



Con la colaboración de Mercados Energéticos Consultores



Comisión Nacional de Energía

REVISIÓN DE MECANISMOS DE TARIFICACIÓN DE IMPLEMENTACIONES DE SMARTGRID

INFORME FINAL

DICIEMBRE 2012

REVISIÓN DE MECANISMOS DE TARIFICACIÓN DE IMPLEMENTACIONES DE SMARTGRID

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	10
REVISIÓN DE MECANISMOS DE TARIFICACIÓN DE IMPLEMENTACIONES DE SMARTGRID	14
INFORME FINAL	14
1. INTRODUCCIÓN	14
1.1. <i>Objetivos del estudio</i>	14
1.2. <i>Estructura del Informe</i>	15
2. ESTADOS UNIDOS	16
2.1. <i>Introducción</i>	16
2.2. <i>Contexto de desarrollo de las Smart Grids</i>	16
2.3. <i>Concepción de Smart Grids</i>	19
2.4. <i>Marco regulatorio de las Smart Grids</i>	24
2.5. <i>Implementaciones de Smart Grids</i>	29
3. CANADÁ.....	49
3.1. <i>Introducción</i>	49
3.2. <i>Contexto de desarrollo de las Smart Grids</i>	51
3.3. <i>Concepción de Smart Grids</i>	54
3.4. <i>Marco regulatorio de las Smart Grids</i>	55
3.5. <i>Implementaciones de Smart Grids</i>	57
4. EUROPA.....	65
4.1. <i>Introducción</i>	65
4.2. <i>Contexto del desarrollo de las Smart Grids</i>	65
4.3. <i>Concepción de las Smart Grids</i>	68
4.4. <i>Marco regulatorio general y específico</i>	74
4.5. <i>Implementación de las Smart Grids</i>	80
5. BRASIL.....	99
5.1. <i>Introducción</i>	99
5.2. <i>Contexto para el desarrollo</i>	102
5.3. <i>Estudios realizados a nivel nacional</i>	103
5.4. <i>Proyectos piloto desarrollados nacionalmente</i>	110
5.5. <i>Regulaciones emergentes</i>	114
5.6. <i>Obstáculos reglamentarios</i>	117
5.7. <i>Metodología Nacional para el establecimiento de un Plan de Trabajo</i>	120
6. LECCIONES DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL	125
6.1. <i>Definiciones de Smart Grids</i>	125
6.2. <i>Motivadores para el desarrollo</i>	125
6.3. <i>Nuevo escenario y actores</i>	127
7. MODELO DE TRASPASO DE COSTOS SMART GRIDS A TARIFA	129
7.1. <i>Introducción</i>	129
7.2. <i>Análisis conceptual de Costo-Beneficio</i>	129
7.3. <i>Literatura disponible acerca de estudios de costo-beneficio</i>	130
7.4. <i>Análisis de casos de evaluación de costo-beneficio</i>	131

8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA CHILE	140
8.1.	<i>Marco regulatorio Chile</i>	140
8.2.	<i>Principales restricciones del marco regulatorio</i>	142
8.3.	<i>Conclusiones y recomendaciones</i>	144
	ANEXO I: ESTÁNDARES FEDERÁLES DE TARIFAS EN EEUU	150
	ANEXO II: ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN CANADA	152
	ANEXO III: TARIFAS DE SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN EN ESPAÑA	154
	ANEXO IV: REFERENCIAS	156

FIGURAS

Figura 1. Requisitos para el desarrollo de Smart Grid.....	18
Figura 2. Usuarios Net Metering 2006-2010.....	28
Figura 3. Inversiones en Smart Grid.....	29
Figura 4. Situación general Smart Grid.....	30
Figura 5. Análisis Proyecto Smart Grid. EPRI.....	34
Figura 6. Costo de proyecto Smart Grid. EPRI.....	34
Figura 7. Identificación Beneficio EPRI.....	35
Figura 8. Beneficios y costos anuales.....	42
Figura 9. Análisis costo/beneficio.....	42
Figura 10. Reducciones en el Consumo.....	44
Figura 11. Impacto de los proyectos piloto.....	47
Figura 12. Impacto de los proyectos piloto por Ciudad.....	47
Figura 13. Impacto de los proyectos piloto por Tarifa.....	48
Figura 14. Reducción del consumo en punta por efecto de tarifa dinámica.....	48
Figura 15. Estructura Regional del Mercado Eléctrico en Canadá.....	50
Figura 16. Objetivos para el uso de Energía Renovable: Capacidad (MW) o Generación (% del total).....	52
Figura 17. Industrias Smart Grid.EPRI.....	55
Figura 18. Esquema Smart Grids, Ontario.....	62
Figura 19. Metas Europa 2020.....	65
Figura 20. Niveles Funcionales de Smart Grids.....	71
Figura 21. Riesgo tecnológico.....	80
Figura 22. Requisitos para el desarrollo de Smart Grid.....	82
Figura 23: Niveles de inversión por Estado.....	83
Figura 24. Requisitos para el desarrollo de Smart Grid.....	85
Figura 25. Cambio de característica de consumo por tarifas dinámicas.....	86
Figura 26. Prioridades del proyecto E-DeMa.....	87
Figura 27. Requisitos para el desarrollo de Smart Grid.....	88
Figura 28. Prioridades del proyecto eTelligence.....	89
Figura 29. Etapas proyecto.....	89
Figura 30. Prioridades del proyecto MeRegio.....	90
Figura 31. Prioridades del proyecto Moma.....	91
Figura 32. Prioridades del proyecto RegModHarz.....	92
Figura 33. Prioridades del proyecto Smart@Watts.....	93
Figura 34. Aprovechamiento de la red para introducir nuevos vehículos eléctricos.....	94
Figura 35. Optimización de la recarga de vehículo eléctricos.....	95
Figura 36. Proyectos de Smartcity.....	96
Figura 37. Interconexión España -Francia.....	98
Figura 38. Mapa de índices de pérdidas comerciales por regiones de Brasil.....	102
Figura 39. Bloques de investigación.....	106
Figura 40. Relación de entidades ejecutoras.....	106
Figura 41. Penetración Smart Meter en diferentes escenarios.....	106
Figura 42. Medidores Inteligentes anuales sobre el mercado para cada escenario.....	107
Figura 43. Costos de implementación.....	108
Figura 44. Costos y beneficios en valor presente – Escenario conservador.....	108
Figura 45. Costos y beneficios en valor presente – Escenario moderado.....	108
Figura 46. Costos y beneficios en valor presente – Escenario acelerado.....	109
Figura 47. Frentes tecnológicos del proyecto CEMIG.....	111
Figura 48. Temas del Programa de la Red Inteligente - Light.....	112

Figura 49. Plan de implementación del proyecto piloto - EDP.....	112
Figura 50. Iniciativas del Proyecto Piloto - EDP.....	113
Figura 51. Líneas tecnológicas del proyecto - AMPLA.....	114
Figura 52. Relación entre los activos de inversión no eléctricos y AIS	118
Figura 53. Síntesis metodológica	122
Figura 54. Relación entre bloques de investigación.....	122
Figura 55. – Funcionalidades de Automatización de las Redes de Media Tensión.....	123
Figura 56. Ejemplo de la evolución de la funcionalidad de un Clúster	123
Figura 57. Evolución de un clúster (16)	124
Figura 58. Principales actores	127
Figura 59. Costos, Beneficios y Tarifas.....	129
Figura 60. Costos y Beneficios de un programa de instalación de medidores inteligentes (ComEd).....	135
Figura 61. Distribución de los beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Enrgy Ohio) (1).....	138
Figura 62. Ahorros de programas de redes inteligentes (Duke Energy Ohio)	138
Figura 63. Distribución de los beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Enrgy Ohio) (2).....	139
Figura 64. Ranking de los beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Enrgy Ohio)	139

TABLAS

Tabla 1. <i>Tecnologías Smart Grids</i>	19
Tabla 2. <i>Estandarización del alcance de Smart Grids</i>	22
Tabla 3. <i>Métricas de las características de Smart Grids</i>	23
Tabla 4. <i>Proyectos Smart Grid que incluyen medidores inteligentes</i>	31
Tabla 5. <i>Resumen Costo Beneficio. EPRI</i>	35
Tabla 6. <i>CAP: Esquema del Programa</i>	38
Tabla 7. <i>Caso de Estudio de BGE</i>	39
Tabla 8. <i>Resumen de beneficios</i>	41
Tabla 9. <i>Resumen de costos</i>	41
Tabla 10. <i>Resultado proyecto piloto BGE</i>	45
Tabla 11. <i>Áreas de aplicación de Smart Grids, CammetEnergy's</i>	58
Tabla 12. <i>Áreas de aplicación de Smart Grids, CammetEnergy's</i>	58
Tabla 13. <i>Programas Smart Grids, CammetEnergy's</i>	59
Tabla 14. <i>Proyecto de Medidores Inteligente. Recupero de Inversión</i>	60
Tabla 15. <i>Cotos de aplicación Medidores Inteligentes. Ontario (incluye infraestructura de comunicación)</i>	61
Tabla 16. <i>Objetivos Europa 2020</i>	66
Tabla 17. <i>Objetivos de cada estado miembro de la UE</i>	67
Tabla 18. <i>Ámbitos de aplicación de las Smart Grids</i>	73
Tabla 19. <i>Empresas Participantes del Proyecto Estratégico</i>	105
Tabla 20. <i>Porcentajes destinados a inversiones en Investigación y desarrollo (I&D)</i>	110
Tabla 21. <i>BRR x BAR</i>	117
Tabla 22. <i>División de la BAR</i>	119
Tabla 23. <i>Indicadores por País</i>	126
Tabla 24. <i>Indicadores por País</i>	126
Tabla 25. <i>Indicadores por País</i>	127
Tabla 26. <i>Relación Beneficios / Costos</i>	133
Tabla 27. <i>Resumen Costos – Beneficios de un programa de instalación de medidores inteligentes (ComEd) (1)</i>	134
Tabla 28. <i>Resumen Costos – Beneficios de un programa de instalación de medidores inteligentes (ComEd) (2)</i>	135
Tabla 29. <i>Resumen Costos – Beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Energy Ohio)</i>	136

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

AESO: Alberta System Operator

AIS: Activos Inmovilizados en Servicio

AMI: Advanced Metering Infrastructure

ANEEL: Agencia Nacional de Energía Eléctrica

ARRA: American Recovery and Reinvestment

AUC: Alberta Utilities Commission

BAR: Base de Anualidad Regulatoria

BAU: Business As Usua

BNQ: Bureau de Normalisation du Québec

BRR: Base de Remuneración Regulatoria

CEA: Canadian Electricity Association

CEF: Clean Energy Fund

CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais

CEN: European Committee for Standardization

CENELEC: European Committee for Electrotechnical Standardization

CGSB: Canadian General Standards Board

CNE: Comisión Nacional de Energía, Chile

COMA: Costos de Administración, Operación y Mantenimiento

CPP: Critical Peak Pricing

CSA: Canadian Standards Association

DA-RTP: Day-Ahead Real-Time Pricing

DOE: Departamento de Energía de EEUU

D&D: Proyectos de demostración y despliegue

DTLR: Dynamic thermal line ratings

EEPR European Energy Program for Recovery

EERA: European Energy Research Alliance

EEUU: Estados Unidos de América

EIA: Energy Information Administration
EISA: Energy Independence and Security Act,
EnWG: Energiewirtschaftsgesetz (Ley de la industria energética Alemana)
EPE: Empresa de Investigación Energética
EPACT: Energy Policy Act
EPRI: Electric Power Research Institute
ETSI: European Telecommunications Standards Institute
EUB: Alberta Energy and Utilities Board
FACTS: Technology, and Flexible AC Transmission
FERC: North American Electric Reliability Corporation
FIT: Feed in Tariff
GD: Generación Distribuida
GWh: Gigawatts hora
IBR: Inclining block rate
ICT: Information and Communication Technology
IEC: International Electro-Technical Commission
JRC: Joint Research Centre
Kg: kilogramo
kWh: kilowatts hora
MWh: Megawatts hora
MTG: Metering Task Group
NIST: The National Institute of Standards and Technology
NRCAN: Natural Resources Canada
OEB: Ontario Energy Board
OERD: Energy Research and Development
OMS: Outage Management System
PAP: Priority Action Plan
PBIs: production-based incentives
PMU: Phasor Measurement Unit

PRODIST: procedimientos de Distribución de Energía Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional

PTR: Peak-Time Rebate

PURPA: Retail Regulatory Policies for Electric Utilities

RPP: Regulated Price Plan

RD: Real Decreto (España)

R&D: Proyectos de Investigación y Desarrollo

RTE: Réseau de Transport d'Electricité

SCC: Standards Council of Canada

SET-Plan: Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética

SETIS: European Commission's Information System for the SET-Plan

SGDP: Smart Grid Demonstration Program

SGIG: Smart Grid Investment Grant

SGIM: Smart Grid Investment Model

Smart Grids ETP: Plataforma Tecnológica Europea de Redes Eléctricas del Futuro

TIC: Tecnología de información y comunicación

TMR: Tarifa media de Referencia

TOU: Time of Use

UE: Unión Europea

ULC: Underwriters Laboratories of Canada

USD: United States Dollar

VPN: Valor Presente Neto

USD: United States Dollar

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, mediante Resolución Exenta N°581 de fecha 6 de Agosto de 2012, aprobó las bases de licitación para la contratación del estudio de “Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones de Smart Grid”. La realización del estudio fue contratada a SYNEX Ingenieros Consultores - SYNEX, que actúa en asociación con Mercados Energéticos Consultores -Mercados, en calidad de subcontratista. En adelante SYNEX y Mercados se mencionan como el consultor.

De acuerdo a las bases del estudio, a continuación se destacan los elementos centrales presentados en los capítulos 6 a 8.

Lecciones de la experiencia internacional

Si bien es cierto, de la revisión de la experiencia internacional se pudo constatar que no existe un consenso respecto de la definición de Smart Grids, debido principalmente a que cada Estado (o agrupación de Estados) ha orientado las definiciones de acuerdo con sus propios objetivos en torno al desarrollo de las redes eléctricas, en la gran mayoría de las definiciones existe coincidencia en el uso de conceptos tales como eficiencia, estrategia, seguridad y sustentabilidad.

Al respecto, el enfoque dado por cada país al desarrollo de los Smart Grids tiene directa relación con los motivadores, los que van desde reducir el consumo de energía, mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema hasta lograr un desarrollo más sustentable.

Por otra parte, el escenario que enfrentan las Smart Grids no está exento de complicaciones asociadas a los intereses muchas veces disímiles de los agentes del mercado. En el caso de los organismos reguladores la principal preocupación es velar por el cumplimiento de la estrategia energética nacional. En el caso de los usuarios, los intereses van de la mano de obtener un buen servicio minimizando los pagos. La industria ve en las Smart Grids una oportunidad de desarrollar nuevos negocios y para las empresas eléctricas las principales preocupaciones son minimizar los riesgos financieros y percibir ingresos que cubran los costos incurridos.

Modelos de traspaso de costos Smart Grids a tarifa

De la experiencia internacional consultada, el consultor no encontró esquemas de traspaso de costos de Smart Grids a tarifa y en los casos que existen tarifas para incentivar el uso de sistemas de Smart Grids no fue posible desagregar la estructura tarifaria para analizar los componentes de costo. Por lo tanto, en su defecto, en el capítulo 7 se realiza un análisis en detalle de los esquemas de análisis de costo beneficio de los proyectos que el consultor rescató de la experiencia internacional.

Un correcto análisis de costos – beneficios de proyectos Smart Grids es aún difícil de implementar debido a que los impactos de los proyectos van más allá de aquellos que pueden ser cuantificados y los costos vinculados con las redes inteligentes pueden ser difíciles de estimar.

Ejemplo de beneficios obtenidos de la implementación de los proyectos de Smart Grids son la reducción de costos operativos, la Reducción de pérdidas, la diversificación de la

matriz energética, la eficiencia energética, la mejora en la calidad de servicio y confiabilidad, y el desarrollo de la industria y el empleo.

La dificultad en la valorización de los costos se debe a que: i) con frecuencia implican la integración de tecnología digital, ii) la obsolescencia de la tecnología digital es rápida, iii) las mejoras en tecnología Smart Grids y las disminuciones proyectadas en sus costos se producen a un ritmo mayor que en las tecnologías convencionales, iv) existe incertidumbre en el rendimiento y v) los costos de los componentes de Smart Grids están declinando rápidamente.

Adicionalmente, se observa que no existe mucha literatura disponible sobre análisis costos-beneficios de implementaciones Smart Grids. La causa de esto se debe a que muchos proyectos no comparten esta información por temas de confidencialidad. Otras razones se vinculan al hecho de que no existe mucha referencia respecto a metodologías para llevar adelante un análisis económico de redes inteligentes.

Como ejemplos de análisis costo-beneficio, en el informe se destacan dos estudios, el primero es el Smart Grid Investment Model (SGIM) realizado en el año 2010 por el Smart Grid Research Consortium, cuyos resultados solo son accesibles para los miembros del consorcio, y el segundo es el realizado por el EPRI en 2010, y encargado por el DOE.

Del análisis de casos se observa que el 90% de los proyectos piloto realizados están asociados con las instalaciones de tecnologías AMI y medidores inteligentes, fundamentalmente incorporando el concepto de tarificación dinámica (Dynamic Pricing) y comunicación con el usuario, los cuales analizan el comportamiento del usuario respecto de la señal de precios que le es impuesta mediante las distintas opciones tarifarias ofrecidas.

La relación costo beneficio que se observa en los casos en que fue posible extraer estimaciones de los beneficios concretos de los proyectos de Smart Grids, es bastante variada moviéndose en un rango de 2 a 5 veces según el estudio.

Como parte del análisis de los costos - beneficios se analizan en detalle dos proyectos. El primero corresponde al estudio desarrollado para ComEd, por medio de éste se evaluó por un periodo de 5 meses la implementación de medidores inteligentes. El segundo estudio que permitió estimar el valor presente de los beneficios de Duke Energy Ohio resultantes de la implementación de redes inteligentes.

Conclusiones y recomendaciones para Chile

Las recomendaciones realizadas para Chile consideran el marco regulatorio del sector eléctrico, el cual que se basa en un modelo de mercado competitivo en el segmento de generación-comercialización mayorista, y de regulación económica eficiente de las actividades de transmisión y distribución, debido a sus características de monopolios naturales.

Asimismo se analizaron los principales cuerpos normativos que regulan el sector, siendo el más relevante el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006.

Del análisis de la normativa vigente se detectaron las siguientes restricciones:

- a) Inexistencia de una visión integrada del desarrollo de los Smart Grids
- b) Necesidad de eliminar barreras para el desarrollo de Smart Grids
- c) Restricciones para el traspaso de señales de precio a los usuarios
- d) Incentivos contrapuestos de las empresas distribuidoras
- e) Estructuras tarifarias estáticas

Luego tomando en consideración todos los antecedentes presentados en el estudio, las principales conclusiones apuntan a:

- La definición de los incentivos para la innovación es el primer paso evidenciado en los países analizados para el desarrollo de los Smart Grids.
- Se observaron una variedad de enfoques para el desarrollo de Smart Grids que abarcan desde consenso centralizado e iniciativas dispersas.
- Un tema central es el análisis de la relación costo beneficio para para definir políticas públicas y reglas tarifarias.
- Se abandonan los proyectos pilotos y son reemplazados por proyectos demostrativos.
- Los proyectos analizados presentan evidencia de una disminución en el consumo en horario de punta debido a la gestión de la energía del usuario.
- Existe un abanico de tarifas pero no hay evidencia del traspaso de costos de Smart Grids a estas.
- Se observa que las últimas modificaciones realizadas al marco regulatorio eléctrico chileno tienen elementos que consideran algunos instrumentos para la implementación de iniciativas de Smart Grids tales como la generación distribuida y generación residencial. Sin embargo, estas iniciativas no forman parte de una estrategia nacional de desarrollo de las Smart Grids, sino que surgen como proyectos aislados para resolver necesidades puntuales.
- Si bien es cierto en el caso chileno han existido iniciativas para implementar las Smart Grids, éstas son iniciativas aisladas y el marco normativo aún presenta rigidez para incorporar el traspaso de los beneficios y costos a señales de precios a los usuarios.

Con base en el análisis realizado y considerando las conclusiones mencionadas anteriormente recomendamos:

1. Avanzar en la definición de una estrategia país en el desarrollo de Smart Grids, identificando los motivadores principales para el desarrollo de las tecnologías asociadas, definiendo objetivos y métricas para su control y seguimiento.

2. Establecer grupos de trabajo interdisciplinarios para desarrollar los lineamientos asociados a las estrategias de Smart Grids y los proyectos de investigación
3. Establecer la certeza respecto de los costos y beneficios asociados con los desarrollos de Smart Grids enfocados en el sector eléctrico chileno y el impacto de las señales de precio en las modalidades de consumo de los usuarios finales
4. Desarrollar proyectos demostrativos o pilotos para certificar los costos/beneficios planificados con la posibilidad de implementarlos a gran escala

REVISIÓN DE MECANISMOS DE TARIFICACIÓN DE IMPLEMENTACIONES DE SMARTGRID

INFORME FINAL

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, mediante Resolución Exenta N°581 de fecha 6 de Agosto de 2012, aprobó las bases de licitación para la contratación del estudio de “Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones de Smart Grid”. La realización del estudio fue contratada a SYNEX Ingenieros Consultores - SYNEX, que actúa en asociación con Mercados Energéticos Consultores -Mercados, en calidad de subcontratista. En adelante SYNEX y Mercados se mencionan como el consultor.

1.1. Objetivos del estudio

El objetivo principal del Estudio es contar con una revisión de la experiencia internacional respecto al desarrollo de proyectos de Smart Grids y los mecanismos tarifarios aplicables a usuarios finales, que reciban suministro eléctrico desde sistemas eléctricos que cuenten con implementaciones de Smart Grids

Los objetivos específicos del Estudio son los siguientes:

- a) Disponer de una recopilación de las distintas definiciones internacionales relativas a las Smart Grids y a sus conceptos asociados, tanto en términos conceptuales como de sus prestaciones y funcionalidades, infraestructura de redes eléctricas y de transmisión de datos involucradas.
- b) Contar con una revisión de los principales cuerpos legales, normativos y reglamentarios de definición en distintos países del concepto de Smart Grids, en el ámbito de los modelos tarifarios utilizados o propuestos para remuneración y traspaso de beneficios de tales iniciativas. Identificar y resumir los aspectos relevantes relativos a los modelos tarifarios de iniciativas concretas de implementación Smart Grids en, a lo menos, los siguientes países: América del Norte: Canadá y EEUU. América Latina: Brasil o México. Europa: Alemania y España.
- c) Presentar una descripción del contexto de desarrollo de las Smart Grids dentro de los mercados eléctricos de los países antes nombrados. Identificación de rol de actores relevantes como usuarios finales, comercializadores, propietarios de redes de distribución y transmisión, propietarios de medios de generación y el operador del sistema eléctrico.
- d) Para la implementación de los conceptos relacionados con Smart Grids en los países seleccionados, identificar y describir detalladamente los siguientes aspectos:

- 1) Identificación de las componentes de costos asociadas a la implementación de proyectos de Smart Grids y a las adecuaciones necesarias en para su operación en las redes eléctricas existentes. Inclusión en las componentes de eventuales subsidios o cargos por incentivos para el desarrollo, maduración de tecnología y creación de mercado para tales iniciativas.
 - 2) Modelos tarifarios traspasable a cliente final propuestos para el pago de la inversión y costos de operación asociados al desarrollo de proyectos de Smart Grids y de las eventuales adecuaciones necesarias en los sistemas de distribución eléctrica y de comunicaciones.
 - 3) Identificación de mecanismos de segmentación de opciones tarifarias para usuarios finales de Smart Grids dependiendo de factores, tales como perfil de demanda del sistema o disponibilidad de recurso energético para generación con fuentes renovables.
 - 4) Integración de iniciativas *Net Metering* y su traspaso de beneficios asociados mediante tarifas dentro del ámbito de desarrollo de implementaciones de Smart Grids.
- e) Disponer de ejemplos numéricos explicativos, en formato MS Excel, de los distintos mecanismos tarifarios y modelos de traspaso de beneficios y costos entre los usuarios finales en el marco de implementaciones de Smart Grids, para al menos dos países de los mencionados en el punto 2 anterior, a ser acordados con la contraparte del estudio, los cuales cuenten con diferentes sistemas de tarificación. Los ejemplos numéricos desarrollados deben ser autocontenidos y permitir una plena reproducción de los cálculos y resultados presentados.
- f) Contar con una recomendación por parte del consultor respecto las adecuaciones necesarias de realizar en aspectos normativos y regulatorios del ámbito tarifario y regulación de precios del sector eléctrico nacional para una correcta tarificación de la implementación de proyectos de Smart Grids dentro de los sistemas eléctricos nacionales.

1.2. Estructura del Informe

El presente informe se divide en ocho capítulos. Desde el capítulo 2 hasta el capítulo 6 se revisa la experiencia internacional. En el capítulo 7 se revisa el tratamiento tarifario y la evaluación de costo-beneficio de los proyectos identificados en la experiencia internacional consultada. En el capítulo 8 se entregan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

2. ESTADOS UNIDOS

2.1. Introducción

Durante mucho tiempo, la estructura del sector eléctrico de Estados Unidos estuvo integrada verticalmente, sin manifestar políticas competitivas y con usuarios restringidos a un único proveedor¹. Las rigideces de este esquema motivaron, en la década del setenta, un proceso de reestructuración, en búsqueda de mayor eficiencia y confiabilidad², producto del cual se abre la competencia en el sector de generación y se independizan las fases de producción, rompiendo con el esquema de integración-vertical.

En los años noventa³ se consolida el mercado mayorista de energía: se libera el acceso a nuevos participantes y a su vez emergen nuevas figuras de carácter regional con el propósito de operar y gestionar las líneas de transmisión y los intercambios energéticos.

A la fecha, el sistema presenta una sólida estructura interconectada a lo largo del territorio (en comunicación con Canadá y México) a efectos de facilitar el intercambio eléctrico entre dos puntos distantes⁴, promoviendo la competencia global en la oferta energética y entre las distribuidoras.

La directriz general del mercado eléctrico está en manos del Departamento de Energía, quien asume la misión general de asegurar la seguridad y prosperidad del sistema así como de dirigirlo hacia niveles tecnológicos y sustentables cada vez más altos.

Por último es importante destacar la autonomía de las autoridades estatales en el manejo energético, esquema que responde al sistema federal de gobierno, lo que deviene en estructuras heterogéneas a lo largo del país – respetando límites fijados por la política energética federal.

2.2. Contexto de desarrollo de las *Smart Grids*

La FERC, bajo el mando del Departamento de Energía (DOE), asume el rol estratégico de regular y asegurar el buen funcionamiento de las redes de transmisión eléctrica, el mercado mayorista y las demandas interestatales, responsabilizándose por la confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto⁵. La preocupación por generar un

¹ *Interstate Renewable Energy Council (IRECUSA)*.

² *Federal Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)*.

³ *Energy Policy Act 1992* y la *Order 888/889* y la *Order 2000* de la FERC, establecen las figuras de *las Independent System Operator (ISOs)* y las *Regional Transmission Organizations (RTOs)*. ISO y RTO son las responsables de coordinar las necesidades en el área de transmisión y de generación, la adecuación de las nuevas demandas, la planificación estratégica de la red regional.

⁴ http://www.eia.gov/energy_in_brief/power_Grid.cfm

⁵ Además *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*, FERC, se ocupa de promover la estabilidad y fiabilidad del sistema energético a nivel global, adecuando y proyectando estándares operativos y de planificación, actividad coordinada con el Estado de Canadá.

sistema eficiente lo coloca, junto al DOE, en una posición vital , para el desarrollo de las redes inteligentes (Smart Grid) a lo largo del territorio.

Así, los primeros pasos en la materia provienen de estas instituciones, cuando se proponen, a comienzos del siglo, obtener una visión del funcionamiento y de las necesidades del sistema eléctrico. En efecto, en el 2005, convocan a través de una serie de talleres a reguladores, empresas eléctricas, comercializadoras, legisladores, instituciones de investigación, universidades y otros accionistas, a fin de establecer qué elementos son requeridos para una red eléctrica inteligente.

Las discusiones, finalmente, giran en tres grandes aspectos: el desarrollo de medidores inteligentes (*Smart Meters*), la automatización del sistema de distribución (*Distribution Automation*), y la mayor participación de los usuarios en el uso eficiente de la energía (*Demand Response*).

El acercamiento entre el DOE y las empresas privadas, fabricantes, instituciones técnicas y académicas, compartiendo necesidades y experiencias, consolidan el camino para la evolución en Smart Grids.

Es importante detenerse y subrayar la incorporación del *National Institute of Standards* (NIST), órgano de normalización americano, asignado para introducir un protocolo y modelo de estandarización para la aplicación de tecnologías inteligentes, focalizándose en un diagrama inter-operativo⁶. Si bien el esquema normativo se encuentra en proceso de actualización constante, es factible extraer a la fecha ocho estándares prioritarios que circunscriben los esfuerzos de este instituto en el avance de redes inteligentes:

- Respuesta de la demanda y consumo eficiente de energía
- Monitoreo y control global de la red (Wide-Area Situational Awareness).
- Almacenamiento de energía
- Transporte eléctrico
- Medidores inteligentes (Smart meters)
- Manejo de red de distribución
- Seguridad cibernética
- Redes de comunicación

Es interesante observar que para cada uno de estas áreas mencionadas, NIST designa un grupo de trabajo *-Priority Action Plan* (PAP)- destinado a acumular experiencia, especializarse y contribuir de manera sólida al desarrollo normativo de las nuevas tecnologías. Los PAP, a su vez, actúan como asesores de aquellos proyectos nacies que requieren guías y pautas para su desarrollo.

Entre sus planes de desarrollo NIST establece cuatro objetivos principales⁷:

- reducir el consumo de energía en los momentos de mayor utilización de la red;

⁶ Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, 2010. Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability. The National Institute of Standards and Technology (NIST).

⁷ Multi Year Program Plan (MYPP), Smart Grid research & Development 2010. U.S Department of Energy.

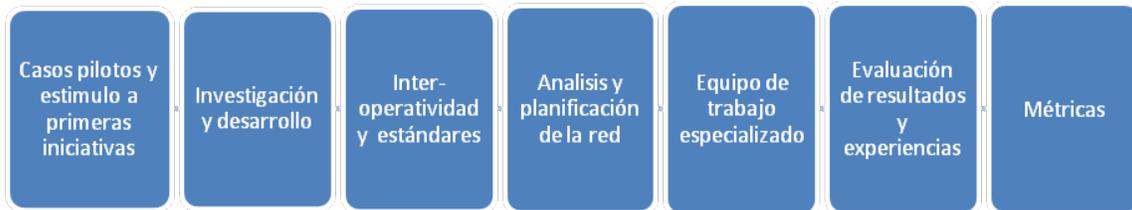
- mejorar la operatividad y eficiencia de la red eléctrica;
- incrementar los niveles de confianza y de capacidad del sistema;
- cumplir con las metas de reducción en las emisiones de gases tóxicos, mediante el estímulo a la energía renovable.

Así, para el 2030 plantea las siguientes metas⁸:

- 20% de reducción de consumo en el horario de mayor intensidad de demanda;
- 100% disponibilidad para servir cargas críticas, manteniendo altos niveles de confiabilidad de servicio;
- 40% de mejora en la eficiencia energética mediante introducción de nuevo equipamiento inteligente;
- 20% de capacidad eléctrica proveniente de generación renovable (200GW).

Por último, el Departamento de Energía de los Estados Unidos resume una serie de requisitos metodológicos que deben trabajar en forma conjunta en el proceso de desarrollo de Smart Grid⁹:

Figura 1. Requisitos para el desarrollo de Smart Grid



Es decir, el DOE sugiere llevar a cabo proyectos pilotos que actúen como ejemplo y lección, y que a su vez enriquezcan el conocimiento del mercado.

Un siguiente elemento a considerar es el fomento de actividades de investigación y desarrollo en las funcionalidades de Smart Grid a fin de aplicar las innovaciones, de manera eficiente, en el sistema eléctrico.

Un tercer paso es asegurar la inter-operatividad de las aplicaciones puestas en marcha y a su vez el desarrollo de una normativa, o estándares, que sean compartidos y aplicados a lo largo del país. Al mismo tiempo es necesario generar análisis y planes de interconexión con el fin de poner en prácticas programas que resulten en mejoras efectivas sobre la red en el largo plazo.

Simultáneamente, se deben incorporar instituciones de alto nivel de especialización en el área, manteniendo una fuerza de trabajo constante a fin de adquirir experiencia y conocimiento en la materia. Posteriormente, se evalúan los resultados de las acciones

⁸ Multi Year Program Plan (MYPP), Smart Grid research & Development 2010. U.S Department of Energy.

⁹ <http://energy.gov/oe/technology-development/Smart-Grid>

ya emprendidas, y la necesidad de generar nuevas investigaciones con estos avances. Finalmente es preciso, según el DOE, generar métricas para identificar el progreso y los resultados alcanzados por los diferentes proyectos.

2.3. Concepción de Smart Grids

Desde una perspectiva general, las autoridades federales de los Estados Unidos asocian a los programas de Smart Grids con toda propuesta capaz de modernizar el sistema eléctrico, en el sentido de construir una red inter-operativa (*interoperability*) y con seguridad cibernética (*cybersecurity*), al considerar ambos elementos esenciales para el incremento de la capacidad y estabilidad del sistema¹⁰.

Inter-operatividad se define como la capacidad de dos o más redes, sistemas, equipos, aplicaciones o componentes en compartir y leer información de manera segura y efectiva sin generar inconveniencias a los usuarios. Seguridad cibernética se define por las aplicaciones requeridas en la red para disminuir riesgos de interrupciones, restringir el acceso de información a intrusos y eliminar las pérdidas de funciones críticas durante ataques informáticos.

El universo de tecnologías de carácter inteligentes, son enunciadas por el *Electric Power Research Institute* (EPRI) y que se transcriben en el siguiente cuadro:

Tabla 1. Tecnologías Smart Grids

TECNOLOGÍA SMART GRID	DESCRIPCIÓN
1 Interruptores Avanzados (Advanced Interrupting Switch)	Es un interruptor tecnológico que detecta e interrumpe fallas de manera más rápida y precisa.
2 Medidores Inteligentes (Smart Meters)	Medidores eléctricos que utilizan un canal bidireccional de comunicación y que recogen información sobre uso de energía por parte del usuario.
3 Inversor Controlable/Regulable (Controllable/Regulating Inverter)	Los inversores se usan para convertir corriente continua (directa), por ejemplo enviada por paneles solares o baterías, a corriente alterna. Un inversor controlable o regulable puede ajustarse para controlar el voltaje y la capacidad energética, aplicado a los requerimientos de la red.
4 Dispositivo de comunicación con el usuario (Customer Display/Portal)	Dispositivo por el cual se comunica información entre las diversas empresas eléctricas.
5 Distribución Automatizada, DA (Distribution Automation)	DA es una tecnología familiar que incluye sensores, procesadores, redes de comunicación, interruptores que mejoran el funcionamiento del sistema de distribución eléctrica, según como se implemente. Recientemente esta aplicación se destina a mejorar los interruptores automáticos, reacciones compensatorias y automatizadas de energía y para alimentar sistemas de control y operación.

¹⁰ www.SmartGrid.gov

TECNOLOGÍA SMART GRID		DESCRIPCIÓN
6	Sistema de Gestión de la Distribución, DMS (Distribution Management System)	DMS es un sistema IT capaz de recolectar, organizar y analizar el sistema eléctrico en tiempo real. A su vez, mediante esta herramienta se puede planear, ejecutar y operar complejos sistemas de distribución, y optimizar los flujos energéticos entregados.
7	Detección de fallas (Enhanced Fault Detection Technology)	Tecnologías que utilizan sensores y que pueden detectar diversas fallas. Se aplica tanto a redes de distribución como de transmisión.
8	Sensores de equipamiento (Equipment Health Sensor)	Monitoreo de equipos que miden y comunican características relativas a la "salud" y mantenimiento de los equipos
9	Dispositivos de control de Transmisión Flexible alternating current transmission system (FACTS)	Sistema electrónico que provee control en áreas de transmisión y mejorar parámetros de confiabilidad y la capacidad de entrega energética.
10	Limitador Corriente de Fallas (Fault Current Limiter)	Son sensores y sistemas de comunicación, que permiten a las empresas eléctricas utilizar en un grado más avanzado la coordinación sobre la red y la detección de fallas.
11	Monitoreo de Cargas (Loading Monitor)	Tecnología que mide y comunica líneas, alimentadores y equipos de cargas por medio de redes de comunicación en tiempo real.
12	Controlador de redes pequeñas (MicroGrid Controller)	Dispositivo que permite establecer una pequeña red controlando energía distribuida, predeterminando un sistema eléctrico que mantenga aceptables frecuencias y voltajes.
13	Transformador desfasador (Phase Angle Regulating Transformer)	Transformadores que permite controlar el ángulo de fase y transformar tanto tensión como ángulo
14	Medidores Sincofasores (Phasor Measurement Technology)	Permite recolectar y analizar información de tensión y fase de los sistemas de transmisión en tiempo real
15	Electrodomésticos inteligentes Smart Appliances and Equipment (Customer)	Control o modulación del uso de equipos hogareños como termostatos, bombas de agua, calentadores de agua, etc., mediante el intercambio de información con el medidor inteligente.
16	Software - AdvancedAnalysis/visualization	Sistemas para dar soporte a la operación de la red
17	Comunicación doble vía (Banda ancha) Two-way Communication (High Bandwidth)	Infraestructura de comunicación de doble vía que pueden conectar una o más partes de la red inteligente a través de una conexión de banda ancha de alta velocidad y segura. Este sistema de infraestructura sirve como la columna vertebral de los sistemas de gestión de usuarios, medidores inteligentes, y de operación de las redes inteligentes de T&D.
18	Vehículo eléctrico y convertidor de doble vía	Estación de carga de vehículo eléctrico que también puede suministrar alimentación de CA al sistema de distribución almacenada en las baterías de los

TECNOLOGÍA SMART GRID	DESCRIPCIÓN
(Vehicle to Grid Two-Way Power Convertor)	vehículos eléctricos, proporcionando soporte a la red.
19 Cables VLI/HTS (VLI/HTS Cables)	Cables que usan materiales conductores de baja impedancia (VLI) por lo que pueden mejorar el control sobre la corriente energética. Cables que usan conductores de alta temperatura, beneficiando a la red con menores pérdidas, aumento de la densidad energética, y auto ajuste frente a fallas.
Fuente: Electric Power Research Institute (2010)	

Por otro lado, en el 2007, la legislación federal¹¹, enumera diez puntos de las funcionalidades de las tecnologías Smart Grids¹²:

- Incremento en el uso de información digital y control tecnológico que mejore la confianza, seguridad y eficiencia de la red eléctrica.
- Optimización dinámica de la operatividad de la red con seguridad cibernética.
- Incorporación de generación distribuida, con énfasis en recursos renovables.
- Dar prioridad al comportamiento de la demanda de energía, procurando niveles de consumo más eficientes.
- Puesta en marcha de tecnologías inteligentes (registros en tiempo real y automatizado) a fin de medir, comunicar el estado del sistema en forma dinámica.
- Integración de elementos inteligentes en los aparatos de consumo de los usuarios.
- Desarrollo de elementos de almacenamiento y tecnologías que permitan modificar la carga del sistema, incluyendo vehículos eléctricos y equipos de aire acondicionado con almacenamiento térmico.
- Generación de base de datos y provisión de información al usuario a fin de entregarle capacidad de administrar su consumo.
- Desarrollo de estándares de comunicación y de equipos conectados a la red, incluyendo la infraestructura de la red.
- Identificar, y disminuir, barreras a la adopción de tecnologías inteligentes.

En el año 2008, el DOE vuelve a congregarse a más de 140 expertos en el área y establecen métricas estandarizadas para identificar el estado de los programas en redes inteligentes. Luego de una serie de actualización de criterios, se identificaron 21

¹¹ Energy Independence and Security Act of 2007

¹² Reference Manual and Procedures for Implementation of the "PURPA Standards" in the Energy Independence and Security Act of 2007, August 11, 2008. Sponsored by American Public Power Association (APPA), Edison Electric Institute (EEI), National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), National Rural Electric Cooperative Association (NRECA).

métricas, las cuales se agruparon en seis grandes grupos¹³. A continuación se muestran los resultados:

Tabla 2. Estandarización del alcance de Smart Grids

SMART GRID	
Características	Descripción
1. Activar participación de consumidores	El consumidor es parte integral del sistema eléctrico. Ellos colaboran con el balance entre oferta y demanda energética y adicionalmente tienen el potencial de contribuir con los niveles de confiabilidad del sistema mediante la modificación de su comportamiento de consumo. Para esto, es preciso el desarrollo de tecnologías que brinden información dinámica sobre precios e incentivos y que tenga le la oportunidad de administrar su consumo.
2. Albergar un conjunto de opciones de generación & almacenamiento	Smart Grid se introduce no solamente en el área de generación tradicional sino también en recursos de generación distribuida (DER) ¹⁴ . DER debe integrarse rápidamente a la cadena de valor del sistema, incorporando energías renovables la generación distribuida y el almacenamiento de energía.
3. Activar nuevos productos, servicios y & mercados	Mejorar la estructura de Mercado a fin de operar en adecuados niveles de costo-beneficio y de competitividad y a su vez transmitir esta información al conjunto de participantes del sistema. Smart Grid debe contemplar en forma dinámica todo las variables que integran la cadena de valor en la red, como por ejemplo energía, capacidad, localización, tiempos dinámicos, tasas variables y calidad. El mercado debe tener un rol predominante en el manejo de estas variables, y el regulador, los operadores y el usuario la flexibilidad de adecuarse a las reglas de juego para incorporar las nuevas exigencias del mercado.
4. Proveer calidad energética en función de rangos de necesidades.	No todos los comercios, usuarios residenciales e industria necesitan la misma calidad de energía. En este sentido, Smart Grid administra las variaciones energéticas en sus fuentes de generación y selecciona un esquema de precios óptimo de acuerdos a las necesidades de cada usuario. Así, el costo de adquirir capacidad energética de mayor calidad - <i>premium power quality</i> (PQ) - deberá expresarse en los contratos de servicios.
5. Optimizar activos & eficiencia operacional	Un sistema eléctrico Smart Grid utiliza tecnología moderna en cada uno de sus activos. Así, esta debe gestionar capacidades óptimas de cargas eléctricas, disminuir los gastos de mantenimiento de redes y reparar cualquier desperfecto de manera rápida. Esta tecnología implica un sistema de control sobre la red que elimina pérdidas y congestiones. Su aplicación debe demostrar un incremento de eficiencia en la operación global del sistema.
6. Elasticidad de respuesta a interrupciones, ataques & desastres naturales	Es el potencial para poder actuar con rapidez ante cualquier desperfecto en el sistema. Se incorpora la idea de <i>self-healing actions</i> (cura automática) que resulta en una disminución en las interrupciones en el servicio y en los gastos por el manejo de la red, asegurando la inteGridad del sistema.
Fuente: 2010 Smart Grid System Report. U.S Department of Energy	

¹³ Grid System Report Report to Congress, February 2012. United States Department of Energy, Washington, DC 20585

¹⁴ Siglas que hacen referencia a distribution energy generation.

Las 21 métricas desarrolladas se identifican con estos este agrupamiento de la siguiente forma:

Tabla 3. Métricas de las características de Smart Grids

	Activar participación de consumidores	Albergar un conjunto de opciones de generación & almacenamiento	Activar nuevos productos, servicios y mercados	Proveer calidad energética en función de rangos de necesidades.	Optimizar activos & eficiencia operacional	Elasticidad de respuesta a interrupciones, ataques & desastres naturales
1 Precios dinámicos	Énfasis	Mención	Mención			Mención
2 Datos en tiempo Real					Mención	Énfasis
3 Integración DER	Mención	Énfasis	Mención		Mención	
4 Política Regulatoria						
5 Participación de carga	Énfasis			Mención	Mención	Mención
6 Micro Grids		Mención	Mención	Énfasis		Mención
7 Almacenamiento	Mención	Énfasis	Mención	Mención	Mención	Mención
8 Vehículos eléctricos	Mención	Mención	Énfasis			Mención
9 Red responsable de carga	Mención	Mención	Mención	Mención		Énfasis
10 Calidad T&D						Énfasis
11 Automatización T&D				Mención	Énfasis	Mención
12 Medidores inteligentes	Énfasis	Mención	Mención			Mención
13 Sensores Inteligentes						Énfasis
14 Factor Capacidad					Énfasis	
15 Eficiencia en Generación, T&D					Énfasis	
16 Líneas dinámicas					Énfasis	Mención
17 Calidad energética			Mención	Énfasis		
18 Ciber Seguridad						Énfasis
19 Estandarización.			Énfasis			
20 Fondos de riesgo de capital			Énfasis			

21 Recursos Renovables	Énfasis	Mención	Mención	Mención
Fuente: 2010 Smart Grid System Report. U.S Department of Energy				

2.4. Marco regulatorio de las *Smart Grids*

El avance en redes inteligentes en los Estados Unidos es en gran parte explicado por un activo involucramiento de las autoridades federales, mediante una serie de normativas y leyes, con indicaciones explícitas a técnicas y metodologías. Esta fortalecida posición responde a un esfuerzo continuo que abarca estudios de consultorías, recopilación de diversas visiones especializadas en el área y mejoramiento y compromiso constante con las políticas desarrolladas.

La necesidad de diagramar y planificar una red más confiable, segura y dinámica comienza a impulsarse en 1978 a través de la *Retail Regulatory Policies for Electric Utilities* (PURPA), aunque los primeros pasos en el terreno de la regulación de *Smart Grid* aparece en el año 2005 por medio de la *Energy Policy Act* (EPACT 2005)¹⁵. Ésta manifiesta las primeras intenciones en el uso de medidores inteligentes, en la aplicación de un sistema de tarifas variables, en la instalación de tecnologías inteligentes sobre la etapa de transmisión y en otros mecanismos que acrecientan la estabilidad del sistema¹⁶. Adicionalmente, contribuye con un esquema de incentivos fiscales y de créditos para la generación con recursos renovables.

No obstante, es factible considerar el despegue a gran escala de las redes inteligentes a partir del año 2007 con la implantación de la *Energy Independence and Security Act, Title XIII* (EISA)¹⁷. Por medio de esta ley se define como política nacional el desarrollo de redes inteligentes, se construye un esquema de incentivos monetarios más atractivo para la modernización del sistema y se exige a los reguladores regionales promover a las empresas (*utilities*) el desarrollo en tecnología inteligente.

Entre las nuevas instituciones, sobresale el comité especializado en Smart Grid, *Smart Grid Advisory Committee*, el equipo de trabajo destinado exclusivamente a esta área, *Federal Smart Grid Task Force*, la configuración de un plan regional de pruebas de redes inteligentes, *Smart Grid Interoperability Framework*, y la conformación, por medio del NIST, de un régimen de estándares nacionales y un plan de acción federal para el futuro¹⁸.

Estos programas se solidifican en el año 2009, cuando se promulga la *American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA) y se establece un fondo de USD 11 millones

¹⁵ *Energy Policy Act* del 2005, (2005), US Congress - Public Law 109-58, (Agosto 8, 2005). http://www.epa.gov/oust/fedlaws/publ_109-058.pdf.

¹⁶ Lo que requiere que todos los servidores de electricidad en el territorio adopte estándares de interconexión basados en el *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Standard 1547 (42 USC 15801)*.

¹⁷ Alberta Smart Grid Inquiry, Albert Utilities Comission Report, 2011.

¹⁸ www.nist.gov/SmartGrid

para el desarrollo de proyectos en redes inteligentes, a destinarse por medio del programa *Smart Grid Investment Grant (SGIG)*¹⁹.

2.4.1. Reconocimiento de inversiones y esquemas tarifarios

A la hora de evaluar un proyecto de inversión es menester considerar una serie de elementos técnicos y económicos para asegurar que los gastos incurridos obtengan el resultado esperado. Esta etapa es sumamente sensible en la implementación de herramientas inteligentes sobre la red, debido a que la mayoría de sus elementos no han evidenciado un grado suficiente de madurez como para poder identificar con precisión sus costos totales y menos aún reconocer y cuantificar sus beneficios, entre otros elementos relevantes.

De manera general, esta debilidad debe ser afrontada equitativamente por todos los países, resultando difícil a la fecha determinar un esquema que registre de manera óptima y clara un camino de referencia. Es claro que cuanto mayor sean las exigencias de la red de infraestructura, es decir sus requerimientos de confiabilidad, capacidad, etc., y/o cuanto mayor sea el compromiso de la sociedad por generar niveles de producción eléctrica eficiente, saludable y competitiva, mayor deberán ser las ayudas y aportes externos como para encaminar la aplicación de tecnología y programas de Smart Grid en el sistema.

Estados Unidos presenta una desarrollada plataforma institucional y legal que fortalecen los programas de Smart Grids, contrabalanceando las fisuras mencionadas, reflejo de una tecnología en periodo de prueba y de mejoras. Su estrategia resulta ser, por medio de esta plataforma, el impulso a programas inteligentes, acumulando enseñanzas y experiencias para ir afinando y mejorando la eficiencia de nuevos proyectos.

En este aspecto, lo que constituye esta sólida plataforma en tecnología inteligente son algunos de los ejemplos previamente mencionados, a saber:

- los aportes por parte del NIST en materia de normativas y estándares,
- la identificación de métricas para los proyectos de Smart Grids,
- la creación de entes y organismos federales direccionando el sector,
- así como la creación de un equipo de trabajo especializado.

Sin embargo, estas contribuciones no alcanzan a definir cómo serán costeados los altos niveles de inversión y las imprecisiones que caracterizan a los proyectos Smart Grids. Frente a esta situación, surge una segunda problemática que hace referencia al avance del contenido legal en la definición de un esquema tarifarios adecuado frente a las nuevas exigencias de modernizar la red. De manera general, no se observa a la fecha consenso en esta materia, por lo que las menciones son de carácter general, con pocas definiciones, acarreando inconveniencias en varios proyectos.

¹⁹ A la par, ha sido de gran contribución la creación de un ente responsable de recopilar información y generar estudios para futuros programas en temas relacionados con redes inteligentes: Energy Information Administration (EIA).

En definitiva la incorporación de las inversiones en Smart Grids en las tarifas es un aspecto crítico, de mucha discusión, poco consenso y de grandes dificultades debido a los grandes incrementos tarifarios que este atraería.

Para reflejar los aportes del sistema de EEUU en la materia, es preciso hacer una breve mención a la raíces de su esquema tarifario. Este se define con claridad a partir de la ley PURPA que establece seis grandes conceptos a ser incluidos en las tarifas: el costo del servicio, variación horaria diaria, estacionalidad, tasas de interrupción, tarifas en bloques decrecientes y técnicas de manejo de carga.

Las últimas legislaciones mencionadas acrecientan estos estándares, y diversos elementos de Smart Grids resultan autorizados a ser introducidos en el esquema tarifario. Por ejemplo se menciona de manera genérica gastos en mejoras inteligentes sobre la red, desarrollos en digitalización y automatización de sus redes, programas de estímulo a energía renovable, entre otros.

Se transcribe a continuación un extracto de la normativa federal²⁰, y en el ANEXO I se detalla el listado de estándares:

“ CONSIDERATION OF SMART GRID INVESTMENTS-

(A) IN GENERAL- Each State shall consider requiring that, prior to undertaking investments in non advanced Grid technologies, an electric utility of the State demonstrate to the State that the electric utility considered an investment in a qualified Smart Grid system based on appropriate factors, including

(i) total costs; (ii) cost-effectiveness; (iii) improved reliability; (iv) security; (v) system performance; and (vi) societal benefit.

(B) RATE RECOVERY- Each State shall consider authorizing each electric utility of the State to recover from ratepayers any capital, operating expenditure, or other costs of the electric utility relating to the deployment of a qualified Smart Grid system, including a reasonable rate of return on the capital expenditures of the electric utility for the deployment of the qualified Smart Grid system”.

Estas licencias, en definitiva, conceden a cada estado la facultad de acordar en forma independiente con las empresas eléctricas cómo aplicar y cómo costear estas inversiones, es decir, otorga cierta libertad para definir de qué manera realizar el traspaso de tarifas. En consecuencia, el resultado es poca uniformidad y la falta de un esquema preciso a lo largo del territorio.

Así, se evidencian algunos inconvenientes en la actualidad como por ejemplo lo ocurrido en la ciudad de Illinois: la empresa ComEd había acordado con el regulador provincial una inversión de USD 2,6 millones en diversas implementaciones para una red más eficiente, permitiendo cierto traspaso de costo a tarifas. Una vez comenzado el proyecto aparecieron nuevas interpretaciones legislativas, dando de baja el apoyo financiero vía tarifas y generando enormes pérdidas para la empresa.

²⁰ “EISA Standards Manual”, enmiendas a los estándares tarifarios.

2.4.2. Generación Distribuida

En los años noventa, adiciones a los estándares del PURPA introducen un plan de energías renovables²¹ - *Renewable Portfolio Standards (RPS)* -, que exhorta a las compañías eléctricas suplir sus necesidades energéticas por medio de un determinado porcentaje en energía renovable.

Luego, cuando emerge la ley EPACT en el año 2005 adiciona como política de estímulo tarifario el programa *Net Metering (NEM)*, la cual posibilita a aquellos usuarios con generación propia, instalar un medidor inteligente a fin de que registrar entregas de energías a la red.

“Standard 11) Net Metering.—Each electric utility shall make available upon request net metering service to any electric consumer that the electric utility serves. For purposes of this paragraph, the term ‘net metering service’ means service to an electric consumer under which electric energy generated by that electric consumer from an eligible on-site generating facility and delivered to the local distribution facilities may be used to offset electric energy provided by the electric utility to the electric consumer during the applicable billing period”.

En este aspecto se debe remarcar que el estado de avance del NEM se relaciona con la instalación de medidores inteligentes - *Advanced Metering Infrastructure (AMI)*. Por medio de esta herramienta es factible el uso de precios dinámicos en las tarifas, a la par que un mayor conocimiento por parte de los usuarios sobre el costo eléctrico de su consumo a lo largo del día. Los tres grandes esquemas de precios dinámicos que sobresalen a nivel regional son:

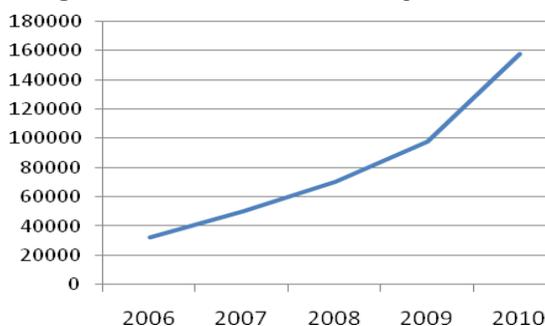
- Precio a tiempo real: una tasa fijada de acuerdo a fluctuaciones horarias en el mercado mayorista de energía, lo que habilita a los usuarios a consumir energía en momentos de menores costos de generación.
- Descuentos al consumidor por evidenciar disminuciones en su demanda eléctrica en horas de consumo intenso.
- Cargos extras en horas de consumo eléctrico intensivo, el cual genera esquemas horarios de tarifa que amortiguan por medio de mayores precios los horarios del día con consumo más intenso.

El desarrollo de instalaciones de medidores inteligentes registra para el 2010, 694 empresas industriales que reportan tener usuarios aplicados a esta tecnología²². El total de hogares con medidores y que tienen en funcionamiento la herramienta de Net Metering es de 155,841, lo que se grafica a continuación.

²¹ Wisner, Ryan and Galen Barbose, 2008. Renewable Portfolio Standards in the United States: A Status Report with Data Through 2007, Lawrence Berkeley National Laboratory technical report LBNL-154E, April. <http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/lbnl-154e-revised.pdf>.

²² <http://www.eia.gov/renewable/annual/greenpricing/>

Figura 2. Usuarios Net Metering 2006-2010



Fuente: Energy Information Administration²³

Así comienza a desarrollarse el programa “*Feed in Tariff*” (FIT)²⁴ cuyo objeto es estimular la generación distribuida por medio de una retribución a cada kWh generado. Este valor, de acuerdo a la normativa federal, será fijado entre el usuario y la compañía distribuidora de energía aunque se estable una cota máxima, *avoided cost*²⁵. Esto implica por un lado que el precio de kWh pagado al consumidor no puede superar el precio que se cobra por su consumo y por el otro, designa a las retribuciones en función de los precios de mercado de la electricidad y no en cuanto al costo total de invertir en generación distribuida – *cost-based FIT*.

Esta metodología resulta a la fecha objeto de numerosas polémicas debido a la poca precisión para definir un esquema de retribución tarifario que incentive a los proyectos de generación distribuida y que al mismo tiempo no distorsione la estructura de precios en el mercado.

Emergen diversas posturas teóricas siendo sus extremos definidos por aquellos que propugnan que el valor retribuido debería ser, en realidad menor al *avoided cost*, ya que los nuevos generadores no incurren en los mismos costos de operación, mantenimiento y comerciales que las *utilities*, frente aquellos que defienden, por el contrario, que el precio debería retribuir la contaminación provocada en el ambiente y otras primas por las mejoras que otorga en la confiabilidad del sistema.

La realidad actual de los esquemas de estímulos refleja que la cota máxima fijada por la normativa federal no resulte suficiente como para impulsar proyectos privados de generación distribuida. En consecuencia, diferentes provincias han tomado distintas posturas en el asunto. A continuación, se clasifican, en grandes grupos, las medidas experimentadas y sugeridas a la fecha en los diversos estados:

- Provisión de incentivos productivos, “*production-based incentives*” (PBIs) o apoyo financiero²⁶:

²³ <http://www.eia.gov/renewable/annual/greenpricing/>

²⁴ Se aclara que estas adopciones no se encuentren avaladas por la definición federal en la que fija un tope determinado por el “*avoided cost*”. Esto es fuente de diversas discusiones parlamentarias en la actualidad.

²⁵ *Avoided cost* es el costo que la empresa distribuidora hubiese incurrido por comprar energía en el mercado (que incluye energía y capacidad)

²⁶ Según los informes de Nation Renewable Energy Laboratory, existe política de asesoramiento para aquellos que desarrollan programas FIT.

- Programas de crédito impositivos
- Facilitar certificaciones y otros reconocimientos a cada proyecto

A junio del 2010²⁷, las empresas eléctricas en Gainesville, Hawaii, y Vermont tenían adoptados esquemas de promoción FIT, retribuyendo al usuario según costos de generación. Maine también asumió un sistema similar aunque incluye un precio máximo a pagar por el distribuidor. California ha tomado el camino de *avoided cost* que se identifica con el precio de Mercado de referencia que consumen las propias empresas de distribución. A su vez, se observan iniciativas en otras 10 legislaciones estatales con propuestas FIT basados en los costos de generación.

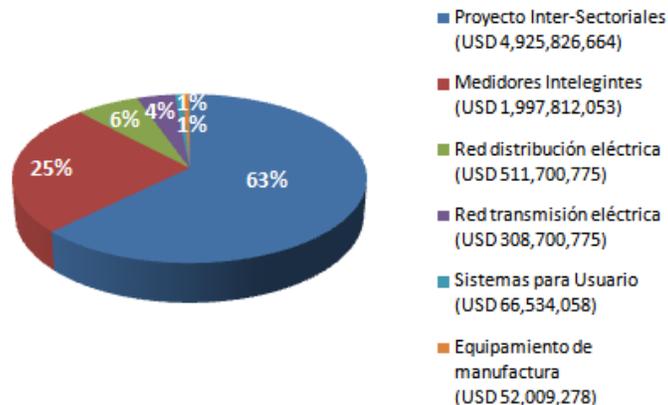
2.5. Implementaciones de Smart Grids

Existen numerosos proyectos activos de *Smart Grids* en los Estados Unidos. Estos básicamente se agrupan bajos los dos programas federales de incentivos a redes inteligentes iniciados por ARRA en el año 2009, el *Smart Grid Investment Grant* (SGIG) y el *Smart Grid Demonstration Program* (SGDP)²⁸.

Ambos disponen de aportes federales para cubrir su financiamiento y se constituyen con el objetivo de mejorar los niveles de inter-operatividad y seguridad cibernética en el esquema eléctrico del país, el SGIG, en particular, con el propósito de subsidiar tecnologías, equipos herramientas y técnicas, y el SGDP²⁹, con la misión de difundir información, estudios y análisis sobre las innovaciones y viabilidad de las tecnologías inteligentes.

El SGIG a la fecha registra 99 proyectos activos con un presupuesto desembolsado de USD 8 mil millones El SGDP tiene en pie 32 programas por un costo de USD 1,6 mil millones - el Apéndice III enumera las aplicaciones generales de estos programas.

Figura 3. Inversiones en Smart Grid
(Valor Total de 8 mil millones de dólares)



²⁷ A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design, NREL 2010.

²⁸ http://www.SmartGrid.gov/recovery_act/project_information

²⁹ Los proyectos en SGDP tienen dos aristas. Uno que agrupa a muestras de redes inteligentes a nivel regional que comprueben su viabilidad, cuantifique los costos y beneficios y certifique la capacidad de replicar tales programas a nivel federal. El segundo promueve el almacenamiento de energía.

Fuente SmartGrid.Gov³⁰

Entre los proyectos desarrollados se destaca la entrega de fondos y subsidios monetarios para el fomento de vehículos inteligente, la aplicación de 877 PMU (*Phasor Measurement Unit*), contribución monetaria para el estímulo de la generación distribuida por medio de programas Net Metering, y la expansión del acceso a banda ancha³¹.

A 2010, 29 Estados se muestran involucrados con los estándares renovables definidos por los programas de redes inteligentes, 14 Estados han demostrado una expansión en sus políticas de generación distribuida y 21 Estados ofrecen incentivo para un consumo más eficiente, como por ejemplo la compra de vehículos inteligentes.

El estado general de la Smart Grid en EEUU se grafica en el siguiente diagrama, presentado por Smart Grids ClearingHouse³².

Figura 4. Situación general Smart Grid



- AMI represents Advanced Metering Infrastructure (AMI)
 - IS represents Integrated Systems (IS)
 - CS represents Customer Systems (CS)
 - TS represents Transmission Systems (TS)
 - DS represents Distribution Systems (DS)
 - RD represents Regional Demonstration (RD)
 - EM represents Equipment Manufacturing (EM)
 - SD represents Storage Demonstration (SD)
- Projects in this topic area aim at adding smart grid functions to devices, equipment, and/or software applications in electric distribution systems.

En el portal de *Smart Grid Information Clearinghouse*, fundado por el DOE, se detallan 209 casos de implementaciones en redes inteligentes. Se resumen a continuación algunos ejemplos

³⁰ http://www.SmartGrid.gov/recovery_act/project_information

³¹ <http://energy.gov>

³² <http://www.sgiclearinghouse.org/ProjectMap>

Tabla 4. Proyectos Smart Grid que incluyen medidores inteligentes³³.

Estado	Minnesota	South Dakota	Colorado	Maine	Wyoming	California	Louisiana
Nombre de Proyecto (USD)	ALLETE Inc., d/b/a Minnesota Power Smart Grid Project	Black Hills Power, Inc. Smart Grid Project	Black Hills/Colorado Electric Utility Co. Smart Grid Project	Central Maine Power Company Smart Grid Project	Cheyenne Light, Fuel and Power Company Smart Grid Project	City of Glendale Water and Power Smart Grid Project	Cleco Power LLC Smart Grid Project
Total Presupuesto (USD)	\$3,088,007	\$19,153,256	\$12,285,708	\$195,900,000	10,066,882	\$51,302,425	\$69,026,089
Presupuesto Federal (USD)	\$1,544,004	\$9,576,628	\$6,142,854	\$95,900,000	\$5,033,441	\$20,000,000	\$20,000,000
Objetivo	<ul style="list-style-type: none"> • Acceso a 2300 nuevos usuarios • Reducción de costos tarifas • Reducción costo de lectura de medidores • Mejorar la confiabilidad • Reducción de ataques a la red. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción en el uso de combustibles • Reducción de costos tarifas • Reducción costo de lectura de medidores • Mejorar la confiabilidad • Reducción de ataques a la red. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción en la emisión de gases tóxicos • Reducción de costos tarifas • Reducción costo de lectura de medidores • Mejorar la confiabilidad • Reducción de ataques a la red. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción en la emisión de gases tóxicos • Reducción de costos tarifas • Reducción costo de lectura de medidores • Mejorar la confiabilidad • Reducción de ataques a la red. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción en la emisión de gases tóxicos • Reducción de costos tarifas • Reducción costo de lectura de medidores • Mejorar la confiabilidad • Reducción de ataques a la red • Generar incrementos en la capacidad de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción en la emisión de gases tóxicos • Reducción de costos de O&M • Reducción costo de lectura de medidores • Mejorar la confiabilidad • Reducción de ataques a la red • Generar incrementos en la capacidad de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de costos tarifas • Reducción costo de lectura de medidores • Mejorar la confiabilidad • Reducción de ataques a la red.

³³ <http://www.sgiclearinghouse.org/UseCases>

SYNEX CON LA COLABORACIÓN DE MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

Estado	Minnesota	South Dakota	Colorado	Maine	Wyoming	California	Louisiana
Equipos	, 23,320 Smart Meters , AMI Communication Systems , Meter Communications Network , Backhaul Communications , Customer Web Portal , 1,750 Direct Load Control Devices , Distribution Automation Equipment for 1 out of 336 Circuits , Automated Distribution Circuit Switches , Circuit Monitors/Indicators	, 68,800 Smart Meters , AMI Communication Systems , Meter Communications Network , Backhaul Communications , Meter Data Management System	, 42,665 Smart Meters , AMI Communication Systems , Meter Communications Network , Backhaul Communications , Meter Data Management System , 200 Programmable Communicating Thermostats	, 630,000 Smart Meters , AMI Communication Systems , Meter Communications Networks , Backhaul Communications , Meter Data Management System , Customer Systems for 630,000 Customers , Home Area Networks , Customer Web Portal	, 39,102 Smart Meters , AMI Communication Systems , Meter Data Management System	, 86,526 Smart Meters , AMI Communication Systems , Meter Communications Network , Backhaul Communications , Meter Data Management System , Up to 80,000 Home Area Networks , Customer Web Portal Access for 80,000 Customers , Up to 30,000 In-Home Displays , 1.5 MW of Distributed Energy Storage Devices , Distribution Automation Equipment for 4 out of 11 Circuits , Distribution Management Systems , Distribution Automation Communications Network , Automated Distribution Circuit Switches , Automated Capacitors , Equipment Health Sensors , Circuit Monitors/Indicators	, 279,000 Smart Meters , AMI Communications Systems , Meter Communications Network , Backhaul Communications , Meter Data Management System

Estado	Minnesota	South Dakota	Colorado	Maine	Wyoming	California	Louisiana
Precios	Time of Use/Critical Peak Pricing	No menciona	No menciona	No menciona	Time of Use/Critical Peak Pricing	Time of Use/Critical Peak Pricing	No menciona.

Para la evaluación de un programa Smart Grid, EPRI ³⁴ identifica 4 etapas:

Figura 5. Análisis Proyecto Smart Grid. EPRI



Un primer paso es identificar la lista de tecnologías, dispositivos y sistemas implementados, por ejemplo (medidores inteligentes, automatización en la distribución, Aparatos inteligentes.

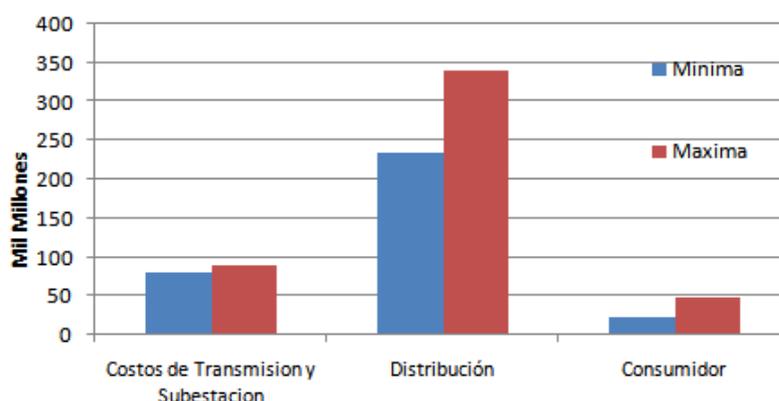
Luego se debe contemplar las funcionalidades de estas instalaciones, es decir la posibilidad de contar con precios dinámicos, controles de voltaje, interruptores inteligentes, manejo de carga en tiempo real.

A continuación EPRI sugiere identificar los impactos del programa: reducción en el consumo de kWh, reducción del pico en la curva de consumo, disminución de pérdidas energéticas, menores interrupciones energéticas, entre otros.

Y finalmente, el objetivo es darle valor monetario a cada uno de estos impactos, mediante algunas métricas útiles: ahorro de combustible, ahorro de capacidad, caída de costos por menores interrupciones, disminuciones en la facturación de los usuarios, disminución de generación de gases tóxicos.

Con este esquema en mente, EPRI desarrollo un proyecto Smart Grid, basándose en las experiencias desarrolladas en los Estados Unidos, y poniendo en marcha modernizaciones en el área de Transmisión, distribución y en el consumo. Los costos recopilados, marcando un intervalo de valores mínimos registrados y máximos se grafica a continuación:

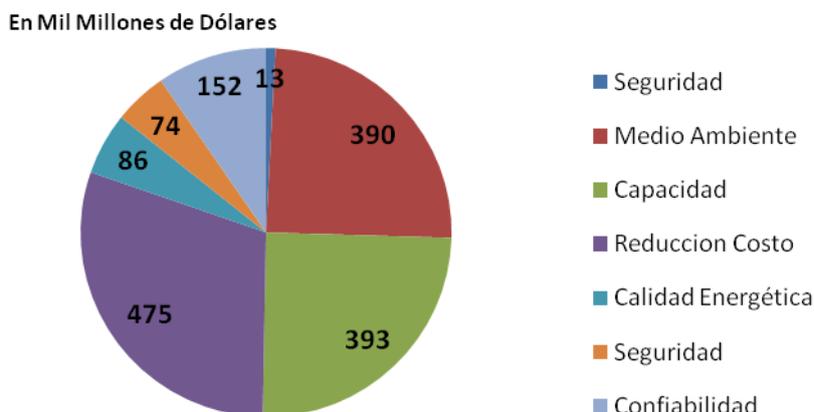
Figura 6. Costo de proyecto Smart Grid. EPRI



El impacto **generado** por estas instalaciones se describen a continuación, junto a los valores calculados por el EPRI:

³⁴ EPRI Research on the Costs & Benefits of the Smart Grid. Noviembre 2011.

Figura 7. Identificación Beneficio EPRI



En resumen:

Tabla 5. Resumen Costo Beneficio. EPRI.

Proyecto definido para un plazo de 20 años		
Inversión Requerida	Neta	USD 338 - 476 Mil millones
Beneficios Netos		USD 1,294 - 2,028 Mil millones
Beneficios/Costos		2.8 - 6.0

Del análisis realizado para el caso de Estados Unidos, se concluye que la relación de beneficio/costo es de al menos 2.8 veces.

A continuación se describen algunos proyectos piloto de referencia en Estados Unidos:

2.5.1. Caso Piloto. Ciudad Boulder, Colorado.

La ciudad de Boulder, estado del Colorado, ha sido seleccionada como caso piloto de "ciudad inteligente" - *Smart Grid City*. El objetivo ha sido aplicar de forma masiva tecnologías inteligentes sobre el sistema eléctrico, para determinar cuáles son los elementos que realmente se requieren en una red inteligente, cómo efectivamente funcionan, cómo se relacionan estos elementos, cuáles son los efectos sobre el sistema eléctrico, sobre el medio y sobre la sociedad, y detectar la metodología requerida para poner en marcha este conjunto de tecnología.

A la fecha se han instalada más de 23,000 medidores inteligentes, dando la oportunidad a los usuarios de ver cada 15 minutos el precio y el consumo de electricidad y se han implementados varios dispositivos que detectan cortes y fallas de suministro, reparándolos automáticamente, la inserción de artefactos y equipos inteligentes que disminuyen el consumo en horas de alta demanda.

El proyecto es operado por la compañía XcelEnergy. No hay información precisa sobre el costo total del proyecto, estando aún en proceso de desarrollo. De todas formas, se estima una inversión superior a los USD40 millones de dólares. Este dinero es aportado en parte por entes públicos pertenecientes a la Ciudad (principalmente, *Colorado Public Utilities Commission*) y en parte mediante un incremento tarifario.

Es oportuno aclarar que se observan opiniones divergentes en cuanto al éxito del proyecto, a causa de los aumentos significativos en las tarifas eléctricas para costear el proyecto y por la existencia de conflictos legales con XcelEnergy en cuanto a la metodología de recupero de su inversión.

2.5.2. Casos Piloto. Illinois

a) *Fomento para el desarrollo de estrategias y aplicaciones Smarts Grid en el sistema eléctrico*

El Estado de Illinois se ha asociado a la República de Korea en el fomento del desarrollo de estrategias y aplicaciones Smarts Grid en el sistema eléctrico. Ambos trabajan juntos en el terreno experimental de explorar las aplicaciones más eficientes y los beneficios que alcanzan las diferentes tecnologías inteligentes para la red eléctrica. Este trabajo se ha apoyado en cuatro grandes canales de asociación:

- Políticas y modelo de desarrollo: ambos países comparten el entendimiento de las medidas requeridas para la implementación de tecnologías Smart Grid. En este aspecto, se intercambian resultados de experiencias y casos pilotos desarrollados en cada región.
- Investigación y desarrollo: las innovaciones tecnológicas, las necesidades cambiantes del mercado y los avances del capital intelectual en cada región se unen para centrar la atención en el desarrollo y beneficios de redes inteligentes. Así, las instituciones académicas y técnicas de la región comparten los avances del conocimiento en Smart Grid.
- Aplicación de la tecnología: Korea y Illinois han compartido sus esfuerzos en el desarrollo tecnológico de las siguientes áreas: edificios inteligentes; comunidades inteligentes; red de transporte inteligente.
- Desarrollo de un área de trabajo especializado: se diseña un equipo de trabajo en conjunto, que estando en contacto permanente con los avances en Smart Grid, pueda guiar el traspaso de experiencias y tecnologías.

b) *Proyecto de Micro Grid*

Asimismo, en la ciudad de Naperville está en marcha un proyecto de Micro Grid, que implica la creación del sistema eléctrico -en una versión acotada- de una ciudad. Su desarrollo se focaliza en la inserción de recursos renovables y la participación de los usuarios en la red. A la par, en la ciudad se han puesto en práctica los siguientes elementos de modernización de red:

- Automatización de subestaciones (Siemens)
- Automatización de distribución (S&C Electric)
- SCADA (ACS)
- GIS (ESRI/Miner&Miner)
- Software Ingeniería (SynerGEE Stoner y otros)
- Gestión de datos y servers (Microsoft y otros)

El pago de este proyecto será realizado por los usuarios mediante un aumento tarifario a lo largo de los próximos años. La decisión fue concertada contemplando la necesidad que los

usuarios sean los responsables de generar una red eléctrica más confiable, teniendo en cuenta que la ciudad contaba con muchos inconvenientes en la entrega energética.

c) Instalación de Medidores Inteligentes (1)

Electric Power Research Institute (EPRI) desarrollo un estudio para evaluar la eficacia de las tecnologías de Smart Grids, con el objeto de proveer a la empresa Commonwealth Edison (ComEd) las herramientas necesarias para implementar políticas de respuesta de la demanda³⁵.

El proyecto piloto CAP fue diseñado para cuantificar el impacto de diferentes estructuras de precio, tecnologías, planes de tarifas y estrategias de capacitación y promoción que resultan viables a través de la implementación de advanced metering infrastructure (AMI). AMI permite a ComEd registrar y facturar a los usuarios sobre una base horaria, permitiendo a los usuarios acceder a información acerca de su patrón de consumo en tiempo real.

El objetivo principal del estudio fue estimar el comportamiento del consumo de los usuarios en los meses de verano asociado con diferentes estructuras de precio enfocándose en las siguientes:

- Time-of-use (TOU): los precios de la electricidad (USD/kWh) difieren entre los periodos de punta y fuera de punta durante los días de semana
- Inclining block rate (IBR): el precio de la electricidad (USD/kWh) varía de acuerdo al nivel acumulado del consume de energía del usuario en el año
- Day-Ahead Real-Time Pricing (DA-RTP): los usuarios pagan precios de generación del mercado mayorista que reflejan la variación horaria durante el día
- Critical Peak Pricing (CPP): los usuarios pagan altos precios durante el horario de punta en días críticos³⁶ (aproximadamente 1.74 USD/kWh). En días no críticos los usuarios pagan los cargos de la opción DA-RTP.
- Peak-Time Rebate (PTR): los usuarios son retribuidos con un crédito (también del orden de 1.74 USD/kWh) por reducciones de carga durante horas de punta en días críticos, en el resto del tiempo pagan bajo el esquema DA-RTP.

En el proyecto participaron 8,500 usuarios de 130,000, para los cuales se aplicó un modelo de *opt-out*, es decir, que los usuarios seleccionados para el proyecto tienen la opción de salir del programa. Esto redujo sustancialmente la deserción de los usuarios al programa (10% de los usuarios), ya que se ha probado en otros programas piloto que la opción *opt-in* (opción voluntaria de entrar en el programa), requiere mayores tiempos de análisis por parte del usuario o alzas de precios significativos para que el usuario tome la iniciativa de optar por el esquema de tarifa dinámica, resultando en bajos porcentajes de adhesión (del 5% al 10%). También se le dio la oportunidad a todos los usuarios de inscribirse en el programa eWeb que suministra información del consumo online de los usuarios.

El esquema del programa es el siguiente:

³⁵ The Effect on Electricity Consumption of the Commonwealth Edison Customer Application Program Pilot: Phase 1, Electric Power Research Institute, Abril 2011.

³⁶ Aplica para días de semana, son declarados con un día de anticipación, para un periodo horario de cuatro horas consecutivas, 1:00 p.m. – 5:00 p.m.

Tabla 6. CAP: Esquema del Programa

		Enabling Technology Type					
		None	Removed	Enhanced Web (eWeb)	eWeb+ Basic IHD (BIHD)	eWeb+ Advanced IHD (AIHD)	eWeb+PCT /IHD (AIHD/PCT)
Flat Rate Type N = 1,650	Flat Rate Existing Meter No Education	Control F1 N=450					
	Flat Rate Existing Meter Education			Application F2 N=225			
	Flat Rate AMI Meter Basic AMI Education			Control F3 N=225			
	Flat Rate AMI Meter Education		Application F4 N=0	Application F5 N=225	Application F6 N=300	Application F7 N=225	
Energy Efficiency Rate Type N = 750	IBR Rate AMI Meter Education			Application E1 N=225	Application E2 N=300	Application E3 N=225	
Demand Response Rate Type N = 3,525	CPP/DA-RTP Rate AMI Meter Education			Application D1 N(a)=525 N(b)=225	Application D2 N=525	Application D3 N=525	Application D4 N=525
	PTR/DA-RTP Rate AMI Meter Education			Application D5 N=225	Application D6 N=525	Application D7 N=225	Application D8 N=225
Load Shifting Rate Type N = 2,625	DA-RTP Rate AMI Meter Education			Application L1 N(a)=225 N(b)=225	Application L2 N=525	Application L3 N=225	
	TOU Rate AMI Meter Education			Application L4 N=225	Application L5 N(a)=525 N(b)=225	Application L6 N(a)=225 N(b)=225	
N = 8,550		N = 450	N = 0	N = 2,550	N = 2,925	N = 1,875	N = 750
		Primary Application	Not Used				

La conclusión del análisis fue que en los tres meses evaluados, el porcentaje de usuarios que modificó su patrón de consumo en función de las tarifas aplicadas fue del 5% a 7% de los usuarios con opción de tarifas CPP y PTR, con una reducción de carga en un día crítico en un porcentaje de 32% a 37%.

d) Instalación de Medidores Inteligentes (2)

En el marco del mismo proyecto piloto, Black & Veatch desarrolló un estudio para ComEd en 2011, en el que evaluó por un periodo de 5 meses (Enero a Mayo de 2011) la implementación de medidores inteligentes, para redireccionar el alcance de la implementación, levantar información del programa piloto, analizar información operacional y realizar proyecciones, y desarrollar un caso de estudio propio³⁷. El programa se enfocó en la instalación de 130,000 medidores inteligentes en las ciudades de Bellwood, Berwyn, Broadview, Forest Park, Hillside, Maywood, Melrose Park, Oak Park, River Forest y en Chicago en Humboldt Park área y dos ciudades en el centro de Chicago.

De acuerdo al reporte, los resultados generales resultaron positivos para un periodo de evaluación de 20 años. Por el lado de los costos, la empresa distribuidora incurrirá en nuevos costos asociados con los medidores inteligentes, los canales y redes de comunicación (wireless o radiofrecuencia), sistemas informáticos y costos operativos como los más destacados. En este escenario, considerando un periodo de 5 años de

³⁷ Advances Metering Infraestructura (AMI) Evaluation. Black & Veatch for ComEd, Julio 2011.

implementación, ComEd deberá invertir USD996 millones en capital y USD665 millones en operación.

Desde el punto de vista de los beneficios, para el periodo de 20 años analizado, se ha identificado que los mismos exceden los costos acumulados en una relación de 3 a 1. Los beneficios resultan de mejoras operacionales (USD1,625 millones), reducción en las compras (USD707 millones), reducción de la morosidad (USD791 millones), nueva energía facturada (USD1,051 millones), y nuevos servicios (USD564 millones). Muchos de los beneficios están asociados con reducciones de robo de energía y consumos de medidores o cuentas inactivas.

Considerando los costos y beneficios citados anteriormente, y asumiendo ajustes tarifarios a usuarios finales, el valor presente del caso de estudio es de USD1,296 millones en un periodo de evaluación de 20 años.

En la siguiente tabla se muestra el análisis de los costos y beneficios del programa para un horizonte de 5 y 10 años:

Tabla 7. Caso de Estudio de BGE

Item	Base Case (5-Year Deployment)	Base Case (10-Year Deployment)
A. Costs (Cumulative 20 years)		
O&M Expense for AMI System	\$665	\$653
New Capital Investment for AMI System	\$996	\$1,031
Sub-Total	\$1,661	\$1,684
B. Operational Benefits & Delivery Service Revenues (Cumulative 20 years)		
Operational Efficiencies and Cost Reductions	\$1,625	\$1,539
Avoidance of Capital Expenditures	\$3	\$3
Collection of Delivery Service Revenues Due to Reduction in UFE and CIM	\$564	\$531
Sub-Total	\$2,192	\$2,073
C. Additional Benefits (Energy, Transmission and Other Rider Cost Reductions and Revenues) (Cum. 20 yrs)		
Reduction in Energy Purchased Power Costs Due to Reduction in UFE and CIM ⁴	\$708	\$667
Collection of Energy and Other Revenues Due to Reduction in UFE and CIM	\$1,051	\$991
Reduction in Bad Debt Expenses	\$791	\$745
Sub-Total	\$2,550	\$2,403
D. Total (Cumulative 20 years)		
Benefits Less Costs	\$3,081	\$2,795
E. Net Customer Impact		
Net Present Value (NPV)⁵	\$1,296	\$1,152
Discounted Payback Period (Customer Perspective)	8 years	9 years

All \$ values in Millions. NPV calculated based on discount rate = 4.27% (20-yr Treasury Rate)

A continuación se destacan los beneficios considerados en el caso de estudio y de qué manera la tecnología AMI modifica la operación respecto del escenario actual (Business As Usual – BAU).

- **Lectura del medidor** – los beneficios aparecen en la forma de costo evitado (*avoided cost*) por medio de la reducción gradual de las necesidades de personal en esta área, con los costos directos laborales (salario, beneficio, pensión, etc.), vehículos e indirectos (administrativos, seguros, legales, etc.). Estos beneficios crecen en la medida que la lectura manual decrece, considerando un periodo promedio de 3 meses de retraso entre la implementación y el surgimiento de los

beneficios. Del análisis surgió que un elemento que agrega beneficio es aprovechar el cambio de medidor ante la falla del medidor electromecánico

- **Sistemas de soporte del proceso de lectura** - se evidencia una reducción en la tecnología actual de lectura con hand-held en equipo, mantenimiento y actualización de software de procesamiento de información, costos asociados con errores de transferencia del proceso manual de medición, entre otros. El costo no se reduce a cero, dado que se mantiene una pequeña porción como respaldo de los medidores AMI.
- **Operación técnico-comercial** - se evidencian beneficios en el área de campo asociado con la operación comercial, como por ejemplo la capacidad de desconexión/reconexión remota, en el sentido de requerir menores recursos para dicha operación. Sin embargo se ha detectado también que ciertos procesos requerirán mayor cantidad de recursos como por ejemplo el área de investigaciones de robo de energía y sabotaje
- **Facturación** – se evidenció un beneficio significativo asociado con el incremento de la performance de las facturas leídas respecto de las estimadas (de 88% a 99.5%) y adicionalmente una reducción de personal de aproximadamente 16 FTE ³⁸
- **Call Center** – si bien se espera que durante la implementación de la tecnología AMI las consultas al call center se incrementen, en la etapa post-implementación se espera que se logre reducir la cantidad de personal del call center
- **Gestión de interrupciones** – se prevé un incremento en la eficiencia de la gestión de las interrupciones al contar con una mayor comunicación acerca del estado de la red eléctrica, el medidor del usuario y el sistema de gestión de interrupciones (*OMS – Outage Management System*), reduciendo la situación “*ok on arrival*” en la que el usuario realiza un reclamo por falta de servicio, se envía la cuadrilla y al arribar el usuario ya cuenta con energía eléctrica.
- **Reposición del servicio en tormentas** – se evidencia un beneficio operativo significativo durante el desarrollo de tormentas, principalmente por la habilidad de censar el estado del servicio a través del estado de los medidores, e identificar de manera exacta aquellos usuarios que pasada la tormenta, permanecen sin servicio. Durante la etapa de prueba se pudo identificar de que 359 reclamos 272 ya tenían nuevamente servicio eléctrico sin incurrir en los costos de enviar un vehículo al domicilio o sector para su comprobación
- **Pérdidas comerciales** – el beneficio aparece de dos maneras asociado a usuarios que roban o realizan sabotaje de la instalación eléctrica. La primera es como un mayor consumo facturado por aquellos usuarios que se encontraban en estado de robo de energía dejando de ser socializada al resto de la comunidad, y el segundo es la posibilidad de corte a distancia evitando el costo de envío de la cuadrilla.
- **Consumos con medidor desactivado y morosidad** – se definieron beneficios en la facturación de medidores que registran consumos pero que el usuario se encuentra inactivo en la base de consumos, y por otro lado, se verificó la reducción de los recursos y tiempos de ejecución para las actividades de suspensión/corte/reconexión por falta de pago.

³⁸ FTE: Full Time Equivalent

Tabla 8. Resumen de beneficios

Benefit	Description ⁴⁰	Steady State 2017 Value (Post 5-Year Deployment)	20 Year Cumulative Value
Reduction in Manual Meter Reading Expenses	An Operations and Maintenance (O&M) avoided cost	\$53.5 million	\$1,124 million
Reduction in Field Meter Services (F&MS) Expenses	O&M avoided cost.	\$15.4 million	\$335 million
Reduction in Billing Department Expenses	O&M avoided cost.	\$2.8 million	\$75.5 million
Reduction in Call Center Expenses	O&M avoided cost.	\$120,000	\$3.1 million
Reduction in Outage Management Expenses	O&M avoided cost.	\$4.2 million	\$87.4 million
Avoided Capital Expense, Meter Reading Systems	An avoided cost in replacement capital to upgrade these systems over time.	N/A	\$3.4 million
Reduction of Consumption on Inactive Meters (CIM)	Represents incremental new revenues from customers who are identified and pay required bills. This increase in revenue results in an overall <i>decrease</i> in costs across all customers.	\$65.0 million	\$1,343 million. (\$469 million in additional Delivery Services Revenues and \$874 million in additional Energy Revenues).
Reduction in Unaccounted for Energy (e.g., theft and tamper conditions)	A portion of this benefit represents avoided energy costs. Another portion represents incremental new revenues from customers who are identified and pay required bills. This increase in revenue results in an overall <i>decrease</i> in costs across all customers.	\$47.6 million	\$979 million (\$708 million in avoided energy costs; \$95 million in additional Delivery Service Revenues; \$177 million in additional Energy Revenues).
Reduction in bad debt expense.	This benefit results in an overall <i>decrease</i> in costs across all customers, collected through ComEd Rider UF.	\$38.3 million	\$791 million

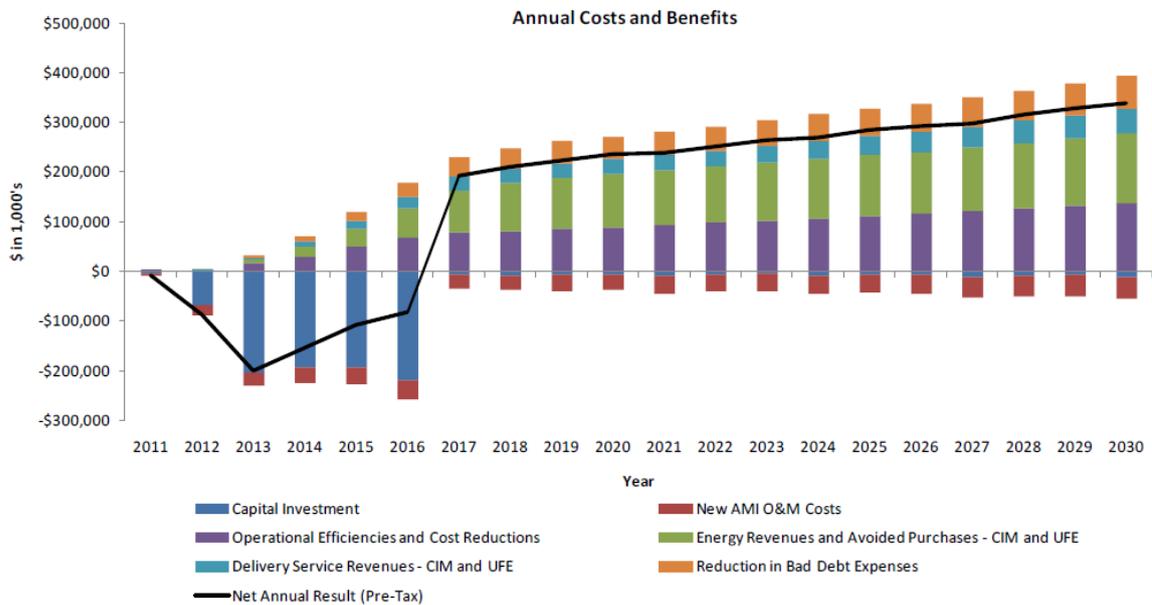
Por el lado de los costos, se previeron los siguientes conceptos:

Tabla 9. Resumen de costos

Cost Category	Description	Capital Investment (20 yr cumulative)	On-going O&M (20 yr cumulative)	Total Expenditure (20 yr cumulative)
AMI Meters	Physical AMI Meter (and supporting labor) to be installed at each premise/location	\$752 million	N/A – Accounted for in F&MS operational costs	\$752 million
AMI Communications	AMI Network Infrastructure to support communications from the AMI meters to “head end”	\$107 million	\$161 million	\$268 million
IT Platform	IT platform/systems to enable and support AMI system	\$92 million	\$341 million	\$433 million
Management (PMO and AMO ⁴²)	Management of project during deployment/implementation and on-going AMI Operations	\$45 million	\$163 million	\$208 million
Total		\$996 million	\$665 million	\$1.66 billion

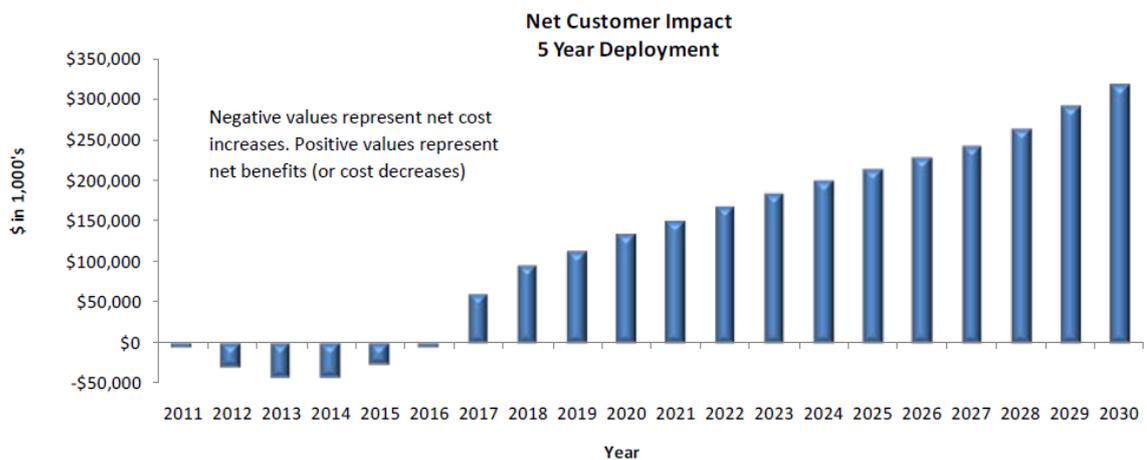
Considerando los costos y beneficios mostrados anteriormente, el flujo financiero se determinó de la siguiente manera:

Figura 8. Beneficios y costos anuales



Del estudio desarrollado, se concluyó que el impacto neto en los usuarios resulta en un incremento de costos en los primeros años de implementación y a partir del quinto año aproximadamente se revierte la situación con beneficios netos positivos.

Figura 9. Análisis costo/beneficio



2.5.3. Caso Piloto. California

California lleva un programa de energía eficiente con un fondo de USD3.1 mil millones de dólares. Este fondo es obtenido mediante la aplicación de una tarifa extra sobre la facturación energética (avalado por la legislación provincial, definiendo este cargo bajo el término de "Bien Público) y el resto mediante el propio ingreso que genera el sistema eléctrico y dispone la autoridad provincial.

El financiamiento se destina a proyectos generales en mejoras sobre el sistema de integración energética, con gran interés en la aplicación de luminaria más eficiente; en aplicativos sobre equipos de aire acondicionado, refrigeración y otros equipos de consumo a fin de controlar su consumo eléctrico e horas de mayor demanda; en estudios de consultoría para identificar aspectos del sistema que se encuentren en un sub-óptimo; y en el apoyo financiero a la implementación de medidores inteligentes.

Estas medidas pueden ser vistas con mayor detalles por medio del portal web que tiene el "Federal Energy Management Program, California. Ahí mismo se detalla un ejemplo innovador en que se contribuye con \$0.05 por kWh de energía ahorrada a la instalación de lámparas de consumo eficiente (hasta alcanzar un 25% del costo de cada lámpara).

A su vez, con el propósito de reducir el consumo eléctrico en horas de mayor consumo y los costos de mantenimiento y operación del sistema ha promovido la instalación de 86.562 medidores inteligentes, la aplicación de softwares que permiten el almacenamiento energético de generadores de hasta 1.5 MW de capacidad y el desarrollo de un sistema de información cibernética que permite el control dinámico del estado energético en la región³⁹.

Asimismo, el Estado de California ha sido uno de los pioneros en la disposición del esquema FIT. Este sistema se limitaba a aquellos generador con capacidad de generación menor a 1.5 MW, hasta alcanzar un nivel total de 250 MW generados en la región. El programa establecía la posibilidad de definir contratos por un período de 10-15-20 años y la opción de vender el 100% de la energía generada o sólo el valor neto descontado del consumo. El programa no estipulaba diferencias del tipo de tecnología y recurso renovable utilizado, ya que todos contratos definían una retribución de acuerdo al precio horario de la energía.

Para aquellos usuarios que tienen instalados medidores inteligentes se dispone un esquema de precios basado en *Time of Use (TOU)* y descuentos al consumidor por evidenciar disminuciones en su demanda eléctrica en horas de consumo intenso.

2.5.4. Caso Piloto. Dakota del Sur y Minnesota

Sioux Valley Energy (SVE) es una cooperativa eléctrica que sirve a aproximadamente 21,000 clientes en siete condados en Dakota del Sur y Minnesota. El ya mencionado proyecto Smart Grid Investment Grant (SGIG) está relacionado con el proyecto de Advanced Metering Infrastructure (AMI), una iniciativa centrada en el cliente para ayudarlos a gestionar mejor su consumo de electricidad y los costos asociados, y para ayudar a mejorar la eficiencia operativa y reducir los costos de abastecimiento. Para lograr estos objetivos, se han instalado medidores inteligentes a todos los clientes de SVE, junto con los sistemas de comunicación y gestión de datos para la automatización de diversos servicios de medición, ofreciendo tarifas basadas en el tiempo real, y proporcionar a los clientes información sobre su consumo de electricidad por hora y costos⁴⁰.

El proyecto considera un fondo total de USD 8 millones, (\$4 millones de aportado por el US DOE). El programa permitió acelerar el cambio de los medidores automáticos instalados en 1990 y que alcanzaron su vida útil, de 5 años a 2 años y medio.

Entre los puntos del programa se probaron tarifas dinámicas como Critical Peak Pricing (CPP) para los cuales se detectaron 35 eventos durante el verano, fijándose 13 de ellos con

³⁹ <http://www.sgiclearinghouse.org/sites/default/files/projdocs/185.pdf>

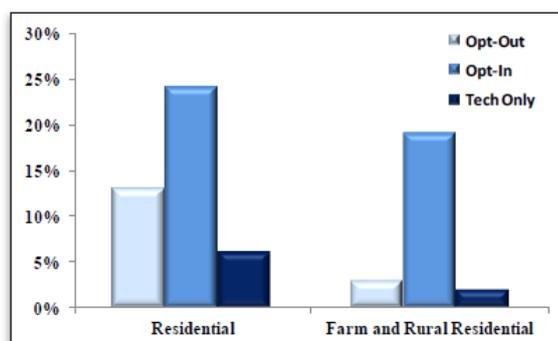
⁴⁰ Critical Peak Pricing Lowers Peak Demands and Electric Bills in South Dakota and Minnesota, Case Study, Sioux Valley Energy, U.S. Department of Energy, Junio, 2012

el objetivo de aplicar esta opción tarifaria, para 4 horas de esos días correspondientes al bloque de 4.00pm a 8.00pm.

Cuando la tarifa CPP se encontraba en aplicación, los usuarios participantes del programa pagaron 50 USDcents/kWh, comparado con menos de 7 USDcents/kWh durante el resto de los bloques horarios. Los usuarios de SVE considerando tarifas estándar pagan alrededor de 9 USDcents/kWh, por lo que los participantes de CPP pueden ahorrar dinero (aprox. 2 USDcents/kWh), particularmente si pueden reducir al mínimo el consumo durante las horas críticas.

La siguiente gráfica muestra el porcentaje de reducción logrado para 3 clases de usuarios: Opt-Out (los usuarios se incluyen en el programa y pueden optar para salir), Opt-In (los usuarios tienen la opción de entrar en el programa) y Tech Only (sólo se brinda información del consumo):

Figura 10. Reducciones en el Consumo



Como resultado del proyecto se obtuvo que los usuarios bajo el régimen de tarifas CPP lograron reducciones en horas de punta del 25% para la opción Opt-In y del 2%-15% en Opt-Out. Asimismo, se observa reducciones en el consumo en punta de los usuarios que sólo tienen acceso al portal web y display en su casa.

2.5.1. Caso Piloto. Maryland

BGE inició la experimentación con tarificación dinámica en septiembre de 2008, a los efectos de determinar la respuesta de los usuarios a los precios por bloques, para las siguientes categorías tarifarias⁴¹:

- critical peak pricing (CPP)
- peak time rebate (PTR)

El periodo de evaluación comprendió de Marzo a Septiembre de 2008, con las siguientes características:

- Se definieron 12 eventos críticos de la red
- Se analizó el comportamiento de 1,375 usuarios

⁴¹ <http://www.youtube.com/watch?v=Nm4ySLVfR7Q>

- Se analizaron 2 tecnologías: Energy Orb⁴² y Central Air Conditioning (CAC) Switch

En el periodo Marzo a Septiembre de 2009 se realizó una segunda prueba considerando sólo la opción tarifaria PTR con las siguientes características:

- Se definieron 12 eventos críticos de la red
- Se analizó el comportamiento de 912 usuarios
- Se analizaron 2 tecnologías: Energy Orb y Termostatos inteligentes

Como resultado de los proyectos piloto se concluyó que:

- Usuarios sin tecnología redujeron la demanda en punta entre 18% y 21%
- Cuando se combinó la tecnología Energy Orb con precios, las reducciones se incrementaron entre un 23% y 27%
- Cuando se combinó CAC y Energy Orb el impacto resulta entre un 29% y 33% de reducción de la demanda en punta.

La siguiente tabla resume los resultados del proyecto:

Tabla 10. Resultado proyecto piloto BGE

SEP	Rate	Price only	Price + ORB	Price + ORB + ET
2008	DPP	20.1%	-	32.5%
2008	PTRL	17.8%	23.0%	28.5%
2008	PTRH	21.0%	26.8%	33.0%
2009	PTR	22.6%	26.9%	31.0%

2.5.2. Caso Piloto. Ohio

En el año 2011, se el regulador del Estado (Public Utilities Commission of Ohio) realizó una auditoría y una valuación del proyecto de modernización de la red llevado a cabo por la empresa Duke Energy Ohio.

El objetivo del análisis fue verificar y cuantificar el valor de los proyectos de redes inteligentes para los clientes de Duke Energy Ohio, así como identificar los cambios necesarios y revisar la implementación de redes inteligentes.

La auditoría y la evaluación se estructuró en varios subcomponentes, incluyendo:

- Auditoría operacional: consistió en una revisión de los equipos y sistemas instalados y un análisis de su funcionalidad, así como un mapeo del despliegue de las redes inteligentes y el estado de los planes de implementación.

⁴² <http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/orb/>

- Evaluación de los sistemas de integración: consistió en un análisis del grado en que los componentes de la red inteligente se integran a otros componentes y sistemas.
- Directrices y prácticas de evaluación de la conformidad: esta actividad se centró en la forma y el grado en el cual los sistemas inteligentes de Duke Energy Ohio rejilla se desarrollaron conforme a las directrices y las mejores prácticas.
- Evaluación de los beneficios operacionales: consistió en la estimación del valor presente de los beneficios de Duke Energy Ohio resultantes de la implementación de redes inteligentes.

Respecto a la evaluación de los beneficios operacionales de la implementación de Smart Grid, se identificaron una variedad los cuales fueron agrupados en los siguientes conceptos:

- Costos de operación y mantenimiento evitados
- Costos de combustible evitados
- Capital diferido
- Incremento de ingresos

Los beneficios para los usuarios (tales como tarifas horarias diferenciadas o confiabilidad) o los beneficios sociales (medioambientales) no fueron incluidos en el análisis.

En el caso base, y considerando un horizonte de 20 años, el valor presente (VPN) de los beneficios fue de USD 382.8 millones (en el caso alto se obtuvo un VPN de USD 447.5 millones, y en el caso base un VPN de USD 325.8 millones).

Se encontró que los beneficios provinieron en un 90% de la implementación de: (i) medidores inteligentes (Advanced Metering Infraestructura –AMI-) y la automatización de la distribución (Integrated Voltage / VAR Control –IVVC-).

El 45% de los beneficios encontrados estaban relacionados con la implementación de sistemas AMI e incluían costos evitados de mano de obra y de vehículos a partir de la lectura remota y el diagnóstico de las capacidades (la mayoría), así como de la mejora en la precisión y en la detección de robos (implicando incrementos en la facturación).

La reducción de los costos por compra de combustibles relacionados con las capacidades IVVC representaron otro 45% de los beneficios encontrados. IVVC permitió mejorar la eficiencia de la red de distribución y, por lo tanto, con la cantidad de energía distribuida a los usuarios por cada unidad de energía generada. El restante 10% de los beneficios encontrados también provinieron de la automatización de la distribución.

2.5.3. Varios Casos Pilotos en Estados Unidos

Se ha realizado un completo estudio⁴³ sobre respuesta de la demanda, a partir de 49 proyectos pilotos en Estados Unidos y Canadá con medidores inteligentes y tarificación dinámica, en los que se ha analizado el porcentaje de reducción de carga respecto de la condición normal con estructuras tarifarias convencionales.

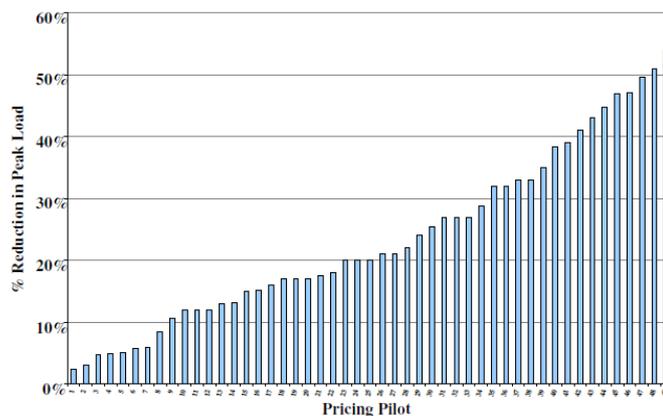
Las tarifas dinámicas aplicadas son:

⁴³ Lessons from Demand Response: Trials and Potential Savings for the EU, Ahmad Faruqui, Ph. D. Dan Harris, M. Sc.

- Time-of-use (TOU) rate
 - Estacional
 - Hora del día
- Critical-peak pricing (CPP) rate
- Peak Time Rebate (PTR)
- Real-time pricing (RTP) rate

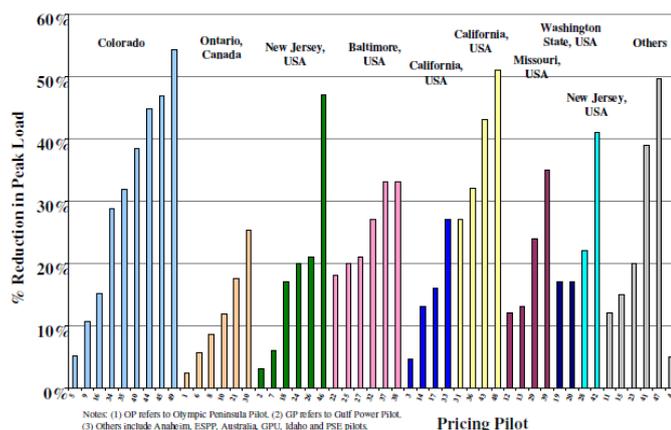
Los resultados obtenidos de las 49 observaciones varían desde reducciones menores al 5% hasta algunas mayores al 50%.

Figura 11. Impacto de los proyectos piloto



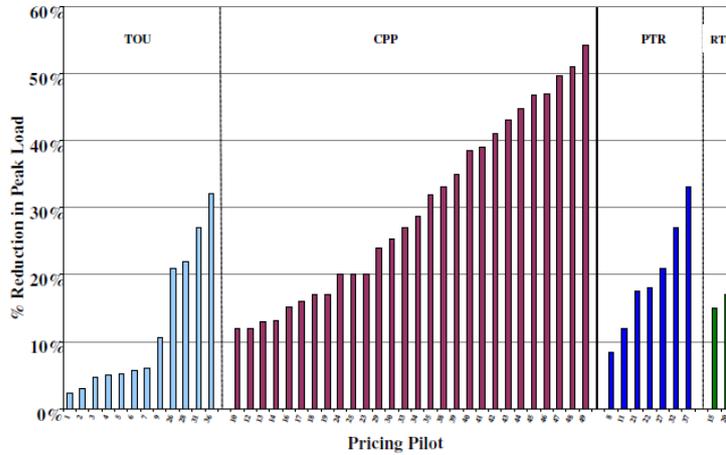
Los resultados de las reducciones obtenidas han sido ordenados por ciudad de acuerdo al siguiente gráfico:

Figura 12. Impacto de los proyectos piloto por Ciudad



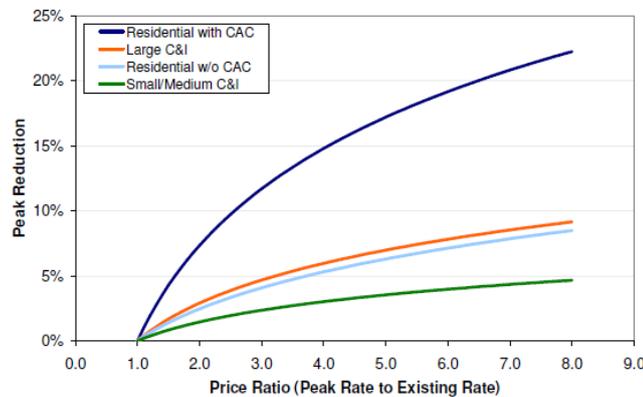
Adicionalmente, se han agrupado los impactos de reducción por tarifa dinámica con el objetivo de identificar qué solución tiene mayor efecto en la modalidad de consumo de los usuarios:

Figura 13. Impacto de los proyectos piloto por Tarifa



Los datos levantados de los proyectos piloto de EEUU indican que reducciones de demanda en horario de punta entre el 10-15% deberían ser posible. Sin embargo se destaca que cuando los consumidores tienen una opción de participar o no (*opt-in*), las tasas de adopción son relativamente bajas, mientras que cuando las tarifas son del tipo "*opt-out*" la tasa de adopción es del 80%. Cuando las tarifas son del tipo "*opt-in*" y los consumidores deben elegir tarifas inteligentes, la adopción es sólo el 20%.

Figura 14. Reducción del consumo en punta por efecto de tarifa dinámica



Dónde,

CAC: Aire acondicionado con control central

C&I: comercial e industrial

Se observa que la incorporación de la tecnología de control en la gestión de la demanda resulta un importante driver en la reducción de la demanda en punta de los usuarios residenciales.

También realizó un análisis de los costos y beneficios de proyectos de instalación de medidores inteligentes (tecnología AMI). Se encontró que la relación beneficios / costos asciende a 1.29.

3. CANADÁ

3.1. Introducción

El sistema eléctrico canadiense refleja altos estándares de confianza y capacidad, siendo el quinto productor a nivel mundial, con exportaciones de aproximadamente 51GWh anuales a los Estados Unidos en los últimos periodos⁴⁴.

Este armazón energético descansa en grandes plantas de generación eléctrica que aprovechan economías de escala derivadas de una concentración de recursos a nivel regional, fundamentalmente el recurso hidráulico en el norte del país, y en una desarrollada red de interconexión provincial - a la fecha totalmente integrada a los EEUU⁴⁵ - en conjunto con un eficaz sistema de intercambio eléctrico interestatal.

Sus políticas se encuadran entre un conjunto de principios, contratos y acuerdos que de forma general manifiestan⁴⁶: un sistema federal por el cual las provincias disponen del uso y la administración del sistema energético en su jurisdicción, y como consecuencia, la presencia de una variedad de formatos que van desde esquemas independientes entre las áreas de generación, transmisión y distribución hasta estructuras que conservan la integración vertical, y desde esquemas puramente competitivos hasta diseños monopolísticos, siendo los últimos reminiscencias de su formato histórico.

Las raíces de esta estructura se encuentran en la *Constitution act 1867*⁴⁷ al definir a la energía como bien público y en efecto al facultar a las provincias la gestión su buen funcionamiento. Como resultado emerge una estructura de integración vertical, monopolística, manejada mayoritariamente por empresas públicas provinciales⁴⁸, mientras que la responsabilidad de la autoridad federal reposa en la marcha general del sistema, específicamente en asegurar los intercambios energéticos mediante la interconexión estatal.

La independencia regional en el manejo del sistema energético continúa presente. Sin embargo, varias provincias han optado por modificar su esquema de integración vertical, desregulando la estructura de su mercado, principalmente el área de la generación e incrementando el acceso de usuarios a un mercado mayorista. En efecto, el espectro de experiencias regionales a la fecha es amplio y variado.

Un ejemplo extremo lo constituye la provincia de Alberta que en el último período dispuso de una perfecta desregulación en la etapa de generación eléctrica, permitiendo que varias compañías privadas operen en el mercado, promovió un mercado spot manejado por un

⁴⁴ How will our Electricity System in Transition Canada's Future? Canadian Electricity Association.

⁴⁵ <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmrtn/prcng/lctrct/cndnmrkt-eng.html>. National Energy Board.

⁴⁶ <http://www.nrcan.gc.ca/energy/policy/1352>. Natural Resources Canada.

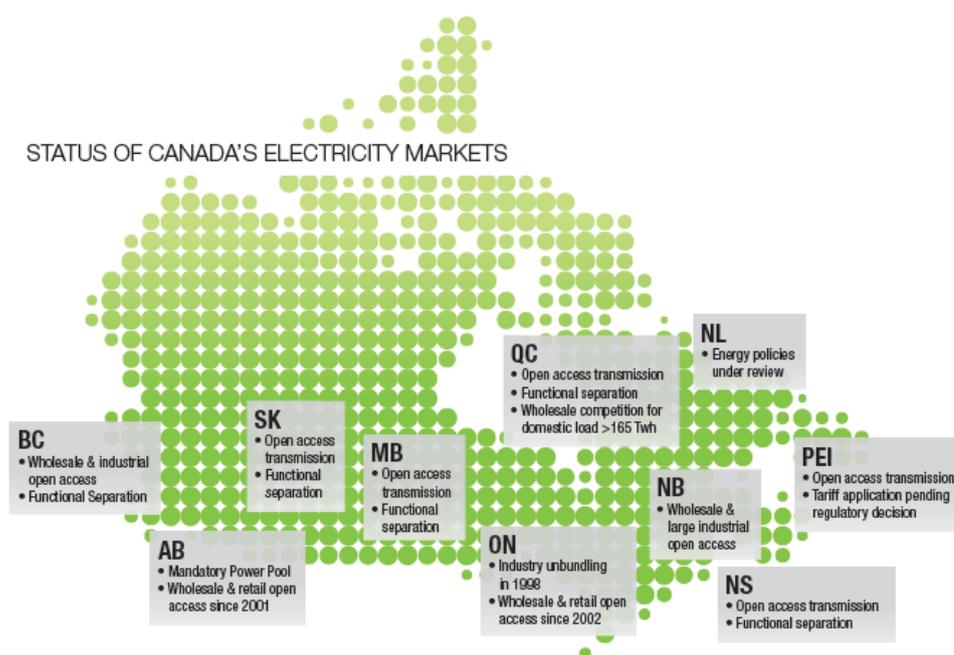
⁴⁷ Constitution Act, 1867, Sección 92A(1)(c) define "(...)development, conservation and management of sites and facilities in the province for the generation and production of electrical energy" bajo jurisdicción de los gobiernos provinciales. Canadian Electricity Association.

⁴⁸ "(...)vertical integrated Crown Corporations that owned and operated the bulk of generating, transmission and distribution assets in each province". How will our Electricity System in Transition CANADA'S FUTURE? Canadian Electricity Association.

pool de oferentes energéticos⁴⁹ y brindó la posibilidad a los usuarios de elegir entre diferentes oferentes⁵⁰.

El Estado de Ontario, a su vez, experimentó un proceso competitivo, impulsado desde el área de transmisión eléctrica, generó también un acceso más amplio al mercado mayorista, pero mantuvo aún bastantes rigidices regulatorias que definen el comportamiento del sector. Así cada provincia tiene configurado un esquema particular, y vale remarcar que varias regiones mantienen el formato del pasado de integración vertical, operado monopolísticamente por una empresa pública. Un esquema ilustrativo se presenta a continuación.

Figura 15. Estructura Regional del Mercado Eléctrico en Canadá



Los diversos esquemas tarifarios aparecen en el Anexo I. Éstos en conjunto con el tipo de generación utilizado en cada región, son los máximos responsables de una amplia variedad de precios en el territorio, aunque en promedio, Canadá se destaca por alcanzar precios bajos de electricidad.

Resta aclarar que la máxima autoridad federal del sector energético está en manos del Consejo Federal de Energía, quien reserva sus facultades para el manejo de las exportaciones energéticas a niveles internacionales e inter-provinciales y para asuntos de carácter general sobre la red energética (promoviendo inversiones, promocionando tecnología y velando por la mejora del sistema en su conjunto).

A su vez, su función es supervisar el mercado mayorista de energía mediante el cual la demanda total en el país se asegura su abastecimiento. Los precios en este mercado se

⁴⁹ Pool Energético: formado por importadores, generadores independientes de energía y “marketers”. Estos últimos son entidades que operan e intercambian electricidad dentro de la región de Alberta, autorizados por el organismo regulador, Alberta System Operator (AESO).

⁵⁰ Alberta Energy and Utilities Board (EUB).

actualizan constantemente, dependiendo de los tipos de generadores disponibles en ese momento y la cantidad demandada requerida. Por otro lado, cada región dispone de una figura estatal encargado de administrar estos intercambios, y de acuerdo a la estructura de mercado instaurada en cada región, de define el acceso de los demandantes a este mercado.

3.2. Contexto de desarrollo de las *Smart Grids*

A pesar de los bajos precios eléctricos y una estructura eléctrica desarrollada, el sistema canadiense lleva más de una década explorando e comprometiéndose con la modernización de su red eléctrica. Motiva este involucramiento el objetivo de incrementar los niveles de confianza, automatización y de seguridad en la red y la búsqueda de un programa más ecológica.

El compromiso responde a iniciativas en los dos niveles de gobierno, las agencias federales y las autoridades provinciales.

Por otro lado, también participan de esta evolución asociaciones de carácter independiente como por ejemplo *Smart Grid Canada*⁵¹, una asociación sin fines de lucro, compuesta por una variada gama de empresas (*utilities*), de instituciones académicas, de compañías tecnológicas especializadas en *Smart Grids*, entre otras. Su esfuerzo se encuadra principalmente en tareas de difusión educativa y de concientización en *Smart Grids*, estimulando la investigación tecnológica e impulsando estrategias para la integración de energías renovables, financiándose con aportes voluntarios de sus miembros.

La participación a nivel federal se ha centrado en la fijación de metas y objetivos de programas eficientes y fundamentalmente en la creación de instituciones técnicas.

Se dispuso a departamento de Recursos Naturales de Canadá, *Natural Resources Canada* (NRCAN), coordinar las políticas en Redes Inteligentes y establecer los planes generales de acción. A su vez lo acompañan en este objetivo el *Office of Energy Research and Development* (OERD)⁵², comprometido con el área de investigación y desarrollo, y el *Standards Council of Canada* (SCC)⁵³, encargado del desarrollo normativo en *Smart Grids*.

NRCAN gravita sobre un conjunto de departamentos tecnológicos y operativos, en el que sobresale *CanmetENERGY* por ser el encargado actualmente de poner en práctica uno de los programas de mayor magnitud en redes inteligentes. Asimismo, este instituto ha fundado el *National Smart Grid Technology and Standards Task Force* que promueve un grupo de trabajo dedicado y especializado en el área *Smart Grid*, contribuyendo en la identificar necesidades de la red eléctrica y en colaborar con el SCC en el desarrollo de normativas y estándares para *Smart Grids*.

En este sentido, es relevante mencionar el distinguido avance canadiense en la armonización de estándares y certificaciones técnicas tanto de productos como de instalación de tecnologías en redes. En el 2006 concluye el primer registro de estándares en materia *Smart Grid* en el país, con grandes aportes en el área de generación eléctrica y

⁵¹ <http://sgcanada.org>

⁵² OERD es responsable del programa de investigación y desarrollo en trece estados de Canada y dentro de los departamentos científicos de NRCAN. Así ha colaborado con el programa *the Clean Energy Fund, and the ecoENERGY Innovation Initiative*.

⁵³ Canada - Smart Grid Developments, 2010, Department of Commerce US.

generación distribuida que luego esta normativa es aplicada por el organismo de estándares internacional -*International Electro-Technical Commission* (IEC).

Existen cuatros organizaciones de acreditación y certificación de estándares de productos en el país:

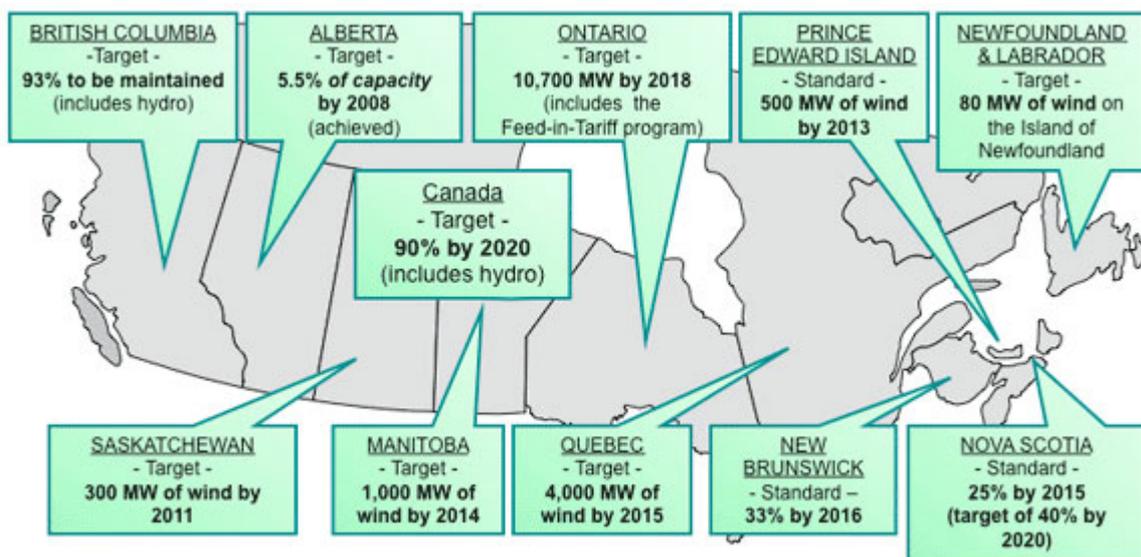
- ✓ Canadian Standards Association (CSA)
- ✓ Underwriters Laboratories of Canada (ULC)
- ✓ Canadian General Standards Board (CGSB)
- ✓ Bureau de Normalisation du Québec (BNQ Ltd.)

A su vez, el creciente interés por estas tecnologías en los últimos años, ha permitido que estas iniciativas sean acompañadas por importantes fondos monetarios, provenientes de niveles de gobierno federal, provincial y en algunos casos de organismos externos.

En el año 2010 por ejemplo el gobierno realiza una consultoría para reconocer el estado de digitalización en la economía. En el estudio se identifica a Smart como uno de los componentes requeridos en la digitalización.

En definitivo, el desarrollo Smart Grid es una pieza vital en el sistema canadiense, fundamentado por un contexto de metas energéticas y ambientales cada vez más demandantes que impone el gobierno canadiense. Los más destacados avances se observan en la instalación de medidores inteligentes, digitalización en el sistema de comunicación y en la red eléctrica e incentivos a la generación eléctrica de origen renovable. Así, en este último punto, NRCAN define en la última década objetivos regionales para la instalación e energía renovables que se transcribe, a modo de ejemplo, a continuación:

Figura 16. Objetivos para el uso de Energía Renovable: Capacidad (MW) o Generación (% del total)⁵⁴



Se recuerda, sin embargo, que la implementación, aplicación y ejecución de cada proyecto descansa en las autoridades provinciales. Si bien sobresalen regiones con mayores avances tecnológicos, por lo general el grado de involucramiento ha sido parejo. Esto se debe a la colaboración de carácter federal de ciertos programas de financiamiento y al estado de

⁵⁴ <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/prcng/lctrct/cndndstry-eng.html>

maduración de instituciones especializadas en herramientas Smart Grid, mencionadas anteriormente, que actúan como un marco de referencia y de apoyo para cualquier iniciativa provincial.

Adicionalmente, otro argumento pronunciado a nivel regional para agendar programas inteligentes se basa en los incrementos sobre el nivel de empleo, la instalación de nuevas fábricas en el territorio, la atracción de capitales internacionales y un dinamismo sobre el sector productivo en general que ocasionan cada proyecto en Smart Grids.

De manera sintética, el gobierno de Canadá supervisa los desarrollos en redes inteligentes por medio de las siguientes entidades⁵⁵:

- ✓ Natural Resources Canada, ministerio que supervise el sector energético y tiene una unidad de especialización que es el instituto técnico CanmetENERGY.
- ✓ CanmetENERGY promueve el desarrollo sustentable de los recursos naturales del país, y pone en marcha los programas estipulados por la Natural Resources Canada.
- ✓ National Energy Board (NEB), agencia federal independiente designada por el Parlamento desde 1959 para regular acuerdos internacionales en materia de energía.
- ✓ National Smart Grid Technology and Standards Task Force, entidad creada por CanmetENERGY, para coordinar el desarrollo en redes inteligentes.

Los gobiernos provinciales se comprometen con la tecnología inteligente en la red eléctrica, mediante los siguientes organismos⁵⁶:

- ✓ British Columbia: Public Utilities Commission;
- ✓ Alberta: Alberta Utilities Commission(AUC);
- ✓ Saskatchewan: Province of Saskatchewan;
- ✓ Manitoba: Province of Manitoba and Public Utilities Board;
- ✓ Ontario: Ontario Energy Board;
- ✓ Québec: Régie de l'énergie;
- ✓ New Brunswick: Provincial government;
- ✓ Nova Scotia: Utility Review Board;
- ✓ Prince Edward Island: Regulatory and Appeals Commission of PEI;
- ✓ Newfoundland and Labrador: Commissioners of Public Utilities;
- ✓ Yukon: Yukon Utilities Board;
- ✓ Northwest Territories: Public Utilities Board;
- ✓ Nunavut: Government of Nunavut.

A la fecha, Canadá cuenta con numerosas empresas privadas y entidades públicas dedicadas a estos servicios⁵⁷, como por ejemplo: Aztech Associates Inc., Corinex Communications Corp., Kinects Solutions Inc., VibroSystM, Sinexus Global, Positron Power, TRIONIQ Inc., Roctest Ltd. SNC Lavalin, HATCH, y otras empresas de Estados Unidos como: Itron Inc., IBM Global Energy, GE, Tendril Networks, Inc., Silver Spring Networks, Echelon Corporation.

⁵⁵ Canada - Smart Grid Developments, July 2010. www.SmartGrid.com

⁵⁶ <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/canada2009.pdf>

⁵⁷ Canada - Smart Grid Developments, 2010, Department of Commerce US.

3.3. Concepción de Smart Grids

La concepción de Smart Grid se encuadra dentro de los intereses generales del sistema eléctrico por incrementar los niveles de confianza, seguridad y eficiencia y modernizar el sistema de comunicación en la red. Ergo, toda herramienta, aplicación o programa que contribuye a tales fines, es considerado dentro de los programas Smart Grids. Sin embargo, plasmar una única definición es complicado debido a la ausencia de un programa central – por el contrario son diversas instituciones enfocadas en aspectos aislados – y a la federalización extrema del sistema eléctrico.

En este sentido, la visión del departamento federal “Smart Grid Canadá”, asocia Smart Grid con el objetivo de capturar e integrar nuevos recursos energéticos al sistema, con la necesidad de invertir en modernización de la infraestructura eléctrica y con el esfuerzo de introducir herramientas inteligentes en el usuario para que este mantenga un consumo más prudente y estratégico⁵⁸.

Otra perspectiva, que resumen de manera práctica la amplia gama de elementos y aplicaciones que representa Smart Grid, surge del NRCAN. Éste define las tecnologías inteligentes sobre la red eléctrica de acuerdo a los tipos de beneficios que son capaces de generar sobre el sistema eléctrico⁵⁹. Así, por un lado, identifica a las herramientas o programas inteligentes con el deber de promover el uso de la red de interconexión de una manera óptima. Es decir, integrar el área de generación dentro de las redes de distribución, lo que contribuiría a un sistema más sustentable ecológica y económicamente viable.

Otro aspecto requerido es la mejora en la calidad del servicio. Por ejemplo, la aplicación de medidores inteligentes y de un esquema automatizado a lo largo del sistema es indispensable para incrementar los niveles de calidad en la entrega de electricidad. Un tercer punto se identifica con estimular la incorporación de fuentes de generación distribuida. Para ello se promueve en el país un esquema sólido de estandarizaciones y normas técnicas, basado en experiencias pasadas y en condiciones particulares de cada región en Canadá, que lograrían bajar los costos de los proyectos en esta área.

A este conjunto de políticas, se introduce un cuarto elemento, que es representa un efecto secundario de Smart Grids, que tiene como propósito utilizar las experiencias en redes inteligentes para asegurar el servicio eléctrico a zonas más remotas en el territorio canadiense. Y por último, resta mencionar como un último requisito, el fomento al consumo energético de manera eficiente, por ejemplo, herramientas que informen al usuario, en forma dinámica, sobre las condiciones de la red energética a fin de que éste tenga capacidad de tomar decisiones de consumo eficientes. Un detalle de estas políticas, y de proyectos iniciados en cada caso, se describe en el ANEXO II.

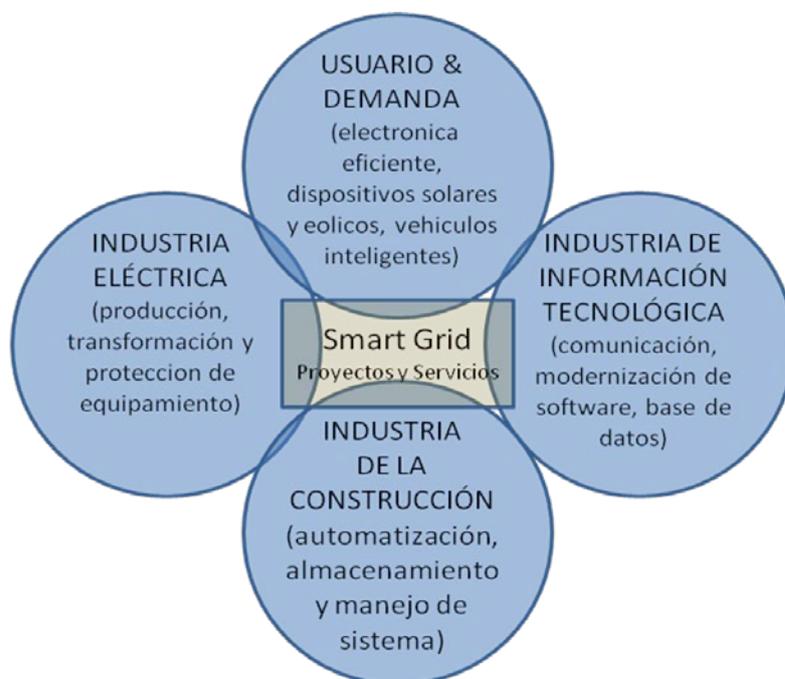
A nivel provincial, se observan distintos entes que hacen foco en puntos particulares de Smart Grid, sin incorporar una visión global del sistema. Por lo general, estos entes, promueven herramientas particulares más desarrolladas en la región. Lo que mayoritariamente se encuentra son organizaciones que fomentan energía renovable, la aplicación de medidores inteligentes y otros dispositivos para delegar al usuario la responsabilidad de un consumo más eficiente.

⁵⁸ <http://sgcanada.org/info/what-is-Smart-Grid/>

⁵⁹ <http://canmetenergy.nrcan.gc.ca/renewables/Smart-Grid/2433>

CammetENERGY, por otro lado, en sus programas de incentivo y desarrollo a Smart Grid, prioriza aquellas tecnologías de impacto en el canal de comunicación y automatización, además de las herramientas para administrar de manera más eficiente el consumo eléctrico. En este proceso, diseña una red eficiente, y refleja cuatro áreas industriales comprometidas con estos desarrollos. Se grafica a continuación⁶⁰:

Figura 17. Industrias Smart Grid.EPRI



3.4. Marco regulatorio de las Smart Grids

Desde la normativa federal existen diversas menciones en cuanto a la incorporación de redes inteligentes en el sistema. No obstante, sus aportes responden a una serie de menciones de carácter general, ya sea definiciones utilizadas como pedestal de pautas. De manera anticipada, se extrae como conclusión que los avances en Smart Grids en Canadá no responden a una legislación federal desarrollada sino que presentan un enfoque a objetivos, metas con plazos definidos y programas con financiamiento en determinadas áreas. Claramente esto se fundamenta con el sistema federal de organización y con una cultura regional que promueve las mejoras en el sistema eléctrico de manera independiente.

De todas formas las regulaciones y estudios legales más relevantes que hacen mención a redes inteligentes son⁶¹:

- Canadian Electrical Code 2006 –Enmiendas específicas para el apoyo en Redes Inteligentes.
- Government of Canada – Plan de acción económico en Canadá (2009).

⁶⁰ Review of Smart Grid Activities, CammetEnergy, NRCAN. http://canmetenergy.nrcan.gc.ca/sites/canmetenergy.nrcan.gc.ca/files/files/pubs/2011-021_PM-FAC_411-SmartGrid_e.pdf

⁶¹ Canada - Smart Grid Developments, 2010, Department of Commerce US.

- Natural Resources Canada – Clean Energy Fund (integrando parte del plan presupuestario en el 2009, dispone de un fondo monetario)
- National Energy Board: Reports:
 - “Canada’s Energy Future: Infrastructure, Changes, and Challenges to 2020 (Oct 2009)”.
 - “Views on the Current State and Future of Canada’s Energy Sector (Apr. 2010)”.

Recientemente el gobierno federal ha promulgado la “Green Municipal Fund” que distribuye una fondo de \$550 millones para proyectos de eficiencia energética en los municipios pero sin incorporar avances a una legislación federal que determine el tratamiento de la red inteligente⁶².

En este sentido, a la hora de desarrollar programas, es responsabilidad de las regulaciones provinciales generar un marco legal para avalar su aplicación. Las medidas adoptadas por las provincias no evidencian una metodología homogénea, sino que responden a la necesidad de analizar cada caso particular por separado.

El Estado de Ontario resulta a la fecha de los más avanzados en el uso de aplicativos inteligentes. El salto aparece en el 2006 cuando *Energy Conservation Responsibility Act* promueve la instalación de medidores inteligentes en usuarios comerciales y residenciales a cumplirse en un lapso de cuatro años. Así, se instalaron 3,4 millones medidores modernos, logrando que 350.000 usuarios utilicen tarifas horarios (Time-Of-Use, TOU). A su vez, en el 2009⁶³, la provincia publica *Green Energy Act*, pretendiendo una mayor contribución generación renovable, por lo que promueve a gran escala la práctica del programa Feed in Tariff (FIT). Ambas medidas se apoyaron en contribuciones monetarias por parte del gobierno provincial a fin de no traspasar todos los gastos operativos de estos programas a las tarifas eléctricas. Un esquema de los precios retribuidos a las diferentes fuentes de generación renovables se presenta en el Apéndice III.

Sobre el tema del reconocimiento de inversiones y esquemas tarifarios, en Canadá no se observa una postura uniforme en cuanto a la manera de cómo sostener y financiar de forma eficiente los costos incurridos en las inversiones en Smart Grids. Este inconveniente es en general compartido por el conjunto de países que se comprometen a introducir estas herramientas inteligentes. En definitiva es difícil precisar a la fecha los altos costos de inversión que demandan, sumado a los enormes estudios técnicos en redes y tecnologías eléctricas que se requiere, a la par de medir monetariamente sus beneficios. Por lo tanto, no se observa una regulación tarifaria que incorpore y defina cómo actuar frente a estos desarrollos.

La resolución adoptada resulta una solución ad hoc mediante la cual el gobierno federal funda la plataforma institucional y técnica – un pedestal de capital intelectual, capital tecnológico y capital institucional - y la complementa con un presupuesto financiero destinado a contribuir con iniciativas Smart Grids.

Además, hay que considerar la dificultad por homologar una estructura tarifaria sobre una estructuras de mercado heterogéneo a nivel regional. Las autoridades provinciales por lo tanto se observan como las responsables por adecuar sus estructuras tarifaria de manera independiente. De todas formas, tampoco se han manifestado muchos avances en como incorporar de manera tarifaria los proyectos Smart Grids. El miedo principal que se esgrime

⁶² Improving Energy Performance in Canada, 2011, Natural Resources Canada.

⁶³ http://www.e-laws.gov.on.ca/html/source/statutes/english/2009/elaws_src_s09012_e.htm

es la falta de precisión de cómo identificar costos y beneficios en estos proyectos y que si las inversiones debieran ser soportados por el esquema tarifario, sobrevendría significativos aumentos tarifarios.

En consecuencia, a nivel regional el camino más utilizado ha sido la negociación privada entre los diferentes reguladores provinciales y las propias compañías para generar en conjunto un esquema de financiamiento óptimo para cada proyecto, accediendo a los programas de financiamiento federal. En conclusión, el papel desarrollado por las autoridades federales de generar fondos monetarios para iniciativas tecnologías en la red eléctrica, ha sido el principal promotor de proyectos Smart Grids, a pesar de no tener definido a la fecha un esquema tarifario que promueva los proyectos inteligentes de manera privada.

3.5. Implementaciones de Smart Grids

La implementación de Smart Grid⁶⁴, como ya se comentó, se centran en programas subvencionados por programas federales, mencionado anteriormente, y en el intercambio de conocimiento por parte de instituciones técnicas de orden federal.

Por ejemplo, en cuanto a este último punto NRCAN ha creado un equipo de trabajo especializado en tecnología inteligente⁶⁵ que brinda constante asesoramiento a iniciativas Smart Grid; provee estudios de investigación y desarrollos para la creación de un sistema de redes inteligentes a pequeña escala (micro Grid) – estudio más avanzado es a partir del uso de energía fotovoltaica en una comunidad en British Columbia; desarrollo de normativa y estandarización para aplicativos inteligente en las redes de interconexión; mediciones del impacto de proyectos de generación distribuida.

Por otro lado, en lo referido a los programas federales, es la aplicación en el 2009 de la *Clean Energy Fund* (CEF) la que acentúa el impulsa de Smart Grid. Ésta define una inversión de USD5 mil millones de dólar canadiense por parte de las autoridades federales a proyectos que se adscriban en las siguientes áreas tecnológicas⁶⁶:

- ecoENERGY iniciativas eficientes (“*Efficiency Initiatives*”)
 - ecoENERGY Eficiencia para Edificios
 - ecoENERGY Eficiencia para Industrias
 - ecoENERGY Eficiencia para estandarización y etiquetado de equipos
 - ecoENERGY Eficiencia para Hogares
 - ecoENERGY Eficiencia para Vehículos
 - ecoENERGY Retrofit-Homes
- ecoENERGY Iniciativas innovadoras
- ecoENERGY Iniciativas tecnológicas
- ecoENERGY for Aboriginal and Northern Communities program

⁶⁴ <http://canmetenergy.nrcan.gc.ca>

⁶⁵ National Smart Grid Technology and Standards Task Force

⁶⁶ Natural Resources Canada

- ecoENERGY para Biocombustibles
- ecoENERGY para Energía Renovable
- Iniciativa de comunidades en equilibrio
- ecoTechnology para Vehículos

El programa con mayor dimensionamiento en la actualidad es el *ecoENERGY Efficiency Initiatives* que pronostica una inversión de 195 millones de dólares canadiense para un lapso de cinco años. Este programa procura mejorar los niveles de eficiencia en los hogares, en el trabajo y en la calle, y a la vez generar estructuras edilicias, equipamientos, industriales y vehículos más eficientes. CanmetENERGY es el organismo que canaliza la mayoría de estos programas, seleccionando los proyectos y definiendo su aplicación, y además se encarga de distribuir los fondos.

De manera general, Cammetenergy establece cinco áreas de aplicación que se transcribe a continuación⁶⁷:

Tabla 11. Áreas de aplicación de Smart Grids, CammetEnergy's

Medidores Inteligentes	Respuesta de Demanda	Servicios Auxiliares
1.Tarifas dinámicas	1.Control de Carga (DLC ⁶⁸)	1.Capacidad de Reserva
2.Lectura de medidores automático (AMR)	2.Respuesta de Demandas Automáticas (aplicativos inteligentes & manejo de software)	2.Seguimiento / gestión de la carga
3.deteccion de interrupciones/Hurtos		3.Regulación
4.Diagnostico Energético / M&V / MBCx		4.Compensación descentralizada de reactivo
5.Aplicacion en el hogar In-Home display	3.Generación Distribuida	
	4.Almacenamiento energético	

Tabla 12. Áreas de aplicación de Smart Grids, CammetEnergy's

Monitoreo de Red	Automatización de Red
1.Localizacion de fallas	1.Reconfiguración de la red
2.Deteccion de fallas	2.Control de Generación Distribuida
3.Monitoreo de equipos	
4.Monitoreo de calidad de servicio	3.Aplicación Micro Grid
	4.Controld de Tensión y reactivo

⁶⁷ Canada - Smart Grid Developments, 2010, Department of Commerce US.

⁶⁸ Siglas responden a Direct Control Area.

Según la información que se extrae de CanmetENERGY's, a mediados del 2012, se registran 65 programas desarrollados que se resumen en la siguiente tabla, de acuerdo a la desagregación mencionada:

Tabla 13. Programas Smart Grids, CammetEnergy's

	Medidores Inteligentes	Respuesta de Demanda	Servicios Auxiliares	Monitoreo de Red	Automatización de Red
Alberta	4	1	--	1	2
B.C	5	1	1	--	3
Manitoba	1	1	1	1	--
N.B	2	2	2	--	--
Nfld	1	--	1	--	1
Nova Scotia	1	1	2	--	--
Ontario	8	5	1	1	1
P.E.I	1	1	1	--	--
Quebec	2	3	--	2	3
Saskatchewan	--	1	--	--	--

El área de mayor impulso es la aplicación de medidores inteligentes - *Advanced Metering Component*. En este asunto se ha constituido el organismo *Metering Task Group* (MTG), que colabora para que las compañías eléctricas pongan en marcha medidores de acuerdo a los requisitos técnicos de los estándares y asegurando la viabilidad económica de cada proyecto⁶⁹.

A partir de este desarrollo, varias regiones disponen a la fecha del uso de tarifas dinámicas, lo que significa que las reguladoras tiene la capacidad de definir el precio de energía en forma horaria, permitiendo a los consumidores acceder a dicha información y por lo tanto generar estrategias a fin de desestimular consumo eléctrico en horario de alta demanda.

Sin embargo, es menester remarcar que esta aplicación no tuvo como objetivo principal establecer un esquema de precios dinámicos, sino la recopilación de información de manera automatizada y segura, que como consecuencia busca alcanzar menores costos de mantenimiento en el futuro. Sólo la provincia de Ontario, pionera en el desarrollo Smart Grid, optó desde un principio con un esquema tarifario actualizado.

⁶⁹ Canadian Electricity Association (CEA) menciona a Ontario Hydro One, Milton Hydro, Toronto Hydro, Chatham-Kent Hydro, Ottawa Hydro y a British Columbia com proyectos para acercar medidores inteligentes a los usuarios del sistema electrico.

3.5.1. Caso piloto ONTARIO

Ontario Energy Board (OEB)⁷⁰ es el ente estatal encargado de regular la electricidad y el gas natural de la provincia. Esta institución participa de forma activa en la incorporación de valor agregado sobre el mercado eléctrico de la provincia, haciendo a su vez, clara referencia en lo efectos positivos que éstos ocasionan sobre el mercado del empleo y sobre el crecimiento económico de la región.

En general, se distinguen proyectos de generación con recursos renovables y de elementos inteligentes que identifiquen y reparen rápidamente cortes eléctricos o entreguen información precisa sobre el comportamiento del sistema (*Smart Meters*). Un listado de proyectos puestos en práctica se alista en el apéndice IV.

Uno de los primeros programas de gran alcance nace en el 2006 cuando se promulga la *Energy Conservation Responsibility Act*. Ésta promueve la instalación de medidores inteligentes en el territorio de Ontario a comercios y usuarios residenciales, con plazo de cumplimiento hasta el 2010.

Adicionalmente, en el 2009, por medio de la *Green Economy Act*, se establece un plan de largo plazo para la incorporación de nuevas tecnologías eficientes. Esta ley, de forma general, introduce el sistema Feed in Tariff, define políticas de conservación energética y promueve el uso de tecnología e innovaciones sobre la red eléctrica. Asimismo fija estándares para el proceso de conexión de generación con recursos renovables.

Debido a que estos programas, aumentarían significativamente los niveles de inversiones en el sistema, y por ende, el precio de la electricidad, el gobierno decide incorporar algunas medidas para apaciguar estos efectos⁷¹. Entre estas, se decide hacer un plan de ajuste en los gastos de las empresas públicas que operan en la red, se insta a las empresas privadas a proceder en el mismo camino, se utilizan aportes de la recaudación tributaria para contribuir con el sistema eléctrico, se autoriza el uso de diversos recursos provinciales para tal fin y se dispone de programas financieros de ayuda para aquellas familias de menores recursos, ya que los aumentos significarían un fuerte desbalance en su presupuesto. De manera general se establecen tres formatos diferentes para recuperar los costos de la instalación de estos medidores.

Tabla 14. Proyecto de Medidores Inteligente. Recupero de Inversión

Esquema	Descripción
Fondo Medidor Inteligente (Smart Meter Funding Adder SMFA)	Se proveen fondos estatales de manera previa y durante la instalación de los aparatos electrónicos y simultáneamente se incorporan moderados incrementos tarifarios, de acuerdo a los costos efectivos que vaya registrando el proyecto.
	En un principio, el incremento tarifario se estableció en \$ (ca) 0.26 al mes; luego se estableció otro incremento a \$(ca) 1.00 por mes la tarifa.
	En el 2011, el regulador provincial incrementó las tarifas al valor de \$(ca) 2.5 por mes.

⁷⁰ <http://www.ontarioenergyboard.ca>

⁷¹ Los costos de las inversiones para la mejora del sistema eléctrico forma para en el Estado de Ontario del costo de la energía.

Disposición Medidor Inteligentes (Smart Meter Disposition Rider SMDR)	Se calcula como la diferencia entre los gastos totales estimados del proyecto y los ingresos ya generados por método de SMFA. Este deberá contabilizar el total de los gastos de capital y operación, y se pondrá en práctica mediante una tarifa durante el periodo fijado. Las tarifas deberán contemplar los gastos particulares incurridos en cada región.
Beneficio Incremental (Smart Meter Incremental Revenue Requirement Rate Rider SMIRR)	Calcula el incremento tarifario que debiera haber ocurrido en caso que los gastos de capital y operación se hubieran incorporado inmediatamente a las tarifas. Esta propuesta es utilizada para casos de implementación que se den de manera independiente.
Fuente: Ontario Energy board ⁷² .	

En definitiva, se incorpora en tarifas los gastos de capital, operación, mantenimiento y administración para el mínimo funcionamiento de estos medidores, mientras contemplan el hecho de gastos de implementación diferentes por la localización del usuario, condiciones del terreno y otras variables⁷³. Una vez fijados los objetivos generales y los programas de contribución financiera, se puso bajo responsabilidad de las empresas la ejecución de estas iniciativas. Un esquema de la asignación de los costos incurridos en la instalación de medidores, según los balances de las distribuidoras se grafica a continuación:

Tabla 15. Cotos de aplicación Medidores Inteligentes. Ontario (incluye infraestructura de comunicación).

Distribuidora	Costo Capital (Can\$m)	OM&A costo (Can\$m)	Cost total por meter (Can\$)		
Toronto Hydro	23.90	192,29	0.40	24.79	126.34
Hydro One Brampton	0.94	6,40	0.01	0.95	148.04
Enersource	1.51	12,53	0.29	1.81	144.20
Chatham-Kent	2.86	17,05	0.37	3.23	189.34
Middlesex	0.56	3,06	0.02	0.58	189.96
Milton	0.70	5,49	0.00	0.70	126.83
Newmarket	2.11	19,00	0.24	2.35	123.59
Fuente: Country Reports Ontario. ⁷⁴					

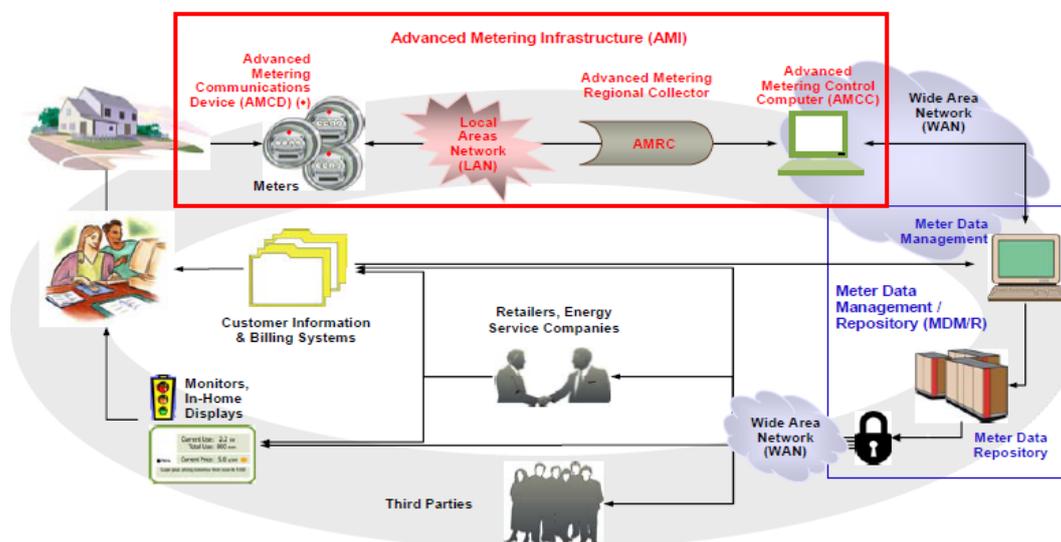
⁷² http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/_Documents/Regulatory/OEB_Guideline_G-2011-0001_SmartMeters.pdf

⁷³ Ontario's Long Term Energy plan. Ontario Energy Board. Específicamente OEB determinó que todos los gastos laborales y aquellos asociados para su instalación, mantenimiento y reparación, podrán ser contemplados como una cuenta desagregarse como un cargo aparte de la facturación eléctrica.

⁷⁴ Referencia Country Reports Ontario, respond 2010. <http://www.vaasaett.com/wp-content/uploads/2010/05/ONTARIO-SM.pdf>

Ontario ha incorporado un sistema de Smart Meters de alta tecnología, en la que le permite recolectar información horaria sobre el uso de la energía, subiéndola a un portal informático por medio de tecnología *wireless* o *public network* para la toma de decisiones inmediatas. Este sistema se presenta a continuación por medio de un diagrama que presenta el portal electrónico de OEB:

Figura 18. Esquema Smart Grids, Ontario



Así las distribuidoras eléctricas de la región, como por ejemplo, Toronto Hydro S.A ha puesto en práctica un esquema tarifario en función del tiempo de uso eléctrico (Time-Of-Use TOU)⁷⁵.

Actualmente, existen cuatro regímenes tarifarios:

- **Regulated Price Plan (RPP) – TIERED PRICE:** el pago de kWh se realiza en escalas, estableciéndose a la fecha un valor para aquellos que consumen menos de 600 kWh mensuales, y otro valor superior para aquellos que superan dicho consumo.
- **Regulated Price Plan (RPP) – TIME-OF-PRICE:** su uso se expande gracias a la instalación de medidores inteligentes, lo que permite determinar precios en horarios de alta, media o baja demanda y generar un esquema de precios que conduzca a un consumo más eficiente.
- **Retail Contracts:** A los fines de estabilizar el precio de la energía, se generan contratos particulares entre la empresa y el usuario, fijando un precio por kWh por un determinado periodo de tiempo. Esto combate el riesgo en el precio de electricidad en el futuro.
- **Otros cargos eléctricos:** Al precio de la energía debe sumarse otros cargos regulatorios, gastos de distribución, y otros gastos que responden a la confiabilidad del sistema.

Estos esquemas, junto a la implementación de un programa Feed in Tariff (FIT) han contribuido con los objetivos regionales de alcanzar, para el 2012, 50 mW de generación distribuida con recursos renovables.

⁷⁵ <http://www.auc.ab.ca/rule-development/micro-generation/Pages/default.aspx>

El programa Feed in Tariff (FIT), fijó los precios basándose en los costos incurridos por proyectos similares de generación y en experiencias recopiladas en otras jurisdicciones con programas FIT. Para el cálculo se consideraron los costos de equipamiento, de instalación, de operación y de mantenimiento en lo que dura el contrato. Cada iniciativa, sin embargo incurrió en un formato independiente debido a las condiciones particulares de cada sector.

Entre otras iniciativas en Smart Grids, Toronto Hydro ha desarrollado un sistema de *Response Demand* introduciendo dispositivos inteligentes en aires acondicionados de usuarios residenciales, controlando el consumo horario de electricidad. Este esquema luego fue replicado en otras provincias.

A la fecha, el Estado de Ontario ha alcanzado⁷⁶:

- ✓ 1950 mW de energía eólica, con más de 1000 turbinas instaladas.
- ✓ Se posiciona dentro de las 10 ciudades con mayor receptividad de granjas solares, liderando el uso de esta energía en Canadá.
- ✓ Desde la puesta en marcha del programa FIT, se han expedido alrededor de 2000 contratos, con participación de al menos 12000 hogares y la creación de 2000 puestos de trabajo directo.
- ✓ El programa FIT ha atraído a capitales de diversas provincias y regiones, incrementado el número de fabricas en la región, y denotando una inversión privada de \$ca27 mil millones.
- ✓ Con la aplicación de la *Green Economy Act*, se calcula alrededor de 20,000 puestos de trabajo generados.
- ✓ Existen 30 compañías industriales que disponen de servicios de instalación y operación para el uso de energía solar y eólica.
- ✓ A nivel educacional, Ontario ha promovido programas académicos en el área económica y técnico para el uso de energía renovable y sustentable.

3.5.2. Caso Piloto Alberta

En el 2010 se reclama a la *Alberta Utilities Commission* (AUC) de levantar un informe sobre los avances en redes inteligentes en la región y en considerar modelos utilizados en otras regiones del Norte de América. Este informe se encuentra disponible en el portal electrónico de dicha asociación⁷⁷.

Alberta Electric System Operator (AESO) es la entidad responsable por la reestructuración de la red eléctrica. De manera general el estado de Alberta manifiesta compromiso con las regulaciones federales en la disminución de emisiones de CO₂ y en la promoción de una red eléctrica más eficiente. Su plan de acción se centra en el estímulo de fuentes renovables de generación, fundamentalmente la eólica y el control del consumo del consumo⁷⁸.

En la etapa de transmisión eléctrica, tiene instalado diversos aplicativos inteligentes como *phasor measurement units (PMUs)*, *dynamic thermal line ratings (DTLR) technology*, and *Flexible AC Transmission (FACTS)*.

⁷⁶ Ontario's Feed-in Tariff Program Building Ontario's Clean Energy Future Two-Year Review Report, 2012. Ontario Authority.

⁷⁷ www.auc.ab.ca/

⁷⁸ Alberta Smart Grid inquiry, Alberta utilities commission, January 2011

En el área de distribución ha estimulado el uso de equipos de computadora y de comunicación moderna, sistema de datos más confiables y portales con información para contribuir de manera eficiente con el Mercado competitivo de la región. Según el informe de AUC, el 70% del consumo de energía de los usuarios residenciales e industriales tienen instalados medidores inteligentes.

De todas formas hay que remarcar que la provincia transita por un periodo de aprendizaje, discutiendo normativas y reglas específicas para el estímulo de Smart Grid. Un obstáculo que se menciona es la identificación de un esquema de precios que estimule y no distorba el mercado, debido a la estructura puramente competitiva que mantiene la región⁷⁹.

⁷⁹ <http://www.auc.ab.ca/rule-development/micro-generation/Pages/default.aspx>

4. EUROPA

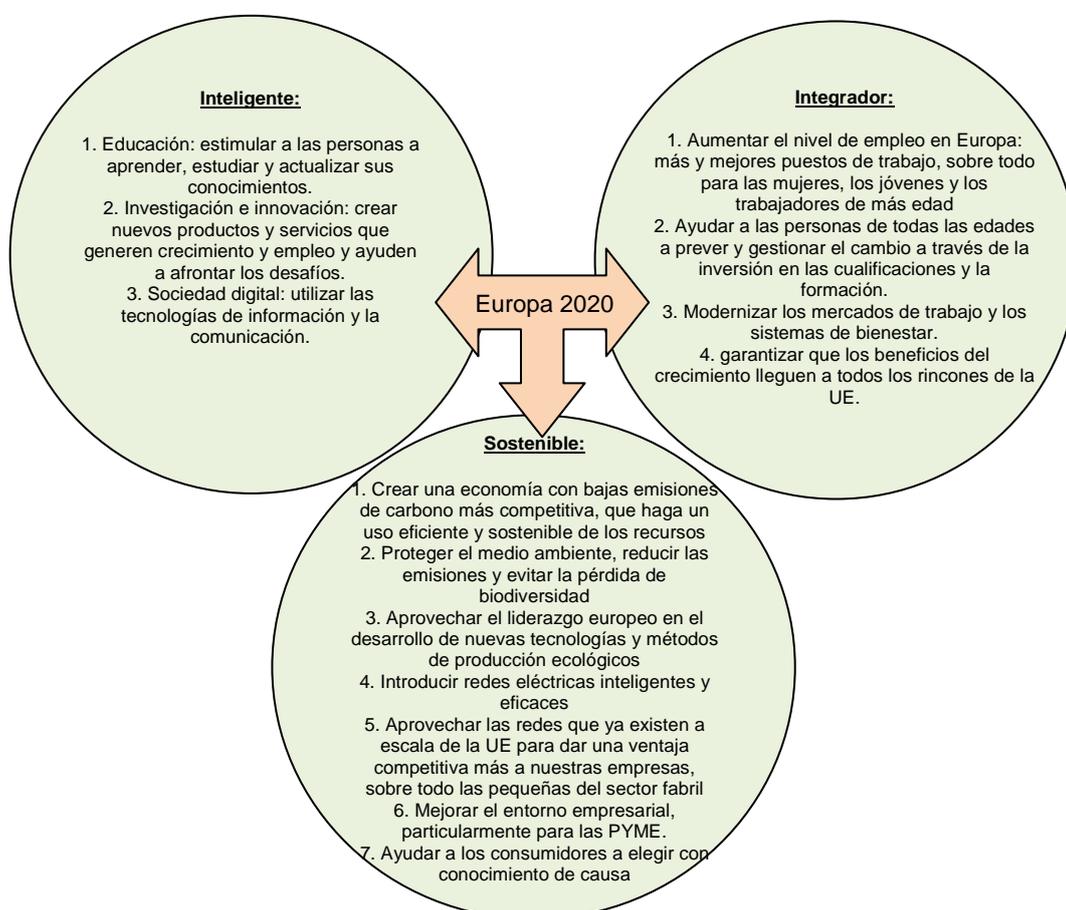
4.1. Introducción

Tanto en el caso de Alemania como España, el desarrollo de las Smart Grids se enmarca en la estrategia de crecimiento de la Unión europea (UE) para la próxima década, denominada “Europa 2020”, por este motivo ambos países se analizan en conjunto.

4.2. Contexto del desarrollo de las Smart Grids

A través de “Europa 2020” la UE se ha puesto como metas lograr un crecimiento inteligente, sostenible e integrador.

Figura 19. Metas Europa 2020



Para alcanzar estas metas la comunidad europea se ha impuesto exigentes objetivos en las áreas de empleo, investigación y desarrollo, educación, integración social, cambio climático/energía y reducción de la pobreza. Dichos objetivos son descritos en la siguiente tabla:

Tabla 16. Objetivos Europa 2020

Área	Objetivo	Prioridad
Empleo	Tasa de empleo del 75% para mujeres y hombres de 20 a 64 años antes de 2020 haciendo que trabaje más gente, sobre todo mujeres, jóvenes, personas mayores, personas con bajo nivel de cualificación e inmigrantes legales.	Inteligente e Integrador
I+D	Niveles de inversión del 3% del PIB de la UE, tomando juntas la pública y la privada, y mejores condiciones para la I+D y la innovación.	Inteligente
Cambio climático/energía	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducir antes de 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero un 20% con respecto a los niveles de 1990. La UE está dispuesta a ir aún más allá y reducir las emisiones un 30% si los demás países desarrollados asumen el mismo compromiso y los países en desarrollo contribuyen según sus capacidades, dentro de un acuerdo general de alcance mundial. 2. Aumentar al 20% la cuota de las renovables en el consumo final de energía. 3. Aumentar un 20% la eficiencia energética. 	Sostenible
Educación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducción de las tasas de abandono escolar por debajo del 10%. 2. Mínimo del 40% de las personas de 30 a 34 años de edad con estudios de nivel terciario (o equivalente). 	Inteligente e Integrador
Lucha contra la pobreza y la exclusión social	Reducir al menos en 20 millones el número de personas en situación o riesgo de pobreza y exclusión social	Integrador
Fuente: Elaboración Propia		

A su vez, para cumplir con los objetivos de la UE, cada país se impuso sus propios objetivos:

Tabla 17. Objetivos de cada estado miembro de la UE

EU/Member States targets	Employment rate (in %)	R&D in % of GDP	CO ₂ emission reduction targets ⁸	Renewable energy	Energy efficiency – reduction of energy consumption in Mtoe	Early school leaving in %	Tertiary education in %	Reduction of population at risk of poverty or social exclusion in number of persons
EU headline target	75%	3%	-20% (compared to 1990 levels)	20%	20% increase in energy efficiency equalling 368 Mtoe	10%	40%	20,000,000
Estimated EU ⁹	73.70-74%	2.65-2.72%	-20% (compared to 1990 levels)	20%	206.9 Mtoe	10.30-10.50%	37.50-38.0%	Result cannot be calculated because of differences in national methodologies
AT	77-78%	3.76%	-16%	34%	7.16	9.5%	38%	235,000
BE	73.2%	3.0%	-15%	13%	9.80	9.5%	47%	380,000
BG	78%	1.5%	20%	16%	3.20	11%	36%	260,000
CY	75-77%	0.5%	-5%	13%	0.46	10%	46%	27,000
CZ	75%	1% (public sector only)	9%	13%	n.a.	5.5%	32%	Maintaining the number of persons at risk of poverty or social exclusion at the level of 2008 (15.3% of total population) with efforts to reduce it by 30,000
DE	77%	3%	-14%	18%	38.30	<10%	42%	330,000 (long-term unemployed)
DK	80%	3%	-20%	30%	0.83	<10%	At least 40%	22,000 (household with low work intensity)
EE	78%	3%	11%	25%	0.71	9.5%	40%	Reduce the at risk of poverty rate (after social transfers) to 15% (from 17.5% in 2010)
EL	70%	to be revised	-4%	18%	2.70	9.7%	32%	450,000
ES	74%	3%	-10%	20%	25.20	15%	44%	1,400,000-1,500,000
FI	78%	4%	-16%	38%	4.21	8%	42% (narrow national definition)	150,000
FR	75%	3%	-14%	23%	34.00	9.5%	50%	Reduction of the anchored at risk of poverty rate by one third for the period 2007-2012 or by 1,600 000 people
HU	75%	1.8%	10%	14.65%	2.96	10%	30.3%	450,000
IE	69-71%	approx.2% (2.5% GNP)	-20%	16%	2.75	8%	60%	186,000 by 2016
IT	67-69%	1.53%	-13%	17%	27.90	15-16%	26-27%	2,200,000
LT	72.8%	1.9%	15%	23%	1.14	<9%	40%	170,000
LU	73%	2.3-2.6%	-20%	11%	0.20	<10%	40%	No target
LV	73%	1.5%	17%	40%	0.67	13.4%	34-36%	121,000
MT	62.9%	0.67%	5%	10%	0.24	29%	33%	6,560
NL	80 %	2,5 %	-16%	14%	n.a.	<8 %	>40% 45% expected in 2020	100,000
PL	71%	1.7%	14%	15.48%	14.00	4.5%	45%	1,500,000
PT	75%	2.7-3.3%	1%	31%	6.00	10%	40%	200,000
RO	70%	2%	19%	24%	10.00	11.3%	26.7%	580,000
SE	Well over 80%	4%	-17%	49%	12.80	<10%	40-45%	Reduction of the % of women and men who are not in the labour force (except full-time students), the long-term unemployed or those on long-term sick leave to well under 14% by 2020
SI	75%	3%	4%	25%	n.a.	5%	40%	40,000
SK	72%	1%	13%	14%	1.65	6%	40%	170,000
UK	No target in NRP	No target in NRP	-16%	15%	n.a.	No target in NRP	No target in NRP	Existing numerical targets of the 2010 Child Poverty Act

• Fuente: Comisión Europea

En este contexto, el sistema español⁸⁰ ha tenido un fuerte crecimiento de la demanda que ha sido frenado solamente por la crisis de los últimos años, presenta una fuerte dependencia energética exterior, ha introducido una cantidad importante de energías renovables y los consumidores son cada vez más dependientes de la electricidad. Por lo que alcanzar los objetivos impuestos por la Comisión Europea significa un cambio hacia un modelo energético caracterizado por el uso masivo de energías de fuentes renovables,

⁸⁰ Fuente: Empresa Red Eléctrica de España. Presentación “La operación del sistema en el marco de las Smart Grids” 26 de marzo de 2012.

aprovechamiento y gestión de la demanda, integración generación distribuida, almacenamiento de energía y coordinación internacional de los mercados, entre otros.

Por su parte, Alemania se presenta como uno de los países económicamente más exitosos y eficientes del mundo. Se ha propuesto dejar de depender de las importaciones de electricidad, para ello está trabajando fuertemente en el desarrollo de energías renovables y dado dada la intermitencia de esta generación, también se busca reducir de la demanda energética para lograr la seguridad de suministro. Se plantea el uso continuo de energía proveniente de centrales nucleares o de carbón hasta que puedan ser reemplazados por generación más limpia en forma segura.

4.3. Concepción de las Smart Grids

4.3.1. Definición utilizada por la *Smart Grids ETP*

La Plataforma Tecnológica Europea de Redes Eléctricas del Futuro, también conocida como *Smart Grids ETP*, comenzó a funcionar en el año 2005 y tiene como objetivo formular y promover una visión para el desarrollo de las redes eléctricas europeas hacia el año 2020 y más allá. Los principios rectores de esta institución están dados por la Comisión Europea. La misión de la *Smart Grids ETP* es:

- “1. Fomentar y apoyar el despliegue de Redes Eléctricas Inteligentes en Europa mediante el asesoramiento y la coordinación de los grupos de interés: Comisión Europea, los operadores de redes de transporte (GRT), de distribución (DSO), Sistema de Energía y proveedores de componentes, Minoristas, Centros de Investigación en Energía, Industria Smart Metering, los consumidores de energía, los Servicios Públicos de Telecomunicaciones proveedores y reguladores de cuadrícula.*
- 2. Asegurar que la estrategia de la plataforma sigue siendo coherente con la política de la UE.*
- 3. Facilitar la comunicación entre las plataformas de tecnología energética que impactarán el futuro de la red tanto en la demanda como de la generación.*
- 4. Asesoramiento sobre las iniciativas de la UE, como el SET-Plan y sus Iniciativas Industriales Europeas.”*

Los objetivos específicos de la *Smart Grids ETP* son:

- “1. Construir y mantener una visión compartida para el futuro de las redes eléctricas de Europa y servir de catalizador para su aplicación.*
- 2. Asegurarse de que la visión y su aplicación siguen centrados en dar respuesta a las necesidades de los clientes y la entrega de la política europea.*
- 3. Mantener una visión estratégica de alto nivel con el fin de comunicar de forma eficaz la evolución del sector, las oportunidades, así como los retos potenciales.*
- 4. Abogar por el desarrollo de una política energética sostenible para una Europa más competitiva.*
- 5. Promover la investigación de redes inteligentes, el desarrollo, la demostración y proyectos de implementación.”*

Entre las principales actividades que desarrolla a Smart Grids ETP están la publicación de una serie de documentos relevantes como la agenda estratégica de investigación, documentos de despliegue estratégico; la formulación de propuestas y recomendaciones a las iniciativas desarrolladas en el marco del SET-Plan; la investigación, supervisión, estudios proyectos pilotos y demostrativos; actividades de difusión, sensibilización y comunicación.

Durante el año 2006, la Smart Grids ETP desarrolló la siguiente conceptualización de las Smart Grids:

“Una red eléctrica inteligente que permite integrar las acciones de todos los usuarios conectados a ella - generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas - con el fin de entregar eficientemente sostenible, económico y seguro suministro de energía eléctrica. Una red inteligente cuenta con productos y servicios innovadores, junto con el control inteligente, comunicación y tecnologías de rehabilitación con el fin de:

- *Mejor facilitar la conexión y operación de los generadores de todos los tamaños y tecnologías*
- *Permitir a los consumidores a desempeñar un papel en la optimización del funcionamiento del sistema*
- *Proveer a los consumidores con más información y mejores opciones de elegir su proveedor de energía*
- *Reducir significativamente el impacto medioambiental del sistema eléctrico de suministro*
- *Mantener y mejorar los actuales niveles altos de fiabilidad, calidad y seguridad del suministro*
- *Mantener y mejorar los servicios existentes de manera eficiente*
- *Fomentar el desarrollo de un mercado europeo integrado.”*

4.3.2. Smart Grids: “Red que no sólo suministra energía sino también información...”

Otra de las características que distinguen a las redes inteligentes de las redes convencionales, es que no se limitan a suministrar energía sino que también información, y poseen una mejor relación de costo-eficiencia y eficacia.

El concepto de inteligencia se traduce en una “mejor utilización de las tecnologías y soluciones para optimizar la planificación y funcionamiento de las redes de electricidad existentes, para controlar de forma inteligente la generación y permitir nuevos servicios y para mejorar la eficiencia energética”⁸¹. Siendo las principales características de una red inteligente las siguientes:

- **Eficiencia energética (reducción del consumo):** Los equipos de medición inteligente permiten que el consumidor conozca en cada momento lo que requiere, por lo que se puede hacer una mejor planificación del consumo de modo de ahorrar dinero y energía.
- **Fiabilidad:** La utilización de elementos mecánicos en la red tales como interruptores, la falta de automatización y la falta de información real son algunos de los factores que inciden en los mayores tiempos de recuperación del sistema frente a apagones. Al contar con una mejor comprensión del estado de la red es posible disminuir la frecuencia de cortes y su duración.
- **Energías Renovables:** La variabilidad de la generación proveniente de energías renovables a los sistemas eléctricos impone nuevos desafíos a los sistemas eléctricos. En ese sentido,

⁸¹ Proyecto de fin de carrera “Estudio sobre el estado actual de las Smart Grids”. Javier Lorente de la Rubia. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad Carlos II de Madrid. Leganés, junio 2011.

el almacenamiento de energía, control y previsión dinámica, entre otras características pueden ayudar a integrar las energías renovables en forma más efectiva al sistema.

- Seguridad: la mejora en el monitoreo y conocimiento de la red permitirían aumentar la seguridad al detectar de manera temprana potenciales problemas.
- Reducción de costos: Existe un ahorro de costos asociado a los cortes evitados así como del mejor uso de la electricidad por parte del usuario. A su vez las compañías pueden gestionar mejor cuando y como comprar electricidad
- Elección del consumidor: entrega mayor información al usuario de cuando consumir y de ser el caso cuando le conviene autoabastecerse.
- Cambio climático: disminución en el impacto del cambio climático al permitir una mayor utilización de energías renovables.

4.3.3. Smart Grids v/s Smart Market⁸²

Hay quienes también hacen una diferencia entre el concepto de Smart Grids y Smart Market. Asociando el primero principalmente al control y operación de la red y el segundo a las transacciones que se pueden hacer contando con una Smart Grids.

Respecto de las Smart Grids, se sostiene que la red eléctrica convencional se convertirá en una red inteligente al estar actualizado con la tecnología de la comunicación, medición, control, regulación y automatización y componentes TI. En última instancia "inteligente" significa que el estado del sistema se puede grabar en "tiempo real" y eso significa que la opción para controlar y regular la red permite que se haga uso pleno de la capacidad de la red existente.

Por su parte, un Smart Market se refiere a las transacciones de energía y sus derivados que es realizado por los agentes del mercado sobre la base de la capacidad disponible de la red. Junto con los productores, los consumidores y usuarios avanzados puede haber muchos proveedores de servicios más activos en estos mercados en el futuro, por ejemplo, proveedores de servicios de eficiencia energética. En este mercado se necesita que el consumidor esté más involucrado.

4.3.4. Otras definiciones de Smart Grids

Para la empresa PWC⁸³ las redes inteligentes implican una verdadera modernización de la red de electricidad que permite optimizar su gestión y activar la demanda. Dicha modernización va más allá de la utilización de medidores inteligentes e implica automatizar la red de distribución, desarrollar sistemas de comunicación, sistemas de información, sistemas de control local de puntos de conexión y tecnologías de gestión activa de la demanda.

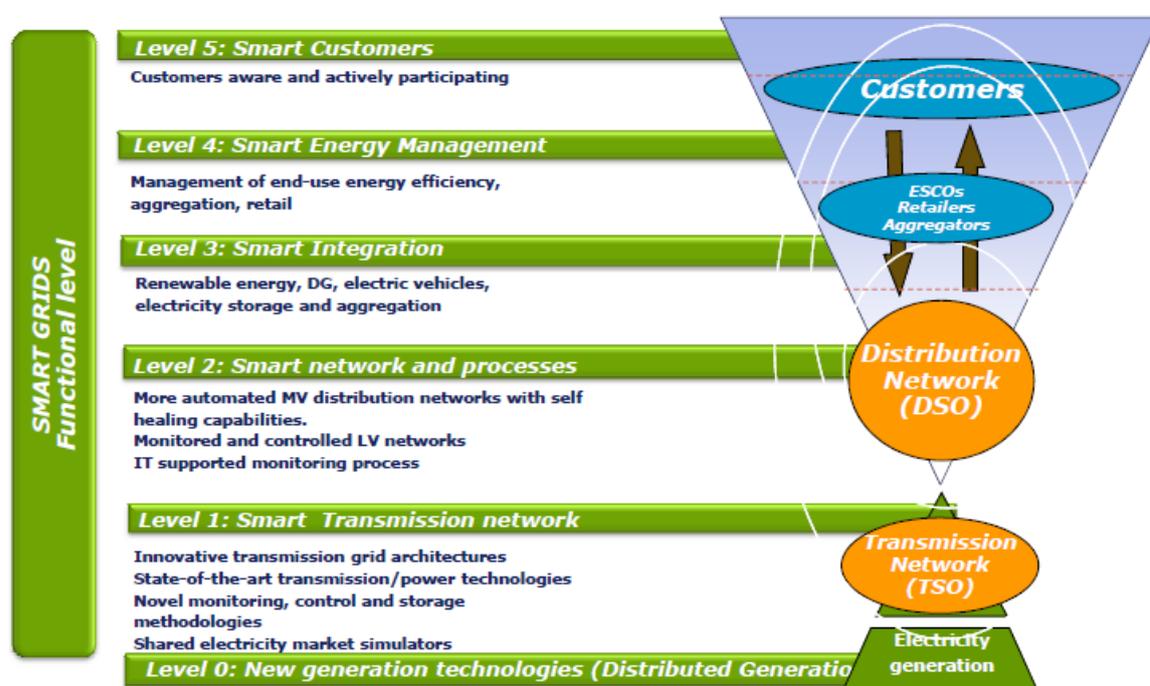
⁸² Presentación "Smart Regulation for a Smart Grid an approach from Germany". Brusel 20.06.2012

⁸³ Presentación PWC "Análisis coste beneficio de las redes inteligentes De lo conceptual a lo tangible", congreso "Redes Inteligentes de Electricidad, una estrategia para España", 17 de mayo de 2011.

Para la empresa InterMoney Energía⁸⁴ en el esquema tradicional, el operador de redes desarrolla las infraestructuras utilizando tecnologías maduras con el objetivo de suministrar energía en determinadas condiciones de seguridad y calidad, considerando el crecimiento de la demanda, sin embargo bajo el esquema de Smart Grids, se integran a los sistemas eléctricos nuevos activos y equipos (GD, incluyendo energías renovables, instalaciones de almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, equipamientos domésticos inteligentes, etc.) Se producen flujos de energía e información bidireccionales y se automatiza la operación de las redes mediante equipamientos digitales (sensores, interruptores, controladores de los parámetros clave, etc.) y nuevas tecnologías de comunicación.

La empresa Ibedrola⁸⁵ plantea el desarrollo de los Smart Grids en cinco niveles funcionales que se muestran en la figura siguiente:

Figura 20. Niveles Funcionales de Smart Grids



Fuente: Presentación Ibedrola “Experiencias internacionales: Casos Reales de despliegue de redes inteligentes” congreso “Redes Inteligentes de Electricidad, una estrategia para España”.

Según este esquema, en el nivel 0 se encontraría la introducción de nuevas tecnologías de generación distribuida. Nivel 1 introducción de inteligencia a la red de transmisión. En el nivel 2 introducción de inteligencia a la red de distribución. Nivel 3 consideraría integrar correctamente las energías renovables, la generación distribuida, los vehículos eléctricos, almacenamiento de energía. Nivel 4 correspondería a un uso eficiente de la energía y el nivel 5 al cliente más informados y activos.

⁸⁴ Presentación InterMoney Energía “Marcos regulatorios para el desarrollo de las redes inteligentes” congreso “Redes Inteligentes de Electricidad, una estrategia para España”, 17 de mayo de 2011.

⁸⁵ Presentación Ibedrola “Experiencias internacionales: Casos Reales de despliegue de redes inteligentes” congreso “Redes Inteligentes de Electricidad, una estrategia para España”, 17 de mayo de 2011.

4.3.5. Beneficios de la utilización de Smart Grids

Según lo señalado por la empresa Red Eléctrica de España, los beneficios de la utilización de las redes inteligentes serían⁸⁶:

- Economía:
 - Reducción de las inversiones necesarias en infraestructuras de red y generación. Reducción de los costos derivados de perturbaciones/fallos en el sistema
 - Reducción de los costos de producción. Uso más eficientes de las tecnologías de producción consecuencia de una adecuada gestión de la demanda
 - Desarrollo de la industria tecnológica: contadores, sensores y sistemas de comunicación inteligentes, vehículos eléctricos, energías renovables.

- Medioambiente
 - Reducción de las emisiones de CO₂:
 - Adecuada gestión de la demanda para reducir las puntas de consumo → se reduce el uso de tecnologías marginales (centrales fuel-gas) con altas emisiones de CO₂.
 - Mejora de la eficiencia energía a través de programas educativos y formativos sobre ahorro energético.
 - Integración de energías renovables: mitigación de la influencia de la variabilidad de la producción de estas tecnologías en la operación del sistema.
 - Uso masivo de vehículos eléctricos
 - Reducción del impacto ambiental consecuencia de la construcción de nuevas infraestructuras

- Sistema Eléctrico:
 - Mejora de la fiabilidad del sistema: redes inteligentes con capacidad de auto-diagnóstico y auto-recuperación.
 - Optimización del uso de las centrales de producción: reducir las necesidades de inversión en nuevas plantas destinadas a la cobertura de las puntas de demanda y con bajo porcentaje de utilización.
 - Reducción de las pérdidas del sistema y optimización del control de tensión mediante la gestión en tiempo real de los balances de reactiva.
 - Facilitar la integración de generación renovable, gracias a la implementación de sistemas bi-direccionales de control y monitorización del consumo.
 - Incrementar la seguridad del sistema a través de la implantación de nuevos sistemas tecnológicos de información.

- Consumidores
 - Consumidores con capacidad de hacer un uso “inteligente” de la energía:
 - Información en “tiempo real” del precio de la energía, de posibles situaciones de problemas de cobertura
 - Adaptación del consumo a las necesidades del sistema: reducción de la demanda en horas punta.

⁸⁶ Empresa Red Eléctrica de España: Presentación “La operación del sistema en el marco de las Smart Grids” 26 de marzo de 2012.

- Contadores inteligentes.
- Ahorro en el precio de la energía eléctrica.
- Flujos de energía bi-direccionales: los consumidores son capaces de inyectar energía en el sistema (excedentes de energía proveniente de fuentes renovables a pequeña escala: paneles fotovoltaicos, pequeños aerogeneradores)

Está misma empresa señala que los ámbitos de aplicación de las Smart Grids serían:

Tabla 18. Ámbitos de aplicación de las Smart Grids

Ámbito	Descripción
Automatización de la red	Sistema eléctrico que responde rápidamente a eventos en tiempo real con las acciones adecuadas para mantener un suministro energético ininterrumpido al consumidor final (incluyendo T&D y centros de control necesarios)
Almacenamiento de energía	Conservación de la energía eléctrica con el fin de liberarla según demanda <ul style="list-style-type: none"> • Su objetivo es aumentar la estabilidad de la red, optimizar el uso de fuentes de energía renovables intermitentes y disminuir la volatilidad de precios
Smart Metering	Producción, distribución e instalación de Smart meters, y desarrollo de aplicaciones para recoger, guardar y procesar datos y para realizar labores de mantenimiento y operación del punto de suministro (p.e. des/conexión, upgrade de software...)
Generación Distribuida/ Virtual Power Plants	Conjunto de instalaciones de generación distribuida (controlable de forma agregada) <ul style="list-style-type: none"> • Generación de calor y electricidad por los consumidores • Permite participar en el mercado energético a los pequeños generadores
Vehículo Eléctrico/ infraestructuras de recarga	Vehículos impulsados por energía eléctrica <ul style="list-style-type: none"> • El mercado incluye desarrollo de baterías, estaciones de recarga, tecnología bidireccional de intercambio de energía y otros servicios de valor añadido
Demand Response (Gestión Activa de la Demanda)	Conjunto de programas y aplicaciones que promueven la comunicación de cambios en el precio con los consumidores finales y los influye para modificar su consumo de energía durante ciertos períodos
Eficiencia Energética/ Smart Home	Una Smart home está compuesta por un dispositivo de indicación de precios (p.e. Smart meter) y por una red local que interconecta diferentes aparatos de consumo que responden dinámicamente a cambios en los precios de la energía
Fuente: Empresa Red Eléctrica de España, Presentación “La operación del sistema en el marco de las Smart Grids” 26 de marzo de 2012.	

4.4. Marco regulatorio general y específico

4.4.1. Directiva 2009/72/UE

La Directiva 2009/72/UE, del 13 de julio de 2009, regula el sector eléctrico en Europa y tiene por objetivo la creación de un mercado interior de electricidad plenamente operativo. Ésta deroga la Directiva 2003/54/CE y establece normas comunes en las áreas de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad, así como también medidas de protección al consumidor.

En el Anexo 1 de la Directiva 2009/72/UE se establecen una serie de medidas de protección del consumidor, de las cuales para efectos del análisis de las Smart Grids se destacan las siguientes:

“h) Tengan a su disposición sus datos de consumo y puedan, mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro registrada. La parte encargada de la gestión de datos estará obligada a facilitar estos datos a la empresa. Los Estados miembros definirán un formato para los datos y un procedimiento para que los suministradores y consumidores tengan acceso a ellos. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.

i) Estén informados adecuadamente del consumo real de electricidad y de los costes correspondientes con una frecuencia que les permita regular su propio consumo de electricidad. La información se facilitará con el tiempo suficiente, teniendo en cuenta la capacidad del equipo de medición del cliente y el producto eléctrico de que se trate. Habrá de tenerse debidamente en cuenta la rentabilidad de dichas medidas. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.”

Adicionalmente, en el Anexo 1 se mandata que los Estados Miembros garantizaran la utilización de sistemas de contadores inteligentes, cuya aplicación se evaluará económicamente antes del 3 de septiembre de 2012. En caso de que la evaluación sea positiva al 2020 al menos el 80% de los consumidores deberá contar con medidor inteligente. Específicamente se señala que:

“ Los Estados miembros garantizarán la utilización de sistemas de contador inteligente que contribuirán a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad. La aplicación de estos sistemas de medición podrá ser objeto de una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor particular, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable y del plazo viable para su distribución.

Dicha evaluación se realizará a más tardar el 3 de septiembre de 2012.

Sobre la base de dicha evaluación, los Estados miembros o cualquier autoridad competente que aquellos designen prepararán un calendario con un objetivo de hasta diez años como máximo para la aplicación de sistemas de contador inteligente. Cuando se evalúe positivamente la provisión de contadores inteligentes, se equipará, para 2020, al menos al 80 % de los consumidores con sistemas de contador inteligente.

Los Estados miembros o cualquier autoridad competente que designen garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos, y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y mejores

prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior de la electricidad.”

4.4.2. Mandatos Unión Europea

La Comisión Europea ha establecido tres mandatos de Normalización relacionados con la implementación de Smart Grids:

- a) ***Mandato 441: de normalización al CEN, CENELEC and ETSI en el ámbito de los instrumentos de medición para el desarrollo de una arquitectura abierta para medidores de servicios públicos implica protocolos de comunicación que permitan la interoperabilidad.***

El objetivo de este mandato es crear estándares europeos que permitan la interoperabilidad de los medidores de las empresas de utilidad pública (agua, gas, electricidad, calor) para mejorar el medio por el cual los clientes toman conciencia de su consumo con el fin de permitir la adaptación oportuna a sus demandas.

- b) ***Mandato 468: De normalización al CEN, CENELEC y ETSI relativo a la carga de vehículos eléctricos***

El objetivo de este mandato es revisar las normas existentes y desarrollar nuevas normas a fin de:

- Garantizar la interoperabilidad y conectividad entre el punto de suministro de electricidad y el cargador del vehículo eléctrico, incluyendo el cargador de las baterías extraíbles, para que este cargador se pueda conectar y ser interoperable en todos los estados de la UE.
- Garantizar la interoperabilidad y conectividad entre el cargador de vehículos eléctricos y el vehículo eléctrico y su batería extraíble, de modo tal que sea posible cargar todos tipos de vehículos y sus baterías con el mismo cargador.
- Considerar apropiadamente cualquier tema de carga inteligente.
- Considerar apropiadamente los riesgos de seguridad y la compatibilidad electromagnética de la carga de vehículos eléctricos en el ámbito de la Directiva 2006/95/CE y la Directiva 2004/108/CE.

- c) ***Mandato 490: De normalización para organismos de normalización europeos para apoyar el despliegue europeo de las Smart Grids.***

El objetivo de este mandato es desarrollar o actualizar un conjunto de normas coherentes con un marco europeo común que integre una variedad de tecnologías informáticas, comunicaciones digitales y arquitecturas eléctricas y los procesos y servicios asociados, que permitan lograr la interoperabilidad y permitir o facilitar la aplicación en Europa de los diferentes servicios de alto nivel de la Smart Grids: esto es:

- Habilitación de la red para integrar a los usuarios con los nuevos requerimientos
- Mejorar la eficiencia en el funcionamiento de red día a día
- Garantizar la seguridad de la red, el sistema de control y calidad del suministro
- Permitir una mejor planificación de la inversión futura red
- Mejorar el funcionamiento del mercado y servicio al cliente

- Ayudar y alentar la participación más fuerte y más directa de los consumidores en el uso y gestión de la energía.

Aunque la construcción, la industria, los electrodomésticos y la domótica están fuera del alcance de este mandato, sus interfaces con la Smart Grids y sus servicios relacionados deben ser tratados bajo este mandato.

4.4.3. Alemania

a) Marco regulatorio

Los objetivos de la política energética alemana se centran en el ahorro, la asequibilidad, la protección al consumidor, y contar con un suministro con gas y electricidad que sea eficiente y amistoso con el medio ambiente.

La regulación del sector está a cargo del Ministerio Federal de Economía y en ciertos ámbitos del Ministerio Federal de Asuntos Ambientales. A su vez, la Agencia Federal de la Red, organismo dependiente del Ministerio Federal de Economía, posee un rol importante en la implementación de las políticas regulatorias aplicables para el sector eléctrico. Adicionalmente la Comisión de Monopolios es considerada como un importante organismo consultivo en las políticas de competencia. Finalmente, las autoridades estatales tienen impacto en las políticas regulatorias.

Respecto de la evolución de la regulación, existen autores que califican la reforma del sector eléctrico alemán como una regulación *ex - post*, debido a que sus modificaciones han sido en respuesta a señales externas entregadas por la Unión Europea a través de sus Directivas. Un ejemplo de esto es la Ley de la industria energética (Ley Federal), denominada como *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG), que fue aprobada por el parlamento en 1998 a fin de dar cumplimiento a la Directiva 1996/92/CE que estableció normas comunes para el mercado interior de la electricidad en Europa.

Mediante la EnWG se liberalizó el 100% del mercado eléctrico a fin de disminuir los niveles de precios a un nivel competitivo en el mercado europeo, se crearon mecanismos de protección a la generación a carbón, cogeneración y energías renovables. Uno de los aspectos más controversiales de esta Ley es que no estableció una clara separación entre la generación y la transmisión dejando acceso de tercero a la red por negociación.

Luego, en el año 2005 y siguiendo los lineamientos de la Directiva 2003/54/CE, Alemania modificó la EnWG sustituyendo el acceso de terceros a la red a través de negociación por un acceso libre, así como también la separación de las Utilities, y se implementaron las normas de protección a la información comercial que establecía dicha Directiva.

También ha existido una gran preocupación por la el cuidado del medio ambiente y el impulso de energías renovables y de cogeneración. Por otra parte en junio de 2000 se acordó la eliminación gradual de las centrales nucleares.

Garantizar el acceso abierto a las redes de distribución también ha sido parte de las modificaciones implementadas en la regulación. En este sentido, mediante el Decreto Federal sobre la conexión a redes de baja tensión (2006), se obliga al operador a conectar

cualquier propiedad dentro de su área a la red local. El cliente solicita la conexión puede ser obligado a pagar algunos de los costos relacionados.

Por otra parte, a través de una enmienda a la EnWG realizada el 2008 se abrió el mercado de servicios de medición que es realizado por defecto por el operador local, pudiendo los consumidores optar por recibir servicios de medición de un proveedor de su elección.

4.4.4. España

a) Regulación de las Smart Grids

A partir de la reforma realizada en 1997 con una nueva Ley del Sector Eléctrico, la generación y comercialización de electricidad en España están separadas de la transmisión. Los productores de electricidad pueden realizar ofertas, tanto al mercado mayorista como a los clientes finales a través de contratos bilaterales. La gestión de la red de transmisión y la operación del sistema quedan en manos de la empresa Red Eléctrica de España.

Considerando generadores convencionales y generadores en régimen especial (tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración), distribuidores, comercializadores y consumidores calificados es posible contabilizar aproximadamente unos 750 agentes en el mercado español. La coordinación entre esta gran cantidad de agentes, sumado a la variabilidad en la generación de energía renovable, el crecimiento de la demanda causan que el sistema opere en permanente estrés.

Si bien es cierto, se han realizado modificaciones tecnológicas y regulatorias en el sector eléctrico, se considera que es necesario implementar modificaciones que permitan al sistema tener los beneficios de las redes inteligentes. En este contexto el desarrollo de redes inteligentes en España se regula actualmente por los siguientes cuerpos normativos:

El Real Decreto 809/2006, de 30 de junio establece que a partir del 1 de julio de 2007 los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros, deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión.

Real Decreto 1110 del 2007, que aprobó el esquema unificado de puntos de medida en el sistema eléctrico, y por la ORDEN ITC /3860/2007, que revisó las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, y que en su Disposición Adicional 1ª establece el plan de sustitución de medidores. De acuerdo con estas disposiciones se estableció que al 1 de enero de 2011, el 30% de los medidores en España para consumos domésticos de capacidad inferior o igual a 15 kW, deben ser medidores que dispongan de discriminación horaria y capacidad de telegestión. El plan de sustitución considera que el 1 de enero de 2013 el número de medidores sustituidos debe alcanzar el 50%; para el 1 de enero del 2016 debe alcanzarse el 70% y para el 1 de enero del 2018 el 100% de los medidores de consumos domésticos debe ser inteligente. Esto representa 28 millones de medidores sustituidos en 10 años.

De acuerdo a análisis realizados en el 2010 por Energía y Sociedad⁸⁷, no se ha realizado un análisis de costo beneficio para el plan de sustitución, el que la norma europea sobre Redes

⁸⁷ Energía y Sociedad es un portal especializado en temas energéticos, ligado al grupo español IBERDROLA.

Inteligentes indica debe realizarse; señala, además que para el distribuidor la mejora en costos operativos no justifica el proyecto, y que el éxito del plan debería basarse en incentivar que los consumidores aprovechen las oportunidades de incrementar la eficiencia energética que los nuevos equipos de medida les ofrecen.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, en la que se establecen diversas medidas relativas al sector eléctrico coherentes con la apuesta de España por un modelo energético sostenible, se traspone a la regulación nacional el cumplimiento de los objetivos 20-20-20 en el año 2020, establecidos en la Directiva 2009/28/CE, y se fomentan las actividades de I+D+i y proyectos energéticos tales como el desarrollo de redes inteligentes, la gestión activa de la demanda, el secuestro de carbono y el desarrollo del vehículo eléctrico e híbrido.

Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, que establece la regulación de los gestores de cargas del sistema como sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos, creándose para el ejercicio de esta actividad un nuevo peaje de acceso supervalle para suministros entre 10 y 15kW, y modificándose asimismo la TUR para incluir esta discriminación horaria supervalle.

b) Regulación en generación distribuida

En 1985, con la orden ministerial N° 5 de setiembre, se establecen en la legislación eléctrica española disposiciones normativas relativas a la generación distribuida. Luego de ello, se han dictado en los últimos 25 años numerosas disposiciones legales, reglamentarias y normativas sobre dicho tipo de generación, normalmente orientadas a la generación de energías renovables.

En 1997 se aprueba la Ley N° 54 que introduce esquemas de mercado en las actividades de generación y comercialización, manteniendo reguladas las actividades de transporte y distribución. En esta ley se introduce el concepto normativo de generación en régimen especial, para las instalaciones de generación con menos de 50 MW de capacidad y se distinguen dos períodos diferenciados en cuanto al desarrollo y la aplicación de las normas: 1998_2004 y 2004 hasta el presente.

En el primer período indicado, se desarrolla normativamente la ley 54 en lo relativo a las fuentes de generación de energía renovable, residuos y cogeneración, a través del Real Decreto 2818/1998. Para aquellas instalaciones de generación en régimen especial, el RD introdujo una prima o remuneración, diferente para cada tecnología, adicional al precio medio del mercado de generación (o precio del pool). En el caso de las tecnologías eólicas, solar, geotérmica, mareomotriz, de las olas y de rocas calientes y secas, tenían la opción de recibir un precio fijo igual al precio medio esperado del mercado más la mencionada prima.

Entre 1998 y 2003 se desarrollan numerosas normativas que tratan de regular la incorporación de la GD al mercado mayorista. Entre ellas destaca una dictada en 2002, que formaliza una tarifa media de referencia (TMR). Esta metodología sirvió de base para la normativa dictada en 2004, por el Real Decreto 436/2004. Esta establece dos modalidades para la tarificación de la GD: i) La GD que no acude al mercado, recibe un precio fijo que se expresa como porcentaje de la TMR, el que es diferente para cada tecnología y diferente también según la antigüedad del generador. ii) Los GD que quieran acudir al mercado lo hacen con las mismas obligaciones y derechos que los demás generadores, lo que les implica, por ejemplo, tener que participar en el suministro de servicios complementarios.

Como remuneración estos GD perciben el precio del mercado más una prima y más un incentivo por participar en el mercado; tanto la prima como el incentivo se expresan como porcentaje de la TMR.

En general el uso de las redes de distribución y de transmisión regional por parte de la GD se basa en que el generador se hace cargo de los mayores costos que origina a la red al adaptar su capacidad para permitir la conexión. Las reglas para la conexión son generalmente establecidas por el propietario de la red.

El desarrollo de la GD en España ha sido muy significativo, sobre todo aquella basada en energías renovables, y ha obligado a adaptar estructuralmente las redes y a enfrentar nuevos retos técnicos y regulatorios. Según algunos estudios, “los beneficios de la generación que se instala cerca de los centros de consumo son muy importantes, pero los impactos que produce esta generación en las redes pueden no ser positivos si la regulación no se adapta y define nuevas reglas que ayuden a solventar los problemas técnicos que se presentan”.⁸⁸

c) Temas pendientes

Si bien es cierto, el desarrollo de las Smart Grids en el caso español va en estrecha relación con los objetivos propuestos a nivel país, tanto los reguladores como actores del mercado han plantado inquietudes respecto de temas que no están del todo resueltos con la regulación actual, tales como:

- Incertidumbres relacionadas al desarrollo de las redes inteligentes:

Existen una serie de interrogantes asociadas a los costos de la implementación de los Smart Grids, en primer lugar en la actualidad hay unos elevados costos de implementación de corto plazo, sin embargo no existe certeza respecto del costo real de la implementación debido a las innovaciones tecnológicas y asimismo hay un alto riesgo de obsolescencia dado por el continuo desarrollo de las tecnologías digitales.

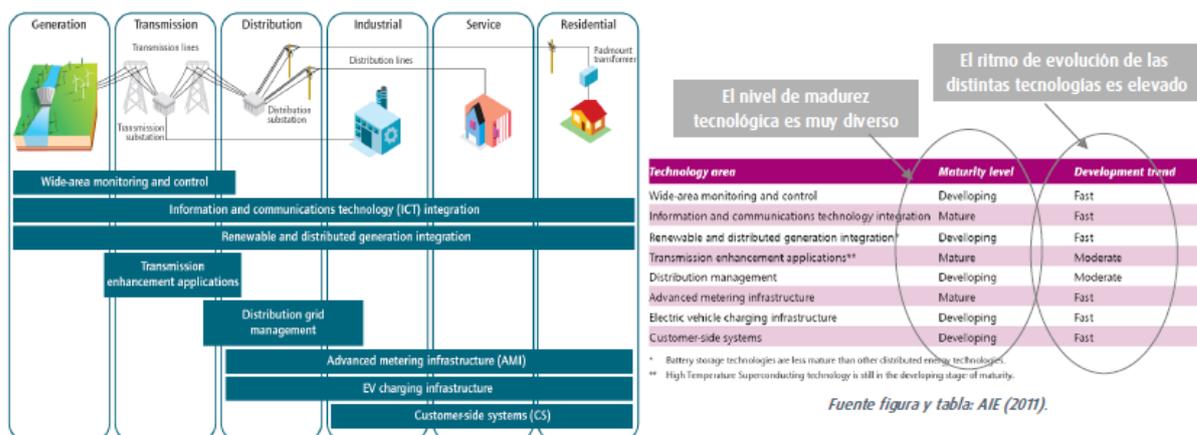
En este escenario, es comprensible que el regulador trate de evitar que los clientes sean quienes deban asumir los mayores riesgos del desarrollo de los Smart Grids por lo que debe determinar cómo asignar los costos asociados a los mayores riesgos entre los agentes del mercado. Pero también es cierto que las empresas, requieren tener certeza y estabilidad regulatoria para poder desarrollar los proyectos.

- Riesgo tecnológico

Asociado a la falta de madurez de las tecnologías utilizadas en los Smart Grids genera riesgos financieros y riesgo de “stranded assets” (activos varados).

⁸⁸ Tesis de Master “La generación distribuida en España”, David Trebolle Trebolle, Universidad Pontificia de Comillas, 2007.

Figura 21. Riesgo tecnológico



Fuente: Presentación InterMoney Energía “Marcos regulatorios para el desarrollo de las redes inteligentes” congreso “Redes Inteligentes de Electricidad, una estrategia para España”, 17 de mayo de 2011

4.5. Implementación de las Smart Grids

4.5.1. Beneficios implementación de Smart Grids

Según el programa de Smart Grids de la Comisión Europea⁸⁹ la utilización de redes inteligentes permitiría a la UE:

- Reducir las emisiones globales en un 15% y el consumo de energía primaria en un 9% (casi € 7.5bn, considerando precios de la electricidad de 2010).
- Se podrían generar más de 280.000 nuevos puesto de trabajo.
- Aunque en la actualidad sólo el 10% de los hogares cuenta con medidores inteligentes, se estima que en los próximos 5-7 años se realizaran inversiones por 40 bn de € en instalación de 200 millones de medidores inteligentes.
- Análisis de la puesta en marcha de contadores inteligentes en el Reino Unido muestra un beneficio de aproximadamente 16 mil millones € en inversiones de aproximadamente € 9 mil millones en equipamiento del hogar con 26 millones de medidores inteligentes.
- Se estima que el 15% de las inversiones necesarias son para implementación de medidores inteligentes y el 85% restante para adaptar el sistema eléctrico a las redes inteligentes (aproximadamente 280 billones de €).

Por otra parte, de acuerdo a lo presentado por la Empresa Red Eléctrica de España⁹⁰, la implementación de Smart Grids permitiría

⁸⁹ Presentación “EU Smart Grid policy and the way forward” de la Comisión Europea

⁹⁰ Empresa Red Eléctrica de España: Presentación “La operación del sistema en el marco de las Smart Grids” 26 de marzo de 2012.

- Reducir de emisiones de CO2 para 2050 en el entorno de 2 Gt a nivel global, y unas 140 Mt en los países europeos de la OCDE1.
- Presenta una oportunidades de desarrollo de nuevos productos, servicios y mercados, relacionados a la participación activa de la demanda
- Optimizar la utilización de activos e incrementar la eficiencia en su operación con lo que se obtendría una reducción de CAPEX y OPEX.

4.5.2. Iniciativas de Smart Grids en la UE

En la Unión Europea existen una serie de iniciativas destinadas a fomentar el desarrollo de las Smart Grids. A continuación se destacan:

- a) SET-Plan (Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética)⁹¹: tiene como objetivo el desarrollo de tecnologías bajas en carbono asequibles y competitivas, para combatir con éxito el cambio climático y al mismo tiempo garantizar el suministro de energía mundial y europeo, logrando así alcanzar las metas de Europa 2020 y Europa 2050.
- b) EERA (European Energy Research Alliance)⁹²: está conformado por 15 institutos de investigación líderes en Europa. El objetivo de esta alianza es acelerar el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas al concebir y ejecutar programas conjuntos de investigación en del SET-Plan e integrar las actividades y los recursos, la combinación de fuentes nacionales y comunitarios de financiación y maximizar las complementariedades y sinergias.
- c) SETIS (European Commission's Information System for the SET-Plan)⁹³: es el sistema de la Comisión Europea de la Información para el SET-Plan dirigido por el Joint Research Centre. Es compatible con la planificación estratégica y la ejecución del SET-Plan. Evalúa el impacto en la política de elementos tales como opciones tecnológicas y las prioridades, entre otros y define las medidas correctivas si es necesario.
- d) KIC InnoEnergy⁹⁴: Es una alianza conformada por importantes actores presentes en el ámbito de la educación, la investigación y la industria. En diciembre de 2009 fue designada como una Comunidad del Conocimiento y la Innovación por el Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (EIT). Tiene como objetivo ser el motor principal para la innovación y el espíritu empresarial en el ámbito de la energía sostenible.

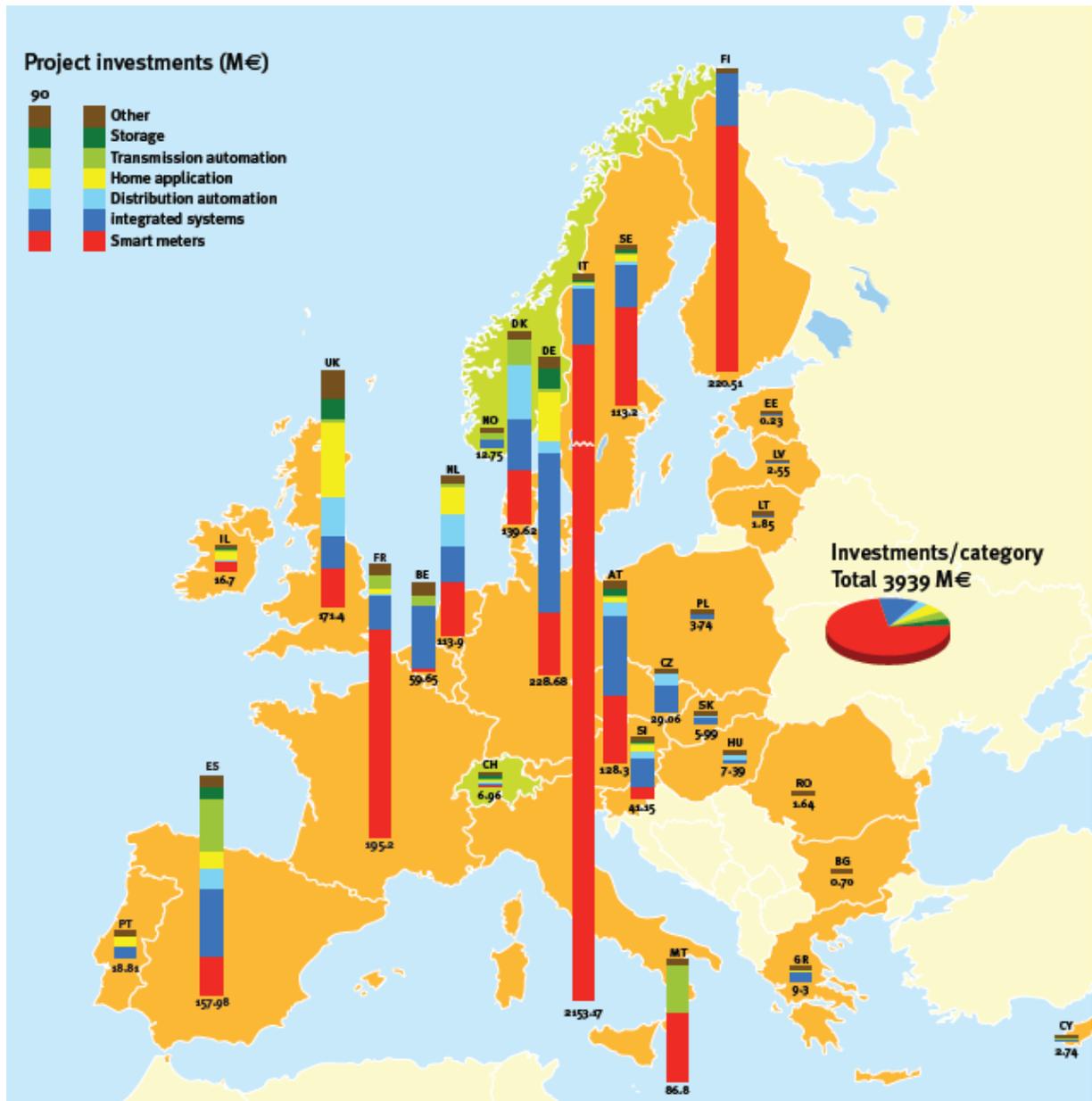
⁹¹ <http://www.SmartGrids.eu/node/19>

⁹² <http://www.eera-set.eu/>

⁹³ <http://www.SmartGrids.eu/node/79>

⁹⁴ <http://www.kic-innoenergy.com/>

Figura 23: Niveles de inversión por Estado.



Fuente: Comisión Europea

4.5.4. Proyectos desarrollados en Alemania

a) Programa E-Energy

Desde el año 2008, industriales y científicos están investigando y probando la aplicación de las tecnologías ICT (*Information and Communication Technology*) en el sector de la energía en seis regiones denominadas:

- EDeMa – del consumidor al prosumidor⁹⁵
- eTelligence – control de recurso eólico
- MeRegio – reducción de emisiones
- Moma – uso efectivo de electrodomésticos inteligentes
- RegModHarz – generación virtual
- Smart@Watts – información y sistemas de control

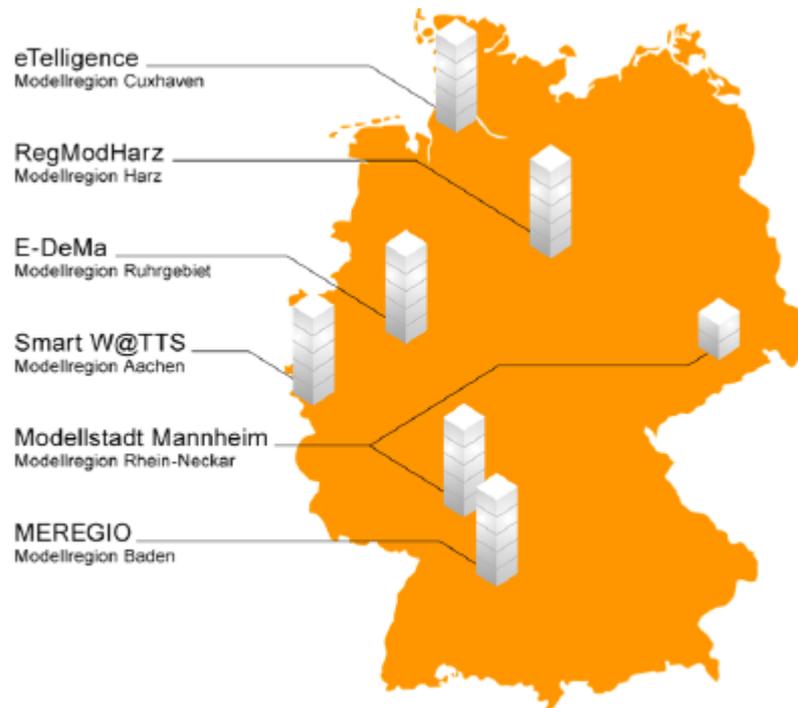
“E-Energy: TIC sistema basado en la energía del futuro” es un importante proyecto iniciado por el Ministerio Federal de Economía y Tecnología (BMWⁱ) en colaboración interministerial con el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU), a través del cual se está investigando y probando nuevas formas de reducir el consumo de electricidad y el uso de energía más eficiente, lo anterior en línea con la política tecnológica del Gobierno Federal alemán.

Los objetivos de este programa son la creación de conocimiento, la creación de redes para el intercambio de conocimientos técnicos entre los países y el desarrollo de estructuras eficaces de cooperación. También se trata de dar respuesta a temas de materia de privacidad y seguridad de datos, el marco legal y la normalización. Asimismo se espera que estos proyectos puedan generar nuevos puestos de trabajo.

A través del programa E-Energy se están desarrollando nuevas soluciones para satisfacer las demandas, las energías renovables, la penetración de vehículos eléctricos, garantizando la máxima eficacia, la seguridad y la sostenibilidad energética. Para lograr esto las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) desempeñan un papel fundamental ya que permiten que los sistemas de producción se comuniquen con las redes y con los consumos. Los proyectos seleccionados se ilustran en la siguiente figura:

⁹⁵ Se utiliza la palabra prosumidor para denominar al consumidor/productor de electricidad

Figura 24. Requisitos para el desarrollo de Smart Grid



Fuente: Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.

Cada uno de estos proyectos esta basado en un enfoque integral, que abarca todas las actividades del mercado energético, tanto técnicas como económicas. El periodo de desarrollo para dichos proyectos es entre el 2008 y el 2013. El financiamiento de estos proyectos haciende a 140 millones de Euros, de los cuales 80 millones han sido aportados por las empresas participantes, 40 millones por el BMWi y 20 millones por el BMU (Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear

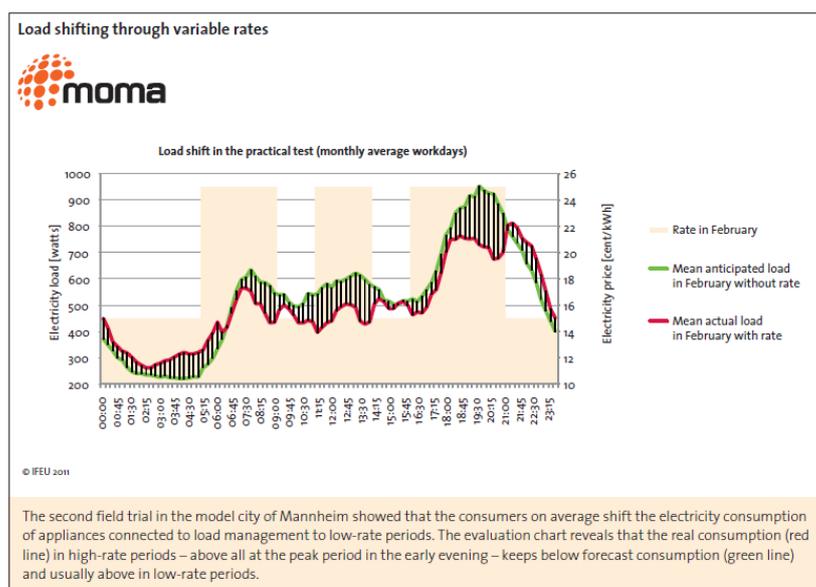
Cada proyecto abarca con diferente énfasis los siguientes objetivos:

- Eficiencia energética: Investigación de medidas que pueden ayudar a mejorar el uso eficiente de los recursos disponibles, por ejemplo, tarifas dinámicas, señales de precios en aplicaciones de control, domótica, entre otros;
- Integración de las energías renovables: Investigación de medidas para la integración de las energías renovables al sistema eléctrico;
- La generación de energía descentralizada: Desarrollo de soluciones para integrar generaciones de menor tamaño;
- Seguridad de suministro y expansión de la red: Investigación de las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía futuro, considerando la generación de energía renovable en distintos niveles de tensión, así como medidas necesarias para ampliar la red y evitar congestiones;
- Desregulación del mercado: Investigación y estudios para simular o probar un futuro mercado energético libre, también representan las importaciones / exportaciones de energía y plataformas innovadoras en el mercado;

- Dispositivos de almacenamiento: Enfoques para lograr la integración de dispositivos de almacenamiento de energía en el sistema;
- Flexibilización de la carga: Estudios para gestionar el consumo,
- Seguridad TI y protección de datos: Medidas para la protección datos contra la alteración, pérdida y robo;
- ICT arquitectura: Estudios sobre modelos y aspectos tecnológicos básicos de infraestructura, gestión e interfaces, así como la interacción de funciones (gestores energéticos, interfaces con los mercados, protocolos, etc);
- Medición inteligente: Investigación sobre la aplicación de sistemas de medición inteligentes (por ejemplo, contadores inteligentes); y
- E-movilidad: Investigación y simulaciones que consideren la integración del vehículo eléctrico en la red.

Si bien no se encuentran disponibles los resultados preliminares de los proyectos pilotos, se pueden destacar algunas cuestiones interesantes. En particular, el proyecto de la ciudad de Mannheim (moma), mostró que los consumidores, en promedio, desplazan el consumo de electricidad de los aparatos conectados a los bloques de tarifa reducida.

Figura 25. Cambio de característica de consumo por tarifas dinámicas



El gráfico muestra que el consumo real (en línea roja), se mantiene por debajo del consumo previsto (línea verde) en bloques de tarifas altas, y por encima en bloques de tarifas bajas.

Se evidenció que cuando los clientes reciben información detallada acerca de su consumo de electricidad, pueden tomar medidas específicas para reducirlo. En las primeras pruebas piloto de E-Energía, se evidenciaron ahorros de hasta el 5%. En los proyectos piloto en los que se incorporaron sistemas de control, se han logrado ahorros de hasta 10%, y en algunos casos, empresas individuales han logrado eficiencias del 20% en la energía consumida.

a.1) Proyecto EDeMa, regiones Mülheim y Krefeld

Este proyecto consiste en el desarrollo y demostración de los sistemas de energía en red a nivel local en el mercado de energía del futuro.

Este proyecto utiliza la distribución existente de medidores digitales inteligente para impulsar la eficiencia energética en los hogares (nuevo "TIC puerta de entrada"). El proyecto incluye el desarrollo de un sistema de control inteligente de la energía y la medición en tiempo real del consumo. Además, el proyecto también tiene como objetivo optimizar la gestión de redes de distribución descentralizadas.

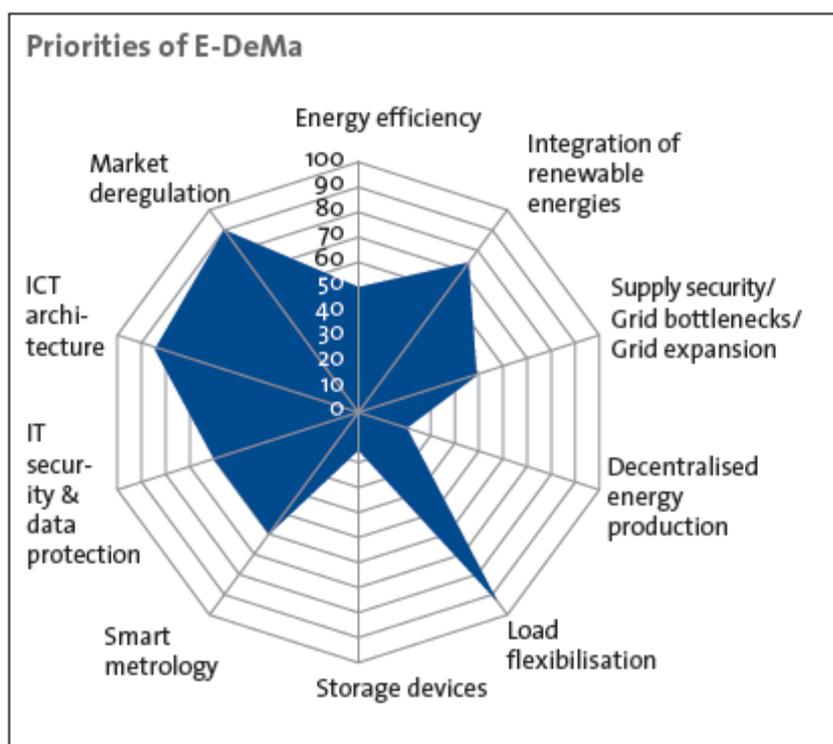
En este proyecto se diferencian los consumidores de los Prosumer que corresponden a clientes activos que genera electricidad y la inyecta a la red (productor) y utiliza electricidad (consumidor) Uno de los objetivos más importantes del proyecto es fomentar la participación activa del consumidor final y la participación en el mercado de la energía.

Los beneficios son múltiples: se muestran los consumos de energía o señales de precios para el prosumidor, información en línea para la gestión de la red mejorada por el operador de red. E-DeMa crea una infraestructura integral para controlar el consumo con una participación activa de los consumidores y sobre la base de los cuales los servicios adicionales de energía puede ser establecida. En este proyecto participan más de 1500 hogares y empresas.

El mercado de energía del 2020 que se creará en el marco del proyecto se basará en la red de distribución de RWE Deutschland AG; de la que las regiones Mülheim y Krefeld forman parte.

A continuación se ilustran las prioridades del proyecto E-DeMa.

Figura 26. Prioridades del proyecto E-DeMa



Fuente: Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.

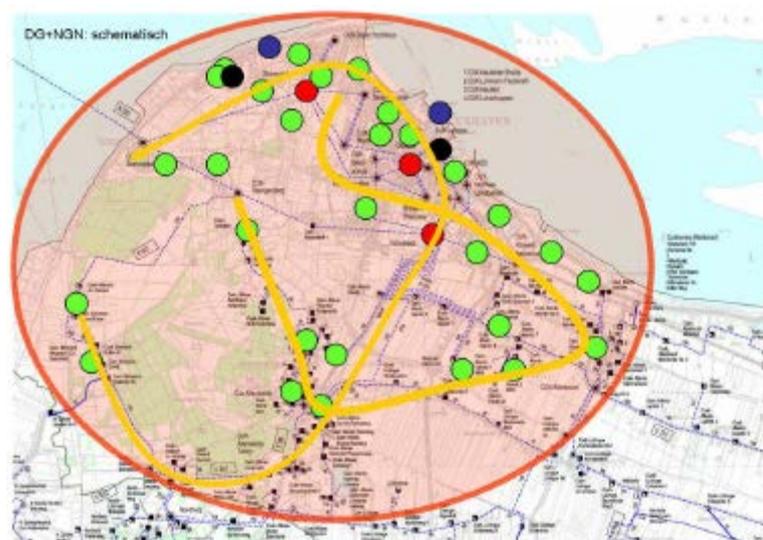
Las empresas participantes del proyecto son RWE Deutschland AG, Siemens AG, Ruhr-Universität Bochum, Technische Universität Dortmund, Universität Duisburg-Essen, Fachhochschule Dortmund, Miele & Cie. KG, Stadtwerke Krefeld AG y Prosyst Software GmbH.

a.2) Proyecto eTelligence Región Cuxhaven

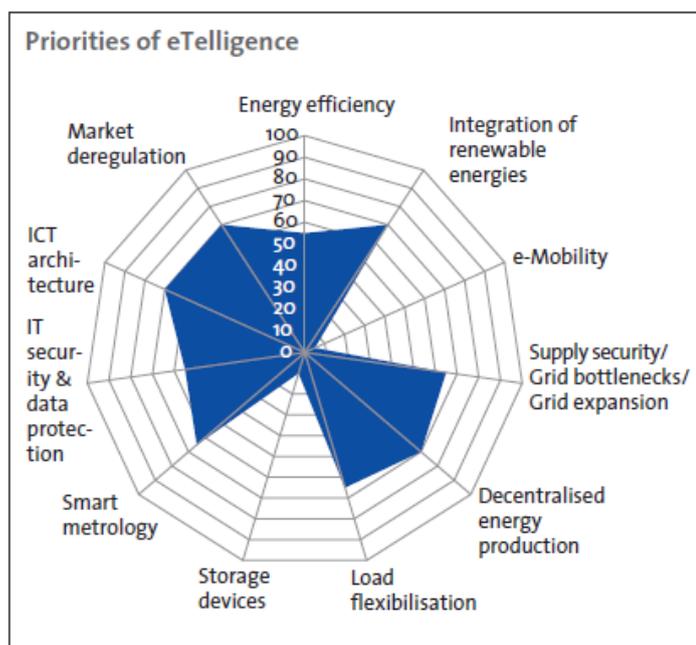
En este proyecto, los productores de energía, los proveedores de servicios de energía, operadores de redes y los consumidores están conectados a una red inteligente y un mercado virtual. En este mercado virtual los productores y consumidores no sólo pueden comprar y vender electricidad sino que también pueden ofrecer otros servicios y de esta forma ayudar a reducir la carga en la red.

El mercado virtual de Cuxhaven aprovecha principalmente la existencia de la gran cantidad de frigoríficos y el spa en la ciudad. El agua de la piscina se calienta si la electricidad de las plantas de cogeneración de energía se necesita. Los frigoríficos se enfrían más de lo normal cuando la electricidad es barata, utilizando controles desarrollados en el marco de E-Energy garantizar que el pescado congelado no se echen a perder en el proceso. En la siguiente figura se esquematiza la configuración del proyecto, que considera 43 MW productores descentralizados (en verde), los grandes consumidores (en negro), red de fibra de vidrio (línea amarilla). Para este proyecto han sido equipados más de 650 hogares con medidores inteligentes.

Figura 27. Requisitos para el desarrollo de Smart Grid



A continuación se ilustran las prioridades del proyecto eTelligence

Figura 28. Prioridades del proyecto eTelligence

Fuente: Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.

Las empresas participantes de este proyecto son EWE AG, OFFIS, energy &meteo, systems GmbH, BTC AG, Fraunhofer Energy Alliance y Öko-Institut.

a.3) Proyecto MeRegio, región de Baden-Württemberg

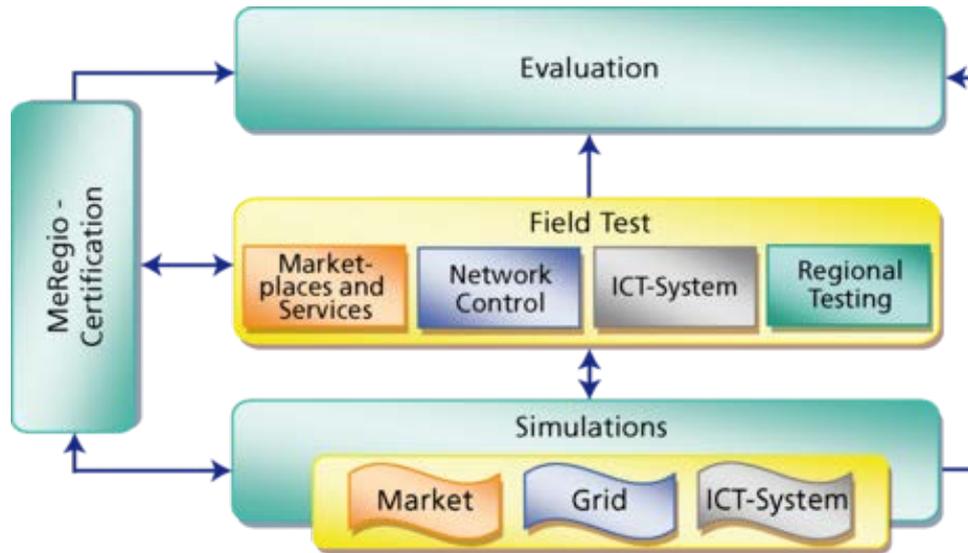
MeRegio significa "regiones de emisiones mínimas". El modelo MeRegio consiste en que las casas generan electricidad en el techo o bien usando una micro-cogeneración de electricidad en el sótano. Los electrodomésticos están vinculados entre sí a través de sistemas de comunicación y conectados a una plataforma de sistema inteligente. En este proyecto participan cerca de 1000 consumidores

La idea del proyecto es que, la producción y consumo de energía se asemejen para hacer un uso más eficiente de la energía. Elementos tales como congeladores y lavavajillas inteligentes, baterías estacionarias, micro-cogeneradores se conectan y actúan en forma optimizada.

En este esquema los vehículos eléctricos son estacionados en el garaje y la batería de éste es cargada cuando la generación residencial produce más electricidad de la que la red puede tomar. En caso de ser necesario la batería también puede ser alimentada de la red. El consumidor puede ver los procesos en el sistema a través de un portal de Internet y jugar un papel activo.

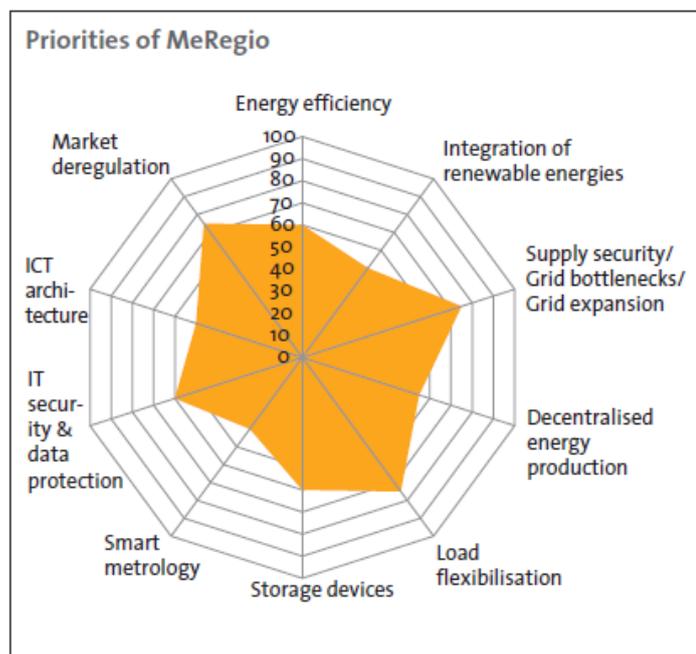
El proyecto cuenta con cuatro etapas ilustradas a continuación, que consisten en pruebas de campo, simulaciones, evaluaciones y certificación de que efectivamente se realizan emisiones mínimas.

Figura 29. Etapas proyecto



A continuación se ilustran las prioridades del proyecto MeRegio

Figura 30. Prioridades del proyecto MeRegio



Fuente: Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.

Las empresas participantes de este proyecto son EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ABB AG, IBM Deutschland GmbH, SAP AG, Systemplan GmbH, University of Karlsruhe (TH).

a.4) Proyecto Moma, región de Rhein-Neckar

El proyecto Moma (modelo de la ciudad de Mannheim) tiene como propósito que la red de energía del futuro imite el modelo de la naturaleza, esto es energía descentralizada generada a partir de viento, el sol o cogeneración, es distribuido inteligentemente y consume cerca del lugar de generación. A esto se adicionan señales tarifaria que se rigen por la oferta y la demanda.

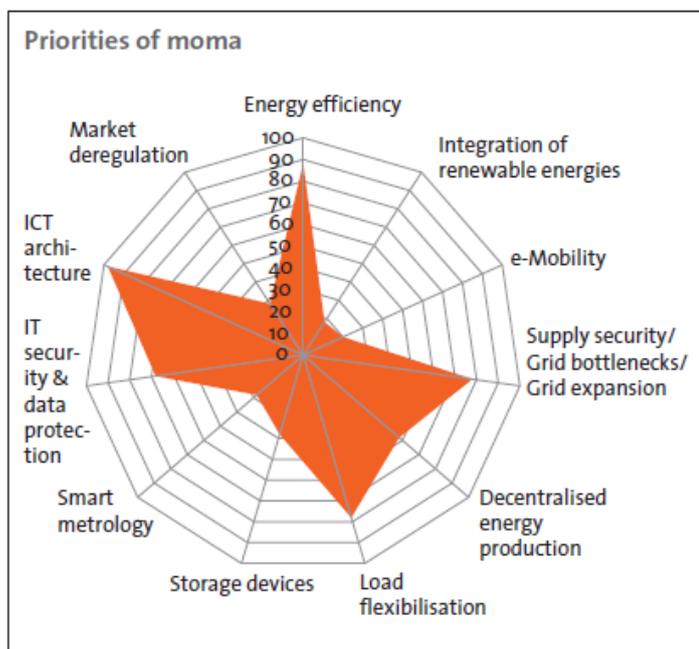
Una de los objetivos principales del proyecto Moma es que a través de que un sistema inteligente se controle y regule el sistema eléctrico, desde la generación hasta el consumo. Esto permitirá a los diversos actores del sector trabajar en conjunto en un mercado de energía.

Otro de los objetivos es lograr superar la actual separación de funciones de modo que un participante del mercado pueda llegar a ser un prosumidor. un distribuidor de energía u operador de red de distribución, un proveedor de capacidad de almacenamiento de energía o servicios de energía, o un proveedor de servicios de facturación, o varias de estas funciones al mismo tiempo.

Se señala que para conseguir un uso eficaz de los electrodomésticos eficiente es importante que les proporcione la información esencial y señales de acuerdo con los parámetros de la red. En este sentido la variable más importante es el precio actual de la electricidad. Para esto, dispositivos de control denominados “mayordomos de energía” son instados en el hogar, dichos dispositivos mantienen permanentemente informados a los consumidores respecto del consumo y de los precios de esta forma los clientes pueden decidir cuándo es conveniente consumir.

A continuación se ilustran las prioridades del proyecto Moma

Figura 31. Prioridades del proyecto Moma



Fuente: Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.

Las empresas participantes de este proyecto son MVV Energie AG, DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH, IBM Deutschland GmbH, Power PLUS, Communications AG, Papendorf Software Engineering GmbH, University of Duisburg-Essen, ISET - Verein an der Universität Kassel e.V., ifeu Heidelberg GmbH, IZES gGmbH.

a.5) Proyecto RegModHarz, región de Harz

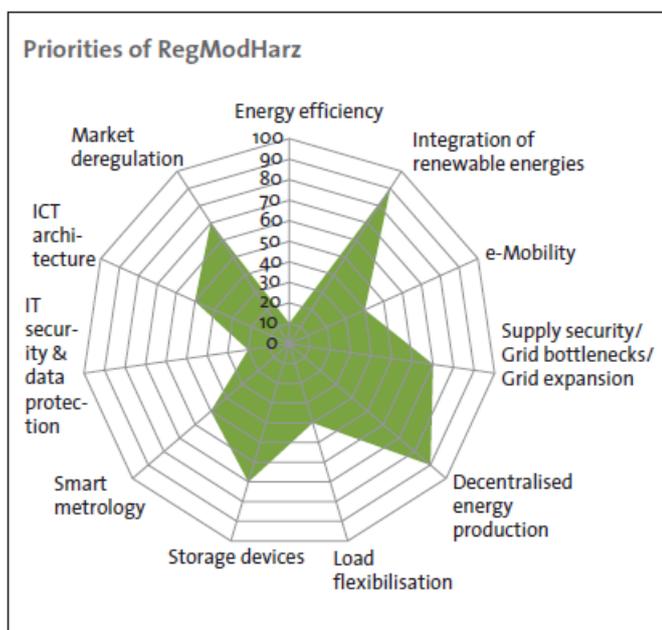
De acuerdo a los principios de este proyecto denominado modelo regenerativo de la región de Harz, con una visión completa de la generación, el almacenamiento y el consumo es posible hacer pronósticos y un uso óptimo de las energías renovables. Cabe mencionar que la región de Harz es rica en fuentes de energía renovables (eólicos, solar e hidroeléctricos).

A través de este proyecto se pretende que los consumidores puedan obtener energía proveniente de fuentes renovables, para esto como parte del proyecto han creado una “tasa regional de energía renovable”, que está orientada a minimizar la carga residual dentro de la región, para que los clientes puedan hacer una contribución activa a equilibrar la producción y el consumo.

Adicionalmente, según señalan, este proyecto ha demostrado que los requisitos de almacenamiento de energía podrían disminuir a través de los pronósticos de viento de corto plazo, así como también que cambios de carga en el lado de los consumidores contribuirían a mejorar la regulación de tensión en la red de distribución y compensar los errores de pronóstico.

A continuación se ilustran las prioridades del proyecto RegModHarz

Figura 32. Prioridades del proyecto RegModHarz



Fuente: Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.

Las empresas participantes de este proyecto son Regenerativ Kraftwerk Harz GmbH& Co KG, E.ON Avacon Netz GmbH, Siemens AG, in.power GmbH, ISET e.V, Vattenfall Europe Transmission GmbH, Cube Engineering GmbH, Halberstadtwerke GmbH, Fraunhofer IFF,

IEE-RE (University of Kassel), Otto-von-Guericke University of Magdeburg, envia Mitteldeutsche Energie AG, envia Verteilnetz GmbH, Harz Regenerativ Druiberg e.V., HSN Magdeburg GmbH, Stadtwerke Blankenburg GmbH, StadtwerkeWernigerode GmbH, Stadtwerke Quedlinburg GmbH y Harz district.

a.6) Proyecto Smart@Watts, región de Aachen

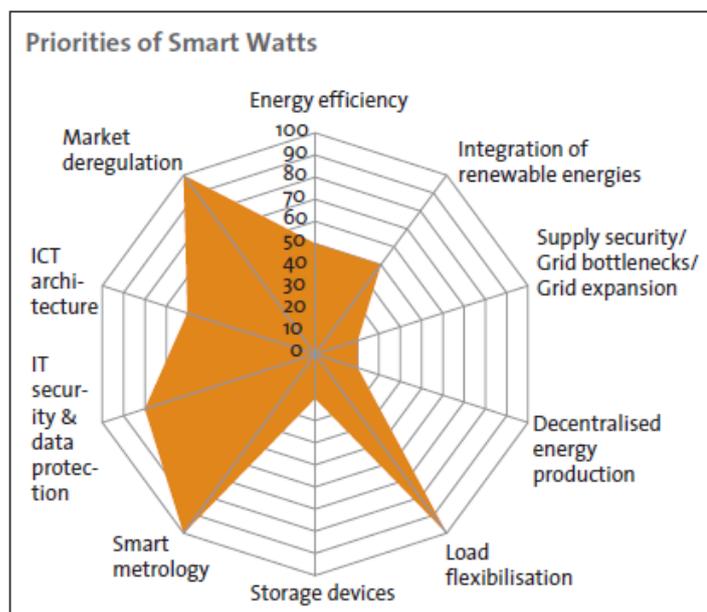
Este proyecto consiste en alcanzar una mayor eficiencia y beneficio para el consumidor con el Internet de Energía y el "kilovatio-hora inteligente" (Smart kilowatt-hour).

A través del proyecto Smart@Watts se está desarrollando nuevos enfoques para el mercado de la energía, la gestión de carteras, la medición y el análisis de consumo de energía y los sistemas de facturación. Este sistema los clientes reciben un kilovatio-hora inteligente y pueden ver donde se genera, cómo se transportan y cuánto cuesta la electricidad.

El objetivo de Smart@Watts es proporcionar una información y un modelo de control para el sistema de energía, proporcionando a los agentes del mercado la información en tiempo real de la generación y el consumo. Los que permitiría contar con un control general y una optimización de la generación. Destaca que el balance de oferta y demanda puede ajustarse a través de señales de precios que entreguen incentivos a los usuarios para gestionar su consumo.

A continuación se ilustran las prioridades del proyecto Smart@Watts

Figura 33. Prioridades del proyecto Smart@Watts



Fuente: Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.

Las empresas participantes de este proyecto son Utilicount GmbH & Co. KG, Research Institute for Operations Management (FIR) at RWTH Aachen University, Kellendonk Elektronik GmbH, PSI Energy Markets GmbH, Soptim AG, Stadtwerke Aachen AG.

b) Programa Thinking Energy

La empresa E.ON España está desarrollando en varios países de Europa una serie de proyectos en las áreas de eficiencia energética, vehículos eléctricos y redes inteligentes.

Según lo que señala E.ON, en Europa el 25% de las emisiones de CO2 provienen de los hogares, es por esto que para que Europa alcance los objetivos propuestos los consumos residenciales deben ser más sostenibles e inteligentes. En este sentido el programa Thinking Energy llevado a cabo en Alemania, Reino Unido y Suecia, tiene como objetivo "adquirir mayor conocimiento sobre la tecnología inteligente y eficiente, aumentar la conciencia pública sobre el ahorro energético y los beneficios ambientales que conlleva, y promover su adopción".

En el caso de Alemania, están analizando construcciones residenciales nuevas y antiguas y participando en proyectos para hacer los edificios comerciales más inteligentes.

En el caso de Suecia (Malmö) está colaborando con otras empresas para construir viviendas que incorporen tecnología y técnicas constructivas de última generación, que aprovechen la vez la red de medidores inteligentes existente en la ciudad

En el caso de Reino Unido, se está centrando en identificar las tecnologías y técnicas que reduzcan las emisiones de carbono de los hogares existentes manteniendo el confort y control actual por parte de los clientes.

c) Flota de prueba de movilidad eléctrica

Este proyecto también forma parte de las iniciativas de E.ON en las áreas de eficiencia energética, vehículos eléctricos y redes inteligentes. Uno de los objetivos de este proyecto es a través de la recarga inteligente incorporar energías renovables.

La flota de prueba de movilidad eléctrica comenzó a desarrollarse en junio de 2008, en conjunto con la empresa Volkswagen A partir de 2011, una flota de 20 vehículos Golfs Twin Drive han sido puestos en circulación.

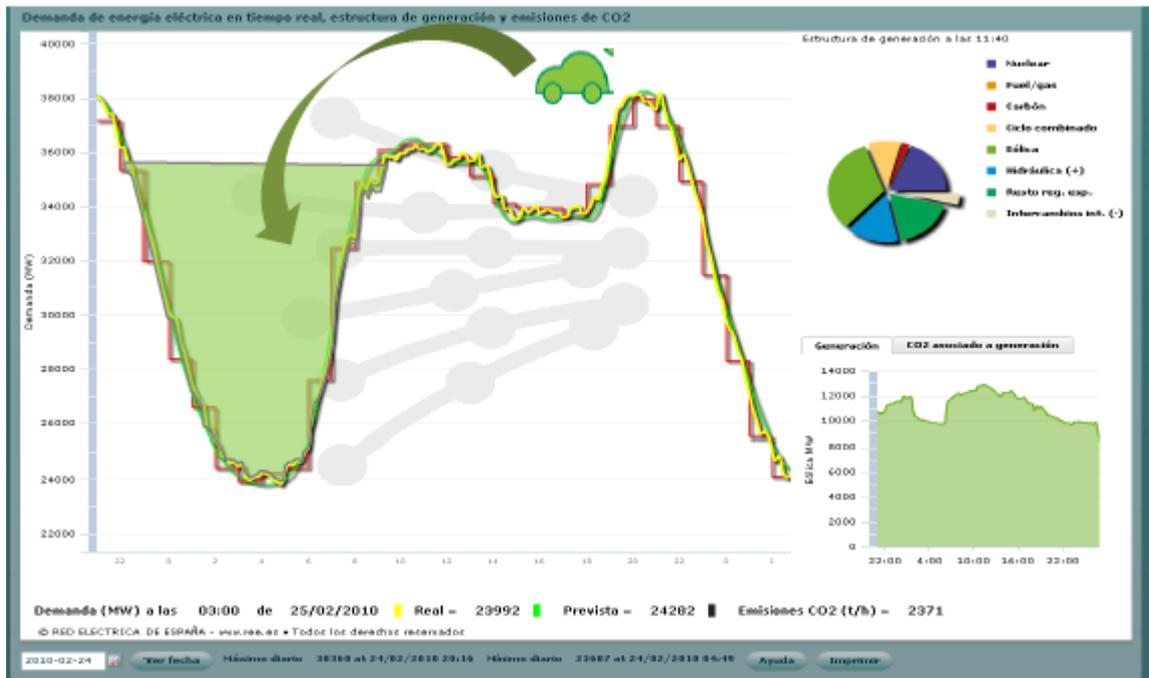
4.5.5. Proyectos desarrollados en España

a) Integración de los vehículos eléctricos

Según los resultados presentados por la empresa Red eléctrica de España, es posible integrar

6,5 Millones de vehículos eléctricos al sistema eléctrico sin realizar inversiones adicionales en activos de generación y transporte, realizando la carga en valle. De los cuales 2.5 millones podrían integrarse al 2020.

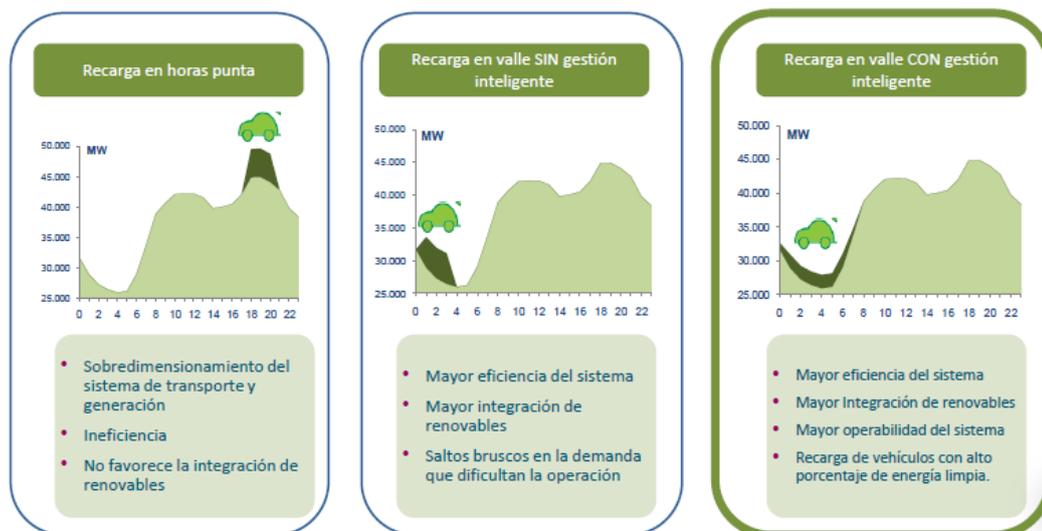
Figura 34. Aprovechamiento de la red para introducir nuevos vehículos eléctricos



Fuente: Empresa Red Eléctrica de España: Presentación “La operación del sistema en el marco de las Smart Grids” 26 de marzo de 2012.

Tal como se mencionó en el punto 1.3, por medio del Real Decreto 647/2011 se crea un nuevo peaje de acceso supervalve para suministros entre 10 y 15kW, y modificándose asimismo la TUR para incluir esta discriminación horaria supervalve. La idea es optimizar la recarga de los vehículos eléctricos de modo de la integración de éstos al sistema sea eficiente según se ilustra en la siguiente figura:

Figura 35. Optimización de la recarga de vehículo eléctricos



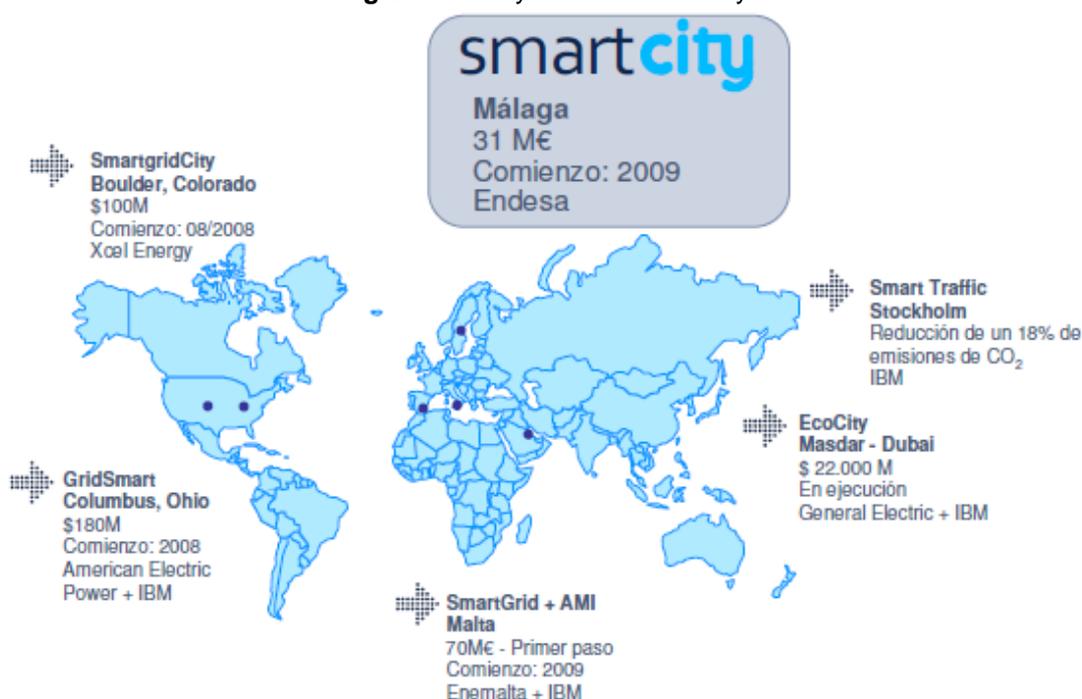
Fuente: Empresa Red Eléctrica de España: Presentación “La operación del sistema en el marco de las Smart Grids” 26 de marzo de 2012.

b) Proyecto SmartCity

Este proyecto liderado por ENDESA es impulsado por 11 empresas (Enel, Acciona, IBM, Sadiel, Ormazábal, Neo Metrics, Isotrol, Telvent, Ingeteam y Greenpower), y 14 organismos de investigación. Se desarrolla en Málaga (zona de la Playa de la Misericordia) y Beneficiará a 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11.000 clientes residenciales durante cuatro años. Cuenta con un presupuesto de 31 millones de Euros que es financiado en parte por Fondos Feder.

Este proyecto es considerado junto a otros de similares características en un referente a nivel mundial.

Figura 36. Proyectos de Smartcity



Fuente: Presentación proyecto Smartcity

http://portalSmartcity.sadiel.es/documentos/100204_%20Smartcity_ENDESA_Esp3.pdf

El objetivo del proyecto SmartCity es demostrar que es posible conseguir un ahorro energético del 20% y una reducción de emisiones de más de 6.000 toneladas de CO₂ al año a través de la utilización de smarGrids. Para esto, el proyecto pretende lograr una integración óptima de las energías renovables al sistema eléctrico, acercando la generación al consumo a través del establecimiento de nuevos modelos de gestión de la microgeneración eléctrica. Para cumplir el objetivo propuesto, el proyecto contempla:

- Gestionar sistemas de almacenamiento en baterías para utilizarlo en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Además se potenciará el uso de vehículos eléctricos por medio de la instalación de postes de recarga y la introducción de una flota de vehículos.
- Instalar contadores inteligentes con sistema de telegestión para posibilitar un consumo eléctrico más sostenible.
- Instalar sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol para poder actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución,

haciendo posible una nueva gestión de la energía y potenciando la calidad del servicio.

- Hacer partícipe al usuario final en todo el proceso.

El proyecto cuenta con 12 grupos de trabajo 96 que ven las áreas de Gestión y seguimiento de proyecto, Despliegue operativo y Plan de Comunicación, Armonización con Distribución Energética, Inteligente, Segura y Eficiente (DENISE), Telecomunicaciones, Sistemas de información, Automatización de la red de Media Tensión, mini Generación y almacenamiento (mDER), Eficiencia Energética y Gestión activa de la demanda, Automatización de la red de Baja Tensión, Micro Generación y almacenamiento (mDER), Infraestructura de telegestión (AMI) Vehículos eléctrico.

c) Proyecto STAR Castellón⁹⁷

El Proyecto STAR (Sistema Telegestión y Automatización Red) desarrollado por la empresa IBEDROLA en la ciudad de Castellón de la Plana, consiste en la implantación de la primera red inteligente en España. Este proyecto considera una inversión de 21,6 millones de Euros.

Con este proyecto se busca que la red tradicional evolucione hacia una red inteligente, en términos de información y comunicaciones, para que a través de esta se puedan prestar nuevos servicios, se mejore la calidad de suministro y la atención a los clientes.

Este proyecto contempla la renovación de más de 100.000 medidores que comenzó en abril de 2010, afectando a 180.000 clientes aproximadamente y la adaptación de 638 centros de transformación de la ciudad para permitir la prestación de servicios a distancia, la lectura de los equipos de medida y operación a distancia de los centros de transformación.

Se espera que a partir de estas modificaciones a la infraestructura se puedan incorporar otras innovaciones como por ejemplo la introducción de vehículos eléctricos y puntos de recarga así como también gestión de la demanda.

d) Proyecto Interconexión España-Francia⁹⁸

Se espera que el 2014 entre en servicio la interconexión entre España y Francia que están realizando en forma conjunta las empresas Red Eléctrica de España y Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Esta línea permitirá aumentar la capacidad de intercambio de electricidad entre España-Francia del 3 al 6% del consumo máximo de la Península, también permitirá reforzar la seguridad de ambos sistemas eléctricos y adicionalmente favorecerá la integración de un mayor volumen de energía renovable, especialmente de energía eólica del sistema ibérico. Junto con esto, asegurará el suministro de electricidad de la provincia de Girona y del futuro tren de alta velocidad.

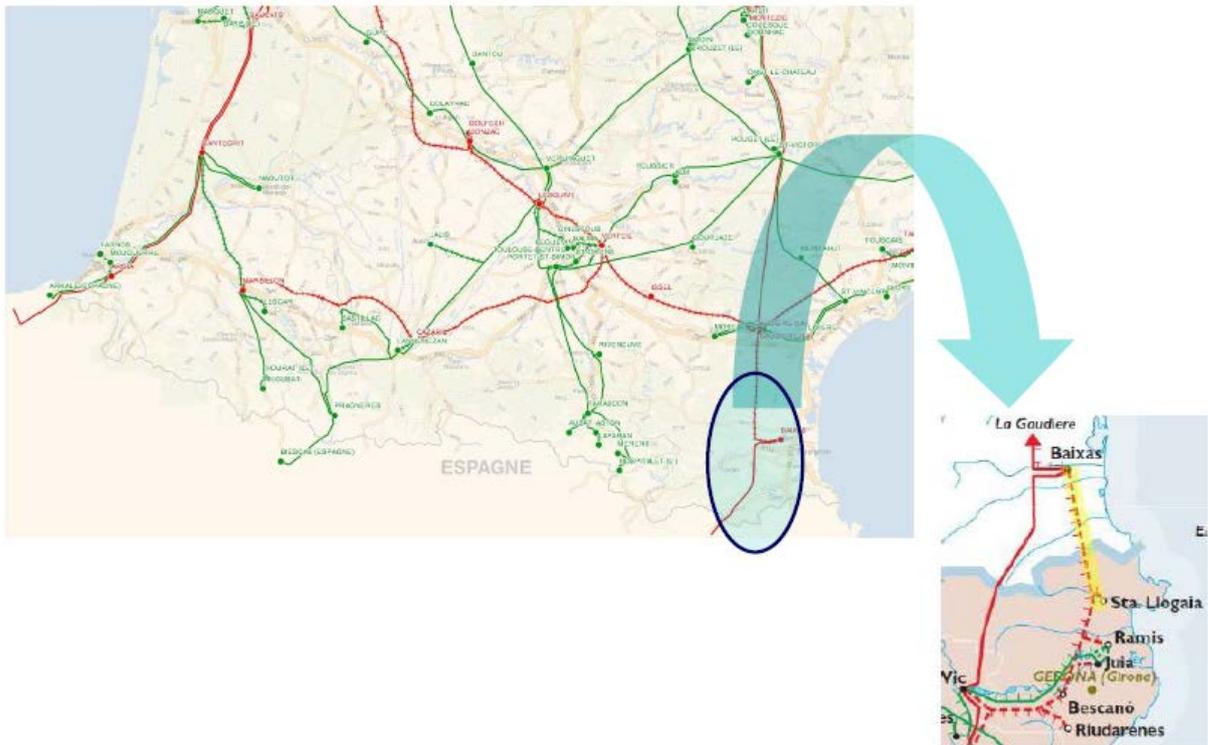
Este proyecto tiene una inversión de 225 millones de euros financiados en el marco del programa europeo EEPR (European Energy Program for Recovery).

⁹⁶ <http://www.Smartcitymalaga.es/>

⁹⁷ <https://www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESWEBREDDISREDINTCSTLOC>

⁹⁸ http://www.ree.es/transporte/proyectos_singulares_francia.asp

Figura 37. Interconexión España -Francia



5. BRASIL

5.1. Introducción

La creciente demanda de la sociedad para mejorar la calidad del suministro de electricidad, la eficiencia energética, los procesos sostenibles y el uso de fuentes primarias de energía limpias, ha impulsado avances en la investigación que muestran una fuerte tendencia de proliferación de la producción descentralizada de energía, con la consiguiente necesidad de proporcionar nuevos conceptos y tecnologías para la automatización de este sistema eléctrico nuevo.

En Brasil, aunque el sector eléctrico se modernizó, todavía conserva características estructurales muy similares a las iniciales al momento de la implementación del mercado. Los cambios en las redes de distribución, en los niveles de automatización, en las fuentes puntuales de generación distribuida y en la medición electrónica, han sido graduales y tienen un alcance limitado, sin lograr caracterizar completamente el concepto de *Redes Energéticas Inteligentes*.

El futuro del sector energético brasileño conlleva un conjunto de retos y oportunidades que señalan un cambio profundo en los principales paradigmas que han guiado el desarrollo de la infraestructura actual. Entre los desafíos más importantes se pueden mencionar:

- La ecología y el medio ambiente: el uso de combustibles fósiles, las emisiones de carbono y su regulación internacional y la disponibilidad de la oferta (en relación con su costo). La matriz energética actual de Brasil está basada en gran medida en la generación hidroeléctrica, lo cual implica un problema considerable. Adicionalmente, el sector transporte utiliza combustible fósil y la nueva generación de energía con fuentes renovables tiene características que dificulta su integración en el sistema eléctrico (inestabilidad, estacionalidad, entre otros).
- El aumento de la demanda: la mejora del nivel de vida de la población implica un incremento en el consumo de energía *per cápita*, además del crecimiento vegetativo de la población y de la economía del país.
- La calidad de la energía: nuevos usos en la era digital demandan energía más confiable, segura y de mayor calidad.
- La limitación de la opción hidroeléctrica: en Brasil existen grandes distancias entre la producción y los centros de consumo, especialmente en la cuenca del Amazonas. Estas distancias implican pérdidas de transmisión y demandan fuertes inversiones en nuevas tecnologías -como la transmisión en alta tensión de corriente directa-, lo que significa costos de desarrollo y altos precios de los nuevos productos.
- La competitividad del mercado de la energía eléctrica introdujo nuevos actores en el sistema, causando inestabilidades.

Al mismo tiempo, el fuerte desarrollo tecnológico de las últimas décadas ha permitido la creación de nuevas oportunidades. Algunas de las mejoras que podrían impactar sobre el sector son:

- Información: la evolución de las plataformas de *hardware* y sistemas de *software* de información ha permitido un control más rápido y eficiente de todo el proceso, desde

la generación hasta la distribución y la facturación, incluyendo mejoras en el diseño y la producción de los equipos utilizados por el sector.

- Telecomunicaciones: la evolución de la transmisión de información a un costo más bajo, con volúmenes de datos más grandes y distancias más largas. La tecnología ha hecho posible el uso de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica para la transferencia de información digital.
- Sensores y equipos inteligentes: un sistema de información integrada más robusto y con costos económicos cada vez menores, que permite la adquisición de datos más específicos (mayor resolución) y más precisos, en tiempo real.
- Nuevos dispositivos de generación (células fotovoltaicas, aerogeneradores, entre otros): permiten alcanzar nuevos niveles de eficiencia / costo y satisfacer las demandas ecológicas.
- Mejoras en la eficiencia y la durabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía.
- Mejoras en la eficiencia de los motores y el consumo de los equipos industriales y domésticos: sustitución de las bombillas incandescentes, entre otros.
- Grado de madurez y eficacia: los proyectos de generación con energía nuclear y geotérmica, incluso hidroeléctrica, fueron reevaluados considerando el costo ecológico debido al impacto ambiental. La generación basada en la quema de combustibles fósiles (carbón y petróleo) ahora produce menos contaminación que en el pasado reciente.

Los retos y las oportunidades citadas se fusionan en un escenario futuro donde:

- La generación de energía será más diversa y mejor distribuida geográficamente. Las nuevas opciones de generación (solar, eólica, nuclear geotérmica) implican diferentes características de producción de energía. La micro-generación distribuirá una energía adicional, modificando el perfil de consumo.
- El consumo de energía tendrá un perfil más dinámico y menos predecible, no sólo por la micro-generación, sino porque los consumidores (inicialmente los grandes) satisfarán su demanda a través de sistemas de información, con el objetivo de consumir y almacenar la energía con costos más bajos.
- La preocupación por el costo de la energía es todavía dominante, pero factores como el costo ecológico y social de la calidad de la energía, y la fiabilidad, serán cada vez más considerados por los consumidores finales.

El papel de las Redes Inteligentes en este escenario es desarrollar soluciones a estos retos y oportunidades, y, entre otras, sus responsabilidades principales son:

- Capacidad para obtener información relevante del sistema en toda la cadena (producción, transporte, distribución, consumo). La información es la base de la micro gestión: deberá tener alta resolución (distribuido en todos los puntos relevantes); la precisión y la transmisión deben ser en tiempo real.
- Capacidad de integrarse con sistemas de información, lo que permite la aplicación de algoritmos de control y gestión integrada del sistema de alimentación con los sistemas tarifarios y financieros.

- Capacidad para comunicar y actuar sobre todos los elementos activos de la cadena, con el objetivo de encontrar el equilibrio entre la producción y el consumo, con un menor costo de la energía, con la máxima calidad y una mayor fiabilidad y estabilidad del sistema. Esto implica, por ejemplo, actuar en la transmisión y distribución de forma automática, para evitar fallas y detectar las demandas en inactividad, apagando las cargas no prioritarias cuando comprometen la estabilidad del sistema, activando y desactivando generación para optimizar costos.
- Capacidad para la aplicación de las políticas públicas establecidas por el Estado. La implementación de una tarificación diferenciada en tiempo real, y la desactivación de las cargas ni prioritarias, por ejemplo, serán algunas de las acciones derivadas de políticas públicas y ejecutadas automáticamente por la Red Inteligente. Muchas políticas no pueden aplicarse directamente, sino a través de redes inteligentes y de sistemas de información, que permiten generar datos para el análisis y la evaluación de dichas políticas.

El concepto de redes inteligentes incluye el uso masivo de las tecnologías de la información para el seguimiento y operación en tiempo real de la red de distribución de electricidad. De acuerdo con la visión del Departamento de Energía:

"Una red inteligente está totalmente automatizada, lo que permite un flujo bidireccional de energía e información entre generadores y aparatos de consumo, y todos los puntos entre ellos. La inteligencia distribuida, junto con las comunicaciones de banda ancha y los sistemas automatizados de control, permite transacciones en tiempo real y la interconexión directa entre los consumidores, edificios, plantas industriales, plantas de energía y la red eléctrica".

Esta misma agencia enumera los principales beneficios de una red inteligente:

- ✓ Permitir la participación activa de los consumidores en la elección de sus opciones energéticas.
- ✓ Optimizar la utilización de activos y operar de manera eficiente.
- ✓ Anticipar y responder rápidamente a las perturbaciones del sistema.
- ✓ Capacidad para todas los tipos de generación disponibles y las opciones de almacenamiento de energía.
- ✓ Proporcionar energía de calidad para la economía digital (alta confiabilidad).
- ✓ Permitir el desarrollo de nuevos productos, servicios y mercados.
- ✓ Tener un funcionamiento resistente a los ataques y desastres naturales.

Claramente, los beneficios y las tecnologías involucradas transformarán la manera de manejar la energía eléctrica. Las principales cuestiones que se plantean para un país como Brasil son:

- ✓ ¿Cómo posicionarse en este escenario?
- ✓ ¿Cuáles son los mecanismos que hacen que el país sea protagonista del cambio, y no sólo receptor de las nuevas tecnologías?
- ✓ ¿Cómo obtener los beneficios prometidos por este concepto teniendo en cuenta las restricciones en los ingresos, la educación y la brecha tecnológica?

- ✓ ¿Qué tan rápido se deben implementar estas tecnologías?
- ✓ ¿Cuáles son los escenarios que se vislumbran, considerando las tendencias tecnológicas?

Se reconoce que el Estado tiene un papel fundamental como promotor y creador del proceso, en un movimiento similar a lo que Estados Unidos y la Unión Europea han hecho, respetando las especificidades de la realidad brasileña. En este sentido, además de proponer lineamientos de políticas públicas que inducen y ordenan a los distintos actores involucrados, es esencial crear mecanismos de seguimiento, evaluación e incentivos que sean compatibles entre sí, lo que permitirá maximizar el beneficio social de esta evolución tecnológica. Además, la implementación de redes inteligentes de forma sostenible, depende de la creación de una infraestructura adecuada y apropiada para las Telecomunicaciones y Gestión de la Información (IT).

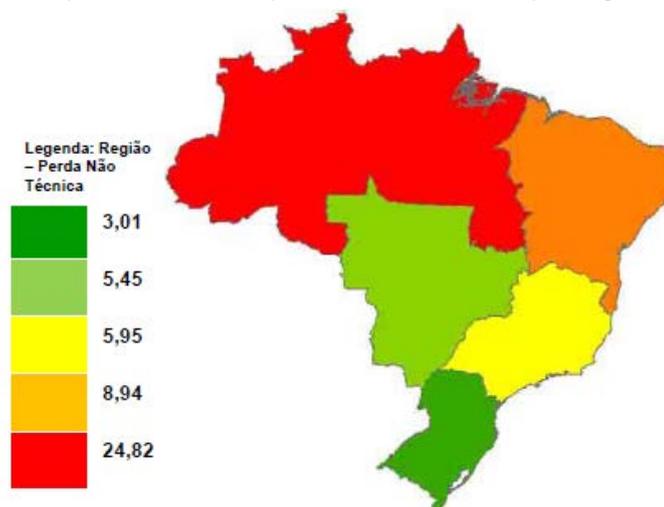
5.2. Contexto para el desarrollo

Teniendo en cuenta las particularidades observadas en el sector eléctrico brasileño, los impulsores para el desarrollo de las Redes Inteligentes ganan adeptos debido a los beneficios socio-económicos y ambientales.

Entre estos factores, resultan relevantes los mecanismos para intensificar la lucha contra las pérdidas comerciales o no técnicas. Los índices de pérdidas comerciales registradas en Brasil son muy superiores a los observados en los países desarrollados y afectan significativamente al sector de distribución de electricidad, ya sea por la falta de ingresos para las empresas como por la dificultad para diseñar un sistema que incluye consumidores no registrados.

La siguiente figura muestra un mapa que ilustra los índices medios de las pérdidas comerciales por regiones del país, con base en la información obtenida de Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Figura 38. Mapa de índices de pérdidas comerciales por regiones de Brasil



La adopción de soluciones que permitan una mejor gestión del sistema de distribución con un gran número de sensores e infraestructura para impedir la circulación de información entre los equipos y sistemas, abre la posibilidad de implementar nuevas medidas para la identificación de puntos que generan pérdidas.

En el ámbito nacional, además de combatir las pérdidas comerciales, se destacan tres factores: una mayor fiabilidad, la reducción de los costos de operación y la administración y el manejo de los activos.

El primer factor se debe a que el nivel de confiabilidad de la red de distribución de electricidad de Brasil, en comparación con el observado en los países desarrollados, es bajo. En Brasil, la fiabilidad está regulada por el Estado a través del monitoreo de los índices para medir la frecuencia y duración de las interrupciones.

A pesar de que se observa una reducción continua en los indicadores mencionados anteriormente (la duración anual equivalente por cliente en Brasil es, en promedio, de 18 horas/año), en los países desarrollados como Japón y algunos países europeos, tales índices de confiabilidad son mucho menores (de apenas algunos minutos).

La posibilidad de mejoras tecnológicas en las condiciones de funcionamiento del sistema tiende a reducir los riesgos involucrados en la planificación y operación de la red. Adicionalmente, la adopción de funciones automatizadas que reducen el tiempo de restauración del sistema, permite reducir el tiempo de inactividad del sistema.

Por otra parte, el monitoreo constante de las condiciones del equipo permite la definición de políticas adecuadas para el mantenimiento de los activos, lo que permite la reducción de fallas.

El segundo factor citado para motivar el avance de las Redes Inteligentes en Brasil permite reducir los costos de operación, debido, principalmente, al actual marco regulatorio que favorece la asignación prudente de los recursos en la expansión del sistema para satisfacer el mercado y fomenta una mayor eficiencia del negocio mediante la reducción de los costos operativos. En este sentido, tanto la automatización de los procesos internos como la incorporación de políticas de mantenimiento de la red permitirán mejorar la gestión del sistema, reduciendo los costos operativos de las compañías.

El tercer factor que sensibiliza a las empresas brasileñas a adoptar soluciones inteligentes de red, es la oportunidad de una mejor gestión y manejo de sus activos. Esta motivación es muy relevante, ya que el negocio de las empresas de distribución de electricidad es, precisamente, administrar la infraestructura de energía necesaria para la distribución, asegurando la calidad y continuidad del servicio. Por lo tanto, la supervivencia de estas empresas proviene de la remuneración de los activos puestos en servicio. En este escenario, las herramientas que permitan el seguimiento de estos activos con el objetivo de definir mejores políticas de sustitución, son muy importantes, produciendo efectos directos sobre la salud económica de las empresas.

5.3. Estudios realizados a nivel nacional

Hace unos años, con el objeto de estudiar y debatir el tema de la Red Inteligente en Brasil; varios eventos han reunido a fabricantes, empresas de servicios públicos, investigadores, universidades y entidades gubernamentales.

En el ámbito gubernamental, la Empresa de Investigación Energética (EPE) tiene como objetivo proporcionar servicios en el área de estudios e investigaciones para apoyar la planificación del sector energético, entre otras funciones. La ANEEL, por medio de proyectos

de Investigación y Desarrollo -I&D- tiene como objetivo fomentar la búsqueda constante de la innovación tecnológica para afrontar los retos del sector energético. En este contexto, las concesiones, permisos o autorizaciones de distribución, transmisión y generación de electricidad, deben aplicar anualmente un porcentaje mínimo de sus ingresos de explotación en el Programa de Investigación y Desarrollo del Sector Eléctrico. La exigencia en la aplicación de estos recursos está fijada por Ley y en los contratos de concesión; la ANEEL regula la inversión en el programa, supervisa la ejecución de los proyectos y evalúa sus resultados.

Entre los estudios realizados por diferentes programas de investigación, se destacan los siguientes:

- **ESTUDIOS EN TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN**

Las iniciativas se centran en incorporar inteligencia al sistema de transmisión, los centros de control, las subestaciones de distribución y en el consumidor final. Se analiza la evolución en todas las fases del sector eléctrico y, en particular, la integración entre sistemas heterogéneos. También se incluyen estudios en el manejo de grandes volúmenes de datos y los requisitos de los sistemas de comunicación para el tráfico de dicha información.

- **ESTUDIOS Y MERCADO DE MEDICIÓN**

Se enfatizaron en las soluciones de mercado para facilitar la entrada de pequeños jugadores y lograr mayor apertura del mercado eléctrico brasileño. Se analizaron las características de toda la medición involucrada en el sector, desde la generación a los consumidores finales, incluyendo el control de pérdidas, la planificación, el funcionamiento de la red y los medidores instalados en los hogares, las industrias y el comercio. Hay estudios que consideran el uso de medidores inteligentes para la localización de averías y sus causas más probables en tiempo real, a través del análisis de las ondas de tensión y corriente registradas por el medidor. En cuanto al mercado, los esfuerzos se dirigen más a los nuevos productos y servicios, tales como la compra y venta de micro generación y los desafíos de ésta en la operación de la red.

- **ESTUDIOS ECONÓMICOS**

Este aspecto ha sido estudiado para reducir las señales de la demanda de punta a través de las tarifas, reducir las pérdidas técnicas y no técnicas, reducir el consumo a través de conceptos de eficiencia energética, entre otros.

Se destaca la creación de una herramienta de cálculo para el análisis de los costos y beneficios de una red inteligente nacional. En este estudio, se aplicaron modelos de cálculo para la evaluación de diferentes escenarios de penetración de las nuevas tecnologías en los siguientes campos: Generación Distribuida, Medición, Automatización, Telecomunicaciones e Informática. Como producto de este trabajo se está elaborando un libro con los detalles específicos de cada tema.

- **TELECOMUNICACIONES**

Se han realizado estudios sobre la fiabilidad de los sistemas de telecomunicaciones, y el uso de redes celulares, la tecnología ZibBee de WiMAX, la tecnología de malla y fibras ópticas para el tráfico de datos en los diferentes sectores de la red. Otros aspectos que se incluyen en este tipo de estudios, son la vulnerabilidad del sistema ante ataques cibernéticos y la interoperabilidad de los sistemas.

- **GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

Lo más sobresaliente ha sido la inclusión de sistemas de micro generación, donde se estudian los vehículos puramente eléctricos o híbridos que serán parte de la futura escena mundial. Se trata de un nuevo tipo de carga para conectar a la red eléctrica, con funciones de movilidad. Puede ser una fuente almacenamiento de energía almacenada que es posteriormente transmitida a la red.

En 2010, por iniciativa del Gobierno, se creó un Grupo de Trabajo encargado de estudiar el concepto de Smart Grid. Para avanzar en el tema, varias organizaciones de diversos sectores fueron invitadas para presentar sus puntos de vista sobre este nuevo concepto, con el objetivo de nivelar el conocimiento del estado del arte de las Redes Inteligentes. El grupo de trabajo generó un informe bastante extenso, advirtiendo los beneficios y desafíos de la modernización de las redes, teniendo en cuenta el medio ambiente, la seguridad energética, la seguridad de suministro, la calidad de los productos y servicios, las fuentes de generación, entre otros.

Otro frente importante del Programa de Investigación y Desarrollo del Sector Eléctrico patrocinado por la ANEEL es proporcionar subvenciones para el establecimiento inicial de un plan nacional de redes eléctricas inteligentes para los próximos 20 años, denominado Proyecto Estratégico de Investigación y Desarrollo sobre Redes Eléctricas Inteligentes.

En el proyecto participan 37 empresas de distribución de electricidad de Brasil, como se muestra en la Figura 2.

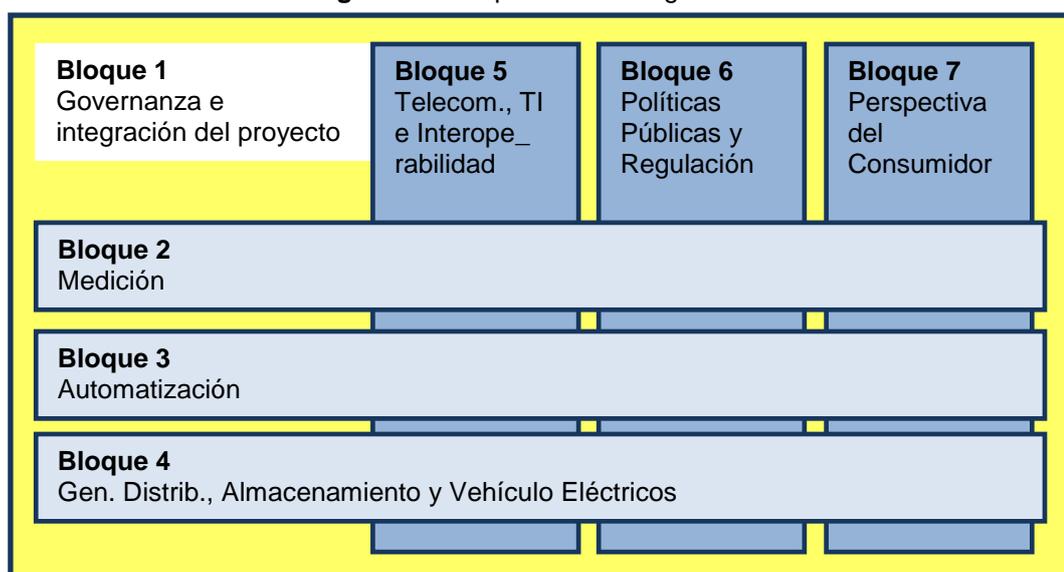
Tabla 19. Empresas Participantes del Proyecto Estratégico

37 Empresas Cooperadas com alocação de 81 Profissionais

- | | |
|----------------------|-------------------|
| 1. AES ELETROPAULO | 20. RGE |
| 2. AES SUL | 21. ELEKTRO |
| 3. AMPLA | 22. ELETROBRAS AL |
| 4. COELCE | 23. ELETROBRAS AM |
| 5. BANDEIRANTE | 24. ELETROBRAS PI |
| 6. ESCELSA | 25. ELETROBRAS RO |
| 7. CEB | 26. ELFSM |
| 8. CEEE | 27. ENERSUL |
| 9. CELESC | 28. ENERGISA BO |
| 10. CELG | 29. ENERGISA MG |
| 11. CELPE | 30. ENERGISA PB |
| 12. COELBA | 31. ENERGISA SE |
| 13. COSERN | 32. ENERGISA NF |
| 14. CEMAR | 33. CHESP |
| 15. CEMIG | 34. AES TIETÊ |
| 16. LIGHT | 35. TRACTEBEL |
| 17. COPEL | 36. BAESA |
| 18. CPFL PAULISTA | 37. ENERCAN |
| 19. CPFL PIRATININGA | |

El proyecto se desarrolla mediante el establecimiento de siete diferentes frentes de trabajo, divididos en distintos bloques de investigación, los cuales se muestran en la siguiente figura:

Figura 39. Bloques de investigación



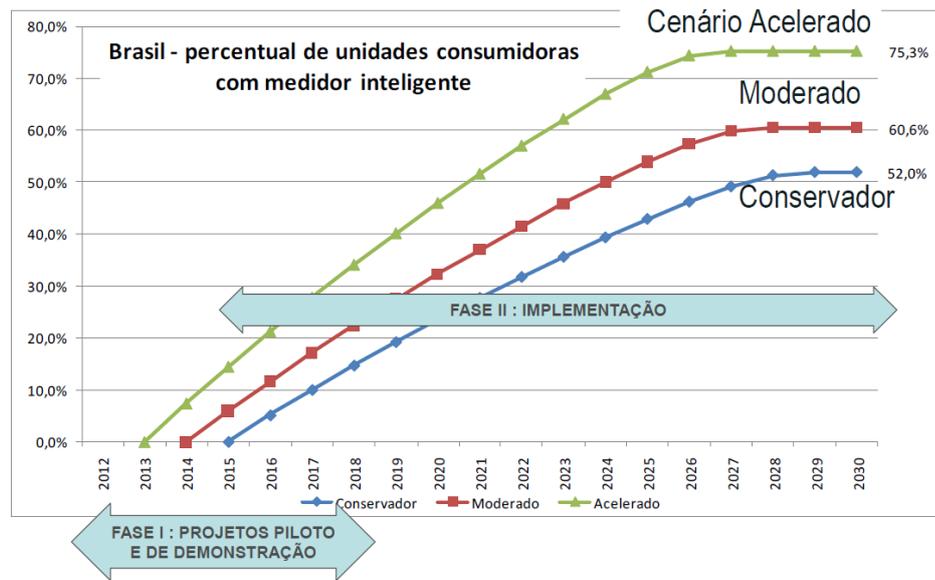
La siguiente figura muestra la relación de las entidades responsables del desarrollo de los mencionados bloques de investigación:

Figura 40. Relación de entidades ejecutoras



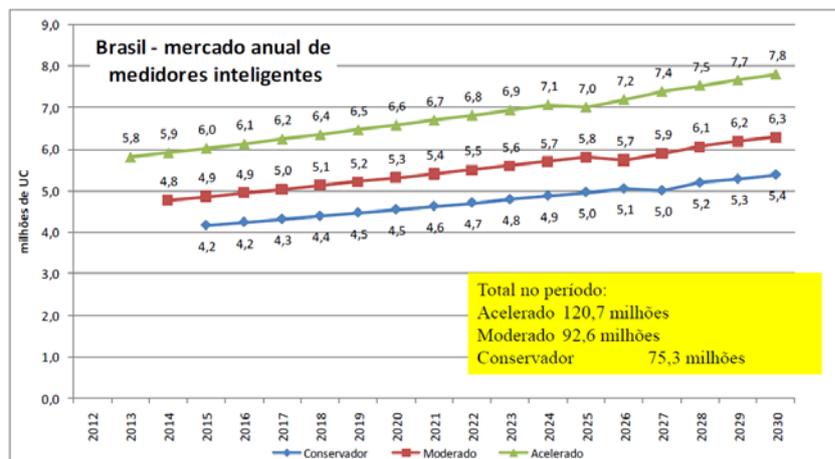
La Figura siguiente muestra la penetración de los medidores inteligentes en función de distintos escenarios que reflejan diferentes niveles de incentivos:

Figura 41. Penetración Smart Meter en diferentes escenarios



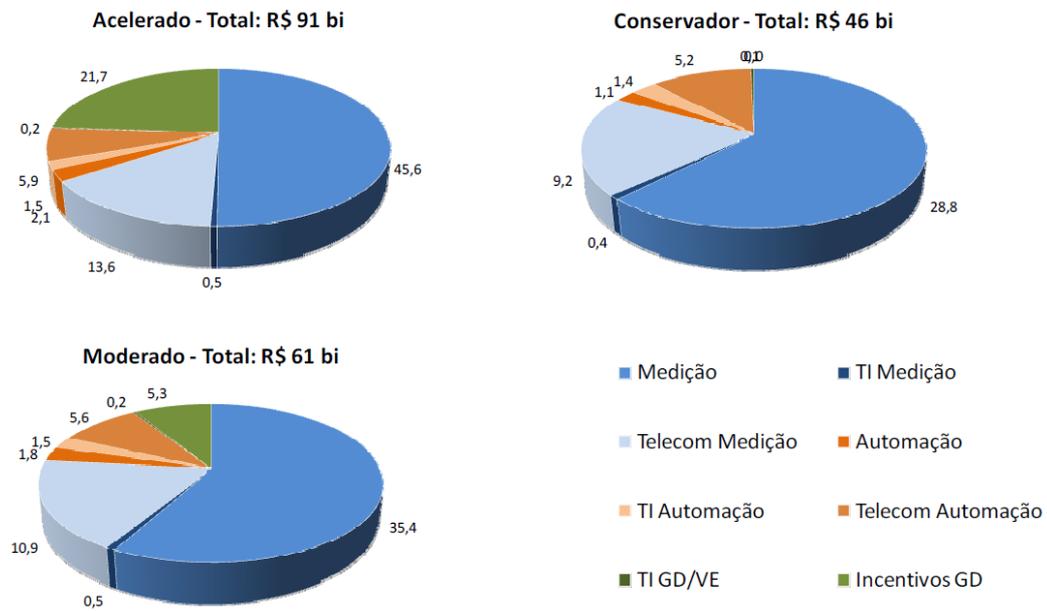
La siguiente Figura representa el mercado anual de medidores inteligentes.

Figura 42. Medidores Inteligentes anuales sobre el mercado para cada escenario



Los costos, en valores corrientes, asociados con distintos escenarios de despliegue se muestran en la siguiente figura:

Figura 43. Costos de implementación



Las siguientes figuras muestran los costos y beneficios (en valor presente) considerando distintos escenarios -conservador, moderado y acelerado, respectivamente-

Figura 44. Costos y beneficios en valor presente – Escenario conservador

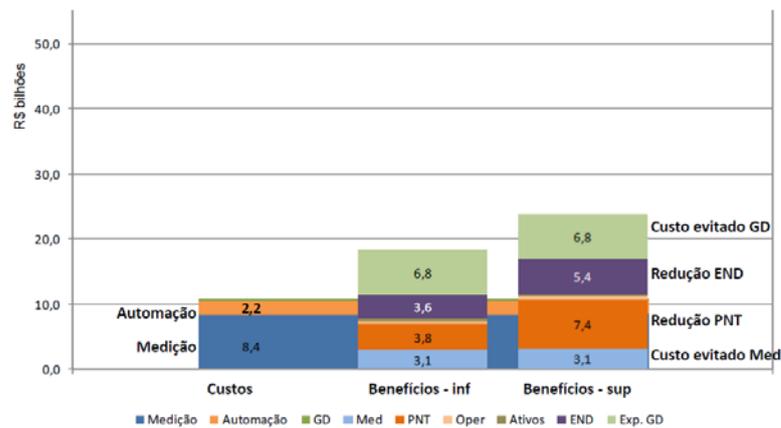


Figura 45. Costos y beneficios en valor presente – Escenario moderado

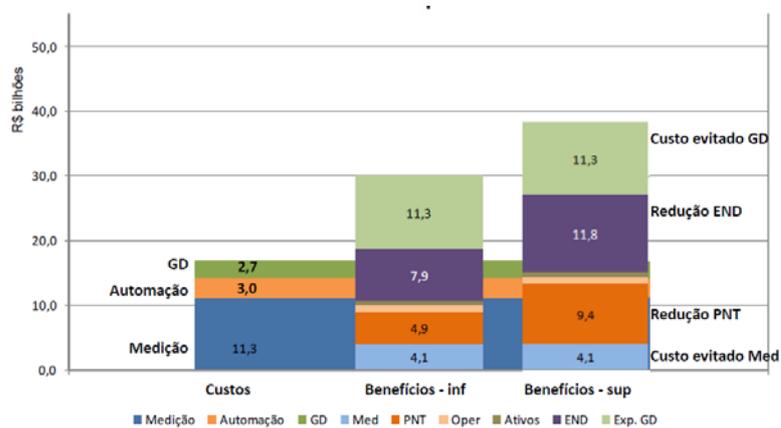
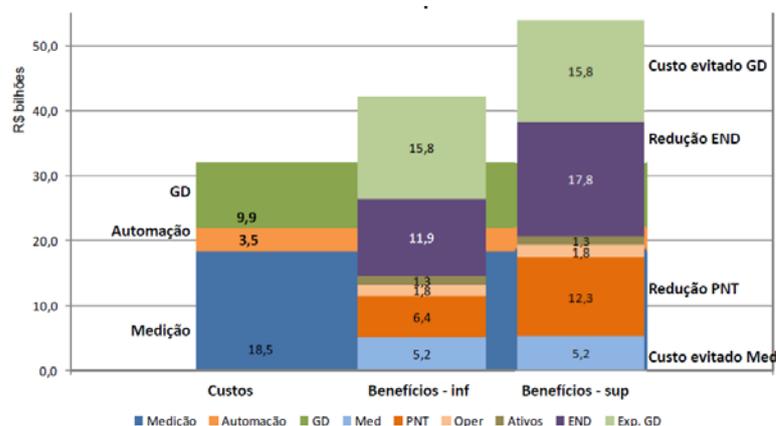


Figura 46. Costos y beneficios en valor presente – Escenario acelerado



Se observa que incluso en el peor de los casos, el plan de despliegue de Redes Eléctricas Inteligentes en Brasil demuestra que es económicamente factible desde el punto de vista de la sociedad, siendo necesario establecer normas adecuadas para permitir la distribución justa de los costos y beneficios.

Las principales conclusiones del estudio fueron:

- Las inversiones necesarias para el despliegue de Redes Inteligentes son significativas, representando el 30% y el 50% de las inversiones actuales de las empresas (alrededor de \$ 8 mil millones por año).
- Es necesario crear líneas especiales de financiación para los concesionarios, de acuerdo con la duración de los activos, de modo que puedan hacer frente a estas inversiones.
- El tratamiento regulatorio de las inversiones de las empresas distribuidoras debe mejorarse a fin de incluir el período entre revisiones tarifarias.
- Es necesario el reconocimiento adecuado de los nuevos equipos (módulos de comunicación, conexión y reconexión, IT, telecomunicaciones entre otros).

Los resultados indican la necesidad de formular un conjunto de políticas públicas y ajustes regulatorios que permitan la captura de externalidades positivas para la sociedad y brinde los incentivos adecuados a la industria.

Estas políticas implican diversos aspectos tales como:

- ✓ Fomento de la innovación y el desarrollo de productos.
- ✓ Incentivos para el contenido local en los equipos y programas informáticos.
- ✓ Formación Profesional para Redes Eléctricas Inteligentes.
- ✓ Establecimiento de estándares de interoperabilidad (protocolos).
- ✓ Espectro de frecuencias de licencias para las aplicaciones de redes inteligentes.

- ✓ Infraestructura *Sharing Network Power Smart* con otros servicios públicos (agua, gas, ciudades inteligentes, etc.) => Necesidad de incentivos a los distribuidores.
- ✓ Régimen arancelario para nuevas tecnologías.
- ✓ Participación de los consumidores.

5.4. Proyectos piloto desarrollados nacionalmente

Con el objetivo de promover la innovación en el sector eléctrico de Brasil, se aprobó la Ley Nº 9.991, de 24 de julio de 2000. La misma establece la obligación de invertir un monto equivalente al porcentaje mínimo de los ingresos operativos netos (NOR) de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el proyecto de Investigación y Desarrollo (I&D).

Más recientemente, la Ley 12.212 de 2010 modificó la mencionada Ley 9.991/2000, en lo que hace al restablecimiento del porcentaje mínimo que se debe invertir en I&D, de acuerdo con la tabla que se muestra a continuación.

Tabla 20. Porcentajes destinados a inversiones en Investigación y desarrollo (I&D)

Segmento	Vigencia: 21/01/2010 a 31/12/2015	A partir de 1º/01/2016
D	0,2%	0,3%
G	0,4%	0,4%
T	0,4%	0,4%

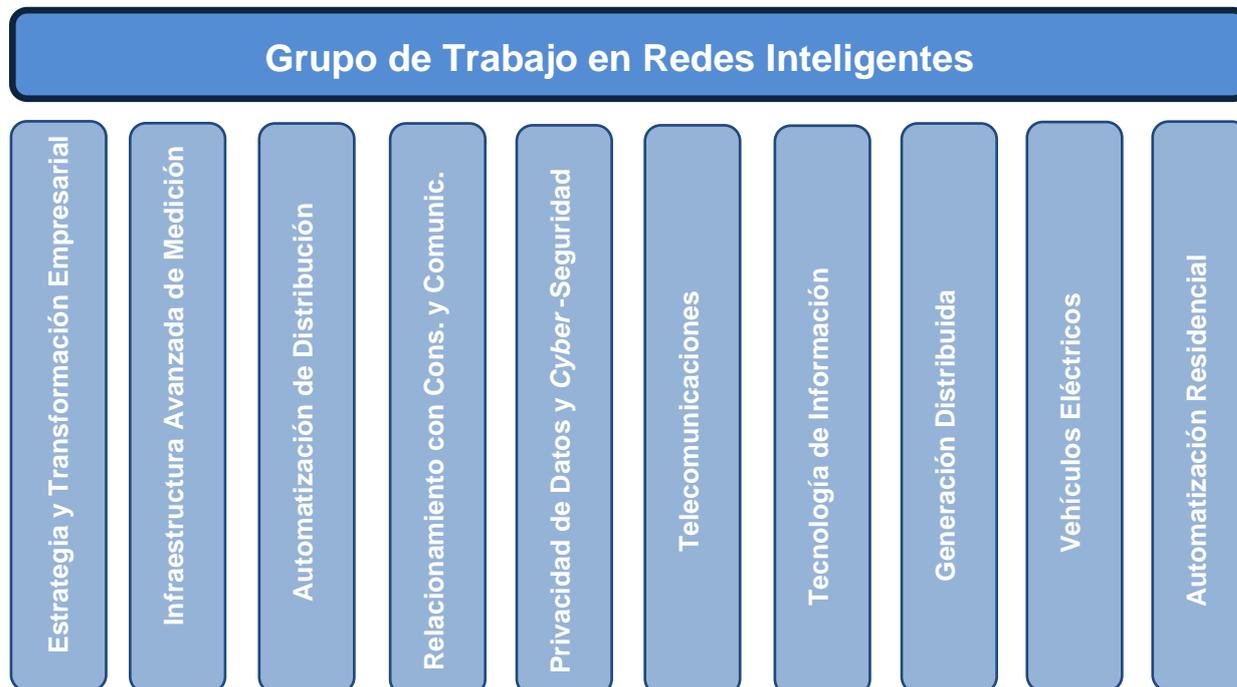
Dentro de los proyectos de I&D desarrollados en la actualidad por las empresas distribuidoras, se destacan aquellos relacionados con el concepto de Redes Inteligentes, teniendo en cuenta el carácter innovador y las dificultades inherentes a la aplicación de las nuevas tecnologías.

En particular, las siguientes empresas han desarrollado proyectos o programas corporativos relacionados con el tema:

- Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG
- Light
- EDP Bandeirantes
- Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás
- Ampla Energia e Serviço

Cemig, la empresa responsable del servicio de distribución de energía en el estado de Minas Gerais, está desarrollando un proyecto dentro de su programa de I&D, titulado "Ciudades del Futuro", que tiene como objetivo la aplicación de diversas tecnologías en el sistema que provee energía eléctrica a la ciudad de Sete Lagoas, ubicada aproximadamente a 60 km de Belo Horizonte.

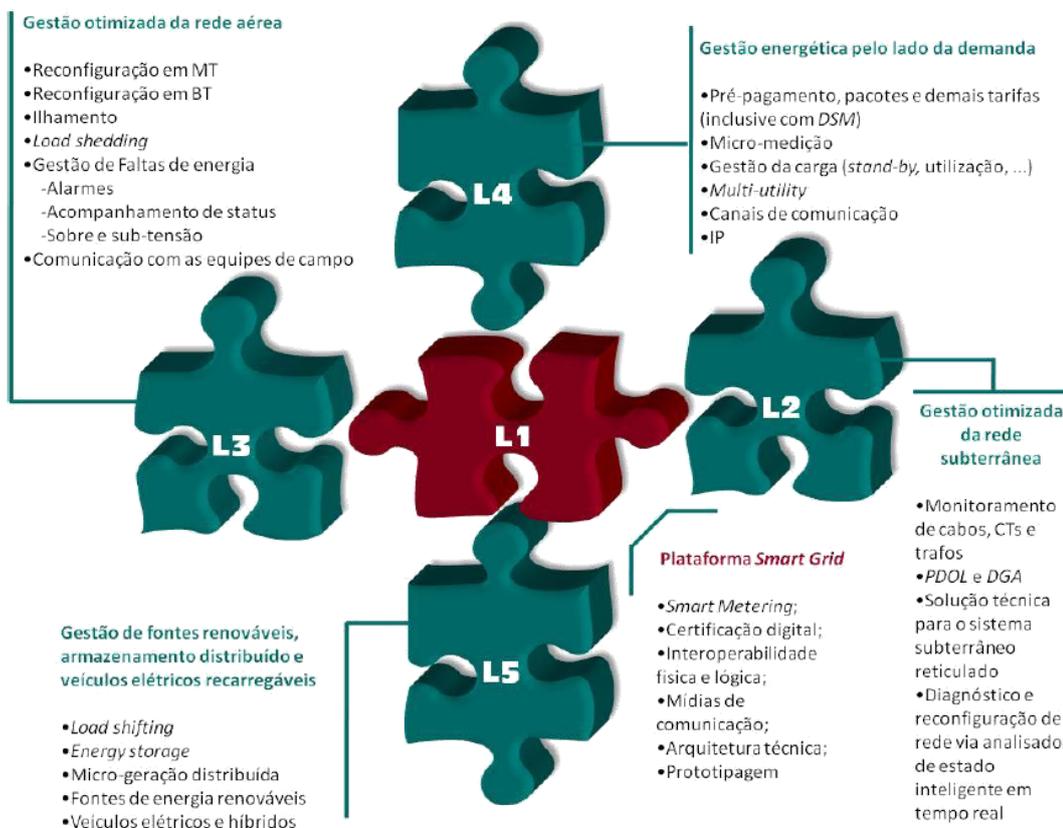
Figura 47. Frentes tecnológicos del proyecto CEMIG



La región elegida por Cemig incluye a la ciudad de Sete Lagoas y a los municipios adyacentes. En total se trata de 290.000 habitantes que son abastecidos por tres subestaciones de distribución y dos transformadores de 25 MVA cada uno. El proyecto implica cambiar 24 alimentadores de MT para atender unos 95.000 usuarios. El objetivo principal del proyecto es generar una prueba de concepto que posibilite el desarrollo de un modelo de referencia para la implementación de soluciones de redes inteligentes en el sistema eléctrico de la empresa.

Light, la empresa responsable del servicio de distribución en las ciudades del Estado de Río de Janeiro, incluyendo la capital, posee un programa para el desarrollo y la aplicación de redes inteligente. El programa, que se compone de cinco grandes proyectos de I&D, se inició en septiembre de 2010 y se espera que dure tres años. La siguiente figura muestra el programa con los temas tratados en cada proyecto.

Figura 48. Temas del Programa de la Red Inteligente - Light



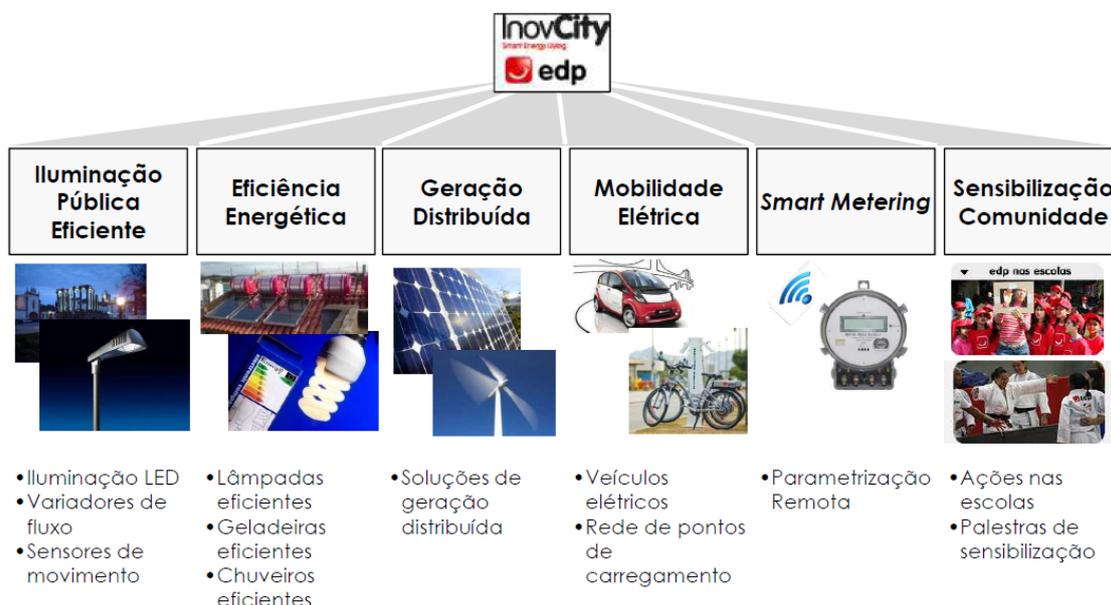
EDP Bandeirantes, responsable de la prestación de servicios de energía a los municipios en la región del Vale do Paraíba y Tietê Alto, en el estado de São Paulo, ha desplegado esfuerzos para poner en práctica proyectos pilotos de Smart Grid en el Estado de São Paulo. El proyecto, llamado InovCity, se llevará a cabo en la ciudad de Aparecida, en el estado de São Paulo, e implica los siguientes pasos:

Figura 49. Plan de implementación del proyecto piloto - EDP



La figura siguiente muestra las iniciativas prevista en el proyecto:

Figura 50. Iniciativas del Proyecto Piloto - EDP

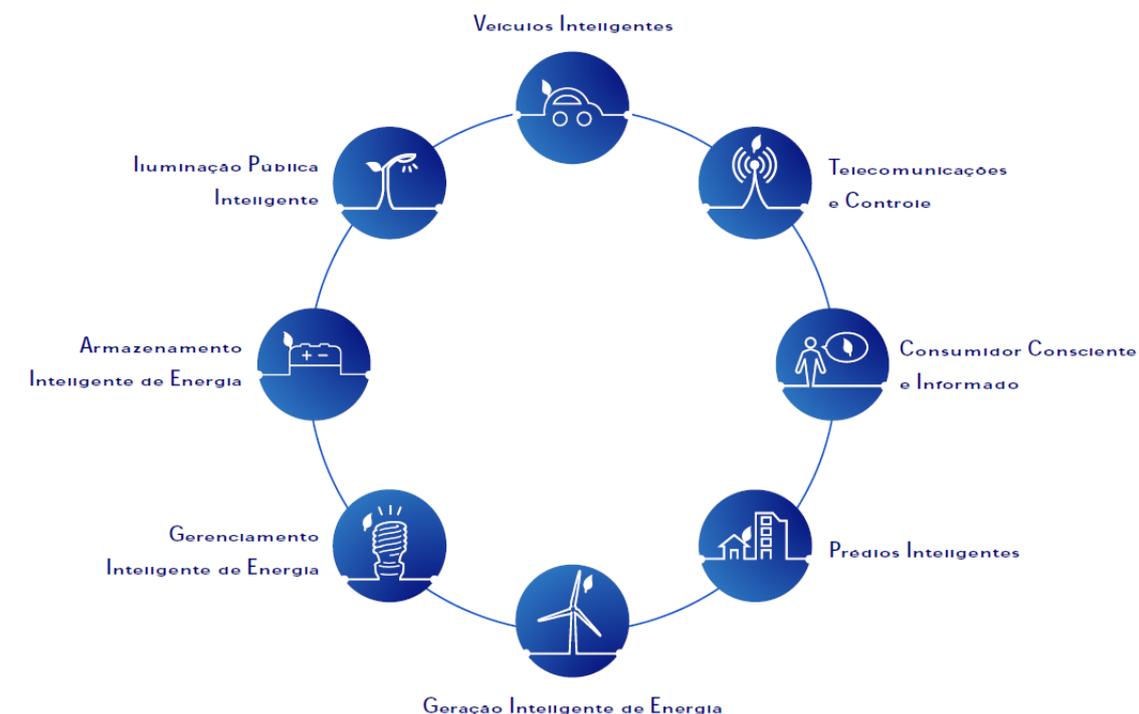


Eletrobras, un holding compuesto por, entre otras, seis empresas de distribución encargadas de suministrar electricidad a la mayor parte del mercado en las regiones Norte y Nordeste de Brasil, desarrolla un proyecto desde agosto de 2010 para la implementación de una solución piloto de redes inteligentes en la ciudad de Parintins en el estado de Amazonas.

El objetivo del "Proyecto de Parintins" es establecer un modelo de referencia para la aplicación a gran escala en el mercado abastecido por las empresas distribuidoras de Eletrobras. Las iniciativas pretenden abordar en particular la eficiencia del consumo, con la instalación de medidores inteligentes y herramientas para interactuar con el consumidor.

AMPLA, la empresa responsable del servicio de distribución de energía eléctrica en los municipios del Estado de Río de Janeiro, cuenta con un proyecto de investigación y desarrollo que tiene como objetivo poner en práctica el concepto de Ciudad Inteligente en la ciudad de Buzios, situada en el estado de Río de Janeiro. El proyecto incluye 67 km de alimentadores de media tensión (15 kV) en tres circuitos diferentes, 450 centros de transformación MT/BT, sirviendo a 10.363 usuarios, incluyendo residenciales, comerciales e industriales. La siguiente figura muestra las líneas de investigación del proyecto.

Figura 51. Líneas tecnológicas del proyecto - AMPLA



Estos son los principales proyectos y programas de Redes Inteligentes llevados a cabo en Brasil, financiado con recursos de la ley que define el porcentaje de ingresos de las empresas que se deben dedicar a inversiones en Investigación y Desarrollo. Sin embargo, existe otros proyectos llevados a cabo de forma desagregada, además de programas que se están desarrollando por otras concesionarias del país.

Estos proyectos están son en su en las primeras etapas de implementación, siendo aún demasiado pronto para evaluar los resultados de su aplicación.

5.5. Regulaciones emergentes

En la actualidad, la expansión demográfica y la innovación tecnológica determina que la energía eléctrica está presente en todos los sectores productivos de la sociedad y de ocio; por esta razón cualquier disposición referente al sistema eléctrico puede afectar a toda la estructura organizativa de la sociedad. En Brasil, la estructura del sector eléctrico es definida principalmente por la ANEEL a través de la formulación de políticas públicas.

ANEEL, ya ha avanzado en la regulación de las redes inteligentes, en los diferentes niveles de tensión. Sin embargo, los puntos de mayor complejidad son los relacionados con la integración de las nuevas tecnologías en las redes de distribución y la interacción de los usuarios que deben pasar a tener una participación más activa en la red. Entre las políticas más recientes es este aspecto se destacan:

- **Tarifa blanca**

RESOLUCIÓN NORMATIVA Nº 414 de 9 de septiembre de 2010, modificada por Resolución Normativa ANEEL Nº 499, publicada el 07/24/2012. Incluye la modificación de la estructura tarifaria de los clientes del Grupo B (residenciales, rurales y demás

categorías de usuarios, excepto para los de bajos ingresos y el alumbrado público) mediante la aplicación de diferentes tarifas según la hora del consumo, ofreciendo precios más bajos en los períodos en los que los consumidores utilizan menos el sistema. La Estructura Tarifaria define cómo los diferentes tipos de consumidores pagan por el servicio de electricidad, clasificados por subgrupos y tipos de tarifas según las horas de uso, el nivel de tensión y la localización.

La tarifa blanca, que es una alternativa a la tarifa convencional vigente, ofrece tres niveles diferentes de tarifas de energía, de acuerdo con las horas de consumo. De lunes a viernes, existe una tarifa más baja que se aplica en la mayoría de las horas del día, y otra más alta que se aplica en las horas en que el consumo alcanza su pico, en la tarde/noche; además hay una tarifa intermedia entre esos dos horarios. Durante los fines de semana y los días festivos, la tarifa más baja se aplica todo el día. El nuevo sistema, que se aplicará a cada empresa distribuidora en la revisión de tarifas que se lleva a cabo, entre 2012 y 2014, y será aplicada cuando las empresas hayan sustituido los medidores de energía electromecánicos por unos electrónicos. La tarifa es opcional, y si el consumidor no quiere cambiar sus hábitos de consumo, la tarifa convencional seguirá estando disponible.

- **Regulación de los medidores electrónicos**

RESOLUCIÓN NORMATIVA N° 502 de 7 de agosto de 2012, que regula los requisitos básicos para los sistemas electrónicos de medición de las unidades de energía de los consumidores en el Grupo B.

Los medidores electrónicos, también llamados medidores inteligentes, proporcionan una serie de beneficios a los consumidores, como la creación de condiciones para la difusión de la microgeneración distribuida, es decir, la posibilidad de que los consumidores también puedan actuar como pequeños generadores de fuentes de energía alternativas.

El nuevo sistema de medición permitirá una mayor eficiencia al usuario en su consumo de energía, ya que tendrá más información sobre su perfil. En el medidor, deberá estar disponible a través de una pantalla o dispositivo situado en el interior de la unidad de consumo, la cantidad de energía eléctrica activa consumida acumulada en cada nivel tarifario. Otras ventajas son la posibilidad de asistencia remota por parte del concesionario, un mejor seguimiento de la distribución debido al flujo de información entre el concesionario y los usuarios, la reducción de las pérdidas no técnicas y la prestación de nuevos servicios a los consumidores.

Las empresas distribuidoras tendrán 18 meses para ofrecer medidores electrónicos a sus usuarios. Habrá dos tipos de equipos: el primero, que se instalará sin costo alguno, permite a los consumidores adherirse a la tarifa. El otro, más completo, ofrecerá acceso a información específica sobre el servicio individual, y la instalación puede tener un costo para el usuario.

- **Regulación de la microgeneración**

RESOLUCIÓN NORMATIVA N° 482 de 17 de abril de 2012. Establece las condiciones generales de acceso a microgeneración y minigeneración ofrecidos por los sistemas de distribución de energía eléctrica. Su objetivo es reducir las barreras normativas que existen para la conexión de pequeña generación disponible en la red de distribución a partir de fuentes de energía renovable.

En la resolución se define una unidad de la microgeneración como una planta generadora de electricidad, con una capacidad instalada inferior o igual a 100 kW. La minigeneración se define como una planta de generación de electricidad, con capacidad instalada mayor de 100 kW y menor o igual a 1 MW. En cualquier caso, deben utilizarse fuentes basadas en energía hidráulica, solar, eólica, biomasa y cogeneración. Además, la central debe estar conectada a la red de distribución a través de unidades de instalaciones consumidoras.

Las distribuidoras deben adecuar sus sistemas comerciales y desarrollar o revisar normas técnicas para hacer frente a la microgeneración y minigeneración distribuida, tomando como referencia los procedimientos de Distribución de Energía Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional –PRODIST–, las normas técnicas brasileñas y, complementariamente, normas internacionales.

El usuario deberá pagar al menos el costo de la disponibilidad. El consumo a facturar, referido a la energía eléctrica activa, es la diferencia entre la energía consumida e inyectada en cada nivel horario y, cuando fuera el caso, la distribuidora deberá utilizar el excedente que no haya sido compensado en el ciclo actual de facturación para disminuir el consumo medido en los meses subsiguientes. Los costos relacionados con la adecuación del sistema de medición, necesarios para implementar el sistema de compensación de energía eléctrica, son de exclusiva responsabilidad del usuario interesado.

- **Reglamento de energía prepaga**

La Audiencia Pública N° 048/2012 analiza las normas del sistema de pre-pago y post-pago electrónico de electricidad. Las contribuciones para reglamentar esto terminaron el 25 de septiembre, y se está a la espera de la regulación definitiva.

El sistema de prepago propuesto por la ANEEL es similar a lo que existe en la telefonía móvil: el consumidor compra sus créditos en las tiendas y los inserta en el medidor. El pre-pago se realizará a través de un medidor electrónico, lo que permite la medición del consumo en tiempo real. El consumidor puede adquirir cualquier valor, a partir de un mínimo equivalente a 1,0 kWh. El crédito inicial será de 5,0 kWh, a pagar en la primera compra. Los créditos comprados no tienen una fecha de vencimiento.

El medidor electrónico mostrará la cantidad de créditos disponibles en kWh, y contará con una alarma visual y audible para alertar la proximidad del fin de los créditos. Por teléfono o a través del medidor, el consumidor puede solicitar a la distribuidora un crédito de emergencia para no quedarse sin energía. La cantidad equivalente se deducirá de los créditos de recarga siguientes, quedando prohibida la acumulación de créditos no devueltos.

Bajo las regulaciones propuestas, corresponde a cada distribuidora expresar su interés en la forma de pago. Aquellos que lo adopten, tendrán tres años para ofrecer esta opción a todos los consumidores de baja tensión en sus áreas de concesión, con la excepción del alumbrado público. Entre los beneficios para las distribuidoras está la reducción de los costos de las actividades empresariales, los niveles de morosidad y pérdidas comerciales, las solicitudes de suspensión y la facturación incorrecta.

Como se puede observar, ya existen de parte del regulador una serie de iniciativas destinadas a facilitar el avance de las redes inteligentes, por lo que la inversión en desarrollos experimentales resulta primordial, no sólo para validar la operación de las soluciones tecnológicas integradas, sino también para adquirir conocimientos sobre el comportamiento del consumidor frente a esta nueva realidad.

5.6. Obstáculos reglamentarios

Los cambios de paradigmas en la gestión de los sistemas eléctricos por la incorporación del concepto de redes inteligentes requieren la adecuación del marco normativo vigente con el fin de establecer las condiciones necesarias para la industria y la sustentabilidad del sector.

En este sentido, existen algunas barreras regulatorias para el avance de las redes inteligentes, de mayor o menor relevancia, que tienen que ser mitigadas para un mejor uso de las nuevas tecnologías. Entre ellas, está la remuneración de los activos regulatorios, es decir, la búsqueda constante de la respuesta a la pregunta de quién paga la cuenta, el objeto de casi todas las discusiones sobre el tema en el país.

Por lo tanto, la cuestión de la compensación de los activos regulatorios, especialmente los "no-eléctricos", de intensa aplicación en el desarrollo de las redes inteligentes, merece una atención especial.

En Brasil, la remuneración de los activos de distribución instalados en la red eléctrica se realiza a través de dos conceptos: (i) una Cuota de Reintegración Regulatoria, que permite reponer los activos depreciados de la distribuidora, y (ii) la Remuneración al Capital, que permite remunerar los activos de capital en función de su valor depreciado y considerando la tasa de retorno regulada.

La metodología de valoración de activos para la definición de la base de capital a utilizar para el cálculo de la Remuneración depende de su naturaleza y objeto. En este sentido, se determinan dos bases de capital: (i) la Base de Remuneración Regulatoria (BRR) y (ii) Base de Anualidad Regulatoria (BAR). La siguiente tabla muestra la clasificación de los activos en sus respectivas bases (PRORET, Submódulo 2.3 - Base de Remuneración Regulatoria, Tabla 1).

Tabla 21. BRR x BAR

TIPO DE ACTIVOS	BRR	BAR
Cuentas	Sub-cuentas	Sub-cuentas
Intangibles	Servidores	Software; Otros
Terrenos	Generación / Distribución	Administración / Comercialización
Embalses, presas y acueductos	Embalses, presas y acueductos	–
Edificaciones, obras civiles e mejoras	Generación / Distribución	Administración / Comercialización
Máquinas y equipamientos	Generación / Distribución (SEs, LDs e RDs)	Administración / Comercialización
Vehículos	–	Generación / Distribución; Comercialización; Administración
Muebles y útiles	–	Generación / Distribución; Comercialización; Administración

La valoración de los activos que componen la BRR se realiza utilizando el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) (PRORET, Submódulo 2.3 - Base de Remuneración Regulatoria, párrafo 21), que determina el valor de un bien nuevo, idéntico o similar al bien

que se está valuando, obtenido a partir de un “banco de precios” de la concesionaria, debidamente homologado, o bien a través del costo contable actualizado.

Mientras ANEEL no aprueba el banco de precios de referencia, las inversiones en equipos de automatización se valorarán en base al costo promedio de compra de la propia concesionaria, sin ningún tipo de prima por eficiencia en la compra de equipos.

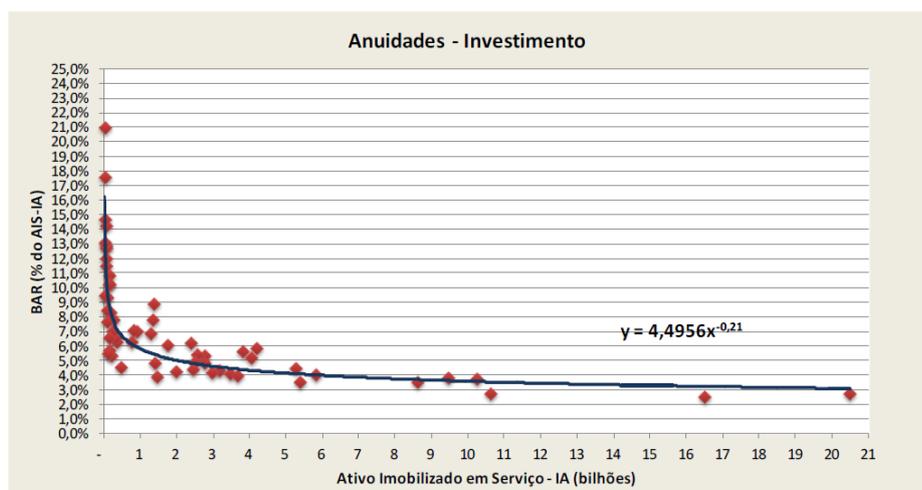
Una vez aprobado el banco de precios, las inversiones se valorarán en función del precio medio de compra de todas las empresas de distribución de Brasil, de forma que a una distribuidora en particular se les pueden estar reconociendo costos por encima o por debajo de sus costos reales, en función de su eficiencia en la compra de equipos. Nótese que las distribuidoras pueden ser “castigadas” por comprar equipos de mejor calidad y mayores costos.

La Base de Anualidad Regulatoria (BAR) establecida para las empresas de distribución se compone de 3 grupos de activos (PRORET, Submódulo 2.3 - Base de Remuneración Regulatoria, Párrafo 121):

- ✓ Alquileres o rentas: este grupo de activos incluye edificios administrativos, oficinas regionales, almacenes y / o depósitos, estacionamiento de vehículos, además de todo el mobiliario de oficina, equipo de talleres y laboratorios.
- ✓ Vehículos: este grupo de activos incluye todos los vehículos de administración y operación.
- ✓ Sistemas: este grupo de activos incluye toda la infraestructura de hardware y software para sistemas empresariales como GIS, SCADA, Gestión de Distribución, Gestión Comercial, Gestión Empresarial y Sistemas Centrales, Centro de Llamadas, y microcomputadoras.

La definición del valor que será la base de cálculo para la anualidad, se realiza a través de un análisis de regresión que considera la participación de estos bienes en los Activos Inmovilizados en Servicio (AIS) de las empresas y una comparación de dicha participación entre todas las empresas del sector, según se muestra en la figura siguiente (Nota Técnica No. 296 - BRR, párrafo 37).

Figura 52. Relación entre los activos de inversión no eléctricos y AIS



Así, una empresa distribidora con un AIS (descontando el índice de aprovechamiento) de 1 billón tendrá un BAR de 4,50% y otra con un AIS de 100 millones tendrá un BAR de 7,29%.

El criterio para la formación de BAR no tiene en cuenta las inversiones en sistemas de automatización. Por lo tanto, la adquisición/inversión en este tipo de equipos no será remunerada regulatoriamente.

La división entre los activos pertenecientes a la BAR se realiza teniendo en cuenta los siguientes porcentajes (PRORET, Submódulo 2.3 - Base de Remuneración Regulatoria, § 122).

Tabla 22. División de la BAR

Grupo de Activos	(% de BAR)
Alquileres (BAR _A)	25%
Vehiculos (BAR _V)	25%
Sistemas (BAR _I)	50%

Por último, la valoración de la depreciación y el retorno de estos activos se realiza considerando la siguiente ecuación (PRORET, Submódulo 2.1 - Procedimientos Generales, párrafos 30, 32 y 34).

$$CAL = BAR_A * \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{wacc}}{2 * (1 - T)} \right]$$

Dónde:

CAL: Costo Anual de alquiler;

BAR_A: Base regulatoria respecto a las inversiones en infraestructuras reguladoras considerados para edificios administrativos en el uso y

VU: Vida útil. Las estimaciones del valor definido en el anexo de la tabla de bienes XVI control del sector de alimentación - Manual MCPSE, 85% para el TUC (Registro Tipo de Unidad) "Building - otro" y 15% para el TUC "Equipamiento General".

$$CAV = BAR_V * \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{wacc}}{2 * (1 - T)} \right]$$

Dónde:

CAV: Costo Anual de los vehículos;

BAR_V: Base regulatoria relativas a las inversiones en vehículos y

VU: Vida útil. Las estimaciones del valor definido en el anexo de la tabla de bienes XVI control del sector de alimentación - Manual MCPSE, TUC para los "vehículos".

$$CAI = BAR_I * \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{wacc}}{2 * (1 - T)} \right]$$

Dónde:

CAI: Costo Anual de sistemas de computación;

BAR_i: Base regulatoria correspondiente a las inversiones en sistemas informáticos; y

VU: Vida útil. Valor definido en el anexo de la tabla de bienes XVI control del sector de alimentación - Manual MCPSE, en referencia a la TUC "Equipo informático general".

El avance de las redes eléctricas inteligentes implica la necesidad de cuantiosas inversiones en activos no eléctricos correspondientes a tecnologías nuevas. Esto implica dos obstáculos principales que requieren estudios específicos para la mitigación de los mismos:

- Compensación de la inversión en los sistemas de TI

La remuneración de las inversiones en software se produce a través de la ecuación estadística que correlaciona las mismas con la cantidad de los Activos Fijos en Servicio.

En un momento en el que se busca romper las barreras tecnológicas con grandes inversiones en sistemas de TI, tales como DMS, OMS, MDM, entre otros, la tendencia es que no es posible homologar los resultados de la ecuación estadística con la realidad de las empresas.

Esto sucede especialmente en Brasil, donde, debido a su extensión territorial, las empresas tienen distintos niveles tecnológicos. Así, las empresas que se encuentran a la vanguardia desde un punto de vista tecnológico, estarán desencuadradas de la ecuación definida por el regulador, siendo castigadas por la no remuneración de toda la inversión.

- Vida útil del activo regulatorio no eléctrico

A medida que la velocidad de transferencia de la inversión tiene en cuenta la vida útil de los activos puestos en servicio, la correcta definición de este parámetro es esencial para el equilibrio económico de las concesionarias.

Activos eléctricos tales como transformadores, interruptores, etc., por su amplia aplicación en la industria, tienen suficiente historia para orientar la definición de la vida.

Sin embargo, activos no eléctricos o microprocesadores que actualmente tienen poca una aplicación, serán masivamente utilizados en los próximos años, por lo que es fundamental definir adecuadamente de su vida útil regulatoria.

También hay otros aspectos normativos que deben ser evaluados y revisados, particularmente con respecto a la interacción con el consumidor. Tanto la forma de control de las unidades de generación distribuida como la posibilidad de ofrecer nuevos servicios, deben ser considerados en la definición del marco regulatorio adecuado para el avance de las redes inteligentes.

El sector carece aún de un análisis más intensivo sobre las preferencias de los consumidores, que permita entender el grado en que los mismos se adherirán a nuevos servicios y modalidades tarifarias.

5.7. Metodología Nacional para el establecimiento de un Plan de Trabajo

Uno de los productos más importantes del citado Proyecto Estratégico de Investigación y Desarrollo sobre Redes Eléctricas Inteligentes (ANEEL), fue el desarrollo de una metodología para la definición de un Plan de Trabajo Nacional.

El principal desafío encontrado en el proyecto consistió en posibilitar la captura de la integración tecnológica inherente a las distintas soluciones de redes inteligentes, debido a que cada bloque de investigación tecnológica se desarrolló por una entidad diferente.

La metodología para la tiene definición de un Plan de Trabajo Nacional busca responder los siguientes interrogantes:

- ¿Cuál es la situación actual?
- ¿Cuál debe ser la situación futura y como debe evolucionar?
- ¿Qué y cuándo se debe llevar a cabo?
- ¿Cuánto cuesta?
- ¿Cuáles son los beneficios?

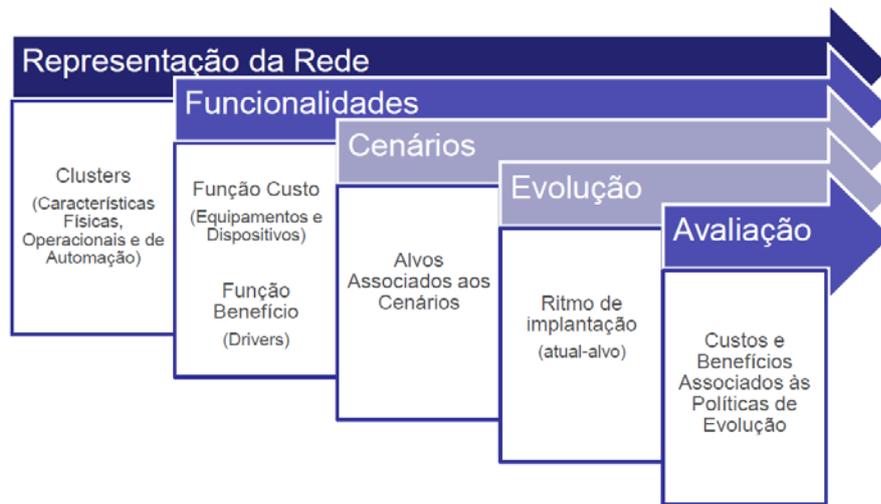
Adicionalmente, los siguientes aspectos operativos también deben resolverse:

- ¿Cómo tener en cuenta la diversidad de las redes de distribución en su estructura física, operacional y de mercado?
- ¿Cómo expresar las demandas y ofertas de automatización de las infraestructuras de telecomunicaciones, informática, medición y generación distribuida?
- ¿Cómo considerar la participación de los principales actores: Distribuidora, Usuario y Regulador?

La metodología propuesta para la definición de un Plan de Trabajo Nacional consiste en:

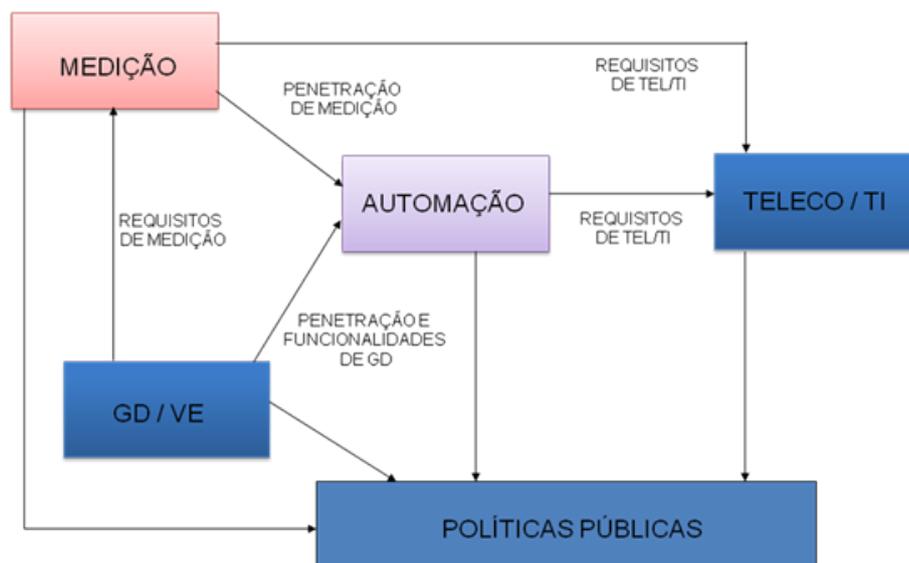
1. Representar la red objeto de estudio, es decir, las redes de distribución de electricidad de Brasil, a través de grupos (*clusters*) que se caracterizan según sus atributos físicos, operativos y el nivel de inteligencia del sistema de distribución, buscando considerar la diversidad presente en la estructura física, operacional y de mercado.
2. Establecer escenarios de evolución de las redes, asumiendo mayores niveles de inteligencia en el sistema de distribución;
3. Proponer los niveles "objetivo" de inteligencia del sistema de distribución y el horizonte del período de análisis, para cada uno de los grupos ó *clusters* que representan a la red actual, para cada escenario;
4. Estimar una evolución probable para cada grupo o *cluster* a lo largo del horizonte del estudio y considerando los distintos escenarios, respetando las prioridades y los pre-requisitos para las funciones de automatización y medición, con el fin de cumplir con determinados niveles de penetración de la generación distribuida y los vehículos eléctricos;
5. Identificar las características generales de infraestructura requerida de telecomunicaciones, informática y medición para dar apoyo a las funciones previstas;
6. Evaluar la viabilidad económica de las estrategias de desarrollo propuestas a través de la cuantificación de los costos y beneficios para cada escenario.

Figura 53. Síntesis metodológica



La integración de los bloques de la tecnología se produjo a través del siguiente diagrama de flujo:

Figura 54. Relación entre bloques de investigación



Con el fin de captar las diferentes características del sistema eléctrico de distribución de Brasil se utilizaron los 30 grupos o *clusters* definidos por la ANEEL para determinar las metas de calidad del servicio.

Estos grupos de red (formados por una subestación y sus alimentadores) representan las características de los conjuntos reales de las concesionarias brasileñas, siendo posible conocer cuáles de los conjuntos reales encajan dentro de cada grupo o *cluster*.

Sobre la base de investigaciones realizadas al principio del proyecto, se define el estado actual de las empresas de distribución en Brasil, lo que permite representar esta realidad a través del establecimiento de *clusters*.

De esta forma, mediante la combinación de las características de la red y el mercado según la definición de los atributos que componen los grupos características de Red Inteligente que surgen de las investigaciones realizadas con las concesionarias, se puede caracterizar el sistema actual.

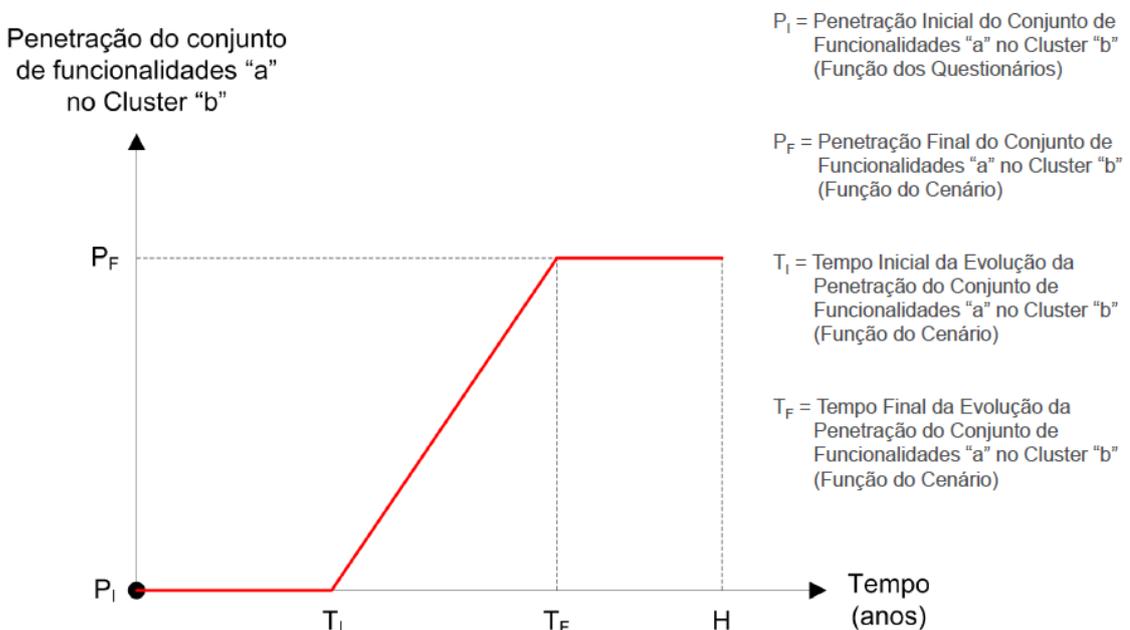
De esta forma, se concibieron y caracterizaron las funcionalidades de las Redes Inteligentes, a través de la especificación de sus funciones y de la determinación de los costos y beneficios. La siguiente Figura muestra, a modo de ejemplo, los grupos o *clusters* de la funcionalidad de automatización para redes de media tensión.

Figura 55. – Funcionalidades de Automatización de las Redes de Media Tensión

Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5	Grupo 6
<ul style="list-style-type: none"> • Monitoramento de Carregamento ao Longo do Alimentador • Telecomando de Equipamentos • Monitoramento de "Power Quality" • Localização de Defeito – Nível I (Chaves e Religadores) 	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenção Preditiva Focada na Condição dos Equipamentos 	<ul style="list-style-type: none"> • Localização de Defeito – Nível II (Chaves, Religadores, AMR e/ou Localizadores de Falta Monitorados) 	<ul style="list-style-type: none"> • Isolamento Automático do Trecho em Falta e Recomposição dos Demais (Self-Healing) - Nível I (Automação Local) 	<ul style="list-style-type: none"> • Isolamento Automático do Trecho em Falta e Recomposição dos Demais (Self-Healing) - Nível II (Automação Central) • Reconfiguração Automática para Gerenciamento dos Índices Técnicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Controle de Tensão/VAR

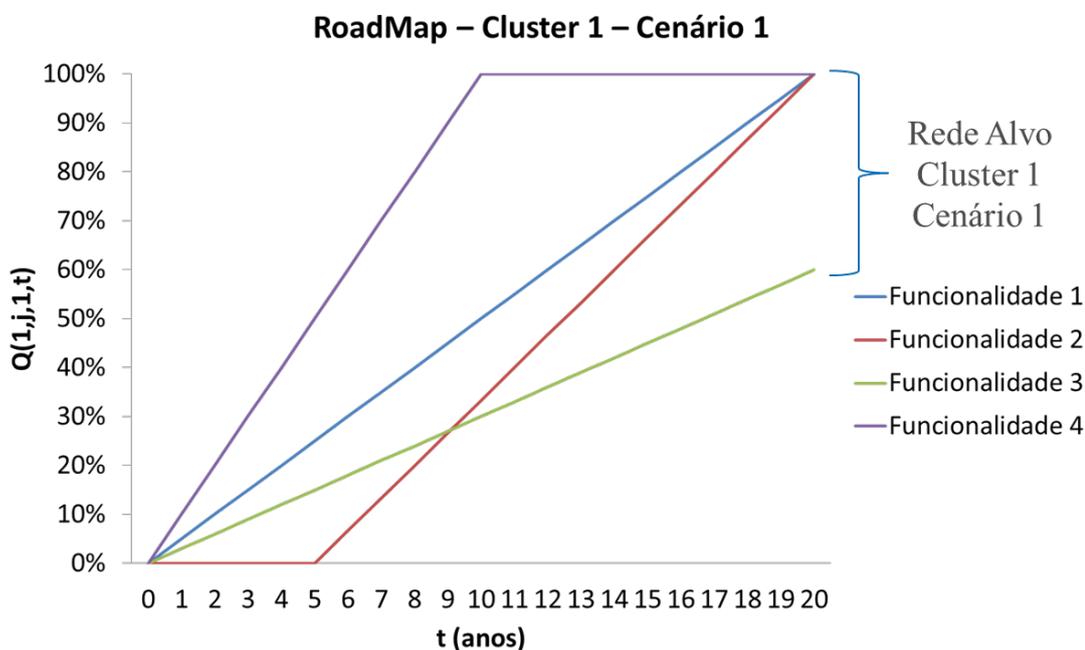
La evolución de la Red Inteligente es representada por el aumento en la penetración de las funcionalidades de los grupos o *clusters* a lo largo de tiempo, en la búsqueda de situaciones objetivo, en 3 escenarios (conservador, moderado y acelerado), de acuerdo a una curva creciente definida por 4 parámetros:

Figura 56. Ejemplo de la evolución de la funcionalidad de un Clúster



Al final del proceso, se obtuvo para cada grupo, un gráfico como el que siguiente:

Figura 57. Evolución de un clúster (16)



Por último, con base en la ecuación de costos y beneficios, se determina el flujo de caja anual resultante del plan de desarrollo trazada para los distintos *clusters* y para cada escenario, permitiendo obtener resultados agregados para todo el sistema nacional mediante la suma de los resultados de cada grupo o *cluster* multiplicado por el número real de conjuntos que cada uno representa.

La metodología que se resume aquí, se consideró un producto valioso del proyecto, y fue solicitado por el organismo regulador, a fin de permitir la sistematización de los estudios de esta naturaleza, permitiendo la realización de análisis de sensibilidad con el fin de delinear políticas públicas en la materia.

6. LECCIONES DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

6.1. Definiciones de Smart Grids

A continuación se destacan algunas definiciones del concepto Smart Grids recogidas en la revisión internacional:

*“Capturar e integrar **nuevos recursos energéticos** al sistema, con la necesidad de invertir en **modernización de la infraestructura eléctrica** y con el esfuerzo de introducir **herramientas inteligentes** en el usuario para que este mantenga un **consumo más prudente** y estratégico”* Departamento federal “Smart Grid Canadá.

*“Red eléctrica capaz de **integrar de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a la misma** - generadores, consumidores y aquellos que asumen los dos papeles - a fin de proveer **energía eléctrica de forma eficiente, sustentable, económica y segura**”* European Technology Platform Deployment Document.

*“Desde una perspectiva general, las autoridades federales de los Estados Unidos asocian a los programas de Smart Grids con **toda propuesta capaz de modernizar el sistema eléctrico**, en el sentido de construir una **red inter-operativa** (interoperability) y con **seguridad cibernética** (cybersecurity), al considerar ambos elementos esenciales para el incremento de la capacidad y estabilidad del sistema”* Departamento de Energía de Estados Unidos.

Smart Grid como **proceso de transición** entre el sistema eléctrico actual a un **sistema modernizado, mejor protegido y auto-reparable con comunicación bidireccional** entre los componentes individuales del sistema”. The National Institute of Standards and Technology (NIST, USA).

*“El término “Smart Grid” (un sistema inteligente de suministro eléctrico) comprende la conexión y control de generadores, equipos de almacenamiento, carga, equipos de operación inteligentes en las redes de transmisión y distribución, con el soporte de Tecnologías de Información y Comunicación (ICT). El objetivo es **asegurar un entorno sustentable** para el sector eléctrico con base en la **transparencia, eficiencia energética y de costos, y seguridad y confiabilidad en la operación**”* German Commission for Electrical, Electronic & Information Technologies.

*“Existen varias definiciones para el concepto de redes inteligentes, pero todas convergen en el **uso de elementos digitales y de comunicaciones en las redes que transportan energía**. Estos elementos posibilitan el envío de una gama de datos e informaciones para los centros de control, donde son analizados, auxiliando la operación y control del sistema como un todo”* Grupo de Trabajo Smart Grids Brasil

Como se observa, no existe una única definición y muchas veces éstas están relacionadas con los objetivos planteados en torno al desarrollo de las redes eléctricas, sin embargo conceptos tales como eficiencia, estrategia, seguridad, sustentabilidad son elementos comunes en ellas.

6.2. Motivadores para el desarrollo

Se destacan los siguientes motivadores en cada país analizado, de acuerdo a lo relevado durante la revisión internacional:

Tabla 23. Indicadores por País

Estados Unidos	Canadá	Europa	Brasil
<ul style="list-style-type: none"> - Reducir el consumo de energía en los momentos de mayor utilización de la red; - Mejorar la operatividad y eficiencia de la red eléctrica; - Incrementar los niveles de confianza y de capacidad del sistema; - Cumplir con las metas de reducción en las emisiones de gases tóxicos, mediante el estímulo a la energía renovable 	<ul style="list-style-type: none"> - Incrementar los niveles de confiabilidad - Automatización y de seguridad en la red - Búsqueda de un programa de desarrollo sustentable 	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero un 20% (o un 30% si se dan las condiciones) menores a los niveles de 1990. - Generación con un 20% de energías renovables. - Aumento del 20 % de la eficiencia energética - Posicionamiento internacional en el tema de estandarización (Alemania) 	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de pérdidas no técnicas - Reducción de costos operativos - Aumento de la Confiabilidad del Sistema - Infraestructura con +30 años
<p>Fuente: Elaboración Propia</p>			

En la tabla siguiente se muestran, a modo de referencia, los principales indicadores para cada país:

Tabla 24. Indicadores por País

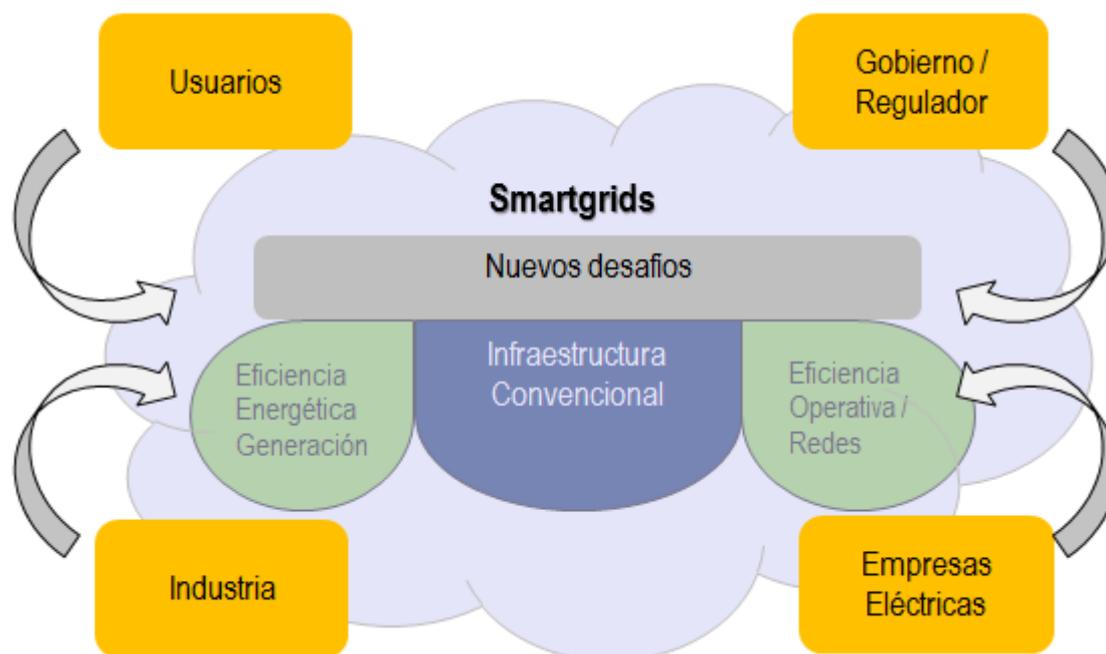
País	Población (millones)	Consumo eléctrico (TWh)	Emisiones de CO2 (MT)	Consumo / cápita (kWh)	Emisiones / cápita (kg CO2)	SAIDI	Tarifa media (USD/MWh)	Pérdidas respecto de las ventas (%)
Mundial	6,825	19,738	30,326	2,892	4			
Brasil	195	465	388	2,384	2	18 hs	150	17%
Chile	17	56	70	3,301	4		160-220	11%
Alemania	82	590	762	7,217	9	15 min	319	4%
Canadá	34	517	537	15,145	16	5.2 hs	60	8%
España	46	284	268	6155	6	1.5 hs	215	3%
Estados Unidos	310	4,143	5,369	13,361	17	4 hs	116	6%

Agregar fuente

6.3. Nuevo escenario y actores

El desarrollo de los Smart Grids se ve enfrentado a un escenario en donde cada actor posee intereses muchas veces contrapuestos.

Figura 58. Principales actores



A continuación se resumen los principales intereses de cada actor:

Tabla 25. Indicadores por País

Usuarios	Regulador/Gobierno	Industria	Empresas Eléctricas
- Pagar el menor precio posible por la electricidad	- Fijar tarifas justas y eficientes que den sustentabilidad al sector	- Desarrollar nuevos negocios	- Percibir ingresos que cubran costos más una rentabilidad (tarifa)
- Conocer la composición de la factura / recibo del servicio eléctrico	- Desarrollar normativas para acompañar el desarrollo del sector	- Vender productos al sector eléctrico	- Minimizar riesgos financieros y obsolescencia tecnológica
- Disponer de un servicio sin interrupciones	- Asegurar el abastecimiento energético en el mediano/largo plazo	- Alcanzar un posicionamiento regional	- Reducir pérdidas no técnicas
- Desarrollar conciencia medioambiental	- Velar por el cumplimiento de la		- Prestar el servicio con la confiabilidad

estrategia energética nacional	requerida - Incrementar la eficiencia en operación e inversiones - Desarrollar nuevos negocios
Fuente: Elaboración propia	

7. MODELO DE TRASPASO DE COSTOS SMART GRIDS A TARIFA

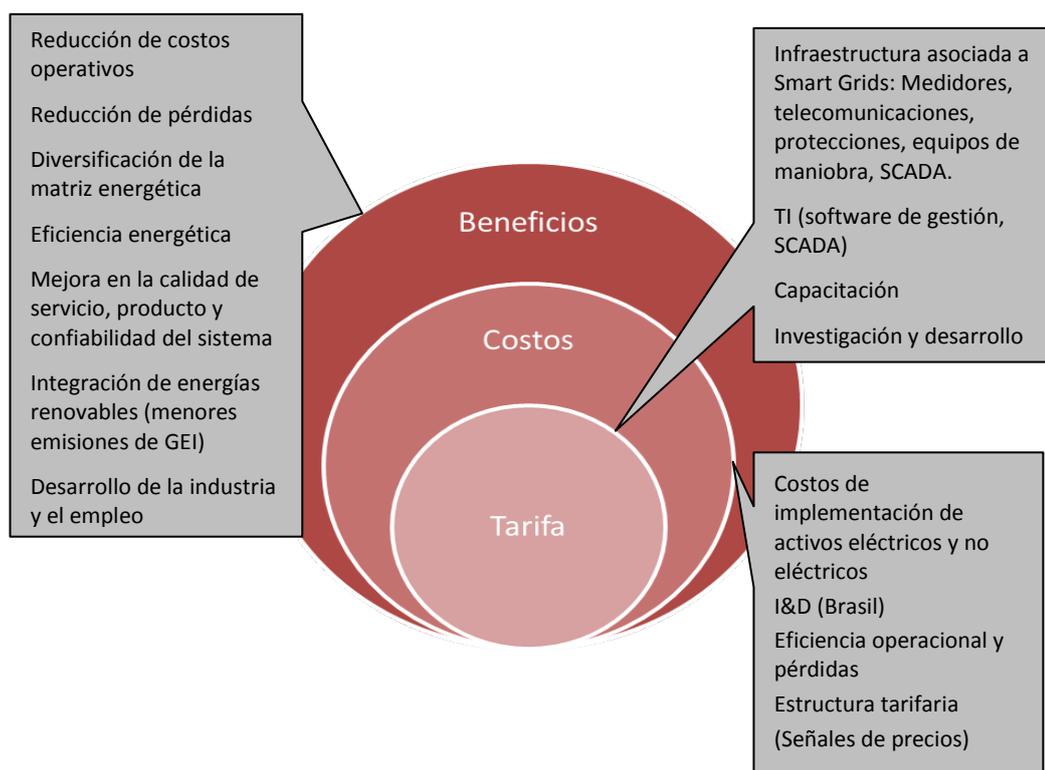
7.1. Introducción

De la experiencia internacional consultada, el consultor no encontró esquemas de traspaso de costos de Smart Grids a tarifa y en los casos que existen tarifas para incentivar el uso de sistemas de Smart Grids no fue posible desagregar la estructura tarifaria para analizar los componentes de costo. Por lo tanto, en su defecto, en este capítulo se realiza un análisis en detalle de los esquemas de análisis de costo beneficio de los proyectos que el consultor rescató de la experiencia internacional.

7.2. Análisis conceptual de Costo-Beneficio

En la figura siguiente se esquematizan los costos, beneficios y aspectos tarifarios vinculados con redes inteligentes. En ella se aprecia que en el corto plazo la tarifa no cubre la totalidad de los costos invertidos. Esta asimetría es entendible en el corto plazo toda vez que se está en un proceso de implementación temprana y gran parte de los proyectos han tenido un financiamiento compartido entre el Estado y los privados. En el largo plazo en cambio, debería existir una consistencia entre costos e ingresos.

Figura 59. Costos, Beneficios y Tarifas



Un correcto análisis de costos – beneficios de proyectos Smart Grids es aún difícil de implementar debido a que los impactos de los proyectos van más allá de aquellos que pueden ser cuantificados.

Adicionalmente, los costos vinculados con las redes inteligentes pueden ser difíciles de estimar, debido a las siguientes razones:

- Con frecuencia implican la integración de tecnología digital. Los activos de transporte y distribución –virtualmente integrados- tienen distintas tasas de falla y vida útil que la mayoría de las tecnologías de redes actuales. Estas tasas de falla y de reemplazo deben ser estimadas.
- La obsolescencia de la tecnología digital es rápida. Los cada vez más complejos sistemas de información y comunicación hacen que los componentes de Smart Grids sean obsoletos o inoperables con respecto a los sistemas de tecnología de información y comunicación (TIC) antes del final de su vida. Por lo tanto, los costos razonables de reemplazo deben ser estimados.
- Las mejoras en tecnología Smart Grid y las disminuciones proyectadas en sus costos se producen a un ritmo mayor que en las tecnologías convencionales.
- Incertidumbre en el rendimiento. Muchas de las tecnologías Smart Grids son relativamente nuevas y no probadas. Si su desempeño es marginal o se degrada de forma inesperada con el tiempo, el plan de negocios completo para la tecnología podría debilitarse.
- Los costos de los componentes de Smart Grids están declinando rápidamente. Mientras estas tecnologías maduran y los volúmenes de producción aumentan, los costos marginales de las tecnologías de redes inteligentes tiene el potencial de disminuir rápidamente.

7.3. Literatura disponible acerca de estudios de costo-beneficio

Se observa que no existe mucha literatura disponible sobre análisis costos-beneficios de implementaciones Smart Grid. La causa de esto se debe a que muchos proyectos no comparten esta información por temas de confidencialidad. Otras razones se vinculan al hecho de que no existe mucha referencia respecto a metodologías para llevar adelante un análisis económico de redes inteligentes.

En Europa, uno de los estudios más completos es el Smart Grid Investment Model (SGIM) realizado en el año 2010 por el Smart Grid Research Consortium⁹⁹, cuyos resultados solo son accesibles para los miembros del consorcio.

El análisis costo-beneficios de SGIM consideró los siguientes pasos: (i) identificar las tecnologías y programa que se incluyen en el concepto de Smart Grid; (ii) identificar los beneficios de cada tecnología / programa; (iii) identificar los costos tecnológicos, de instalación de programas y de management basados en las características de las utilities y los usuarios; y (iv) comparar los costos y beneficios para determinar los retornos de la inversión. El análisis de SGIM está enfocado en las empresas, y no considera los beneficios para los usuarios y la sociedad en general.

En Estados Unidos, otro trabajo muy completo sobre el tema ha sido el realizado por el EPRI en 2010, y encargado por el DOE. El estudio buscó ser una base para la estimación de los costos y beneficios de proyectos piloto individuales.

La metodología propuesta por el EPRI provee un marco conceptual para la evaluación de beneficios económicos, medioambientales, de confiabilidad y de seguridad desde distintas perspectivas (utilities, consumidores y sociedad). Su logro es la identificación de beneficios directamente cuantificables y otros en términos cualitativos.

⁹⁹ Smart Gridsresearchconsortium.org

De acuerdo al EPRI, los beneficios sociales de las redes inteligentes pueden ser indirectos y difíciles de cuantificar, pero no pueden pasarse por alto. Los beneficios enumerados en el estudio son:

1. Beneficios generales:
 - a. Mejora de la calidad y la confiabilidad: Smart Grids provee una oferta confiable con menores y más breves cortes, energía más limpia y sistemas con auto respuesta a través del uso de información digital, controles automáticos y mayor autonomía.
 - b. Eficiencia energética: Smart Grids es más eficiente, proveyendo un uso reducido de la energía, disminuyendo el pico de la demanda, reduciendo pérdidas, y proveyendo a los usuarios mecanismos para reducir su consumo.
 - c. Medio ambiente: Smart Grids permite reducir la emisión de gases contaminantes reduciendo generación de fuentes ineficientes, apoyando fuentes renovables y permitiendo el reemplazo de vehículos a gasolina por vehículos eléctricos.
 - d. Beneficios financieros directos. Smart Grids permite obtener beneficios económicos directos, reduciendo los costos operacionales. Además, los usuarios disponen de opciones tarifarias y acceso a información sobre su consumo. Los empresarios pueden acceder a tecnologías en la generación, distribución, almacenamiento y coordinación.
2. Beneficios para las partes:
 - a. Consumidores: pueden mejorar su consumo a través de la oferta en tiempo real de electricidad. Los precios variables proveen incentivos para que los usuarios instalen su propia infraestructura Smart Grids.
 - b. Utilities: pueden proveer energía más confiable, particularmente en situaciones de emergencia, a través del manejo más efectivo de sus costos.
 - c. Sociedad. Los beneficios para la sociedad derivan de energía más confiable a partir de usuarios más sensibles a cortes eléctricos. Las energías renovables permiten el incremento en la eficiencia, y los vehículos eléctricos permitirán reducir los costos ambientales.

Un beneficio para cualquiera de estas partes a su vez puede beneficiar a las otras. Aquellos beneficios que reducen los costos de los servicios públicos, permiten precios más bajos a los usuarios. La reducción de los costos y la disminución de las necesidades de infraestructura, aumenta el valor de la electricidad para los consumidores. La reducción de los costos aumenta la actividad económica que beneficia a toda la sociedad.

7.4. Análisis de casos de evaluación de costo-beneficio

7.4.1. Contexto general

A la hora de evaluar un proyecto de inversión es menester considerar una serie de elementos técnicos y económicos para asegurar que los gastos incurridos obtengan el resultado esperado. Esta etapa es sumamente sensible en la implementación de herramientas inteligentes sobre la red, debido a que la mayoría de sus elementos no han evidenciado un grado suficiente de madurez como para poder identificar con precisión sus

costos totales y menos aún reconocer y cuantificar sus beneficios, entre otros elementos relevantes.

En efecto, se observa que en la mayoría de los estudios de casos analizados, la información específica sobre los resultados económicos de las experiencias no se encuentra disponible o se mencionan de manera cualitativa.

En parte, esto se debe al hecho de que una buena parte de los proyectos de Smart Grid son relativamente recientes y aún están en su fase de implementación. Así, no existe información disponible sobre la evaluación del desempeño (relación costos / beneficio) de estas aplicaciones –por lo menos no de fuentes de información públicas-.

Del análisis de casos se observa que el 90% de los proyectos piloto realizados están asociados con las instalaciones de tecnologías AMI y medidores inteligentes, fundamentalmente incorporando el concepto de tarificación dinámica (Dynamic Pricing) y comunicación con el usuario, los cuales analizan el comportamiento del usuario respecto de la señal de precios que le es impuesta mediante las distintas opciones tarifarias ofrecidas.

A continuación, se resumen los casos (de aquellos analizados en los capítulos anteriores de este documento) de los que fue posible extraer estimaciones de los beneficios concretos de los proyectos de Smart Grid, en muchos casos preliminares.

- Estados Unidos
 - Análisis EPRI de experiencias desarrolladas en el país

De acuerdo a un análisis realizado por el EPRI de diversos proyectos de Smart Grid en Estados Unidos, la relación beneficios / costos de proyectos definidos en un plazo de 20 años es de entre **2.8 y 6**.

- Instalación de Medidores Inteligentes por parte de ComEd

En el varias ciudades del Estado de Illinois, ComEd desarrolló un programa Smart Grid, a través de la instalación de 130,000 medidores inteligentes. A partir de la información levantada de dicho programa, se realizaron proyecciones de los costos y beneficios de la empresa, considerando un horizonte de 20 años.

Por el lado de los costos, la empresa distribuidora incurrirá en nuevos costos asociados con los medidores inteligentes, los canales y redes de comunicación (wireless o radiofrecuencia), sistemas informáticos y costos operativos como los más destacados.

Desde el punto de vista de los beneficios, se identificó que los mismos exceden los costos acumulados en una relación de **3 a 1**. Los beneficios resultan de mejoras operacionales, reducción en las compras, reducción de la morosidad, nueva energía facturada, y nuevos servicios. Muchos de los beneficios están asociados con reducciones de robo de energía y consumos de medidores o cuentas inactivas.

Se concluyó que el impacto neto en los usuarios resulta en un incremento de costos en los primeros años de implementación y a partir del quinto año aproximadamente se revierte la situación con beneficios netos positivos.

- Estudio de proyectos pilotos de instalación de Medidores Inteligentes

De un estudio realizado sobre respuesta de la demanda a partir de 49 proyectos pilotos en Estados Unidos y Canadá con medidores inteligentes y tarificación dinámica, se encontró que la relación beneficios / costos típica de un proyecto de instalación de medidores inteligentes con tecnología AMI asciende a **1.29**.

- Brasil

En Brasil, los distintos proyectos demostrativos en marcha (Light, Cemig, Ampla, Eletrobrás, EDP y CELPE) son relativamente recientes, estando aún en fase de

El único estudio realizado en el país que cuantifica costos y beneficios de la implantación intensiva de funcionalidades de Smart Grid fue el proyecto estratégico llevado a cabo por ABRADDEE en 2011.

Este estudio concluyó que en las redes inteligentes son económicamente factibles desde el punto de vista de la sociedad, siendo necesario establecer normas adecuadas para permitir la distribución justa de los costos y beneficios. En efecto, de acuerdo a los resultados la relación beneficios / costos de los proyectos es de entre **1.3 a 2.4**.

En la tabla siguiente se muestra la relación beneficios / costos que surge del mencionado estudio:

Tabla 26. Relación Beneficios / Costos

Escenario	Relación Costos Beneficios	
	Límite inf	Límite sup
Acelerado	1.33	1.70
Moderado	1.84	2.34
Conservador	1.89	2.39

Para la determinación de los beneficios se realizaron sensibilidades asociadas a mejora de la calidad y pérdidas comerciales, reflejándose esto en una franja de valores (límites inferior y superior).

7.4.2. Ejemplos de aplicación

En esta sección se analizan en detalle dos proyectos. El primero corresponde al estudio desarrollado para ComEd y el segundo corresponde a un estudio realizado para Duke Energy Ohio.

a) Caso ComEd:

En las dos tablas siguientes se muestra un resumen de los resultados del modelo de costo – beneficio desarrollado para ComEd y presentado en el numeral **2.5.2 Caso Piloto. Illinois**. El estudio llevado a cabo permitió evaluar, por un período de 5 meses (Enero a Mayo de 2011) la implementación de medidores inteligentes, para redireccionar el alcance de la implementación, levantar información del programa piloto, analizar información operacional y realizar proyecciones, y desarrollar un caso de estudio propio

Tabla 27. Resumen Costos – Beneficios de un programa de instalación de medidores inteligentes (ComEd) (1)

COST AND BENEFITS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capital investment	-3,745.50	-69,102.70	-203,387.20	-195,210.40	-193,178.60	-220,672.90	-5,903.40	-8,429.60	-6,703.00	-6,251.40
New AMI O&M Costs	-5,807.20	-21,028.50	-27,894.70	-29,955.90	-34,222.00	-38,109.50	-29,913.20	-29,614.60	-33,325.80	-31,641.30
Benefit: O&M Impacts	465.10	441.20	15,274.70	26,554.10	46,978.20	65,274.60	76,057.00	81,444.20	85,340.40	88,960.20
Benefit: Capital Budget Impacts	-	929.90	-	-	-	-	-	-	-	1,118.60
Benefit: Customer Impacts	-	409.10	14,599.60	39,786.40	69,933.40	108,750.70	150,985.80	166,579.40	176,244.80	182,375.20
Resultado Anual Neto	-9,087.60	-88,351.00	-201,407.60	-158,825.80	-110,489.00	-84,757.10	191,226.20	209,979.40	221,556.40	234,561.30

COST AND BENEFITS	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Capital investment	-10,358.40	-6,281.80	-5,248.40	-9,647.30	-6,166.10	-7,337.90	-12,029.60	-8,489.00	-6,660.70	-10,954.60
New AMI O&M Costs	-34,177.50	-33,821.20	-34,972.00	-36,165.70	-37,403.80	-38,688.00	-40,020.00	-41,401.90	-42,835.30	-44,322.40
Benefit: O&M Impacts	93,086.60	97,194.10	101,391.40	105,621.60	110,663.30	115,400.90	120,478.00	125,779.20	131,470.30	137,334.90
Benefit: Capital Budget Impacts	-	-	-	-	-	-	-	1,344.80	-	-
Benefit: Customer Impacts	188,404.80	194,772.20	202,101.90	210,193.50	216,024.00	222,438.70	229,805.70	237,760.30	246,462.10	255,757.80
Resultado Anual Neto	236,955.50	251,863.30	263,272.90	270,002.10	283,117.40	291,813.70	298,234.10	314,993.40	328,436.40	337,815.70

Figura 60. Costos y Beneficios de un programa de instalación de medidores inteligentes (ComEd)

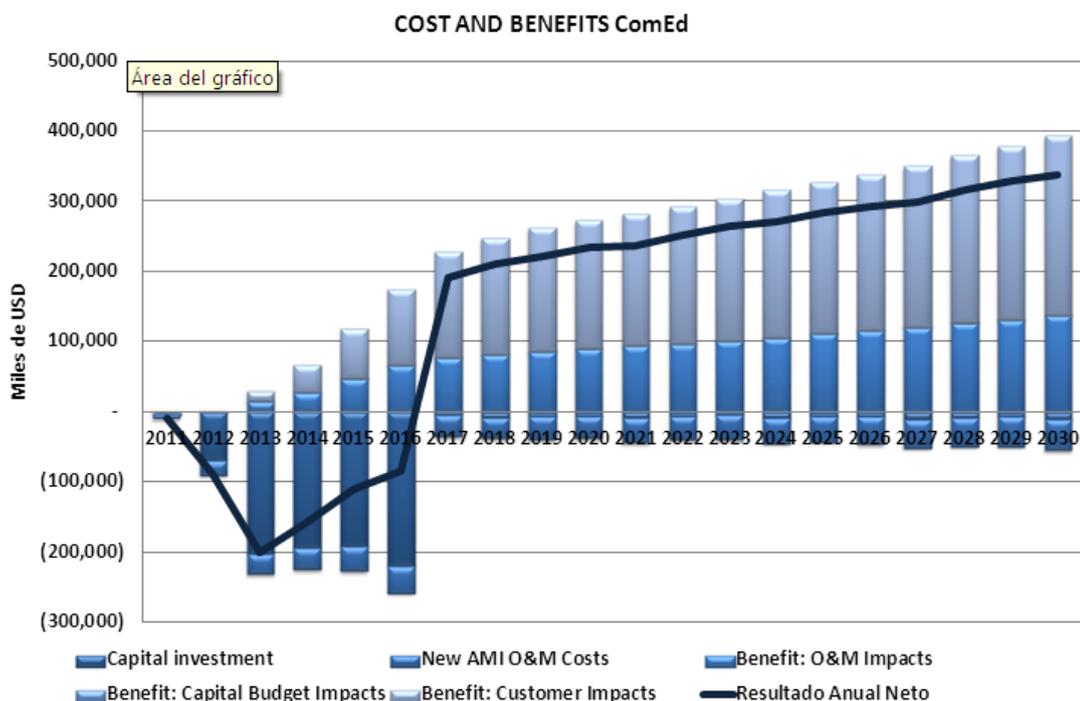


Tabla 28. Resumen Costos – Beneficios de un programa de instalación de medidores inteligentes (ComEd) (2)

Item	Base Case
Costs (Cumulative 20 years)	
O&M Expense for AMI System	665.32
New Capital Investment for AMI System	995.76
Sub-Total	1,661.08
Operational Benefits & Delivery Service Revenues (Cumulative 20 yrs)	
Operational Efficiencies and Cost Reductions	1,625.21
Avoidance of Capital Expenditures	3.39
Collection of Delivery Service Revenues Due to Reduction in UFE and CIM	3,113.39
Sub-Total	4,741.99
Total (Cumulative 20 years)	
Benefits Less Costs	3,080.91
Net Impact to Customer	
Net Present Value (NPV)	1,537.54
Benefit / Cost Ratio	2.85

En la tabla siguiente, por su parte, se muestra el modelo de otro proyecto (presentado en el numeral **2.5.3 Caso Piloto Ohio**, que permitió estimar el valor presente de los beneficios de Duke Energy Ohio resultantes de la implementación de redes inteligentes.

Tabla 29. Resumen Costos – Beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Energy Ohio)

	Tipo de infraestructura	Beneficio	Categoría de ahorro	VPN 5 años Caso Base	Total 20 años Caso Base	VPN 20 años Caso Base
1	AMI	Lectura de medidores regulares	Costos O&M evitados	3.75	125.28	49.86
2	AMI	Lectura de otros medidores (horarios, estacionales)	Costos O&M evitados	8.33	123.43	53.96
3	AMI	Diagnóstico remoto	Costos O&M evitados	0.74	16.07	6.53
4 y 5	AMI	Recuperación de energía robada	Incremento de Ingresos	0.92	19.47	7.94
6	AMI	Operaciones de medidores	Capital diferido	2.03	40.28	16.58
7	AMI	Operaciones de medidores	Costos O&M evitados	0.29	5.91	2.43
8	AMI	Mejora de la precisión de las mediciones	Incremento de Ingresos	0.98	20.87	8.51
9	AMI	Valor residual de los medidores	Incremento de Ingresos	0.45	0.93	0.66
10	AMI	Detección de interrupciones	Costos O&M evitados	0.07	1.44	0.59
11	AMI	Verificación de interrupciones	Costos O&M evitados	0.64	12.68	5.22
12	AMI	Interrupciones - Ingresos incrementales	Incremento de Ingresos	0.62	14.96	5.64
13	DA	24/7/365 Estrategia de reducción de tensión	Costos combustible evitados	7.48	389.92	155.57
14	DA	Escasez de energía/potencia - reducción de tensión	Capital diferido	0.07	2.15	0.86
15	DA	Monitoreo de tensión continuo	Costos O&M evitados	0.06	4.37	1.71
16	DA	Gestión de VAR	Capital diferido	0.87	22.54	9.26
17	DA	Gestión de activos	Capital diferido	-	3.00	1.89
18	DA	Sistema de puesta a punto	Costos combustible evitados	0.03	18.74	7.17
19	DA	Inspecciones de capacitores	Costos O&M evitados	0.05	3.57	1.39
20	DA	Inspecciones de circuitos dañados	Costos O&M evitados	0.10	1.86	0.77
21	AMI	Eficiencia en el Call Center	Costos O&M evitados	0.14	2.75	1.13
22	AMI	Incremento en la seguridad	Costos O&M evitados	0.10	2.28	0.93
23	AMI	Ahorros de facturación - Ciclos mas cortos	Costos O&M evitados	0.12	1.78	0.74
24	AMI	Gestión de vehículos	Costos O&M evitados	1.22	24.83	10.21

SYNEX CON LA COLABORACIÓN DE MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

	Tipo de infraestructura	Beneficio	Categoría de ahorro	VPN 5 años Caso Base	Total 20 años Caso Base	VPN 20 años Caso Base
25	DA	Reducción de combustible a partir de reducción de VAR	Costos combustibe evitados	0.18	9.31	3.73
26	DA	Ventas mayoristas debido a capacidad liberada disponible	Incremento de Ingresos	0.05	81.54	29.52
TOTAL				29.29	949.96	382.80

Figura 61. Distribución de los beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Energy Ohio) (1)

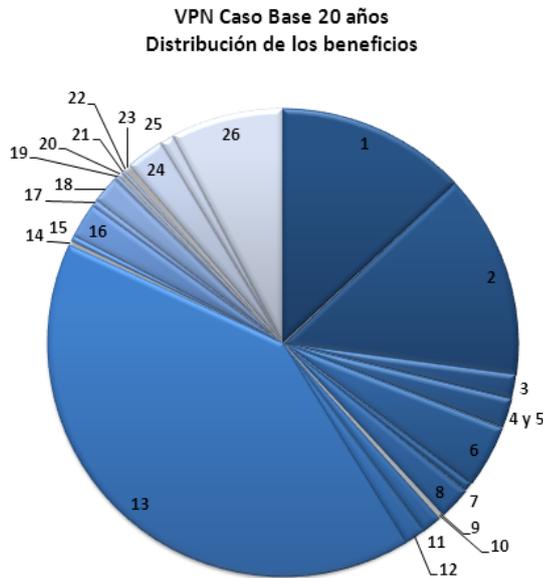


Figura 62. Ahorros de programas de redes inteligentes (Duke Energy Ohio)

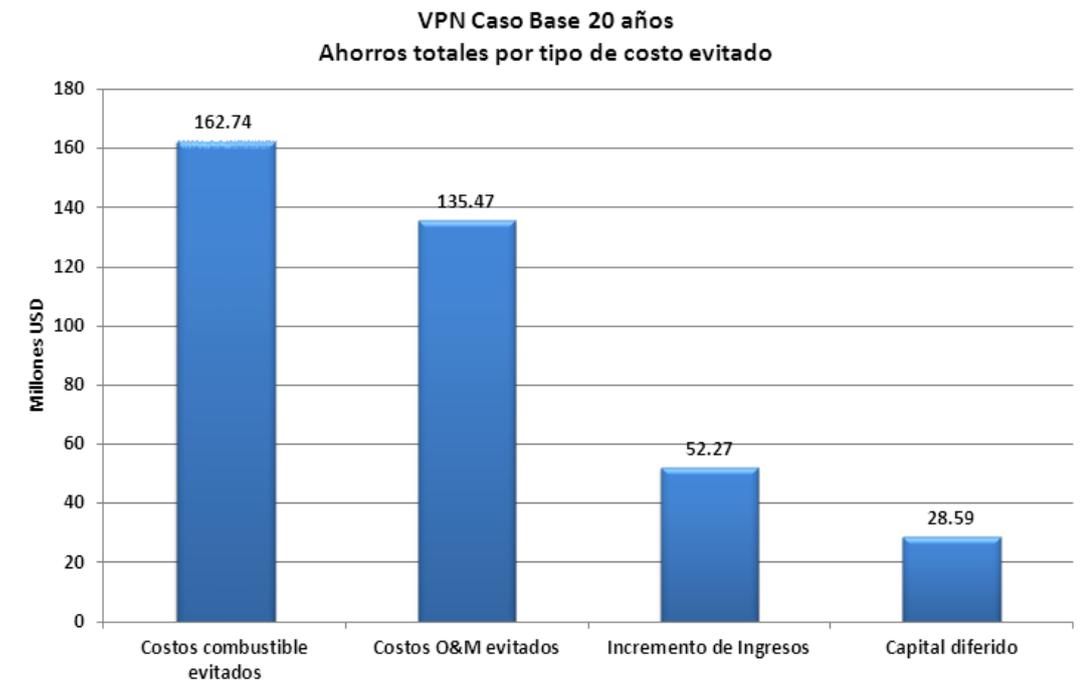


Figura 63. Distribución de los beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Enrgy Ohio) (2)

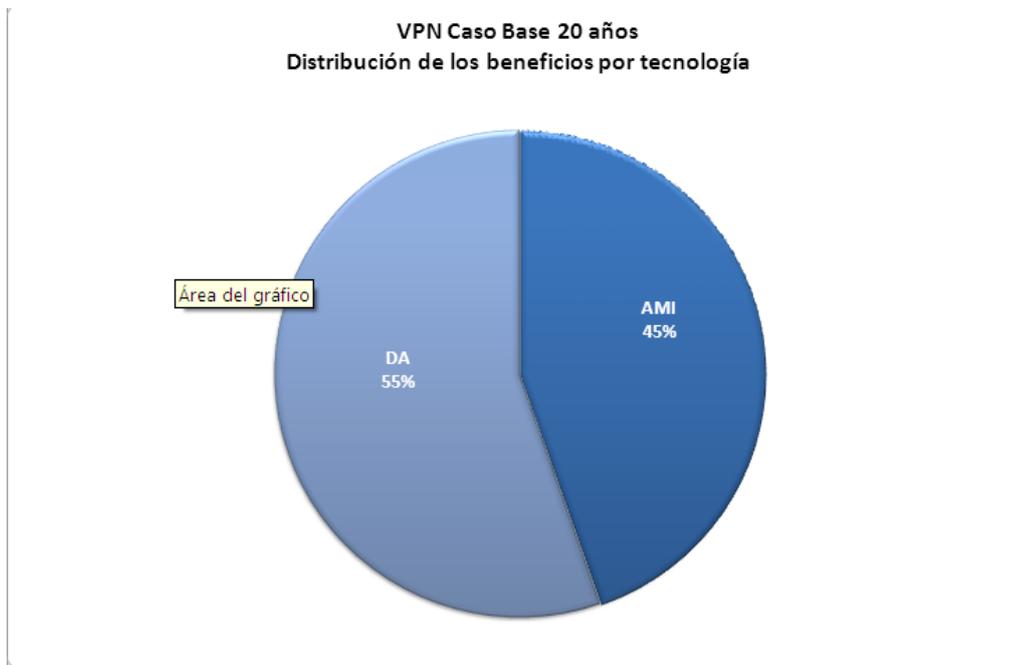
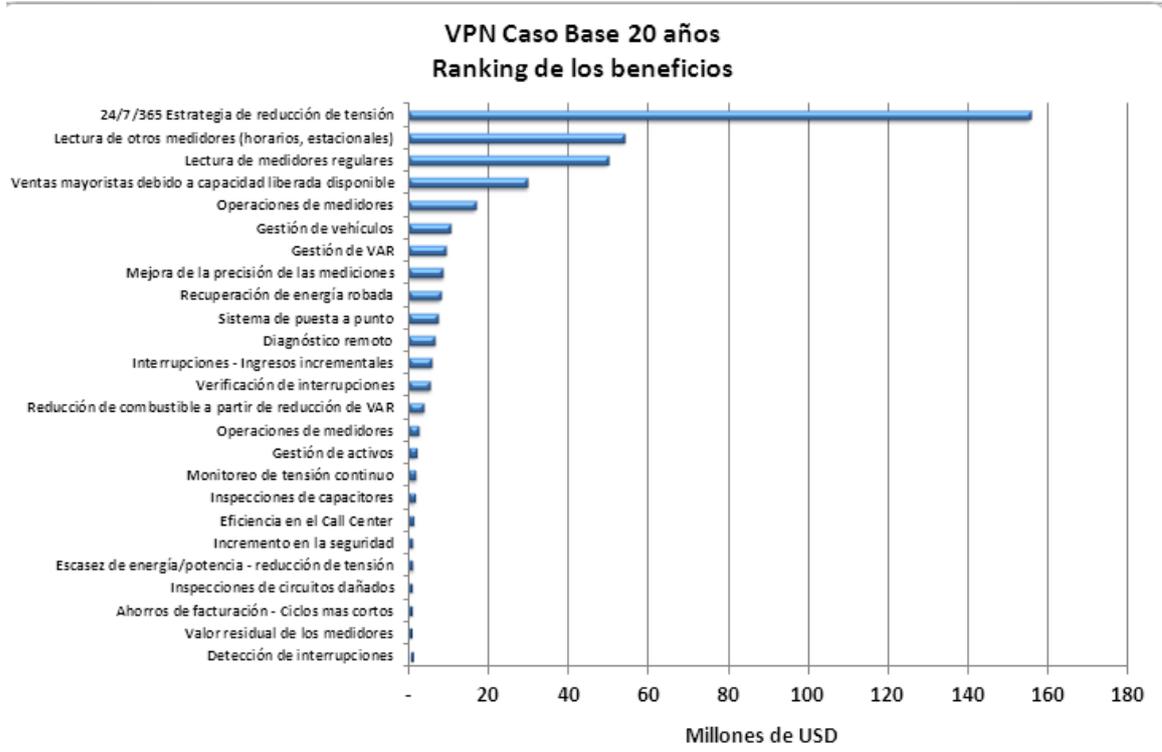


Figura 64. Ranking de los beneficios de programas de redes inteligentes (Duke Enrgy Ohio)



Ambos modelos completos se adjuntan en formato MS Excel.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA CHILE

Previo a extraer las conclusiones y recomendaciones relativas a la implementación de esquemas de Smart Grids en Chile, que resultarían del análisis de la experiencia internacional, es conveniente exponer brevemente las características del marco regulatorio del sector eléctrico chileno, de manera de darle contexto a dichas recomendaciones. Para ello en el punto 1.1 se expone el marco regulatorio y en el punto 1.2 se entregan las conclusiones y recomendaciones.

8.1. Marco regulatorio Chile

8.1.1. Esquema normativo

El marco regulatorio aplicado al sector eléctrico chileno se basa en un modelo de mercado competitivo en el segmento de generación-comercialización mayorista, y de regulación económica eficiente de las actividades de transmisión y distribución, debido a sus características de monopolios naturales. En la generación y comercialización mayorista se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios libres que refleja el equilibrio entre oferta y demanda, dado que en estas actividades pueden darse condiciones efectivas de competencia. En aquellos segmentos como la transmisión y la distribución, en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por la autoridad regulatoria sectorial sobre la base de costos eficientes de prestación de estos servicios.

8.1.2. Marco Normativo

En Chile, el sector eléctrico está regulado principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N° 4¹⁰⁰ (DFLN°4) del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, en adelante la "Ley General de Servicios Eléctricos" y las normas subordinadas a dicho cuerpo legal. Las modificaciones más relevantes que ha tenido la Ley General de Servicio Eléctricos son las siguientes se resumen a continuación:

- Ley 19.613 de 1999: Entre otros aspectos, crea la figura del Decreto de Racionamiento, estableciendo además que las sequías o las interrupciones de largo plazo de las centrales térmicas no pueden ser considerados por los generadores hidroeléctricos y térmicos como "fuerza mayor" para evitar sanciones.
- Ley 19.940 de 2004 (Ley Corta I): Regula los sistemas de transporte, establece y regula los peajes en distribución y define los sistemas medianos y establece una regulación particular para estos, perfecciona la regulación de los ingresos del segmento generación por concepto de capacidad, formaliza el mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos y Crea el Panel de Expertos.

¹⁰⁰ Fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, y sus modificaciones.

- Ley 20.018 de 2005 (Ley Corta II): Reformó el régimen de comercialización entre generadores y distribuidores para el suministro de los clientes regulados. Se introducen las licitaciones de suministros para clientes regulados de empresas distribuidoras y se crea un mecanismo para evitar que los precios aplicables a los clientes finales regulados de las distintas distribuidoras de un sistema eléctrico, se distancien significativamente.
- Ley 20.220 de 2007: Perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.
- Ley 20.257 de 2008: Introduce modificaciones en la Ley General de Servicios eléctricos a fin de promover el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC).
- Ley 20.402 de 2010: Crea el Ministerio de Energía para cumplir con los objetivos de separar la función de generación de políticas de la regulación, lograr una visión integral del sector energía, establecer una coordinación de la política medioambiental y la política energética, tener una coherencia sectorial de la acción de los Servicios Públicos del Sector y fortalecer de la capacidad de regulación técnico-económica.
- Ley 20.571 de 2012: Regula el pago de tarifas eléctricas de generadoras residenciales. Establece el marco legal para que clientes regulados inyectar a la red los excedentes de energía provenientes de los excedentes de su autogeneración.

Entre los reglamentos que emanan de la Ley General de Servicios Eléctricos se destacan para los efectos del presente estudio los siguientes:

- Decreto Supremo 327/1997 del Ministerio de Minería y sus modificaciones: Aprueba el Reglamento General de la Ley Eléctrica;
- Decreto Supremo 291/2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción: Aprueba el reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC; y
- Decreto Supremo N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción: Aprueba reglamento de licitaciones de suministro para clientes regulados realizados por empresas distribuidoras;
- Decreto Supremo N° 244 , de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción: Aprueba Reglamento para Medios de Generación no Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos Publicado en el Diario Oficial del 17 de enero de 2006 Descargar.

Adicionalmente, existen una serie de reglamentos que están en proceso de estudio, elaboración y tramitación, los que vendrían a regular el mercado de servicios complementarios, la transmisión adicional, la subtransmisión, la transmisión troncal y los requisitos para que los generadores residenciales se conecten a la red e inyecten la energía, entre otros.

8.2. Principales restricciones del marco regulatorio

8.2.1. Regulación específica que incide en la introducción de Smart Grids

Existen una serie de regulaciones específicas en el sector eléctrico que podrían incidir en la implementación de Smart Grids, entre éstas están el esquema de contratación de suministro de las empresas distribuidoras para sus clientes regulados, la reglas para la conexión e inyección de energía y potencia de centrales de pequeños medios de generación distribuida (PMGD), incentivos para la penetración de energías renovables, esquemas de tarificación y pago de los clientes regulados e incentivos. A continuación se describirá brevemente cada una de ellas.

a) Esquema de contratación de suministro:

Fue introducido por la Ley 20.018. Establece que las compras de suministro deben realizarse a través de licitaciones abiertas, no discriminatorias y transparentes. Este esquema reemplaza al vigente hasta diciembre de 2009 que consistía en la contratación de suministro través de contratos de corto plazo a precio de nudo fijado por la autoridad dos veces al año en los meses de abril y octubre.

De acuerdo a este nuevo esquema los contratos de suministro son de largo plazo (máximo quince años) durante cuya vigencia el precio no es modificado, sin perjuicio de las actualizaciones de las condiciones de indexación establecidas en cada contrato y en la Ley General de Servicios Eléctricos. Dichos contratos deben realizarse con una antelación de al menos tres años.

El suministro se adjudica al o los oferentes que ofrezcan el menor precio en un determinado punto de oferta. El precio techo para las ofertas de energía es conocido y es corresponde al límite superior de la banda de precios definida en el artículo equivalente al límite superior de la banda definida en el artículo 168º de la Ley General de Servicios Eléctricos vigente al momento de la licitación incrementado en un 20%. En caso de que la licitación haya resultado desierta o parcialmente desierta el Ministro de Energía podrá fundadamente incrementar hasta en un 15% adicional el límite superior de la banda señalada previamente.

Como medida de protección a los clientes regulados, se creó un mecanismo de ajuste de los precios que las distribuidoras traspasan a sus clientes, limitando su variación a un máximo del 5% sobre precio promedio del sistema, de esta forma los precios que verían los clientes no se distanciarían significativamente.

Sin perjuicio de la cantidad de energía contrata, el total de energía que deben pagar las empresas distribuidoras corresponde a la energía efectivamente consumida, y de acuerdo a lo que señala el Decreto Supremo N°4/2008, en caso de que esto ocurra los bloques licitados deben absorber a prorrata de las energías contratadas las variaciones de demanda de las empresas distribuidoras, siempre y cuando la variación sea inferior a la suma de los montos contratados.

b) Pequeños medios de generación distribuida (PMGD)

La Ley 20.018, establece las condiciones para la conexión a las redes de distribución de generadores pequeños, de capacidad instalada inferior o igual a 9 MW. La norma establece que el generador tiene derecho a conectarse a las redes de distribución de la distribuidora pagando solamente el costo de adecuación de la red para recibir la inyección de energía aportada por el generador, y teniendo en consideración los eventuales ahorros de pérdidas que la Generación Distribuida le puede significar al distribuidor.

c) Generación residencial

La modificación legal presentada en el punto anterior fue concebida para quienes tuviesen giro de generación y quisiera vender sus excedentes de energía, por lo que representan un esquema demasiado engorroso para aquellos clientes residenciales que deseen inyectar sus excedentes a la red. Debido a lo anterior durante el presente año se aprobó la Ley 20.571 que permite e incentiva la generación distribuida en clientes que no posean giro de generación eléctrica (especialmente residenciales) a través de esquemas de medición bidireccional.

d) Esquema de fijaciones tarifas

Las fijaciones de tarifa de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y distribución son realizadas cada cuatro años, utilizándose un modelo de remuneración por incentivo para determinar los ingresos. En todos los casos y con matices se utiliza el concepto de empresa modelo. Todos los costos reconocidos son obtenidos a partir de procesos en donde se modela en forma conjunta las necesidades de inversión reconocidas según valores de mercado (salvo las obras nuevas de transmisión troncal) y costos de Administración, operación y Mantenimiento (COMA) sujetos a las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente.

Las fijaciones de tarifa de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y distribución son realizadas cada cuatro años, utilizándose un modelo de remuneración por incentivo para determinar los ingresos. En todos los casos y con diferentes matices se utiliza el concepto de empresa modelo. Todos los costos reconocidos son obtenidos a partir de procesos en donde se modela en forma conjunta las necesidades de inversión reconocidas según valores de mercado (salvo las obras nuevas de transmisión troncal) y COMA sujetos a las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa vigente.

Las tarifas a cliente regulado consideran los costos de los contratos de suministro (precios de nudo de largo plazo), los recargos por los sistemas de transporte (transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional si corresponde) y los costos de distribución.

8.2.2. Restricciones del marco regulatorio

a) Inexistencia de una visión integrada del desarrollo de los Smart Grids

En el marco regulatorio eléctrico chileno se observa la existencia de elementos que tienden al desarrollo de smartgrids, sin embargo ellos han sido el resultado de elaboraciones normativas no necesariamente conectadas entre sí. Estos elementos se refieren a las reglas para la conexión y la inyección de excedentes de energía de PMGD y de Generación Residencial.

Sería conveniente establecer una definición de smartgrids con una visión de país y una evaluación costo/beneficio de los elementos constitutivos a ser incorporados en un contexto de mediano y largo plazo, definiendo una estrategia al respecto. Sobre dicha base se requeriría una revisión de los elementos del marco regulatorio señalados anteriormente para adecuarlos a dicha estrategia y determinar asimismo las regulaciones adicionales a ser establecidas. En la formulación de la estrategia de debe cuidar la forma de establecer las etapas o metas a lograr, de manera de evitar posteriormente presiones de grupos de interés que deseen hacer modificaciones para acelerar el logro de determinados objetivos sin la necesaria evaluación de sus costos y beneficios.

b) Necesidad de eliminar barreras para el desarrollo de Smart Grids

Si bien es cierto, el Decreto Supremo N°244/2005 establece las condiciones que debe cumplir el PMGD que desee conectarse, a la fecha el desarrollo de GD ha sido relativamente lento, y los acuerdos entre el generador y el distribuidor no han sido fáciles, dada las dificultades que se han encontrado para definir las ampliaciones de red necesarias, el costo de las mismas y los beneficios por reducción de pérdidas.

c) Restricciones para el traspaso de señales de precio a los usuarios

Desde el punto de vista de la gestión de la energía, existe una fuerte limitación asociada al traspaso de señales de precios a los clientes regulados, ya que, si bien es cierto, la introducción de licitaciones de suministro ayudó a mejorar la estabilidad en el mercado, desde el punto de vista de la generación de incentivos a la eficiencia, a juicio del consultor, el nuevo esquema presenta cierta rigidez ya que:

- El distribuidor no posee incentivos para contratar suministro a menores precios.
- El establecer un precio único para todo el periodo no permite traspasar las señales de precios del mercado mayorista a los consumidores regulados y por lo tanto se reducen las posibilidades de hacer gestión sobre el consumo.

d) Incentivos contrapuestos de las empresas distribuidoras

Todos los clientes regulados, salvo los clientes residenciales, poseen tarifas binomias¹⁰¹. La dependencia de los ingresos de las distribuidoras de los consumos de los clientes residenciales impide que estas sean promotoras activas aspectos tales como la eficiencia energética.

e) Estructuras tarifarias estáticas

El esquema tarifario Chileno revisa los parámetros de las tarifas cada cuatro años, quedando estos parámetros fijos para el resto del periodo tarifario, lo que impide reconocer cambio en el comportamiento de los usuarios.

8.3. Conclusiones y recomendaciones

8.3.1. Conclusiones

Finalizada la revisión de la experiencia internacional respecto al desarrollo de proyectos de Smart Grids y los mecanismos tarifarios aplicables a usuarios finales, que reciban suministro eléctrico desde sistemas eléctricos que cuenten con implementaciones de Smart Grids, presentamos las siguientes conclusiones:

- a) La definición de los incentivos para la innovación es el primer paso evidenciado en los países analizados para el desarrollo de los Smart Grids, caso ejemplo en EEUU en el que el 27 de Octubre de 2009, la administración de Obama anunció un fondo

¹⁰¹ Se refiere a las tarifas en que poseen una componente de energía y otra de potencia.

de USD3.4 billones para la modernización de la red eléctrica para desarrollar 25 proyectos grandes y 75 pequeños, lanzando una campaña para instalar 18 millones de medidores inteligentes a lo largo del país. Todas las iniciativas analizadas parten de este tipo de incentivos (fundamentalmente con fondos públicos).

- b) Se observaron una variedad de enfoques para el desarrollo de Smart Grids que abarcan desde consenso centralizado e iniciativas dispersas, observándose en la mayoría de los casos la existencia de grupos de trabajo o iniciativas de investigación multidisciplinaria que requieren una coordinación intensiva para compartir la misma visión y asegurar el cumplimiento de los objetivos. En el caso de Brasil, en 2010 el Gobierno crea un Grupo de Trabajo encargado de estudiar el concepto de Smart Grids y la ANEEL desarrolló el Proyecto de Desarrollo estratégico de Smart Grids a partir de los fondos asociados con el componente tarifario de Investigación y Desarrollo.
- c) En todos los casos analizados y el punto central en que se encuentra el análisis de las investigaciones es el de encontrar la relación costo beneficio de Smart Grids para definir políticas públicas y reglas tarifarias, siendo que en muchos casos los reportes de entidades y grupos especializados estiman que el ratio beneficio/costos es de 2 a 5 veces, dependiendo el alcance de las implementaciones.
- d) Resuelto el problema tecnológico a partir de los estudio de proyectos pilotos realizados desde la década pasada hasta la actualidad, principalmente en lo que respecta a medidores inteligentes y Tecnologías de Información y Comunicación (ICT), los proyectos se enfocan en la determinación de los beneficios abarcativos en diferentes áreas, desarrollando iniciativas de tipo Proyectos Demostrativos con soluciones integradas y escalables. Muchos de los proyectos demostrativos en los países analizados se encuentran en etapa de desarrollo (caso Brasil, Alemania, España) por lo que no se están publicando resultados preliminares más allá de beneficios cualitativos a los que hace referencia la bibliografía y fuentes de información públicas analizadas.
- e) La mayoría de los proyectos piloto o demostrativos, se enfocan en la necesidad de dimensionar los cambios en los comportamientos o patrones de consumo de los usuarios, respecto de la implementación de la nueva tecnología, tanto a través de la tarifa dinámica como a la implementación de canales de comunicación con el usuario a los efectos de informar acerca de costos del servicio como de realizar operaciones remotas como lectura, corte y reconexión, respuesta de reclamos, gestión de interrupciones del servicio, entre otras.
- f) Los proyectos analizados coinciden en que una reducción del consumo en horario de punta del 20% al 30% es posible lograr, combinado con el uso de tecnología para el control e intercambio de información con el usuario, con posibilidad de incrementar dicho valor a través de la incorporación de interruptores y artefactos inteligentes.
- g) En los países analizados, se evidencia un abanico de tarifas dinámicas ofrecidas a los usuarios con medidor inteligente (TOU, CPP, PTR, entre otras) ¹⁰² sin embargo no se ha encontrado una metodología para la definición de los ingresos de la empresa, ni cómo los costos y beneficios asociados a las implementaciones de Smart Grids son capturados por las tarifas de manera periódica. Sin embargo, en muchos casos se menciona que dada la dinámica de tarificación que se introduce en el sistema eléctrico, se requerirá ajustes de precios o instancias de revisión tarifaria con mayor periodicidad que bajo el esquema convencional.

¹⁰² TOU: Time-of-Use (tarifas por bloque horario); CPP: Critical Peak Pricing (tarifa en punta en días críticos de mayor solicitud del sistema); PTR: Peak Time Rebate (retribución por reducción de consumo en horario de punta)

- h) Se observa que las últimas modificaciones realizadas al marco regulatorio eléctrico chileno tienen elementos que consideran algunos instrumentos para la implementación de iniciativas de Smart Grids tales como la generación distribuida y generación residencial. Sin embargo, estas iniciativas no forman parte de una estrategia nacional de desarrollo de las Smart Grids, sino que surgen como proyectos aislados para resolver necesidades puntuales.
- i) La regulación chilena presenta cierta rigidez para incorporar el traspaso de los beneficios y costos a señales de precios a los usuarios, como por ejemplo la contratación de suministro y la definición de tarifas por un periodo de 4 años considerando parámetros de consumo fijos.

8.3.2. Recomendaciones

- a) Enfoque general: En primer lugar, se recomienda definir el enfoque a nivel país que se dará en materia de Smart Grids, Para esto sería necesario:
 - 1. Avanzar en la definición de una estrategia país en el desarrollo de Smart Grids, identificando los motivadores principales para el desarrollo de las tecnologías asociadas, definiendo objetivos y métricas para su control y seguimiento.
 - 2. Establecer grupos de trabajo interdisciplinarios para desarrollar los lineamientos asociados a las estrategias de Smart Grids y los proyectos de investigación
 - 3. Establecer la certeza respecto de los costos y beneficios asociados con los desarrollos de Smart Grids enfocados en el sector eléctrico chileno y el impacto de las señales de precio en las modalidades de consumo de los usuarios finales
 - 4. Desarrollar proyectos demostrativos o pilotos para certificar los costos/beneficios planificados con la posibilidad de implementarlos a gran escala
- b) Esquema tarifario:

La inclusión de las Smart Grids en el esquema tarifario actual debe respetar los principios básicos existentes. Dichos principios se mencionan a continuación:

 - Eficiencia económica: Estimular el mejor empleo posible de recursos económicos, al mínimo costo. Para esto cada tarifa debe reflejar los costos incurridos por el sistema eléctrico para suministrar el consumo de los usuarios correspondientes y a su vez debe enviar señales económicas correctas para fomentar el uso eficiente del suministro así como la utilización de la electricidad en el corto y en largo plazo.
 - Equidad: No discriminación de la asignación de los costos para los consumidores que utilizan el sistema eléctrico en forma semejante.
 - Equilibrio financiero (Garantía de recuperación de costos): La tarifa debe ser capaz de cubrir los costos de generación, transmisión y distribución, permitir una rentabilidad razonable para el capital y garantizar la expansión del sistema.
 - Simplicidad: Ser lo más simples posibles, de manera que sean comprendidos por los consumidores.

- **Transparencia:** en la definición de los criterios de asignación, variables, hipótesis y criterios utilizados.
- **Estabilidad:** deben conservar su estructura de precios durante un tiempo razonable evitándose grandes fluctuaciones en periodos cortos. De modo que se proporcione seguridad jurídica y posibilidad de planificar a medio y largo plazo a las empresas eléctricas y a los consumidores.
- **Aditividad tarifaria:** para poder analizar individualmente el impacto de cada uno de los conceptos de costos en la tarifa.

En consonancia con los principios de eficiencia económica y equidad, es deseable que los costos traspasados a clientes vaya en directa relación con los beneficios que estos perciban producto de su implementación. Al respecto, en el numeral 7.3 se describen una serie de beneficios identificados en la revisión internacional, los cuales se pueden clasificar en dos grupos, el primero de ellos corresponde a los generales y el segundo a los particulares. En la categoría de beneficios generales se encuentran las mejoras de la calidad y la confiabilidad, la eficiencia energética, los beneficios ambientales y los menores costos operacionales, cuyos efectos son percibidos por la totalidad de los usuarios y por ende deben ser asumidos por el conjunto de consumidores a través de la inclusión de los costos de implementar Smart Grids en tarifas incorporándolos en el VAD; esta categoría agrupa la gran mayoría de los beneficios obtenidos de la aplicación de Smart Grids. En la categoría de beneficios particulares están aquellos beneficios que son captados sólo por algunos consumidores y que deben ser asumidos por ellos para evitar subsidios cruzados; como para captar estos beneficios la solución de Smart Grid lleva asociada la instalación de equipamiento que suministra información o bien controla directamente los consumos de los clientes, estos deben asumir el costo de tales equipos. En la misma situación se encuentran los esquemas de medición bidireccional.

Sin perjuicio de lo anterior, es importante destacar que el reconocimiento de costos de Smart Grids en tarifa es hoy por hoy un tema controversial y no existe consenso respecto de su solución. Esto se debe a que las tecnologías utilizadas son relativamente incipientes y se está en pleno proceso de desarrollo, lo que no permite tener certeza de los reales costos y beneficios que conlleva la adopción de Smart Grids. Más aún, a nivel internacional, el financiamiento de estos proyectos se ha llevado a cabo en forma conjunta por la industria y fondos gubernamentales, lo que ha posibilitado el avance en estos temas.

Asimismo, Los objetivos trazados a nivel gubernamental en el tema de Smart Grids, así como las medidas adoptadas para incentivar su penetración, pueden afectar la asignación de costos, ya que si bien es cierto los principios de eficiencia económica y equidad apuntan a que los costos deben ser asumidos por quienes los originan u obtienen sus beneficios, las políticas de Estado pueden apuntar en otro sentido.

Una vez definidos los costos a traspasar a los usuarios es necesario establecer la forma mediante la cual se aplicará el cargo por concepto de Smart Grids en tarifa. Esta debe respetar los principios de simplicidad, transparencia, estabilidad y aditividad. Para esto y tomando en consideración el esquema tarifario chileno, el cual se basa en el reconocimiento de costos de una empresa modelo eficiente operando en el país. Se propone que en una primera etapa, mientras no exista una madurares tecnológica y la penetración en las redes sea baja, el reconocimiento de los costos

de inversión en Smart Grids¹⁰³ se realice a través de un cargo adicional, cuyo monto sea definido en función de las metas de desarrollo que se imponga la autoridad y cuya ejecución sea controlada por un organismo pertinente. Adicionalmente, en forma conjunta con la determinación del cargo por inversiones en SmartGrids se deberá capturar los menores costos operativos asociados a estos. De esta forma la tarifa reflejará tanto las mayores inversiones en tecnologías como los ahorros operativos producto de su aplicación. Luego, a medida que estas tecnologías sean efectivamente adoptadas por la red, podrán ser incorporadas en la modelación de la empresa modelo.

- c) Se recomienda revisar los esquemas de licitación de energía para posibilitar entregar señales de precio a los clientes regulados. Específicamente, se recomienda revisar el mecanismo de adjudicación que considera un precio único para todo el periodo por alguno que permita hacer traspaso de señales de precio.
- d) Se recomienda revisar normativa actual relacionada con la generación distribuida para eliminar barreras de entrada estableciendo procedimientos y esquemas claros para medir el impacto sobre la red debido a la entrada de generación y medir los beneficios por reducción de pérdidas.
- e) Se recomienda realizar un estudio de carga para tener un mayor conocimiento del comportamiento de consumo de los clientes y así diseñar opciones tarifarias que permitan a los clientes gestionar mejor su consumo.

¹⁰³ Que entregan beneficios generales

ANEXOS

ANEXO I: ESTÁNDARES FEDERÁLES DE TARIFAS EN EEUU

PURPA originariamente incluye en la sección I -Title I – seis estándares federales para ser incluidas en las tarifas eléctricas.

- (1) el costo del servicio
- (2) tarifas en bloques decrecientes
- (3) variación horaria diaria
- (4) estacionalidad
- (5) tasas de interrupción
- (6) técnicas de manejo de carga (1978).

The Energy Policy Act of 1992add:

- (7) planificación de integración de recursos
- (8) inversión en conservación y manejo de la demanda
- (9) inversión en eficiencia de la generación energética
- (10) consideración de los efectos del costo de capital, estructuras confiables y seguridad de la red, en la compra de energía en el Mercado mayorista en la compra.

Energy Policy Act of 2005 adiciona:

- (11) net metering
- (12) diversidad de combustibles
- (13) eficiencias en la generación de combustibles fosiles
- (14) mediciones y comunicación en tiempo real.
- (15) estándares de interconexión para generación distribuida

Energy Independence and Security Act 2007 agrega:

- (16) planificación de integración de recursos II
- (17) Diseños de tasas para promover la inversión en energía eficiente
- (18) Inversiones en Smart Grid
- (19) Información en Smart Grid

Ejemplo: PURPA 111(d) Estándar.

“(11) Net Metering.—Each electric utility shall make available upon request net metering service to any electric consumer that the electric utility serves. For purposes of this paragraph, the term ‘net metering service’ means service to an electric consumer under which electric energy generated by that electric consumer from an eligible on-site generating facility and delivered to the local distribution facilities may be used to offset electric energy provided by the electric utility to the electric consumer during the applicable billing period..”

“(14) Time-Based Metering and Communications.—(A) Not later than 18 months after the date of enactment of this paragraph, each electric utility shall offer each of its customer classes, and provide individual customers upon customer request, a time-based rate schedule under which the rate charged by the electric utility varies during different time periods and reflects the variance, if any, in the utility’s costs of generating and purchasing electricity at the wholesale level. The time-based rate schedule shall enable the electric consumer to manage energy use and cost through advanced metering and communications technology”.

ANEXO II: ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN CANADA

El precio de la electricidad es determinado por su costo, así lo define *the regulatory board*. A continuación se presenta un resumen de la estructuras de Mercado en cada provincia que detalla el *National Energy Board*:

Alberta

- Obligación de power pool
- Mercado mayorista y acceso abierto para definir distribuidor, desde 2001.
- Precios regulados para las distribuidoras desde Julio 2006
- Separación funcional entre generación, transmisión y distribución
- Un solo sistema de transmisión
- Supervisor del mercado independiente

British Columbia

- Mercado mayorista con acceso a industrias
- Sistema de transmisión independiente

Manitoba

- Mercado mayorista con acceso abierto
- Separación funcional entre generación, transmission y distribución

New Brunswick

- Mercado mayorista con acceso a grandes industrias
- Mercado bilateral y sistema independiente desde 2004

Newfoundland

- Políticas energéticas bajo revisión

Nova Scotia

- Mercado mayorista con acceso abierto
- Separación funcional en generación, transmission y distribución

Ontario

- Industria energética desagregada desde 1998
- Mercado mayorista y distribuidoras con acceso abierto desde 2002
- Cambios en planificación de recursos, tarifas y adquisiciones desde 2005, creándose *Ontario Power Authority* (OPA)

Prince Edward Island

- Solo red de distribución

Québec

- Mercado mayorista de acceso abierto

- Separación funcional
- Mercado mayorista competitivo para cargas domesticas mayors a 165 Twh

Saskatchewan

- Mercado mayorista de acceso abierto
- Separación funcional entre generación, transmisión y distribución.

Las autoridades provinciales regulan el precio de electricidad del consumidor, de la generación, de la transmisión y de la distribución. Los precios y las tarifas de los usuarios varían a nivel regional por varias razones¹⁰⁴:

- ✓ Variacion en los costos de Generación; Los precios de provincias con mayor uso de energía hidráulica tienen a tener valores mas bajos (por ejemplo British Columbia, Manitoba y Québec);
- ✓ Clase de consumidor (residencial, comercial, industrial); tarifas residenciales suelen ser mayores que las comerciales e industriales.
- ✓ Según la cantidad de energía consumida en un período de tiempo definido (la tarifa puede variar según la cantidad de consumo por el usuario)
- ✓ Precio según horario del día, *time-of-use* (TOU)(por ejemplo para aquellos que cuentan con medidores inteligentes)
- ✓ Capacidad para activar combustibles de menores costos.

¹⁰⁴ <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/prcng/lctrct/crrntmrktcndtn-eng.html>. National energy board

ANEXO III: TARIFAS DE SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN EN ESPAÑA

Las tarifas de suministro de baja tensión existentes en la actualidad son las siguientes:

Tarifas y escalones de tensión	
Baja tensión	
Tarifa Social	Potencia < 3 kW
1.0 General	Potencia ≤ 1 kW (1)
2.0.1 General	1 kW < Potencia ≤ 2,5 kW
2.0.2 General	2,5 kW < Potencia ≤ 5 kW
2.0.3 General	5 kW < Potencia ≤ 10 kW
3.0.1 General	10 kW < Potencia ≤ 15 kW
3.0.2 General	Potencia superior a 15 kW

Existe, además, una tarifa social que se aplica a aquellos suministros domésticos en baja tensión contratados por personas físicas siempre que:

- El suministro esté destinado a residencia habitual del titular.
- La potencia contratada sea inferior a 3 kW.
- Tenga instalado el correspondiente ICP (Interruptor de control de potencia).

La formación del precio final de la energía eléctrica consumida de acuerdo con la actual estructura de tarifas en España parte de la facturación básica que tiene una fórmula binomia, con un término función de la potencia demandada y otro función de la energía consumida, a esta facturación básica se le suman algebraicamente los recargos o descuentos correspondientes a los complementos que, en su caso, correspondan obteniendo así el precio final de la energía. La factura eléctrica se completa con los importes, en su caso, del alquiler de los equipos de medida y los impuestos.

Complemento de discriminación horaria

El complemento por discriminación horaria establecido en la actual estructura tarifaria, tiene en cuenta el distinto coste de la energía eléctrica en cada periodo horario. Su objetivo fundamental es lograr el aplanamiento de la curva de carga diaria, y, dependiendo de la modalidad, de la monótona del sistema eléctrico nacional.

En el caso de las tarifas domésticas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1, se puede optar por la opción de doble discriminación horaria, que supone diferenciar el consumo en dos periodos: las horas punta (10 al día) y horas valle (14 al día), con un precio menor en las horas valle.

En el caso de la tarifa 3.0.2, desde el 1 de enero de 2009 resulta de aplicación un complemento por discriminación horaria que diferencia tres períodos tarifarios al día.

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Periodos horarios	Duración
Punta	4 horas/día
Llano	12 horas/día
Valle	8 horas/día

ANEXO IV: REFERENCIAS

Referencias Brasil

- i. Duarte, Daniel Perez. EVALUACIÓN DEL MODELO DE POLÍTICA DE LA APLICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE REDES INTELIGENTES EN EL PUNTO DE VISTA DE LA EMPRESA. Tesis Doctoral (los requisitos), la Escuela Politécnica de la Universidad de São Paulo, 2012.
- ii. Alcântara, Márcio Venício Pilar. Mapa de Projetos de P&D em Redes Inteligentes. III Seminário Internacional de Smart Grid. 2011.
- iii. Grupo de Trabajo Redes Eléctricas Inteligentes Ministerio de Minas y Energía. Smart Grid. Ordenanza N° 440, de 15 de abril de 2010.
- iv. Maia, Fernando. Proyecto Estratégico de I + D de energía Redes Inteligentes: Divide Proyecto. IV Seminario Internacional de la Red Inteligente. 2012.
- v. ANEEL. Ley 12.212/2010.
- vi. Senna, Daniel. CEMIG: Smart Grid Energía Cemig Logros 2011-2012. IV Seminario Internacional de la Red Inteligente. 2012.
- vii. Toledo, Fábio. Programa Light Smart Grid. IV Seminario Internacional de la Red Inteligente. 2012.
- viii. EDP. InovCity: La implementación de un proyecto piloto de red inteligente en el Estado de São Paulo, São Paulo, 3 de agosto de 2011.
- ix. AMPLA. Smart City Buzios: La primera Smart City América Latina.
- x. ANEEL. RESOLUCION NORMATIVA N° 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010
- xi. ANEEL. RESOLUCION NORMATIVA N° 502, DE 7 DE AGOSTO DE 2012
- xii. ANEEL. RESOLUCION NORMATIVA N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012
- xiii. ANEEL. Audiencia Pública N° 048/2012
- xiv. ANEEL. PRORET, Submódulo 2.3 – Base de Remuneracion Regulatória
- xv. ANEEL. Nota Técnica n° 296 – BRR
- xvi. ENERQ/USP. Proyecto Estratégico de P & D - Automatización de redes inteligentes de distribución - automatización del despliegue de escenarios de distribución en Brasil - Diciembre de 2011 CONCLUSIONES

Referencias Estados Unidos

- i. Electric Power Research Institute. EPRI Smart Grid Demonstration Update. Abril 2012.
- ii. Electric Power Research Institute (Jeffrey D. Roark). Cost and Benefits of the Smart Grid. Smart Grid Assessment Methodologies. Noviembre, 2011.

- iii. Electric Power Research Institute. Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. Technical Report. 2011.
- iv. Black and Veatch. Advanced Metering Infrastructure (AMI) evaluation. Final Report. Completed for Commonwealth Edison Company (ComEd). Julio, 2011.
- v. Electric Power Research Institute (G. Horst). The effect on electricity consumption of the Commonwealth Edison Customer Application Program Pilot. Phase 1. 2011.
- vi. The Brattle Group (S. Sergici; A. Faruqui). Evaluation of Baltimore Gas and Electric Company's. Smart Energy Pricing Program. Agosto, 2011.
- vii. The Brattle Group (A. Faruqui; J. Palmer). The Discovery of Price Responsiveness – A Survey of Experiments involving Dynamic Pricing of Electricity
- viii. The Brattle Group (A. Faruqui; S. Sergici; L. Akaba). Dynamic Pricing of Electricity for Residential Customers: The Evidence from Michigan.
- ix. Federal Energy Regulatory Commission. Assessment of demand response & advanced metering. Noviembre, 2011.
- x. Critical Peak Pricing Lowers Peak Demands and Electric Bills in South Dakota and Minnesota. Case Study. Sioux Valley Energy.
- xi. US Department of Energy. Electricity Delivery & Energy Reliability. American Recovery and Investment Act of 2009. Smart Grid Investment Grant Program. Progress report. Julio, 2012.
- xii. W. Harbaugh. VP Pricing & Regulatory Services. The Smart Energy Pricing Evolution at BGE. For the National Town Meeting on Demand Response and Smart Grid. Julio, 2011.
- xiii. Public Utilities Commission of Ohio. Duke Energy Ohio Smart Grid Audit and Assessment. Junio, 2011.

Referencias Europa

- i. Country reports on liberalisation and privatisation processes and forms of regulation Liberalisation, "privatisation and regulation in the German electricity sector. Torsten Brandt, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliches Institut (WSI), november 2006.
- ii. Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
- iii. Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.
- iv. Electricity Regulation 2010. Published by Law Business Research, London.
- v. European Commission. JRC Reference Reports. Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects. 2012.

- vi. Los Mercados Eléctricos en Europa, José Ignacio Pérez Arriaga, Carlos Battle, Carlos Vázquez. Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, junio 2006.
- vii. Mandate 441/2009 de la European Commission.
- viii. Mandate 468/2010 de la European Commission.
- ix. Mandate 490/2011 de la European Commission.
- x. Página web de la Comisión Europea: http://ec.europa.eu/index_es.htm
- xi. Página web de E-Energy: <http://www.e-energy.de/en/1192.php>
- xii. Página Web <http://www.energylaw.de/>
- xiii. Página web de European Strategic Energy Technology Plan: <http://www.SmartGrids.eu>
- xiv. Página web proyecto eera: <http://www.eera-set.eu/>
- xv. Proyecto de fin de carrera “Estudio sobre el estado actual de las Smart Grids”. Javier Lorente de la Rubia. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad Carlos II de Madrid, junio 2011.
- xvi. Publicación: Hacia una energía inteligente, E-ON.
- xvii. Smart Energy made in Germany, Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy. BAUM. Consult GmbH, Munich/Berlin, 2012.
- xviii. Tesis de Máster “Revisión de la Regulación del Mercado Minorista de Electricidad para una Liberalización Completa”, Alezeia González García. Universidad Pontificia Comillas, septiembre 2006.
- xix. Tesis de Master “La generación distribuida en España”, David Trebolle Trebolle, Universidad Pontificia de Comillas, 2007.
- xx. Adicionalmente se ha consultado una serie de presentaciones que son citadas a lo largo del documento.