverable.pdf

- Minimización de datos: el grado y la amplitud de la información recolectada y de la información almacenada o retenida, no debe exceder en caso alguno los rangos imprescindibles para alcanzar los objetivos regulatorios específicos para los que es requerida;
- Transparencia: debe estar plenamente establecido quién, cómo y en qué circunstancias recolecta, procesa o trata y almacena la información, y debe estar suficientemente determinado qué información, dónde y con qué propósitos es mantenida la información almacenada;
- Empoderamiento del consumidor: la regulación debe resguardar los derechos de los consumidores incluyendo aquellos relativos al manejo de la información recopilada. A su vez, las responsabilidades dentro de la cadena de sujetos que manipulan la información deben estar rigurosamente establecidas, dado lugar a lo que se conoce como *accountability*¹⁶⁸.

Estos principios, dada su amplitud y dada también la proximidad de nuestra legislación en materia de protección de datos (ley N°19.628) que reconoce como fuente a la legislación europea continental, pueden ser perfectamente aplicados al ámbito nacional, y en ese sentido se deberían orientar los esfuerzos.

37.1 Bases constitucionales y legales del derecho a la vida privada y de la protección de datos

La protección de la vida privada posee, en Chile, rango constitucional. Está recogida como derecho fundamental en la Constitución Política de la República en su Artículo 19 en sus números 4º y 5º que establecen:

“Artículo 19.- La Constitución asegura a todas las personas:

4º.- El respeto y protección a la vida privada y a la honra de la persona y su familia;

5º.- La inviolabilidad del hogar y de toda forma de comunicación privada. El hogar sólo puede allanarse y las comunicaciones y documentos privados interceptarse, abrirse o registrarse en los casos y formas determinados por la ley.”.

La protección de datos de carácter personal, por su parte, se encuentra resguardada como un derecho simplemente legal, en la ley N°19.628 “Sobre protección de la Vida Privada”¹⁶⁹, el que puede,

¹⁶⁸ Las recomendaciones también alientan a la incorporación de sistemas de certificación de certificación de privacidad, en los que terceros independientes participan validando los esquemas de manejo de la información adoptados, otorgando transparencia y confianza a todos los partícipes de la cadena de manejo de la información.

¹⁶⁹ Se ha llamado la atención en numerosas ocasiones por la doctrina jurídica respecto de la impropiedad del título dado a esta ley, cuyo objeto no ha sido bajo ninguna circunstancia la regulación legal de un derecho

en ocasiones, traslaparse con el contenido de los derechos fundamentales enunciados en la Constitución Política. Así:

"Artículo 1º.- El tratamiento de los datos de carácter personal en registros o bancos de datos por organismos públicos o por particulares se sujetará a las disposiciones de esta ley, con excepción del que se efectúe en ejercicio de las libertades de emitir opinión y de informar, , el que se regulará por la ley a que se refiere el artículo 19, N° 12, de la Constitución Política.

Toda persona puede efectuar el tratamiento de datos personales, siempre que lo haga de manera concordante con esta ley y para finalidades permitidas por el ordenamiento jurídico. En todo caso deberá respetar el pleno ejercicio de los derechos fundamentales de los titulares de los datos y de las facultades que esta ley les reconoce.”.

Debe observarse que conforme lo establecido en el inciso segundo del artículo transcrita, la protección de datos no está establecida perentoriamente como un derecho único, sino como una mera facultad negativa, esto es, la de impedir que se efectúe un tratamiento o comunicación de datos sin arreglo a lo dispuesto por el ordenamiento jurídico. Por su parte, la medida en la que corresponde cotejar si ese tratamiento y comunicación han sido efectuados en línea con lo dispuesto por el ordenamiento, se establece en el Título II de la misma ley que, ahora sí, estatuye ciertos derechos legales relativos a la protección de datos. Esquematizando, los derechos establecidos en el Título II de la ley N°19.628 son¹⁷⁰:

- Derecho a la información del titular; derecho a la rectificación, a la eliminación y cancelación de datos; irrenunciabilidad de estos derechos¹⁷¹.

constitucional, sino normar un aspecto que coincide en algunos aspectos con él, pero que se encuentra en otro espectro de atribución normativa.

¹⁷⁰En rigor el catálogo de derechos es mucho más extenso que los simplemente enumerados en este título, pues se desprenden de toda la ley que establece estándares rigurosos para el tratamiento y cuidado de la información. Por ejemplo, no es mencionado en la enumeración del Título II el derecho de propiedad de que gozan los titulares respecto de sus datos; o el derecho a que se le deba requerir de autorización expresa para que terceros puedan efectuar su tratamiento.

¹⁷¹*"Artículo 12.- Toda persona tiene derecho a exigir a quien sea responsable de un banco, que se dedique en forma pública o privada al tratamiento de datos personales, información sobre los datos relativos a su persona, su procedencia y destinatario, el propósito del almacenamiento y la individualización de las personas u organismos a los cuales sus datos son transmitidos regularmente.*

En caso de que los datos personales sean erróneos, inexactos, equívocos o incompletos, y así se acredice, tendrá derecho a que se modifiquen.

Sin perjuicio de las excepciones legales, podrá, además, exigir que se eliminen, en caso de que su almacenamiento carezca de fundamento legal o cuando estuvieren caducos.

Igual exigencia de eliminación, o la de bloqueo de los datos, en su caso, podrá hacer cuando haya proporcionado

- Derecho a la Libre concurrencia¹⁷²:
- Derechos procesales; derecho a impetrar medidas de la administración de justicia; Habeas data¹⁷³.

Estas diferencias –el estar reconocidos los derechos de protección de la vida privada y el de inviolabilidad de las comunicaciones privadas como derechos fundamentales, estando la protección de datos amparada como un derecho negativo constituido por otros derechos simplemente legales establecidos para su titular como contrapartida a la facultad libre de efectuar tratamiento de datos personales en el ámbito chileno– permiten hacer un distingo que ya se ha efectuado en doctrinas extranjeras, consistente en una delimitación y separación conceptual relativamente nítida de las esferas de protección de ambos regímenes de derechos.

Así, se distinguen a nivel doctrinario, la protección de la vida privada y la protección de la información relativa a una persona. Respecto de la primera, en palabras del Tribunal Constitucional, ésta “*integra los derechos personalísimos o del patrimonio moral de cada individuo, los cuales emanen de la dignidad personal, y son, por su calidad de íntimos de cada sujeto, los más cercanos a esta*

voluntariamente sus datos personales o ellos se usen para comunicaciones comerciales y no deseé continuar figurando en el registro respectivo, sea de modo definitivo o temporal.

En el caso de los incisos anteriores, la información, modificación o eliminación de los datos serán absolutamente gratuitas, debiendo proporcionarse, además, a solicitud del titular, copia del registro alterado en la parte pertinente. Si se efectuasen nuevas modificaciones o eliminaciones de datos, el titular podrá, asimismo, obtener sin costo copia del registro actualizado, siempre que haya transcurrido a lo menos seis meses desde la precedente oportunidad en que hizo uso de este derecho. El derecho a obtener copia gratuita sólo podrá ejercerse personalmente.

Si los datos personales cancelados o modificados hubieren sido comunicados previamente a personas determinadas o determinables, el responsable del banco de datos deberá avisarles a la brevedad posible la operación efectuada. Si no fuese posible determinar las personas a quienes se les hayan comunicado, pondrá un aviso que pueda ser de general conocimiento para quienes usen la información del banco de datos.

Artículo 13.- *El derecho de las personas a la información, modificación, cancelación o bloqueo de sus datos personales no puede ser limitado por medio de ningún acto o convención.”*

172º Artículo 14.- *Si los datos personales están en un banco de datos al cual tienen acceso diversos organismos, el titular puede requerir información a cualquiera de ellos”.*

173º Artículo 15.- *No obstante lo dispuesto en este Título, no podrá solicitarse información, modificación, cancelación o bloqueo de datos personales cuando ello impida o entorpezca el debido cumplimiento de las funciones fiscalizadoras del organismo público requerido, o afecte la reserva o secreto establecidos en disposiciones legales o reglamentarias, la seguridad de la Nación o el interés nacional.*

Tampoco podrá pedirse la modificación, cancelación o bloqueo de datos personales almacenados por mandato legal, fuera de los casos contemplados en la ley respectiva.

Artículo 16.- *Si el responsable del registro o banco de datos no se pronunciare sobre la solicitud del requirente dentro de dos días hábiles, o la denegare por una causa distinta de la seguridad de la Nación o el interés nacional, el titular de los datos tendrá derecho a recurrir al juez de letras en lo civil del domicilio del responsable, que se encuentre de turno según las reglas correspondientes, solicitando amparo a los derechos consagrados en el artículo precedente (...”).*

característica [la dignidad] única y distintiva del ser humano”¹⁷⁴ y gozaría de un reconocimiento pleno y de la mayor jerarquía, en consistencia con la propia Declaración Universal de Derechos Humanos, de 1948, que en su artículo 12 proclama que “Nadie será objeto de injerencias arbitrarias en su vida privada, su familia, su domicilio y su correspondencia, ni de ataques a su honra o a su reputación. Toda persona tiene derecho a la protección de la ley contra tales injerencias o ataques” y con lo dispuesto por la Convención Americana sobre Derechos Humanos, de 1969, Pacto de San José de Costa Rica, que dispone que “Nadie puede ser objeto de injerencias arbitrarias o abusivas en su vida privada, en la de su familia, en su domicilio o en su correspondencia”. Mientras la segunda consistiría en un conjunto de normas destinado a reclamar cierta actividad mínima (niveles de cuidado, finalidad explícita y transparencia) de parte de los sujetos que tratan la información. Por cierto, esta información bien puede revestir tal grado de relevancia que se inserte en la órbita de la privacidad (se aproxime a la dignidad del sujeto, en palabras del Tribunal Constitucional), pero bien puede hallarse fuera de ella y carecer, por ende, de protección constitucional directa¹⁷⁵.

En otras palabras, mientras la protección de la privacidad reconoce un ámbito de protección de la autonomía y libertad del individuo frente a amenazas externas, la protección de datos le hace titular (crea) de derechos legales subjetivos, a fin de que pueda cautelar por el adecuado uso, tratamiento y comunicación de su información.

Es importante tener presente que de acuerdo a la doctrina europea, aun cuando nos hallemos en la órbita de la vida privada, la información y los datos personales de una persona podrían ser legítimamente utilizados por terceros. Para que ello sea posible deben concurrir tres condiciones copulativas según lo ha establecido la Convención Europea de Derechos Humanos¹⁷⁶: legalidad (debe estar prescrito por ley); necesidad (debe responder a una necesidad pública en el orden democrático); y, legitimidad y proporcionalidad (deben contribuir a la satisfacción de un cierto interés público y ser proporcionada, no existiendo opciones menos intrusivas). Sin una nomenclatura tan nítida, nuestra ley sobre protección de datos personales sí se ha acogido a los señalados criterios al señalar en su artículo 4º que el “tratamiento de los datos personales sólo puede efectuarse cuando esta ley u otras disposiciones legales lo autoricen o el titular consienta expresamente en ello” y, en el ya citado artículo 2º, que el tratamiento de datos personales debe hacerse siempre “de manera concordante con esta ley y para finalidades permitidas por el ordenamiento jurídico (...) [respetando] el pleno ejercicio de los derechos fundamentales de los titulares de los datos y de las facultades que

¹⁷⁴Sentencia del Tribunal Constitucional N° 389.

¹⁷⁵La propia ley se aproxima a una distinción de esta naturaleza al especificar en sus definiciones diferencias relevantes entre lo que constituye “datos de carácter personal” y “datos sensibles”.

¹⁷⁶Art. 8 (2).

esta ley les reconoce.”.

37.1.1 La protección de datos en el contexto de las RI

Ahora bien, aproximándonos ya más a la materia propia de este Informe, cabe despejar qué se entiende en la legislación nacional por información o dato personal y en qué consisten los conceptos de almacenamiento y comunicación de datos a los que ya se ha hecho alguna mención.

El artículo 2º de la ley N°19.628 señala, entre otras definiciones, que para los efectos de dicha ley debe entenderse por:

Almacenamiento de datos: la conservación o custodia de datos en un registro o banco de datos.

Comunicación o transmisión de datos: dar a conocer de cualquier forma los datos de carácter personal a personas distintas del titular, sean determinadas o indeterminadas.

Datos de carácter personal o datos personales: los relativos a cualquier información concerniente a personas naturales, identificadas o identificables.

Datos sensibles: aquellos datos personales que se refieren a las características físicas o morales de las personas o a hechos o circunstancias de su vida privada o intimidad, tales como los hábitos personales, el origen racial, las ideologías y opiniones políticas, las creencias o convicciones religiosas, los estados de salud físicos o psíquicos y la vida sexual.

Registro o banco de datos: el conjunto organizado de datos de carácter personal, sea automatizado o no y cualquiera sea la forma o modalidad de su creación u organización, que permita relacionar los datos entre sí, así como realizar todo tipo de tratamiento de datos.

Responsable del registro o banco de datos: la persona natural o jurídica privada, o el respectivo organismo público, a quien compete las decisiones relacionadas con el tratamiento de los datos de carácter personal.

Titular de los datos: la persona natural a la que se refieren los datos de carácter personal.

Tratamiento de datos: cualquier operación o complejo de operaciones o procedimientos técnicos, de carácter automatizado o no, que permitan recolectar, almacenar, grabar, organizar, elaborar, seleccionar, extraer, confrontar, interconectar, disociar, comunicar, ceder, transferir, transmitir o cancelar datos de carácter personal, o utilizarlos en cualquier otra forma.

De todas las definiciones transcritas no es difícil inferir que en el ámbito de las RI los operadores de las redes, principalmente la distribuidora en caso de desplegarse la medición inteligente, pasan a

constituirse como responsables de un banco de datos; los consumidores como titulares de mismos; buena parte de la información potencial que puede capturar el operador (distinta de la que ya obtiene¹⁷⁷), debe considerarse como dato sensible que se entronca directamente con la garantía constitucional de la inviolabilidad del hogar; y la ejecución de cualquier medida que utilice dicha información como tratamiento o comunicación, en su caso.

Ahora bien, como se indicó, la ley N°19.628 no establece prohibiciones generales al tratamiento y comunicación de datos, sino que por el contrario establece que tales actividades son de suyo lícitas; no obstante, en el caso de los datos sensibles, el estándar para que la actividad sea legítima es más elevado, según se desprende del artículo 10 de la ley:

“Artículo 10.- No pueden ser objeto de tratamiento los datos sensibles, salvo cuando la ley lo autorice, exista consentimiento del titular o sean datos necesarios para la determinación u otorgamiento de beneficios de salud que correspondan a sus titulares.”.

Esta norma nos remite nuevamente a los criterios de legalidad, necesidad y legitimidad que se enunciaron más atrás, al establecer que la ley puede autorizar el tratamiento de los datos sensibles. Esto es de gran relevancia, puesto que un despliegue obligatorio, por ejemplo, de medidores inteligentes en un contexto en que éstos vayan a ser utilizados para extraer información sensible, puede adolecer de problemas de constitucionalidad y legalidad evidentes si carece de ley habilitante, o aun en el caso de tenerla, si ésta no parece suficientemente justificada desde la perspectiva de su necesidad y proporcionalidad.

Esos últimos criterios sólo podrían ser suficientemente cumplidos si las funcionalidades que se pretenden lograr con la introducción de medición inteligente en el contexto de las RI, representen una inequívoca ganancia en términos de bienestar social. En el ámbito nacional, dado que no es esperable en el corto plazo el aprovechamiento de buena parte de las funcionalidades de la medición inteligente, puede no resultar sencillo efectuar esa justificación. En general, podría argumentarse que la mayor información recabada por la medición inteligente, siempre en el contexto del desarrollo de RI, puede fomentar la competencia en el mercado energético (para ello debiera estar involucrada la figura del comercializador); contribuir al ahorro y la eficiencia energética (que para un total despliegue requeriría de flexibilidad tarifaria y de gestión de demanda); incentivar el uso de fuentes renovables (lo que también requeriría de liberalización de mercado); y contribuir en buena medida a incrementar

¹⁷⁷En rigor, la información que actualmente posee la distribuidora respecto de sus clientes podría considerarse como una fuente accesible al público, que se define como “los registros o recopilaciones de datos personales, públicos o privados, de acceso no restringido o reservado a los solicitantes”, pero esto no es efectivo, toda vez que aun cuando el dato específico de cada consumo sí es accesible al público, no lo es el registro completo de tales consumos. Esta información debería encasillarse en el concepto de dato de carácter personal.

la seguridad y calidad del suministro energético.

Desde un plano más amplio, en el escenario en que fueren introducidas en el segmento distribución, innovaciones tales como la liberalización del mercado y la introducción de flexibilidad tarifaria con fórmulas tipo Time of Use o tarificación dinámica, la gestión y el tratamiento de la información nacida de la medición inteligente puede representar un desafío mayor. Ese desafío debería tener como correlato el diseño de una arquitectura industrial para el tráfico de la información, recogida a nivel normativo en algunos de sus eslabones, eficaz para que todo el potencial de las funcionalidades que proveen las RI pueda ser desplegado sin estorbos. En este aspecto, debe observarse que el tráfico masivo de información a los distintos agentes autorizados a tratarla, puede alterar significativamente el rol del operador de la red de distribución y, además, exige plantearse en detalle cuestiones tales como la factibilidad de que la provisión de servicios derivados de las RI, como los que pueden proveer las empresas de servicios energéticos¹⁷⁸, puedan desarrollarse en un ambiente competitivo (siendo la propia distribuidora un probable competidor en estos nuevos mercados); por los flujos que deberá tener la información y sistemas por los que tales flujos se desplegarán; o por la pertinencia misma de que sea la distribuidora la que conserve la actividad de centralizar y validar los datos¹⁷⁹.

Es de notar que ya la operación misma de la red de distribución en un contexto de “energía inteligente” representaría de por sí un incremento en la complejidad de su actividad, al coordinar volúmenes mayores de energía distribuida; adoptar una relación más estrecha con los CDEC en la medida que los volúmenes de energía distribuida inyectada se hagan significativos, que la provisión de potenciales servicios complementarios por parte de la distribuidora pueda hacerse efectiva, o que simplemente los CDEC requieran de ella mayor información relativa a la demanda; y, en fin, desarrollar su actividad en un ambiente que ha multiplicado exponencialmente sus aplicaciones y posibilidades de manejo.

Por cierto, una vez decidido el esquema de desarrollo de las RI que se desea adoptar, debería estudiarse en uno y otro grupo de tareas el mecanismo para remunerarlas. El segundo grupo de actividades descritas pertenece a las actividades que pueden incorporarse en el VAD. El primero, en cambio, relativo al manejo de la información, su almacenamiento y la coordinación de sus flujos podría desarrollarse como un Servicio Asociado tarificado o bien como uno ejecutado a precios libres.

¹⁷⁸ Conocidas como ESCO “Energy Service Companies” por su acrónimo en inglés.

¹⁷⁹ Sobre esta materia, puede consultarse el documento [EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data, European Smart GridTask Force, Expert Group 3 – Regulatory Recommendations for Smart Grids Deployment, January 2013](#)

37.1.2 Protección del consumidor

La introducción de las RI también puede revestir considerables desafíos desde la perspectiva de la protección del consumidor. En esta materia resulta crítica la más completa y oportuna información del cliente, tanto respecto del uso y contenido de los datos que son objeto de tráfico en el sistema, como respecto de los servicios mismos que le son ofrecidos y provistos. Las enormes asimetrías de información que se pueden generar en un ambiente de creciente complejidad, exigirán de parte de las autoridades especializadas, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en la supervisión y fiscalización de las actividades que se desarrolle en el mercado, y la Comisión Nacional de Energía en el monitoreo del desempeño de dicho mercado, una mirada especialmente atenta en el cliente.

Se estima, a este respecto, que al carecer de atribuciones fiscalizadoras y de competencias especializadas en el ámbito eléctrico, el Servicio Nacional del Consumidor, puede no ser un aporte significativo en este mercado, y que es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles la llamada a ocupar ese lugar.

38Resumen de cambios regulatorios requeridos por tecnología

A continuación se resumen los cambios regulatorios que son requeridos para implementar las estrategias propuestas para cada una de las tecnologías de RI.

Tabla 125: Resumen de los cambios regulatorios requeridos para la implementación de RI en Chile

	Cambios regulatorios requeridos
Medidores inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> • No es necesario un cambio normativo para el uso e instalación de medidores inteligentes en un proyecto piloto o en un despliegue incipiente que no tenga carácter obligatorio. • Para el despliegue progresivo, se haría necesario el establecimiento de normas técnicas que señalen los requerimientos específicos que deberán poseer los equipos desde el punto de vista eléctrico, así como sus requerimientos en materias de telecomunicaciones y seguridad. • En esta etapa, el sistema tarifario y regulatorio debería dar cuenta de la actividad de la empresa distribuidora con respecto a la medición inteligente, ya sea mediante el VAD o la tarificación de Servicios Asociados, si ello fuere pertinente. • En una etapa de desarrollo definitivo, con habilitación obligatoria de medidores inteligentes, se requeriría de modificaciones legales principalmente en el ámbito de la protección de datos. • La habilitación de medición inteligente en un ambiente de cabal desarrollo de las Redes Inteligentes con más desarrollos desde el punto de vista normativo, requiere plantear una arquitectura completa relativa a los flujos de la información recabada en la medición y definir las entidades que tendrían acceso a ellos.
Generación y almacenamiento local	<ul style="list-style-type: none"> • La generación local no requiere modificaciones regulatorias, sino que sea totalmente implementado el reciente mecanismo dispuesto por la ley N°20.571. • En el caso de los pequeños medios de generación distribuida, la regulación debería ser modificada para facilitar la introducción de esas tecnologías, pero ese puede resultar un esfuerzo de largo aliento. • El almacenamiento sí requiere de modificaciones regulatorias, puesto que no ha sido considerado por ninguno de los textos normativos que se refieren a pequeña generación (ni a nivel de ley ni a nivel reglamentario) como un medio de generación que pueda acogerse a las disposiciones que propendan a facilitar la conexión de energía y potencia a nivel local. • El almacenamiento desarrollado por la empresa distribuidora podría ofrecer algunas utilidades, especialmente de cara a la prestación de servicios complementarios.

	Cambios regulatorios requeridos
Microrredes	<ul style="list-style-type: none"> Los esquemas comercial, de despacho y de transferencias planteados para los pequeños medios de generación distribuida a nivel reglamentario, deberían alterarse, principalmente el de valorización de las inyecciones, que se yergue como principal obstáculo. Una potencial alternativa regulatoria que no requeriría al menos de modificación legal, aunque sí normativa, para eliminar parcialmente este obstáculo, podrá estar dada por la estructuración de un régimen contractual para las transferencias de energía, que permita a la distribuidora de disponer de las inyecciones del generador distribuido. Las microrredes podrían también ser incorporadas por la vía de la prestación de servicios complementarios. Existe un potencial de desarrollo de microrredes en redes privadas situadas fuera del ámbito de una concesión de servicio público de distribución. Desde luego, todas estas opciones exigen que previamente sea definido con claridad, en términos normativos, qué debemos entender como microrred; cómo se materializará y eventualmente, coordinará su operación segura; y quiénes serán los responsables de la misma. En principio, estas cuestiones podrían ser abordadas sin modificaciones legales sino únicamente mediante normativa de rango infra legal, siempre y cuando se realicen sin vulnerar los principios fundamentales de la legislación eléctrica; pero sería de esperar que en escenarios en que la introducción de esta tecnología se hiciera muy profunda, pudieren surgir cuestiones y conflictos de tal índole que solo puedan ser subsanados o atendidos mediante modificaciones legales.
Automatización y sensores	<ul style="list-style-type: none"> Se requiere de la dictación de nuevas normas técnicas y eventualmente de Procedimientos DO de los CDEC. En términos de fiscalización, de supervisión y de monitoreo de mercado no se requieren mayores facultades por parte de la SEC ni de la CNE, aunque estas tecnologías sí pueden redundar en considerables incrementos en la información disponible para las agencias estatales.
Herramientas para gestión de activos	<ul style="list-style-type: none"> Se requiere de la dictación de nuevas normas técnicas y eventualmente de Procedimientos DO de los CDEC.

39 Anexo: Acrónimos

Acrónimos	Significado
AC	Corriente alterna
ACB	Análisis Costo Beneficio
AChEE	Agencia Chilena de Eficiencia Energética
ADSL	<i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i>
AIE	Agencia Internacional de la Energía
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i> - Infraestructura de Medición Avanzada
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i>
ARRA	<i>American Recovery and Reinvestment Act</i> - Ley Americana de Recuperación y Reinversión
BACS	<i>Building Automation And Control System</i>
BDEW	Asociación Federal de las Industrias de Agua y Energía
BEMS	<i>Building And Energy Management System</i>
BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
BMS	<i>Battery Management Systems</i> - Sistemas de gestión de baterías
BMU	<i>Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit</i> - Ministerio Federal de Medioambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear
BMWi	<i>Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie</i> - Ministerio Federal de Economía y Tecnología
BT	Baja tensión
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i> - Almacenamiento de energía en aire comprimido
CDEC	Centros de Despacho Económico de Carga
CDTI	Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial
CEHE	<i>CenterPoint Energy Houston Electric</i>
CG	Grupo de control
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> - Cogeneración
CLP	Pesos chilenos
CNE	Comisión Nacional de la Energía
COMA	Costos de Operación, Mantenimiento y Administración
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción

Acrónimos	Significado
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i> - Precio con periodos críticos
CTs	Centros de Transformación
DA	<i>Distributed Automation</i>
DAP	Dirección de Administración y Presupuesto
DC	Corriente continua
DECC	Departamento de Energía y de Cambio Climático
DENA	Agencia de la Energía Alemana
DICTUC	Departamento de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de la Universidad Católica
DLR	<i>Dynamic Line Rating</i>
DMS	<i>Distributed Management System</i>
DO	Dirección de Operación
DOE	<i>US Department of Energy</i> - Departamento de Energía de EEUU
DP	Dirección de Peajes
DPD	Dirección de Planificación y Desarrollo
DSLO	<i>Distributed System License Option</i>
DTI	Departamento de Comercio e Industria
Dx	Redes de Distribución
EDF	<i>Électricité de France</i>
EDRP	<i>Energy Demand Research Project</i> - Proyecto de Investigación sobre la Demanda Energética
EEG	Ley de Energías Renovables
EERR	Energías Renovables
EEUU	Estados Unidos
EMS	<i>Energy Management System</i> - Sistema de Gestión Energética
ENEL	<i>Ente Nazionale Per L'Energia Elettrica</i>
EnWG	Ley de Energía
ER	Energía renovable
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i> - Consejo de Fiabilidad Eléctrica de Texas
ERGEG	<i>European Regulators Group for Electricity and Gas</i>
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESCO	<i>Energy Service Companies</i>
ESUSCON	Energía Sustentable Cóndor
EUR	Euros

Acrónimos	Significado
EWE AG	<i>Energieversorgung Weser-Ems Aktiengesellschaft</i>
EWEA	Asociación Europea de Energía Eólica
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FiT	<i>Feed-In Tariff</i>
FO	Fibra Óptica
FRA	<i>Frequency Response Analysis</i>
FV	Fotovoltaica
GBP	<i>Great Britain Pound</i> - Libra Británica
GIS	Sistema De Información Geográfica
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i> / Servicio general de paquetes vía radio
HAN	<i>Home Area Network</i> - Red de Area Local
HE	<i>Houston Electric</i> - Eléctrica de Houston
HEC	<i>Heater controller</i> - Controlador de calor
HEMS	<i>Home Energy Management System</i> - Sistema de gestión energética del hogar
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> - Corriente Continua de Alto Voltaje
I+D	Investigación y desarrollo
I+D+i	Investigación, desarrollo e innovación
ICE	Información comercial española
ICT	Tecnologías de la información y comunicación
IDC	<i>Intelligent data concentrator</i> - Concentrador de datos inteligente
IEDs	<i>Intelligent electronic devices</i> - Aparatos electrónicos inteligentes
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IGBT	<i>Insulated gate bipolar transistor</i> - Transistor bipolar de puerta aislada
IHD	<i>In home display</i> - Dispositivo de monitorización en el hogar
IP	<i>Internet Protocol</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
KEPCO	<i>Korea Electric Power Corporation</i> - Corporación de Energía Eléctrica de Corea
KSGI	<i>Korea Smart Grid Institute</i> - Instituto Coreano de Redes Inteligentes
kV	<i>Kilo Volt</i>
kW	<i>Kilo Watt</i>
KWKG	Ley de Cogeneración de calor y electricidad

Acrónimos	Significado
LCC	<i>Line Commuted Converter</i> - Conversor Comutado por la Línea
LED	Diodo emisor de luz
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
MDM	<i>Meter Data Management</i>
MDMS	<i>Meter Data Management System</i>
MGCC	Control Central De La Microrred
MKE	<i>Ministry of Knowledge and Economy (Korea)</i> - Ministerio de Conocimiento y Economía
MT	Media tensión
MT-WAN	<i>Middle Voltage Wide Area Network</i>
MW	<i>Mega Watt</i>
NA	<i>Not Available</i>
NAN	<i>Neighborhood Area Network</i>
NAO	Oficina Nacional de Auditoría
NTCO	Norma Técnica de Conexión y Operación
NTCO PMGD	Norma Técnica de Conexión y Operación para Pequeños Medios de Generación Distribuidos
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NTyCS	Normas Técnicas De Calidad Y Seguridad De Servicio
O&M	Operación y mantenimiento
Ofgem	Oficina del gas y de los mercados eléctricos
OMS	Sistema De Gestión De Las Interrupciones
PLC	<i>Power Line Carrier</i>
PMG	Pequeños Medios De Generación
PMGD	Pequeños Medios De Generación Distribuida
PMU	<i>Power Management Unit</i> - Unidad de gestión de la energía
PYMES	Pequeñas y medianas empresas
RD	Real decreto
RF	Radio Frecuencia
RI	Redes Inteligentes
RTP	<i>Real Time Pricing</i> - Precios en tiempo real
RWE AG	<i>Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk Aktiengesellschaft</i>
SAIs	Sistemas de Alimentación Ininterrumpida - Sistemas de Alimentación Ininterrumpida
SA-WAN	<i>Wide Area Network in and Between Substations</i>

Acrónimos	Significado
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition - Supervisión, Control y Adquisición de Datos</i>
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
SMA	Sistema Mediano De Aysén
SMES	<i>Superconducting Magnetic Energy Storage - Almacenamiento de energía magnética por superconducción</i>
SMM	Sistema Mediano De Magallanes
SMT	<i>Smart Meter Texas - Contadores Inteligentes de Texas</i>
SP	<i>Scottish Power</i>
STx	Redes de SubTransmisión
T&D	Transporte y Distribución
TG	Grupo de prueba
TI	Tecnologías de la información
TIC	Tecnologías de Información y Comunicación
Tn	Tonelada/s
TOU	<i>Time Of Use - Tarifa de tiempo variable</i>
TV	Televisión
URA	Alerta para la reducción de uso
US	Estados Unidos
USD	<i>United States Dollars - Dólares Estadounidenses</i>
UT	<i>University of Texas - Universidad de Texas</i>
V2G	<i>Vehicle to grid - Vehículo a red</i>
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAN	Valor Actual Neto
VAR	<i>Volt-Ampere Reactive</i>
VE	Vehículo/s eléctrico/s
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo
VPP	<i>Virtual Power Plant - Planta Eléctrica Virtual</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter - Conversor de fuente de tensión</i>
WFMS	Sistema de Gestión de Órdenes de Trabajo y Recursos de Campo
WiMAX	<i>Worldwide Interoperability for Microwave Access</i>
WLAN	<i>Wireless local area network - Red inalámbrica de área local</i>