



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Estimación del impacto de las Redes Eléctricas Inteligentes (*Smart Grids*) en el precio de la electricidad en Colombia

Javier Sánchez

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Área Curricular Ingeniería de Sistemas e Informática

Medellín, Colombia

2016

Estimación del impacto de las Redes Eléctricas Inteligentes (*Smart Grids*) en el precio de la electricidad en Colombia

Javier Sánchez

Trabajo final de maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Sistemas Energéticos

Director:

PhD., Carlos Jaime Franco Cardona

Línea de Profundización

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Área Curricular Ingeniería de Sistemas e Informática

Medellín, Colombia

2016

Resumen

La red eléctrica del futuro será capaz de contribuir al desarrollo de la sociedad, a través de la gestión inteligente de los recursos energéticos, de la mejora en la eficiencia y cobertura de su servicio, del fomento a la sostenibilidad ambiental y de su competitividad económica.

Numerosos cambios se están desarrollando en los sectores eléctricos de diferentes países alrededor del mundo, buscando a través del concepto de las *smart grids* alcanzar algunos de estos objetivos en función de sus prioridades.

Colombia no es la excepción, y a través de iniciativas sectoriales y de la naciente regulación al respecto, el país busca transformar su sistema eléctrico a través de la incorporación de las redes eléctricas inteligentes.

Este trabajo recopila experiencias relevantes en la implementación real de redes eléctricas inteligentes a nivel internacional y el contexto en que se originan; identifica las características principales de algunas de las tecnologías y aplicaciones de las *smart grids* y su impacto en los precios de la electricidad; y finalmente, haciendo uso de la anterior recopilación, estima los posibles movimientos de los precios de bolsa de energía en el mercado eléctrico colombiano a través del diseño y uso de un prototipo de modelo con el que se simuló, de forma retrospectiva, la presencia de tecnologías *smart grid* en el sistema eléctrico nacional.

Palabras clave: Redes Eléctricas Inteligentes, Smart Grid, Precios de Electricidad, Sistema Eléctrico Colombiano.

Abstract

The power grid of the future will be able to contribute to the development of society, through the smart management of energy resources, improvements of efficiency and service availability, promoting environmental sustainability and economic competitiveness.

Many changes are taking place in the electricity sectors of different countries around the world, looking through the concept of smart grids to achieve some of these goals according to their priorities.

Colombia is not an exception, and through sectoral initiatives and the emerging regulation in this regard, the country aims to transform its power system through the introduction of smart grids.

This paper collects relevant experiences about real deployments of smart grids worldwide and the context in which they were originated; it identifies the main features of some of the technologies and applications of smart grids and their impact on electricity prices; and finally, using the information collected, it estimates the probable price movements of power exchange in the Colombian electricity market through the design and use of a prototype model that simulated, retrospectively, the presence of smart grid technologies in the national electricity system

Keywords: Smart Power Grids, Smart Grid, Electricity Prices, Colombian Power System.

Contenido

	Pág.
Resumen	V
Lista de figuras	IX
Lista de tablas	13
Capítulo 1	14
1. Introducción	14
1.1 Planteamiento del problema	14
1.2 Justificación	15
1.3 Objetivos.....	16
1.3.1 Objetivo General	16
1.3.2 Objetivos Específicos.....	16
1.4 Generalidades de las REI y marco teórico	16
1.4.1 Bases teóricas.....	16
1.4.2 Antecedentes	23
1.4.3 Hipótesis	26
1.5 Metodología.....	26
1.6 Resumen	27
Capítulo 2	28
2. Experiencia internacional en la implementación de redes eléctricas inteligentes	28
2.1 Metodología de selección	28
2.2 Selección del grupo de países candidatos	29
2.3 Países seleccionados para la recopilación de experiencias en REI	30
2.4 Experiencias recopiladas por país sobre la implementación de REI	30
2.4.1 Alemania	31
2.4.2 Australia	38
2.4.3 Brasil.....	41
2.4.4 China	43
2.4.5 España.....	46
2.4.6 Estados Unidos de América	51
2.4.7 Francia.....	55
2.4.8 Sudáfrica.....	58
2.5 Análisis y conclusión.....	59
2.6 Resumen	62

Capítulo 3	63
3. Características de las REI y su impacto en los precios de la electricidad	63
3.1 Tecnologías REI consideradas	63
3.2 Características principales	64
3.2.1 Respuesta de la demanda	64
3.2.2 Integración de recursos energéticos distribuidos.....	67
3.2.3 Integración a gran escala de fuentes de energía renovable	69
3.3 Resumen	69
Capítulo 4	70
4. Estimación de los movimientos del precio de la electricidad debido a incorporación de redes eléctricas inteligentes	70
4.1 Descripción general.....	70
4.2 Descripción del prototipo de modelo	71
4.2.1 Datos de entrada.....	72
4.2.2 Datos de salida	72
4.2.3 Bloques funcionales	73
4.2.4 Parametrización del modelo	76
4.3 Resultados de la modelación	82
4.3.1 Escenario 0: Caso base	82
4.3.2 Escenario 1: Respuesta de la demanda.....	84
4.3.3 Escenario 2: Generación distribuida.....	87
4.3.4 Escenario 3: Integración de renovables a gran escala	92
4.3.5 Escenario 4: Efecto combinado de tecnologías REI	95
4.4 Resumen	100
5. Conclusiones y recomendaciones	101
5.1 Conclusiones	101
5.2 Cumplimiento de los objetivos del trabajo de grado	104
5.2.1 Cumplimiento del Objetivo Específico No. 1	104
5.2.2 Cumplimiento del Objetivo Específico No. 2.....	104
5.2.3 Cumplimiento del Objetivo Específico No. 3.....	105
5.2.4 Cumplimiento del Objetivo General	105
5.3 Recomendaciones sobre trabajos futuros	107
6. Referencias	109

Lista de figuras

	Pág.
<i>Figura 1 - Esquema de las Power-systems computing grid. (Irving, et al., 2004)</i>	17
<i>Figura 2-Modelo conceptual de las Smart Grids. Fuente: (NIST, 2014).....</i>	17
<i>Figura 3-Comunicaciones de la respuesta de demanda. (Moslehi & Kumar, 2010)</i>	18
<i>Figura 4-Micro redes y componentes. (Kroposki, et al., 2008).....</i>	19
<i>Figura 5-Demanda máxima de potencia en Colombia. (XM, 2016).....</i>	22
<i>Figura 6-Curva de carga típica en Colombia. (Castaño, et al., 2014).....</i>	23
<i>Figura 7-Distribución de artículos sobre Smart Grid por año de publicación (Scopus, 2014).....</i>	24
<i>Figura 8- Escalafón ETI para el 2015. (WEC, 2015)</i>	29
<i>Figura 9 - Países seleccionados para la recopilación de experiencias en redes eléctricas inteligentes.</i>	30
<i>Figura 10- Número de proyectos por etapa de desarrollo y país (Europa). (Covrig, et al., 2014).....</i>	31
<i>Figura 11 - Destinación de inversión en Smart Grids en Alemania, por aplicación. Fuente de datos: (European Commission - JRC, 2014).....</i>	32
<i>Figura 12- Artículos en Australia sobre tecnologías REI. (Haidar, et al., 2015).....</i>	39
<i>Figura 13 - Participación de tecnologías en la capacidad instalada de generación en China. (EIA, 2015).....</i>	44
<i>Figura 14- Enlaces de colaboración entre España y otros países de la UE para las REI. (Covrig, et al., 2014).....</i>	47
<i>Figura 15 - Destinación de inversión en Smart Grids en España, por aplicación. Fuente de datos: : (European Commission - JRC, 2014).....</i>	47
<i>Figura 16-Inversión en Smart Grids en E.U. (U.S. Department of Energy, 2014).....</i>	52
<i>Figura 17 - Cantidad de proyectos desarrollados en USA, por categoría. Fuente de datos: (Simões, et al., 2011)</i>	52
<i>Figura 18-Presupuesto acumulado 2002-2014 en Smart Grids para países europeos. (Covrig, et al., 2014).....</i>	55
<i>Figura 19-Destinación de inversión en Smart Grids en Francia, por aplicación. Fuente de datos: (European Commission - JRC, 2014)</i>	56
<i>Figura 20 - Tecnologías Smart Grid con mayor relevancia en estudio ISGAN. (Wang & Lightner, 2014).</i>	64
<i>Figura 21 - Clasificación de programas de respuesta de demanda. (Ahmad, et al., 2015)</i>	66
<i>Imagen 22 - Clasificación generación distribuida por capacidad (Ackermann, et al., 2001)</i>	68

<i>Figura 23 - Prototipo de modelo</i>	71
<i>Figura 24 - Formación del precio de bolsa de energía. Izq.: Antes de CREG 051 2009 – Der.: Después. Fuente: (Gómez, 2010)</i>	74
<i>Figura 25 - Sistema de Información Eólica. Fuente: Cortesía ISAGEN, 2016.</i>	75
<i>Figura 26 - System Advisor Model (SAM). Fuente: (NREL, 2010)</i>	76
<i>Figura 27 - Reducción de picos de consumo para casos recopilados en base de datos Arcturus. (Faruqui & Sergici, 2013)</i>	77
<i>Figura 28 - Demanda promedio horaria para el periodo 2014-2015 y picos de consumo. Elaboración propia basada en datos de (XM, 2016)</i>	78
<i>Figura 29-Demanda regulada promedio / cantidad de instalaciones eléctricas reguladas. Elaboración propia basada en datos de (XM, 2016)</i>	79
<i>Figura 30 - Proyecto FENIX-Participación en el mercado eléctrico a través de plantas virtuales de generación (Kieny, et al., 2009)</i>	80
<i>Figura 31-Costos marginales reales y calculados por el prototipo de modelo para el Escenario 0: Caso base. Información real tomada de (XM, 2016)</i>	82
<i>Figura 32- Demanda diaria real del Escenario 0: Caso base. Información real tomada de (XM, 2016)</i>	83
<i>Figura 33-Costo marginal calculado por el prototipo de modelo para el Escenario 0: Caso base</i>	83
<i>Figura 34 - Detalle de costos marginales y demanda Marzo 2015</i>	84
<i>Figura 35 - Cambios en la demanda anual de energía - Escenario 1: Respuesta de demanda</i>	85
<i>Figura 36 - Cambios en la demanda mensual de energía - Escenario 1: Respuesta de demanda</i>	85
<i>Figura 37 - Cambios en el costo marginal ponderado anual de energía - Escenario 1: Respuesta de demanda</i>	86
<i>Figura 38 - Comparación de escenario base y escenario 1 (RD) para Marzo 2015</i>	87
<i>Figura 39- Caracterización del recurso solar. Rojo:GHI Azul:DNI Naranja: DHI</i>	88
<i>Figura 40-Perfil de generación solar fotovoltaica para una instalación de 4kW</i>	88
<i>Figura 41-Perfil de la demanda regulada tipo</i>	89
<i>Figura 42-Demanda, generación fotovoltaica y energía de la red para una instalación regulada tipo con generación distribuida de 4kW FV</i>	89
<i>Figura 43-Cambios en la demanda anual de energía. Escenario 2: Generación distribuida</i>	90
<i>Figura 44 - Comparación del escenario 0 (caso base) y escenario 2 (GD) para Marzo 2015</i>	92
<i>Figura 45 - Estimación de costos marginales anuales para distintos niveles de capacidad instalada eólica</i>	93
<i>Figura 46 - Estimación de costos marginales mensuales para distintos niveles de capacidad instalada eólica</i>	94
<i>Figura 47-Comparación de escenario base y escenario 3 (integración de renovables a gran escala) para Marzo 2015</i>	95

<i>Figura 48-Cambios en la demanda anual de energía. Escenario 4: Efecto combinado de las REI</i>	<i>96</i>
<i>Figura 49-Estimación de costos marginales (promedio ponderado anual) para distintos niveles de incorporación de las REI.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 50- Estimación de costos marginales (promedio ponderado mes) para distintos niveles de incorporación de las REI.....</i>	<i>97</i>
<i>Figura 51-Comparación del escenario 0 (caso base) y escenario 4 (efecto combinado de las REI con alto nivel de incorporación) para Marzo 2015.....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 52-Comparación del escenario 0 (caso base) y escenario 4 (efecto combinado de las REI con bajo nivel de incorporación) para Marzo 2015.....</i>	<i>99</i>

Lista de tablas

	Pág.
<i>Tabla 1-Comportamiento de la demanda de electricidad en Colombia a nivel regional (2015). (XM, 2016)</i>	22
<i>Tabla 2 - Artículos más influyentes - Smart grids (Scopus, 2014).....</i>	23
<i>Tabla 3-Artículos más influyentes - Precios de la electricidad y smart grids (Scopus, 2014).....</i>	24
<i>Tabla 4-Aplicaciones de las REI (Giordano, et al., 2013).....</i>	59
<i>Tabla 5 - Aplicación de los proyectos REI recopilados</i>	61
<i>Tabla 6 - Tecnologías REI seleccionadas (Covrig, et al., 2014).....</i>	63
<i>Tabla 8 - Parámetros de simulación para el Escenario 1: Respuesta de demanda</i>	77
<i>Tabla 9 - Parámetros de simulación para el Escenario 2: Generación distribuida.....</i>	80
<i>Tabla 10 - Parámetros de simulación para el Escenario 3: Integración a gran escala de fuentes renovables de energía</i>	81
<i>Tabla 11 - Costo marginal estimado para el Escenario 1-Respuesta de demanda y cambios respecto al Escenario 0-Caso base.....</i>	86
<i>Tabla 12-Demanda total de energía para el Escenario 2-Generación Distribuida y cambios respecto al Escenario 0-Caso base.....</i>	90
<i>Tabla 13-Cambios en el costo marginal ponderado anual de energía - Escenario 2: Generación distribuida.....</i>	91
<i>Tabla 14-Costos marginales anuales y cambios respecto al escenario base para distintas capacidades de generación eólica.....</i>	93
<i>Tabla 15-Cambios en la demanda total de energía para el Escenario 4-Efecto combinado de las REI.....</i>	96

Capítulo 1

1. Introducción

1.1 Planteamiento del problema

La electricidad cumple un papel crucial en muchas de las actividades relevantes de la sociedad, y su importancia para el desarrollo económico e industrial de ésta es irrefutable (Pilipovic, 1998).

Considerando esta relevancia, debemos velar por el uso eficiente de los recursos energéticos, incluyendo la electricidad, para garantizar la sostenibilidad de nuestra sociedad y el desarrollo económico de los países.

Sin embargo, el panorama actual es distinto: los sistemas eléctricos ya implementados alrededor del mundo son cada vez menos compatibles con las necesidades cambiantes de consumo y nuevos esquemas de producción de energía, las cuales en algunos casos son jaladas por las tecnologías emergentes (vehículos eléctricos, energías renovables, almacenamiento de energía, entre otros), lo cual genera oportunidades de mejorar su eficiencia.

Actualmente las redes eléctricas son unidireccionales, y cuentan con sistemas de transmisión que presentan pérdidas que rondan el 8%, mientras que el 20% del parque generador disponible se usa sólo para atender los picos de consumo, usando dicha capacidad apenas un 5% del tiempo (Farhangi, 2010).

Asimismo, considerando que no es posible almacenar energía a bajo costo, el sistema eléctrico requiere contar con suficiente capacidad de generación para suplir los picos de consumo, capacidad que en otros horarios permanecerá ociosa (Velásquez, et al., 2007).

Teniendo en cuenta estos aspectos, es necesario realizar estudios en el campo de generación de energía que permitan suplir la demanda de forma más eficiente, puesto que ésta se incrementa mucho más rápido que la oferta (Lui, et al., 2010).

Al respecto, la adopción de tecnologías pertenecientes al campo de las Redes Eléctricas Inteligentes (*Smart Grids*) puede aportar a la labor de mejorar la eficiencia de los mercados de energía. Algunas de estas tecnologías se relacionan con los medidores inteligentes, respuesta de la demanda y generación distribuida.

Algunos autores han manifestado la importancia de comprender el comportamiento de la demanda ante la introducción de medidores inteligentes y evaluar su impacto en la curva de carga, e incluso han desarrollado modelos aplicables al caso colombiano para estimar el aplanamiento de la curva de consumo en caso de adopción de estos medidores (Castaño, 2013).

Considerando que la demanda de electricidad, la oferta y la regulación rigen el comportamiento de los mercados eléctricos (Franco, et al., 2008) y que las smart grids influyen directamente sobre las dos primeras fuerzas, es importante estimar su impacto en los precios de la electricidad.

Exceptuando las estimaciones realizadas ante la implementación de programas de respuesta de la demanda en (Perez, 2015) (Baratto & Cadena, 2011), en la actualidad no existen estimaciones económicas concretas sobre cómo los precios de la electricidad en el mercado eléctrico colombiano se verán influenciados debido a la potencial adopción de tecnologías pertenecientes al esquema de *Smart Grids* en el país (generación distribuida, almacenamiento de energía, integración de fuentes renovables a gran escala, entre otros), información que se requiere para tomar decisiones de incorporación de la tecnología en Colombia y determinar su viabilidad.

Al respecto, el presente trabajo aborda estos temas y los expone de la siguiente manera: En el capítulo 2 se presenta una recopilación de experiencias internacionales en la implementación real de redes eléctricas inteligentes en países seleccionados; en el capítulo 3 se presentan algunas de las características de las redes eléctricas inteligentes y su impacto en los precios de la electricidad; en el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos mediante un prototipo de modelo diseñado para estimar los efectos de las redes eléctricas inteligentes en los precios de la electricidad en Colombia de manera retrospectiva,, considerando entre otros aspectos los elementos presentados en los capítulos 2 y 3; y finalmente se presentan las conclusiones respectivas en el capítulo 5.

1.2 Justificación

Considerando que en Colombia existe interés en adoptar tecnologías asociadas al concepto de las redes eléctricas inteligentes (en adelante REI), no existen en la actualidad estimaciones concretas sobre cómo los precios de la electricidad en el mercado eléctrico

colombiano se verán influenciados debido a la potencial adopción de tecnologías pertenecientes al esquema de las REI -a excepción del caso de las estimaciones realizadas ante la implementación de programas de respuesta de la demanda en (Perez, 2015) y (Baratto & Cadena, 2011)-, información que se considera necesaria para tomar decisiones de incorporación de la tecnología en Colombia y determinar su viabilidad.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Estimar los posibles movimientos que tendrían los precios de bolsa del Mercado Eléctrico Mayorista de Colombia como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Hacer una recopilación de referencias internacionales sobre la implementación de las redes eléctricas inteligentes en algunos países seleccionados.
- Identificar las principales características de las redes eléctricas inteligentes y sus impactos en los precios de corto plazo de la electricidad.
- Desarrollar un prototipo de modelo que permita estimar los posibles movimientos de precios de la electricidad en bolsa del mercado eléctrico mayorista de Colombia como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país.

1.4 Generalidades de las REI y marco teórico

A continuación se presentan las bases teóricas de los elementos que se requieren comprender para entender el problema de investigación seleccionado, así como las investigaciones relevantes que se han hecho hasta el momento y que serán consideradas para encontrar la solución del problema.

1.4.1 Bases teóricas

a. Conceptualización de las REI (*Smart Grids*)

Las redes eléctricas inteligentes, o *Smart Grids*, son un concepto del que ya se hablaba hace más de una década.

Concretamente algunos autores como Irving, Taylor y Hobson se referían en (Irving, et al., 2004) al concepto como *power-systems computing grid*, el cual mostraban como una

aplicación de otro concepto más general denominado *grid computing* en los sistemas eléctricos tradicionales, y del cual afirmaban los autores que:

“podría ofrecer a los participantes del mercado un medio económico y eficiente de competir (y cooperar) para entregar un suministro eléctrico confiable, económico y sostenible”.

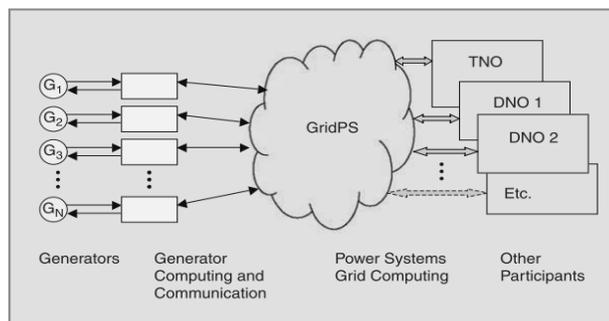


Figura 1 - Esquema de las Power-systems computing grid. (Irving, et al., 2004)

En publicaciones más recientes las REI son descritas como:

“una red eléctrica inteligente es una red eléctrica que puede integrar de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ésta – generadores, consumidores y aquellos que hacen ambas cosas- con el objetivo de entregar eficientemente un suministro de electricidad sostenible, económico y seguro” (European Technology Platform, 2008).

“sistemas eléctricos que utilizan tanto las tecnologías de información y comunicaciones (bidireccionales y seguras) como la inteligencia computacional de manera integrada a través del espectro completo de los sistemas eléctricos, desde la generación hasta los puntos finales de consumo de la electricidad” (Gharavi & Ghafurian, 2011).

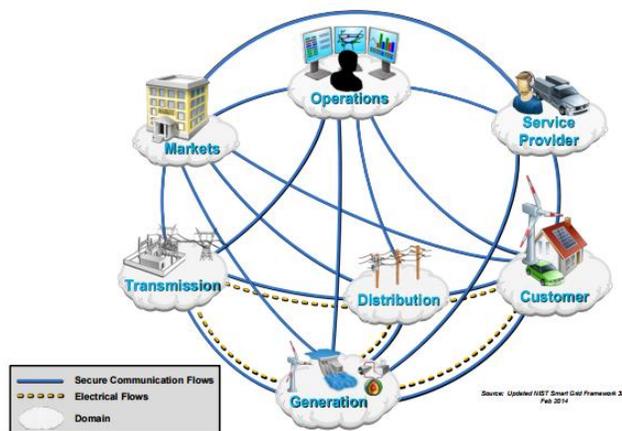


Figura 2-Modelo conceptual de las Smart Grids. Fuente: (NIST, 2014)

En cualquier caso, el concepto es una respuesta a la necesidad creciente de contar con un suministro limpio, seguro, confiable, resistente, eficiente y sostenible de la energía eléctrica que un grupo de individuos pueda requerir (Gharavi & Ghafurian, 2011).

Las REI se apalancan en múltiples tecnologías y conceptos, agrupándolas y consiguiendo un efecto conjunto que apunta a cumplir los objetivos que se traza. Algunas de éstas son:

- Respuesta de la demanda (RD)

De acuerdo con (Moslehi & Kumar, 2010) la gestión de consumo (*load management*) supone la:

“reducción del consumo de electricidad, en respuesta a situaciones de emergencia y/o de condiciones de precios altos”.

Describe también que estas condiciones prevalecen en periodos de tiempo donde se presentan picos de consumo, y en las cuales puede haber reducciones de éstas por parte de los consumidores, situación que se denomina Respuesta de la Demanda. Normalmente esta reacción no implica la reducción del consumo de energía, sino más bien un traslado parcial de la misma hacia horarios con menor congestión y precios.

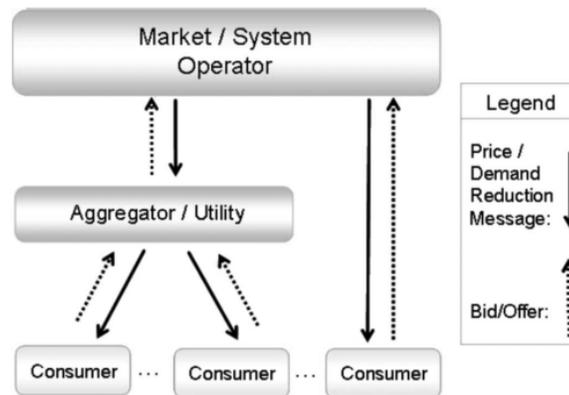


Figura 3-Comunicaciones de la respuesta de demanda. (Moslehi & Kumar, 2010)

- Infraestructura Avanzada de Medición (IAM)

En general, la Infraestructura Avanzada de Medición es una red de comunicaciones bidireccional que integra medidores inteligentes, sensores, sistemas de cómputo y software especializado para la recolección y entrega de información entre medidores y las empresas de servicios públicos (Gungor, et al., 2011).

- Almacenamiento de electricidad (AE)

Son tecnologías que permiten almacenar energía para consumos posteriores. Algunas de las principales tecnologías se fundamentan en baterías, almacenamiento con aire

comprimido, volantes de inercia, supercondensadores, métodos de almacenamiento de energía solar (Díaz, et al., 2011) y centrales de bombeo. Bajo las REI, la ventaja que brindan estas tecnologías radica en que permiten aplanar la curva de consumo, así como contribuir a mejorar condiciones de congestión temporal de las redes de transmisión y distribución de energía (Moslehi & Kumar, 2010).

- Generación Distribuida (GD)

De acuerdo con (Meng, 2003), los sistemas de generación distribuida “consisten en un número de pequeñas fuentes de generación de energía que proporcionan electricidad de forma más cercana al usuario que una central de generación eléctrica. Entre las tecnologías de generación a pequeña escala se encuentran los aerogeneradores, celdas de combustible, microturbinas de gas/diésel, pequeños generadores hidráulicos y paneles fotovoltaicos”. Estas condiciones permiten obtener ventajas como bajas pérdidas por transmisión y distribución, flexibilidad en los picos de demanda y factibilidad de suministrar electricidad en zonas aisladas de la red eléctrica.

- Micro redes (*Microgrids*)

Las micro redes son sistemas que tienen al menos una fuente de generación distribuida y una carga asociada, las cuales pueden formar intencionalmente una isla dentro del sistema de distribución eléctrica. Este esquema permite conectar y desconectar las cargas y las fuentes de generación de la red eléctrica con mínima afectación de las cargas locales (Kroposki, et al., 2008).

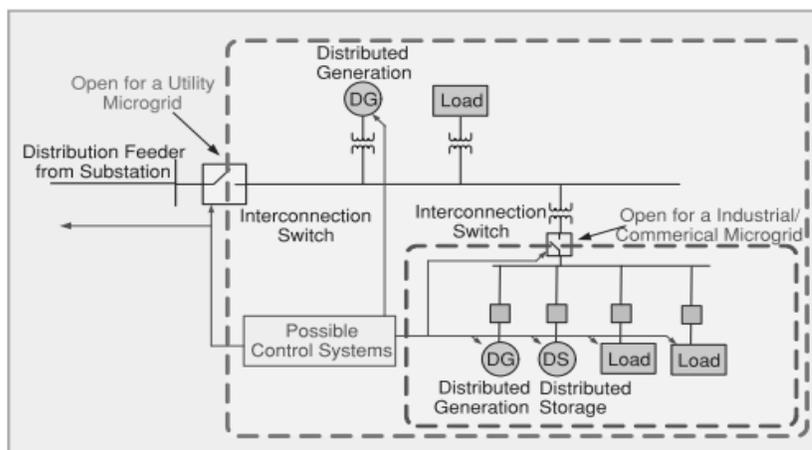


Figura 4-Micro redes y componentes. (Kroposki, et al., 2008).

- Cargas inteligentes (*Smart Loads*)

Dispositivos de usuario final (electrodomésticos, vehículos, entre otros) que estarán habilitados para recibir información de precios de la electricidad y condiciones de la red y de manera inteligente tomar decisiones locales sobre si deben modificar su consumo (Ipakchi & Albuyeh, 2009).

- Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC)

Las TIC son definidas como:

“hardware, software, redes y contenido para la recolección, almacenamiento, procesamiento, transmisión y presentación de información (voz, datos, texto, imágenes) así como servicios relacionados” (World Bank, 2013).

b. Motivadores de uso de las REI

Los aspectos que motivan a un país o a una región a emplear las REI pueden ser distintos.

En países desarrollados y en general en el mundo, es común que la preocupación por el impacto ambiental, el crecimiento en la demanda de electricidad, seguridad energética, obsolescencia de la infraestructura eléctrica y avances en las TIC sean factores que motiven la adopción de las smart grids (Cespedes, et al., 2012). De igual manera es común encontrar en la bibliografía relevante que la transformación que las REI pueden proporcionar es necesaria para la adopción de nuevas tecnologías y conceptos, entre otros, los vehículos eléctricos conectables (Ipakchi & Albuyeh, 2009).

De otro lado, en países en vía de desarrollo como Colombia la decisión responde a razones más cercanas al criterio económico y al acceso a las fuentes de energía, y no tanto a aspectos ambientales, considerando la alta participación que tiene la hidroelectricidad sobre la termoelectricidad en el país (Cespedes, et al., 2012).

En este sentido algunos autores como (Cespedes, et al., 2012) indican que concretamente para el caso colombiano las REI son interesantes pues permiten aportar a lo siguiente:

- Confiabilidad y calidad de la potencia.
- Reducción de pérdidas técnicas.
- Ampliar la cobertura del suministro eléctrico.
- Reducción de costos de electricidad y consumos.
- Disminución de pérdidas no técnicas en la distribución.

En cualquier caso, la optimización de alguno de los aspectos ya mencionados es el motivador primordial para la adopción de este tipo de tecnologías.

c. Esquema de formación de precios de la electricidad

De acuerdo con (Franco, et al., 2008), los mercados de electricidad son influenciados por tres fuerzas fundamentales: demanda de electricidad, oferta y regulación. Estas fuerzas

cuentan con particularidades que generan diferencias de comportamientos en el mercado eléctrico con respecto a otro tipo de mercados, como el de bienes físicos y productos financieros.

Algunas de estas particularidades responden a aspectos físicos de la electricidad, pues actualmente la electricidad al no poderse almacenar a bajo costo, debe producirse en el preciso instante en que se requiera consumir, lo cual implica tener un parque de generación dimensionado para atender los picos de consumo (Velásquez, et al., 2007).

Adicionalmente para el caso colombiano la demanda responde a factores como el crecimiento económico, crecimiento poblacional y el precio de la electricidad (UPME, 2004).

Con respecto a la regulación, se tiene que para el esquema de formación de precios existen múltiples factores influyentes, de los cuales se destaca el despacho por mérito económico y la determinación del precio spot de la electricidad en función del costo más alto de la última tecnología o proveedor usado para suplir la totalidad de la demanda (De Castro & Dutra, 2011).

d. Predicción/estimación de los precios de la electricidad

La predicción/estimación de precios de la electricidad es de vital importancia en los mercados eléctricos, pues tal como lo señalan en (Lu, et al., 2005) las decisiones estratégicas y operativas de los participantes de los mercados eléctricos dependen de los pronósticos de precios que puedan realizar.

Asimismo, para decisiones de largo plazo, normalmente asociadas a la expansión de la red eléctrica, es de vital importancia contar con dichas estimaciones, tal como lo sugieren en (Lu, et al., 2005).

Al respecto, en la literatura se encuentran referencias a procesos de análisis y predicción de precios de la electricidad, catalogados en modelos explicativos y en modelos predictivos y recopilados por (Velásquez, et al., 2007). Asimismo, al estar relacionados fuertemente los procesos de predicción de precios con la predicción de demanda, es importante resaltar la recopilación de referencias de estudios de modelado y predicción de consumos de electricidad, realizada por (Franco, et al., 2008).

e. Demanda de electricidad en Colombia

En Colombia, la demanda de energía eléctrica durante el 2015 fue de 66,1 TWh, con un crecimiento de 4,2% con respecto al año anterior. Esta demanda responde en un 69% del mercado regulado (primordialmente del sector residencial), y el restante 31% del mercado no regulado (grandes consumidores, industrias, entre otros) (XM, 2016).

Por su parte la demanda de potencia máxima en el país tuvo un valor de 10.095 MW, la cual se presentó el 2 de diciembre de 2015 y evidenció un crecimiento del 7,3% con respecto al año anterior (XM, 2016).

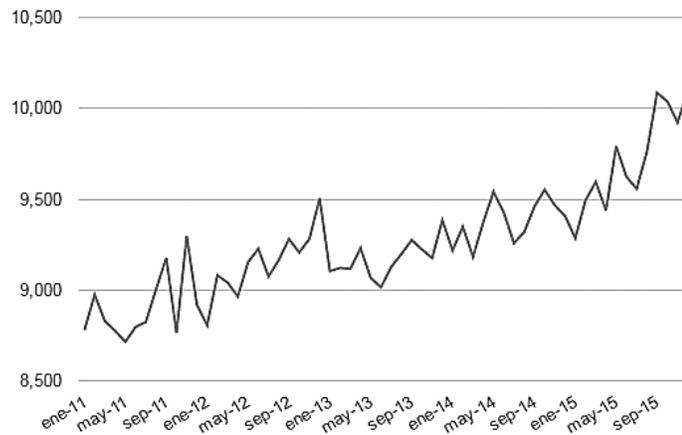


Figura 5-Demanda máxima de potencia en Colombia. (XM, 2016)

La mayor cantidad de la demanda de energía se consolida en la Zona Centro del país, en Antioquia, en la Costa Atlántica y en el Valle, las cuales agrupan más del 76% de la demanda, dejando la demanda restante distribuida en el resto del territorio nacional (XM, 2016).

Tabla 1-Comportamiento de la demanda de electricidad en Colombia a nivel regional (2015). (XM, 2016)

Región	Demanda de energía en el 2015 (GWh)	Crecimiento con respecto al 2014
Centro	16447,1	2.4%
Antioquia	9319	3.2%
Costa Atlántica	14958	6.5%
Valle	7170,2	3.7%
Oriente	6872,5	4.5%
CQR	2665,3	4.9%
THC	2678,1	6.6%
Sur	1859,7	3.7%
Chocó	228,8	7.5%
Guaviare	51,3	5.8%
** Cargas STN	3494,5	14.4%

Los patrones de consumo de electricidad en el país se representan de forma gráfica en la denominada “curva de carga típica”, la cual se presenta a continuación:

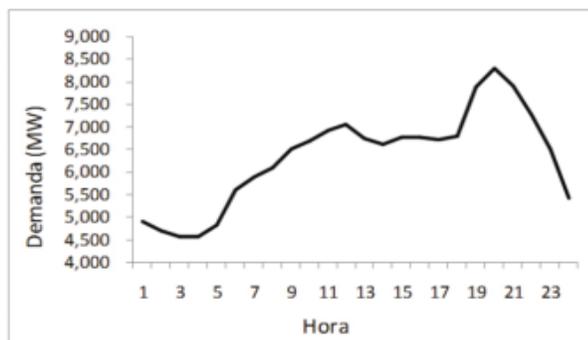


Figura 6-Curva de carga típica en Colombia. (Castaño, et al., 2014)

Al respecto, el pico de consumo que se forma en la franja de tiempo de 7 a 10 PM implica tarifas más altas, debido a que es necesario recurrir a plantas adicionales, normalmente más costosas de operar (por ejemplo, las térmicas). Nótese el beneficio aparente en las tarifas de la electricidad que tendría un potencial aplanamiento/traslado parcial de estos picos de consumo a otros horarios.

1.4.2 Antecedentes

a. Las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids)

Se realizó una búsqueda de bibliografía relevante en Scopus de artículos relacionados con la incorporación de las REI, con fechas de publicación entre enero de 2000 y noviembre de 2014. A éstos se les realizó posteriormente un filtrado manual en el grupo de los que contaban con más de 150 citas, en función del contenido de los *abstracts* y se encontró que los cinco artículos más influyentes, en función de la cantidad de citas que tienen, son los siguientes:

Tabla 2 - Artículos más influyentes - Smart grids (Scopus, 2014)

AUTORES	ARTICULO	AÑO	CITACIONES
Ipakchi A., Albuyeh F.,	Grid of the future	2009	500
Farhangi H.,	The path of the smart grid	2010	470
Moslehi K., Kumar R.,	A reliability perspective of the smart grid	2010	216
Li F., Qiao W., Sun H., Wan H., Wang J., Xia Y., Xu Z., Zhang P.,	Smart transmission grid: Vision and framework	2010	213
Conejo A.J., Morales J.M., Baringo L.,	Real-time demand response model	2010	197

Estos artículos tratan principalmente aspectos fundamentales de las REI: motivadores de adopción, resultados que se esperan de las mismas, aspectos metodológicos, tecnologías y conceptos que la componen y visiones de largo plazo en cuanto a su adopción, los cuales se consideran de alta utilidad para la correcta comprensión de los temas que hacen parte del trabajo de grado.

De igual forma, se realizó una revisión de la pertinencia del tema mediante la búsqueda del número de artículos publicados por año indexados en Scopus, encontrando que es un tema pertinente y vigente, tal como se presenta a continuación:

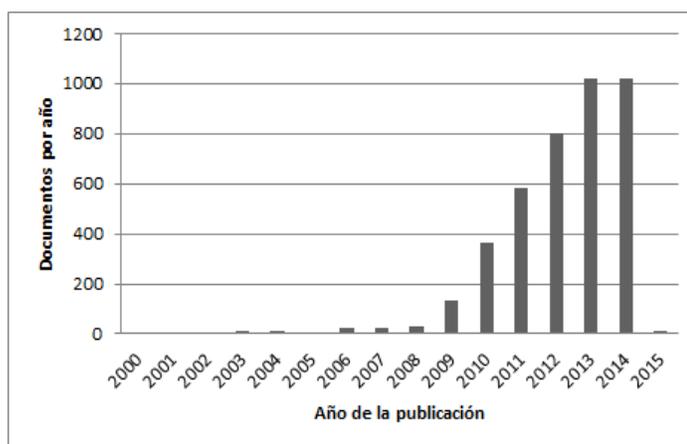


Figura 7-Distribución de artículos sobre Smart Grid por año de publicación (Scopus, 2014)

Posteriormente se realizó una revisión de bibliografía relacionada con los precios de la electricidad y las REI, seleccionando los artículos con 20 o más citaciones, que no estuvieran en el grupo de artículos ya seleccionados, y posteriormente se realizó un filtrado manual en función del contenido de su *abstract*, proceso que entregó como resultado los siguientes artículos:

Tabla 3-Artículos más influyentes - Precios de la electricidad y smart grids (Scopus, 2014)

AUTORES	ARTICULO	AÑO	CITACIONES
Vojdani A.,	Smart integration	2008	122
Allcott H.,	Rethinking real-time electricity pricing	2011	42
Motamedi A., Zareipour H., Rosehart W.D.,	Electricity price and demand forecasting in smart grids	2012	24
Zareipour H., Janjani A., Leung H., Motamedi A., Schellenberg A.,	Classification of future electricity market prices	2011	20

Estos artículos presentan información sobre resultados en la adopción de tecnologías relacionadas con las REI y precios en tiempo real, experimentos de cambio en los patrones de consumo de electricidad cuando hay señales de precios para los consumidores y métodos/modelos de predicción de precios y demanda de energía, los cuales se consideran valiosos para llevar a cabo la investigación planteada.

b. Adopción de las REI en Colombia

Al respecto, se realizó una búsqueda de bibliografía relevante (tesis, artículos y memorias de presentaciones) en IEEE, Scielo y bases de datos de tesis de posgrado colombianas,

sobre temas relacionados con la adopción de tecnologías relacionadas con las REI en Colombia, y se encontraron los siguientes contenidos destacados:

- Pérez (2015): Realiza un análisis detallado de la curva de carga del mercado eléctrico colombiano, analiza la variación de los costos marginales ante la implementación de programas de respuesta de la demanda y estima la relación entre la demanda comercial y el precio de bolsa del mercado *spot* (Perez, 2015).
- Castaño (2013): Estudia el comportamiento de los futuros usuarios de medidores inteligentes en Colombia y estima mediante modelos de dinámica de sistemas la respuesta de la demanda de electricidad bajo este esquema. Concluye acerca de los beneficios de estas tecnologías de medición inteligente, enfocados a la disminución de los picos en la curva de carga eléctrica, potenciales decrementos en las tarifas de la electricidad y a mejorar la eficiencia de uso de los activos eléctricos. Sugiere la adopción de políticas para la adopción de estas tecnologías (Castaño, 2013).
- Franco, Velásquez, Castaño (2014): Presenta un análisis sistemático de literatura relevante sobre las REI desde el lado de la demanda, aplicable al caso colombiano. Presenta información sobre lo que se ha adoptado de las REI en el país, artículos internacionales influyentes, modelos para estimar la penetración de las SG y en general el estado del arte de las REI y el comportamiento de los usuarios (Castaño, et al., 2014).
- Céspedes, León, Salazar, Ruiz, Hidalgo, Mejía (2012): Presenta la iniciativa de Colombia Inteligente, encaminada a coordinar la penetración de las REI en el país. Establece una comparación entre los factores que motivan la adopción de las REI en el mundo y los aplicables al caso colombiano. Concluye que es de alta importancia determinar los reales motivadores para la adopción de las REI en Colombia (Cespedes, et al., 2012).
- Baratto, Cadena (2011): Evalúa los beneficios de trasladar los precios del mercado mayorista al mercado minorista de energía, como estrategia de reducción de picos de consumo. Concluye sobre los beneficios obtenidos bajo este esquema (Baratto & Cadena, 2011).
- Gómez, Pérez, Cruz (2013). Propone un método de análisis para determinar el nivel de incorporación de las REI en el país. Recopila modelos de madurez de las REI disponibles en la literatura académica (Gómez, et al., 2013).

c. Formación de precios de la electricidad

Usando el mismo procedimiento que se mencionó en el punto anterior, se encontró la siguiente bibliografía relevante:

- Villada, Cadavid, Molina (2008): Proponen un modelo para el pronóstico del precio de la energía en Colombia, usando redes neuronales artificiales (Villada, et al., 2008).

- Neupane, Perera, Aung, Woon (2012): Utilizan redes neuronales artificiales para crear un modelo de predicción de precios de la electricidad en el corto plazo (Neupane, et al., 2012).
- Motamedi, Zareipour, Rosehart (2012): considerando la dinámica que las REI establecerán en función de las tarifas de la energía, proponen un modelo de estimación de precios de la electricidad (Motamedi, et al., 2012).
- Velásquez, Dyner, Castro (2007): Identifican las dificultades de pronosticar los precios de la electricidad. Determinan las variables que incluyen en dichos precios, relacionadas con aspectos físicos, de regulación y de negocio (Velásquez, et al., 2007).

1.4.3 Hipótesis

A través del análisis de series históricas de precios de energía, de la construcción de prototipos de modelos que respondan a las características del mercado eléctrico colombiano y a las implicaciones de la adopción de las redes eléctricas inteligentes, y al estudio y extrapolación de los resultados obtenidos en otros mercados que ya han adoptado las REI, se plantea estimar los posibles movimientos que tendrían los precios marginales del Mercado Eléctrico Mayorista de Colombia como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país, a manera retrospectiva, información que permitiría brindar un primer acercamiento a la información necesaria para determinar la relación costo-beneficio de implantar estas tecnologías en Colombia.

1.5 Metodología

Para realizar la recopilación de experiencias internacionales en la implementación de las redes eléctricas inteligentes, se recurrió a la búsqueda de bibliografía relevante en bases de datos de artículos académicos, sitios web de los principales organismos del sector eléctrico de diferentes países, fabricantes de tecnologías pertenecientes a las REI y de agencias internacionales interesadas en estas tecnologías.

Un proceso similar de búsqueda bibliográfica se llevó a cabo para la identificación de las principales características de las redes eléctricas inteligentes.

Por último, y haciendo uso de la información recopilada, se construyó un prototipo de modelo, al cual se le incorporaron:

- Datos del mercado eléctrico colombiano (demanda, precios y disponibilidades de energía reales, ofertados por los agentes de mercado durante los años 2014 y 2015)
- Parámetros de los efectos de algunas tecnologías de las REI, obtenidos en casos reales según lo encontrado en la recopilación de experiencias internacionales en la

implementación de las REI y según las características identificadas en la búsqueda bibliográfica.

- Simulaciones de generación de energía con fuentes renovables, basadas en mediciones reales de los recursos eólicos y solares durante los años 2014 y 2015, los cuales fueron usados en los escenarios de estimación del efecto de la generación distribuida y de integración de fuentes de energía renovable a gran escala.

Con dicho prototipo de modelo se estimaron los precios marginales de la electricidad para un escenario base, y para varios escenarios que representan la incorporación de algunas aplicaciones de las REI, de manera individual y combinada, para luego concluir con base en la comparación de los resultados obtenidos en los distintos escenarios.

1.6 Resumen

En el primer capítulo de este trabajo se presentó el contexto sobre el cual se desarrolla el mismo: se plantea el problema de investigación y su justificación; se establecen los objetivos del trabajo; se presenta un marco teórico con aspectos fundamentales de las redes eléctricas inteligentes, los esquemas de formación de precios de la energía eléctrica, el contexto general del mercado eléctrico colombiano y los motivadores de incorporación de las REI; y por último se plantea la metodología a seguir, la cual incluye la recopilación de experiencias internacionales sobre la implementación real de redes eléctricas inteligentes, tema que se desarrolla en el capítulo a continuación.

Capítulo 2

2. Experiencia internacional en la implementación de redes eléctricas inteligentes

En este capítulo se presenta una recopilación de experiencias relevantes en la implementación de redes eléctricas inteligentes en algunos países seleccionados.

2.1 Metodología de selección

Con el objetivo de enfocar la recopilación de experiencias en aquellos casos de mayor relevancia a nivel mundial asociados a la implementación de redes eléctricas inteligentes, la selección de los países se realizó conformando en primera instancia un listado de naciones candidatas que cumplieran con alguna de las siguientes condiciones:

- **Estar incluidos entre las diez primeras posiciones del índice ETI (*Energy Trilemma Index*) publicado por el *World Energy Council* en su versión más reciente.**

El ETI evalúa los sistemas energéticos de los países en función de tres propósitos igualmente deseables: seguridad energética, equidad social de la energía y mitigación del impacto ambiental (WEC, 2015).

- **Pertenecer al grupo de países que integran el ISGAN (*International Smart Grid Action Network*), iniciativa de la IEA (*International Energy Agency*).**

El ISGAN crea un mecanismo de colaboración multilateral entre gobiernos para el desarrollo e implementación de tecnologías, prácticas y sistemas de redes eléctricas inteligentes (ISGAN, 2010).

- **Estar referenciados dentro de los diez países con mayor inversión pública en redes eléctricas inteligentes, según el reporte público más reciente disponible.**

En segunda instancia se seleccionó del listado de naciones candidatas un lote de ocho países, y sobre éste se centra la recopilación de experiencias sobre la implementación de redes eléctricas inteligentes. Para la selección del lote de países se consideró la pluralidad (se tuvo en cuenta al menos a un representante por cada continente, así como la inclusión de países no pertenecientes a la OCDE), así como la disponibilidad de información.

2.2 Selección del grupo de países candidatos

Para iniciar la conformación del grupo de países candidatos, se recurrió a la versión más reciente del *Energy Trilemma Index* publicado por el *World Energy Council*, que para el año 2015 establece en las primeras diez posiciones a los siguientes países:

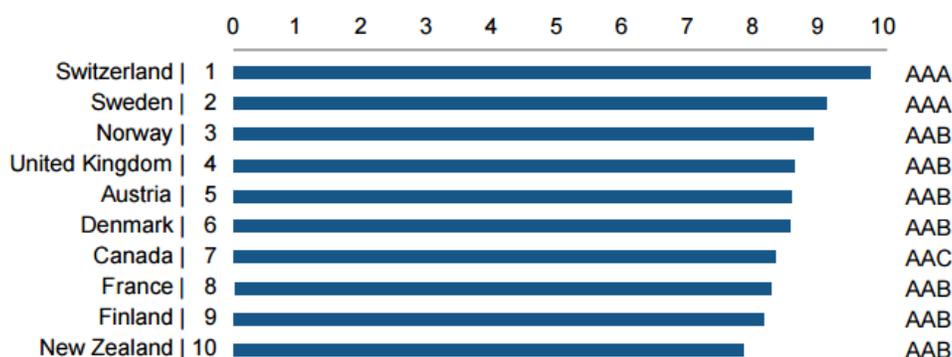


Figura 8- Escalafón ETI para el 2015. (WEC, 2015)

Posteriormente, para continuar con la conformación del grupo de países candidatos, se incluyeron aquellos que integran el ISGAN (*International Smart Grid Action Network*), los cuales son en la actualidad: Australia, Austria, Bélgica, Canadá, China, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, India, Irlanda, Italia, Japón, Corea, México, Países Bajos, Noruega, Rusia, Singapur, Sudáfrica, España, Suecia, Suiza y los Estados Unidos (ISGAN, 2010).

Y por último se incluyeron aquellos pertenecientes al grupo de los 10 países con mayor inversión pública en redes eléctricas inteligentes, que de acuerdo con la EIA (*U.S. Energy Information Administration*) son: China, Estados Unidos, Japón, Corea, España, Alemania, Australia, Reino Unido, Francia y Brasil (EIA, 2011).

Según lo anterior, el grupo de países candidatos queda conformado por: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Brasil, Canadá, China, Corea, Dinamarca, España, Estados Unidos, Finlandia, Francia, India, Irlanda, Italia, Japón, México, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Reino Unido, Rusia, Singapur, Sudáfrica, Suecia y Suiza.

2.3 Países seleccionados para la recopilación de experiencias en REI

Los países que fueron seleccionados del grupo de países candidatos, para recopilación de experiencias en la implementación de redes eléctricas inteligentes son: Alemania, Australia, Brasil, China, España, Estados Unidos, Francia y Sudáfrica.



Figura 9 - Países seleccionados para la recopilación de experiencias en redes eléctricas inteligentes.

2.4 Experiencias recopiladas por país sobre la implementación de REI

Para la recopilación de experiencias en la implementación de las REI se realizó una búsqueda de bibliografía relevante en bases de datos de artículos académicos, sitios web de los principales organismos del sector eléctrico de diferentes países, fabricantes de tecnologías pertenecientes a las REI y de agencias internacionales interesadas en estas tecnologías, para cada uno de los países seleccionados en el numeral anterior.

Para cada una de estas naciones se compiló un contexto general sobre las REI en el ámbito nacional, un listado de proyectos REI con aplicación local, y el detalle de aquellos proyectos más representativos por país en cuanto a disponibilidad de información, enfoque

en implementación real (demostrativos/despliegue), y relevancia dada por las fuentes consultadas.

Esta información se presenta a continuación para cada país, así: el contexto general; los proyectos seleccionados con información de periodo de ejecución, categorías de aplicación, descripción y sus resultados; y un listado de otros proyectos de interés.

2.4.1 Alemania

Alemania es el país con mayor participación en iniciativas de *Smart Grids* en Europa, en cuanto a número de proyectos se refiere. Cuenta con una participación acumulada desde el año 2002 (proyectos terminados y en progreso) de 131 emprendimientos de este tipo, de los cuales la mitad corresponden a proyectos de investigación y desarrollo, y la otra mitad corresponde a proyectos demostrativos y productivos (Covrig, et al., 2014).

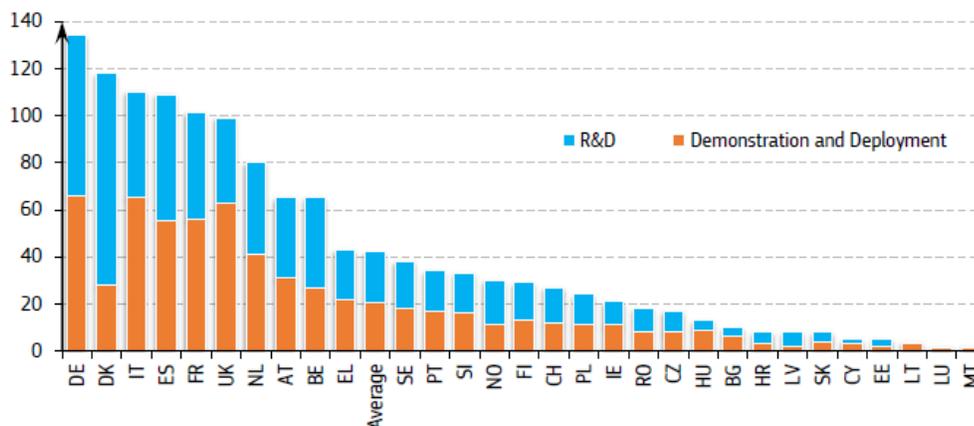


Figura 10- Número de proyectos por etapa de desarrollo y país (Europa). (Covrig, et al., 2014)

En cuanto a presupuesto total destinado a desarrollar iniciativas de *Smart Grids*, Alemania ocupa el tercer lugar en Europa –detrás de Francia y Reino Unido– con una inversión acumulada durante el periodo 2002-2014 de 363.29 M€, el cual en su mayoría se ha destinado a proyectos demostrativos y productivos (76%), más que en investigación y desarrollo (24%) (Covrig, et al., 2014). De hecho Alemania fue el primer país europeo en dar la transición hacia el desarrollo predominante de proyectos demostrativos y productivos en el año 2007, seguido progresivamente por otras naciones (Colak, et al., 2015).

Su principal interés ha sido la integración de vehículos eléctricos a la red, enfocado a asegurar que la infraestructura de comunicaciones y de carga trabajen correctamente, más que probar aplicaciones sofisticadas como servicios *vehicle-to-grid* (V2G) (Covrig, et al., 2014). Adicionalmente y aunque no ocupe las primeras posiciones en destinación de presupuesto, Alemania tiene también especial interés en los sistemas de administración de redes inteligentes, integración de recursos energéticos distribuidos y aplicaciones de

hogar inteligente (Colak, et al., 2015). Otras destinaciones de presupuesto se presentan en la imagen de abajo:

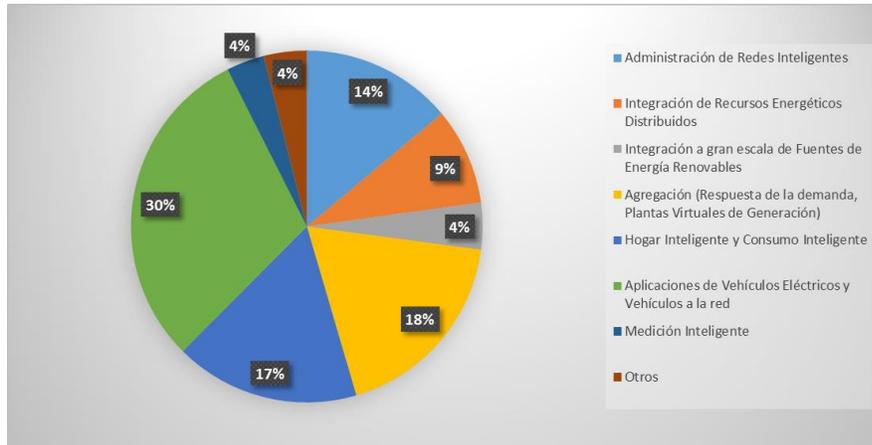


Figura 11 - Destinación de inversión en Smart Grids en Alemania, por aplicación. Fuente de datos: (European Commission - JRC, 2014)

Con respecto a la infraestructura de medición eléctrica inteligente, Alemania finalizó en el 2013 un análisis de costo-beneficio respecto a la implementación masiva de medidores inteligentes, en el que se recomienda no adoptar al 100% estas tecnologías, considerando que para instalaciones de bajo consumo no se justifica la inversión requerida con respecto a los beneficios a obtener. Al respecto sugieren varios niveles de penetración de esta tecnología bajo distintos escenarios que van hasta el 80% (European Commission, 2014). De acuerdo con lo anterior y según un reporte del Parlamento Europeo (European Parliament, 2015), Alemania ha establecido su meta de penetración de medidores inteligentes en el sector residencial en un 23% para el 2022 (que representa 11 millones de puntos de medición), con un costo promedio por instalación de 546€. Con esto esperan tener ahorros en el consumo total de energía de 1,2%, y un desplazamiento de los picos de demanda de 1,3% para el año 2022, y 2,9% para el 2032 (European Commission, 2014) (European Commission, 2014).

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en Alemania se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	E-Energy
Periodo	2008-2013
Enfoque	Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas Virtuales de Generación), Hogar Inteligente y Consumo Inteligente, Medición Inteligente, Administración de Redes Inteligentes, Integración de Recursos Energéticos Distribuidos
Sitio web	http://www.digitale-technologien.de/DT/Navigation/DE/Service/Abgelaufene_Programme/E-Energy/e-energy.html/en
Descripción	<p>El proyecto E-Energy (Sistema de energía basado en las TIC del futuro) fue lanzado por el Ministerio Federal de Economía y Tecnología de Alemania (BMW) en asociación con otras instituciones, con el objetivo de otorgar mayor economía, seguridad en el suministro y compatibilidad ambiental al suministro energético (MeRegio, s.f.). Esta iniciativa tuvo un presupuesto de 140 M€, e integró 6 subproyectos con distintos enfoques, así (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2016):</p> <ul style="list-style-type: none"> - MeRegio: Su objetivo era demostrar que la combinación de las TIC con modelos de gestión energética permiten disminuir las emisiones contaminantes (Giordano, et al., 2013). Evaluaron como los consumidores reaccionan a las señales de precios de la electricidad, los cuales dependían de la disponibilidad de los recursos renovables. Para esto habilitaron cerca de 1.000 medidores inteligentes en consumidores residenciales e industriales de las zonas de Freiamt y Göppingen, a quienes también dotaron de herramientas de visualización de consumos (p.e. la aplicación “Stromradar” para iPhone). Asimismo implementaron controladores de cargas (control boxes) en algunos usuarios los cuales en función de la información recibida por parte de la red, coordinaban el funcionamiento de algunos electrodomésticos (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2016) (ISGAN, 2013) (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2012). - eTelligence: Su objetivo fue probar en un entorno real los principales conceptos de las REI del futuro, para lo cual implementaron: sistemas de medición inteligente en 650 residencias, a quienes también dotaron de herramientas de consulta de consumos acumulados, patrones de consumo, tarifas de la energía y emisiones de CO2, mediante aplicaciones móviles, portal web y reportes impresos mensuales; un <i>marketplace</i> y un esquema de integración independiente o a través de una central virtual de generación de un parque de generación eólica, plantas de cogeneración BTTP (<i>block-type thermal power station</i>), y cargas

	<p>importantes como la piscina municipal de Cuxhaven (calefacción), una planta de tratamiento y dos bodegas congeladoras (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2016) (ISGAN, 2013) (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2012).</p> <ul style="list-style-type: none"> - E-Dema: Integró esquemas flexibles de oferta y demanda de energía, a través de medición inteligente (1.500 usuarios), cargas controlables y generación distribuida a través de 14 micro-CHP (<i>Micro combined heat and power</i>) (ISGAN, 2013) (Giordano, et al., 2013). Integró el concepto de “prosumidores” dentro de un marketplace creado, en el que los agentes podían consumir energía, vender su energía y proveer flexibilidad en la carga (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2012). - Model City Mannheim: Implementado en las ciudades de Mannheim y Dresden para probar en un entorno real la integración de energías renovables y distribuidas (fotovoltaica y microgeneración), el desplazamiento de carga en 200 usuarios residenciales usando controladores de energía (<i>Energy Butler</i>) y electrodomésticos controlables (congeladores, lavavajillas) que optimizaban el consumo según señales de precio, todo soportado en TICs para el control e intercambio de datos (Giordano, et al., 2013) (ISGAN, 2013) (Chatziioannou, et al., 2013) - RegModHarz: Mediante las TICs integró a productores de energía renovable, consumidores con cargas controlables y puntos de almacenamiento de energía a una central virtual regional de generación, para fomentar el desarrollo técnico y económico de estas tecnologías (Giordano, et al., 2013). El balance de la oferta y demanda se encargó a un sistema de gestión energética el cual lo realizaba de forma automática (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2012). - Smart Watts: Iniciativa que integró el suministro de energía con información continua de precios y calidad en usuarios residenciales. Mediante un sistema de precios dinámicos, los usuarios podían mover sus consumos a momentos más adecuados, mediante acciones manuales o automáticas en el sistema. La integración entre los consumidores y el sistema se realizó mediante TICs empleando el estándar EEBus, y la visualización de consumos y demás datos relevantes se canalizó a través de aplicaciones móviles en <i>tablets</i> (Fraunhofer, 2016) (German Federal Ministry of Economics and Technology, 2012)
Participantes	42 empresas e instituciones. 8.150 consumidores finales (Giordano, et al., 2013)

Resultados	<p>En general, se concluyó que la disponibilidad de información relevante (p.e. tarifas de energía) permite establecer cierta flexibilidad en el consumo energético, lo que genera optimización tanto en la producción como en el consumo (Covrig, et al., 2014). Con respecto a las eficiencias evidenciadas, se encontró que el consumo de energía mensual se redujo en un 13% para los consumidores y que el costo de electricidad se redujo 8% para sistemas térmicos usados como almacenadores de energía, como las bodegas frías y las BTTP (Eintelligente). En otros casos (Mannheim) se encontró que entre el 6% y 8% de la demanda eléctrica pudo desplazarse a periodos de bajo consumo, representando un potencial de gestión de carga de 0,1kW por cada residencia, así mismo cerca del 80% de los consumidores expresaron desinterés en pagar por el suministro de datos de consumo de electricidad. Con respecto al almacenamiento de energía, se encontró que los requisitos de estos sistemas pueden reducirse mediante sistemas de pronóstico de corto plazo del recurso eólico (RegModHarz) (Giordano, et al., 2013).</p>
-------------------	---

Nombre del proyecto	Web2Energy
Periodo	2010-2012
Enfoque	Administración de Redes Inteligentes, Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas Virtuales de Generación)
Sitio web	https://www.web2energy.com/
Descripción	<p>Se evaluó el comportamiento de mercado y tecnologías en un sistema que contó con señales de precio anticipadas y calculadas en función de los pronósticos de generación eólica y la demanda, para lo cual se habilitaron en la ciudad de Darmstadt lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Esquemas de medición inteligente: 200 hogares fueron habilitados con medidores inteligentes y entrega de datos mediante una herramienta web. La tecnología fue suministrada por Landis+Gyr Austria; - Administración inteligente de energía (se agruparon pequeños productores de energía, y de manera coordinada efectuaron aportes de energía al sistema para compensar cambios en la generación estimada de fuentes solares o eólicas, todo bajo la figura de una central virtual de generación, que a su vez integró 5 plantas de cogeneración, 3 parques eólicos, 12 parques fotovoltaicos, 2 centrales hidráulicas, 12 sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías y 3 cargas controlables de gran tamaño; - Automatización inteligente de la distribución: Se desarrollaron procedimientos automatizados de recuperación de redes de

	<p>distribución para que en caso de fallas no se requiriera la presencia de personal en la zona. La tecnología fue suministrada por iPLS Polonia)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistemas y tecnologías de información y comunicaciones: Se desarrollaron e implementaron tecnologías en fibra óptica, cobre y RF. A nivel de protocolos se implementaron bajo IEC 6185 para las comunicaciones, y en IEC 61968/70 para la gestión de datos (Giordano, et al., 2013) (Web2Energy, 2011).
Participantes	11 instituciones de 5 países (Alemania, Suiza, Países Bajos, Austria y Polonia) (Web2Energy, 2011)
Resultados	<ul style="list-style-type: none"> - Concluyeron que desde el punto de vista del beneficio económico estas iniciativas no son viables con la regulación y reglas de conformación de mercado vigentes al momento de la ejecución del proyecto, tal como lo manifiesta el personal de Web2Energy en su informe de resultados del proyecto (Web2Energy, 2011): <i>“El establecimiento de las Redes Eléctricas Inteligentes requiere de Mercados Inteligentes”.</i> - Considerando las barreras encontradas, el equipo de Web2Energy propuso reglas de mercado que fomenten el desarrollo de las REI en las redes de distribución. Algunas de estas son (Web2Energy, 2011): <i>“La generación distribuida debe volverse controlable”, “Los productores de energía con renovables deben convertirse en participantes activos del mercado. Con base en la formación de precios de energía para varias fuentes de energía, la prioridad de las renovables debe ser asegurada por el principio de orden de mérito”, “La difusión de precios de energía y las condiciones de carga de la red tienen que reflejarse en las tarifas. Los consumidores deben convertirse en agentes del mercado y deben ser motivados para reducir o mover su demanda de energía” y “un nuevo servicio de infraestructura basado en las TIC debe establecerse para una exitosa implementación en la práctica, de las reglas recomendadas”.</i> - Generaron avances en las TICs, asociados a la aplicación de protocolos estándar de comunicaciones y datos, desarrollo de hardware, integración de tecnologías, desarrollo de arquitecturas de comunicaciones y esquemas de seguridad de la información (Web2Energy, 2011). - Establecieron estrategias de gestión de plantas de generación virtuales, con almacenamiento, generación y cargas controlables (Web2Energy, 2011). - Generaron y difundieron conocimiento relevante. (Web2Energy, 2011)

Nombre del proyecto	Green eMotion
Periodo	2011-2015
Enfoque	Vehículos eléctricos y aplicaciones vehículo-red
Sitio web	http://www.greenemotion-project.eu/
Descripción	<p>Este proyecto hace parte de la <i>European Green Cars Initiative</i> (EGCI) la cual es una asociación público-privada (entre la <i>European Commission</i> y diversas industrias e instituciones de investigación) para desarrollar soluciones de movilidad sostenible para la Unión Europea (GridPlus, s.f.) (Barlag & Consortium, 2015).</p> <p>Su objetivo es establecer un marco de referencia para los vehículos eléctricos en toda la Unión Europea, antes de la adopción masiva de este tipo de tecnologías, desde las perspectivas de interoperabilidad (p.e. arquitectura TI, estándares técnicos, infraestructura de carga), amigabilidad (p.e. facilidad de uso de los vehículos y sistemas de carga, esquemas de facturación para el usuario y revisión de los modelos de negocio) y sostenibilidad (p.e. integración de los vehículos eléctricos a las smart grids, evaluación del impacto en la red por la adopción masiva de estas tecnologías) (Barlag & Consortium, 2015).</p> <p>Mediante la incorporación de más de 2.500 puntos de carga y 2.000 vehículos eléctricos en 17 diferentes locaciones en Europa, evaluaron la aceptación y desempeño de las soluciones implementadas.</p>
Participantes	42 instituciones socias, pertenecientes al sector industrial (p.e. Alstom, SAP, Siemens), empresas de energía (p.e. Enel, Iberdrola, Endesa), fabricantes de vehículos (p.e. BMW, Renault), municipalidades (p.e. Roma, Malmo), universidades (p.e. DTU, Imperial College London) entre otros (Barlag & Consortium, 2015).
Resultados	<p>Según el informe final del proyecto (Barlag & Consortium, 2015) algunos resultados destacables son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La adopción masiva de vehículos eléctricos requiere del despliegue de estaciones de carga, tanto en residencias como en sitios públicos (las residenciales son usadas 3 veces más que las públicas), así como de incentivos al público asociados a reducción de impuestos o subsidios en la compra de los mismos. - Se esperan congestiones en las redes eléctricas y aumento de los picos de carga del sistema eléctrico derivados de la carga de vehículos en determinadas franjas horarias. Estos efectos pueden reducirse con la incorporación de fuentes de energía renovables y esquemas de almacenamiento de energía, como baterías intermediarias (<i>buffer batteries</i>). - Son considerables los beneficios de este tipo de soluciones de electromovilidad, en especial en cuanto a reducción de contaminación atmosférica (local) y ruido.

	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere de estandarización tecnológica para que los usuarios puedan cargar sus vehículos en cualquier estación de carga, independiente de cual sea su propietario.
--	--

Otros proyectos de interés: i-Protect, Smart Area Aachen, Mini E-Berlin, ADELE Project AA-CAES, Netze der Stromversorgung der Zukunft, Virtual Power Plant, IRIN: Innovative Regulierung für intelligente Netze, NET-ELAN, Harz.EE-Mobility, Grid Integration of Offshore Windparks, Grid-integration of Electricity Storage, Yello Sparsähler online, 'BeMobility 2.0', DESI — (Pervasive Energy-Sensitive ICT Production), Smart Nord: Smart Grids for Northern Germany. Fuentes: (European Commission - JRC, 2014), (Giordano, et al., 2013), (ISGAN, 2013).

2.4.2 Australia

Australia es uno de los países con mayores niveles per cápita de emisiones de gases efecto invernadero (IEA, 2016), debido principalmente a sus centrales de generación eléctrica a carbón (Ali, 2013), que junto con otras tecnologías térmicas dependientes de combustibles fósiles representan cerca del 87% de la generación eléctrica del país (EIA, 2014). Esta situación ha motivado la integración a gran escala de fuentes de energía renovable y eficiencia energética, estrategia que se formalizó mediante el establecimiento del *Renewable Energy Target* (Australian Government - DOE, 2016), una meta nacional para el año 2020, consistente en producir el 20% de su electricidad a partir de fuentes de energía renovables (Global Smart Grid Federation, 2012). Otras situaciones como cortes masivos del suministro eléctrico durante el 2006 y 2007, e incrementos en las tarifas de la electricidad asociadas a la modernización tardía de infraestructura pusieron nuevos retos para el país en términos energéticos, por lo que la gestión de la demanda y la seguridad energética se convirtieron en aspectos importantes a considerar (Global Smart Grid Federation, 2012).

Como consecuencia de esta situación, el Gobierno Australiano estableció programas de despliegues masivos de medidores inteligentes (Global Smart Grid Federation, 2012), y posteriormente estableció un programa de inversión de USD 100 millones en el campo de las redes eléctricas inteligentes, el cual constituyó el proyecto *Smart Grid Smart City* mediante el cual se determinarían los beneficios de las REI para Australia (Ausgrid, 2014).

Con respecto a otros temas de interés alrededor de las redes eléctricas inteligentes en Australia, un estudio citado por (Haidar, et al., 2015) relaciona aquellos temas en que se centra la investigación en dicho país tomando como base la cantidad de artículos publicados durante el periodo 2008-2012, en los cuales resaltan los términos “mejora de eficiencia” (asociados a la meta nacional de generación con renovables) con 33% de

participación, “vehículos eléctricos” con 17%, e “infraestructura avanzada de medición” con 17%.

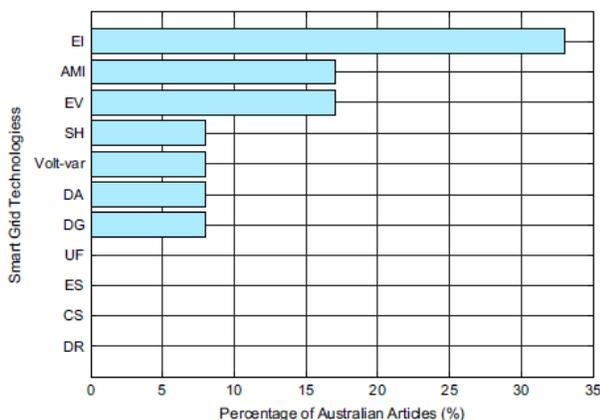


Figura 12- Artículos en Australia sobre tecnologías REI. (Haidar, et al., 2015)

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en Australia se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	Smart Grid Smart City
Periodo	2010-2014 (Australian Government - DOI, s.f.)
Enfoque	Integración de Recursos Energéticos Distribuidos, Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas Virtuales de Generación), Hogar Inteligente y Consumo Inteligente, Medición Inteligente, Administración de Redes Inteligentes, Integración a gran escala de fuentes de energía renovable, Aplicaciones de vehículos eléctricos, Almacenamiento de energía (Ausgrid, 2012).
Sitio web	www.smartgridsmartcity.com.au
Descripción	Proyecto auspiciado por el Gobierno Australiano en \$100 millones de dólares, con un valor total de \$490 millones de dólares, mediante el cual se buscó establecer la aplicabilidad y beneficios de las redes eléctricas inteligentes en Australia, determinar sinergias con otros sectores como el de las telecomunicaciones, gas y acueducto, y promover en todos los sectores los beneficios de las smart grids desde el punto de vista ambiental y económico, todo mediante el desarrollo de múltiples proyectos en las áreas de Newcastle, Sydney y Upper Hunter (Australia) en el que participaron alrededor de 30.000 hogares

	<p>(Haidar, et al., 2015) (Ausgrid, 2014) (Ausgrid, 2012). Los frentes de trabajo que se consideraron fueron:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Plataformas y tecnologías de información y comunicaciones: Se enfocó en evaluar la interoperabilidad y viabilidad de diferentes sistemas de telecomunicaciones, considerando aspectos como la seguridad de información, velocidad y confiabilidad. • Aplicaciones de red: Su objetivo fue evaluar soluciones de monitoreo y automatización de la red eléctrica • Aplicaciones de clientes: Enfocado en gestión de la demanda residencial, así como en la integración con medición inteligente en agua y gas. • Generación distribuida y almacenamiento distribuido: Evaluó los beneficios de tecnologías relacionadas con estos conceptos. • Vehículos eléctricos: Análisis del impacto en la red eléctrica derivado de la adopción de estos vehículos.
Participantes	Ausgrid (principal operador de red de distribución), en consorcio con 14 empresas e instituciones, de diferente índole: empresas de tecnología (Landis+Gir, IBM, BetterPlace, GE, GridNet), universidades y centros de investigación (University of Sydney, University of Newcastle, CSIRO), compañías de servicios públicos (TransGrid, Sydney Water, Hunter Water) y comunidades (Newcastle, Macquarie).
Resultados	Se encontraron reducciones de hasta 12% en la demanda pico nocturna del sector residencial mediante programas de respuesta de la demanda, así como mejoras de hasta 18% en el factor de carga (Motlagh, et al., 2015).

Nombre del proyecto	Solar Cities
Periodo	2004-2013 (The Allen Consulting Group, 2013)
Enfoque	Integración de recursos energéticos distribuidos, Medición inteligente
Sitio web	http://www.industry.gov.au/ http://climatechange.gov.au/government/initiatives/solar-cities.aspx
Descripción	Proyecto formulado por el Gobierno Australiano para fomentar iniciativas que apunten a las metas de eficiencia energética nacionales, basándose principalmente en generación solar distribuida y esquemas de precios dinámicos de electricidad. Con un costo total aproximado de \$250 millones de dólares, se enfocó en dos objetivos: determinar formas de implementar exitosamente sistemas de generación solar distribuida, gestión de la demanda y eficiencia energética, y evidenciar

	los beneficios de implementar mecanismos de precios de energía dinámicos. Se desarrolló en las ciudades de Townsville, Alice Springs, Central Victoria, Blacktown, Moreland, Adelaide y Perth (The Allen Consulting Group, 2013) en las que se implementaron sistemas fotovoltaicos con capacidad instalada >5MW, >20 mil medidores inteligentes y >10.000 residencias recibieron asesoría energética (Australian Government - DCCEE, 2013).
Participantes	Consortio integrado por entidades gubernamentales, comunidades, empresas e industrias (The Allen Consulting Group, 2013)
Resultados	<p>En el proyecto Townsville Solar City se evidenció una reducción del 33% del pico de consumo en el día de mayor demanda energética y logró ahorros del consumo de energía del 27% con respecto al inicio del proyecto (comparando con el escenario pronosticado). Comparado con el año previo 2008-09, se redujo en 5% la demanda máxima, y en 3% el consumo promedio.</p> <p>En el proyecto de Blacktown Solar City se alcanzaron reducciones del 24% de la demanda diaria promedio en los días de mayor consumo mediante técnicas <i>Dynamic Peak Pricing</i>, y del 29% en consumo energético para aquellos que participaron en programas de gestión de aires acondicionados.</p> <p>En el proyecto Perth Solar City se evidenciaron reducciones de carga de 0,6kW por residencia bajo pruebas de esquemas de Control Directo de Carga. También se evidenciaron reducciones promedio de 3.14% del consumo energético mediante las asesorías energéticas. (Australian Government - DCCEE, 2013)</p>

Otros proyectos de interés: Victoria Smart Meter Project, Intelligent Network Communities, Advanced Electricity Storage Technologies Program, Solar Towns y EnergyAustralia PowerSmart Program. Fuentes: (Global Smart Grid Federation, 2012) (Mah, et al., 2014).

2.4.3 Brasil

Este país cuenta con el sistema eléctrico más grande de Suramérica y el tercero en todo el continente. Gracias a la disponibilidad del recurso hidráulico, Brasil cuenta un parque de generación soportado principalmente en este recurso (89.2GW de capacidad en hidroeléctricas de un total de 134GW instalados), el cual le permite abastecer el 65.2% de su demanda (EIA, 2015). Muchas de sus centrales de generación se encuentran a grandes distancias de los centros de consumo, lo que representa grandes pérdidas e ineficiencias en el sistema (EIA, 2015) (Galo, et al., 2014). Asimismo, se esperan importantes crecimientos en la demanda de energía y modernizaciones de activos de distribución obsoletos, lo que en conjunto establece que aspectos como la reducción de pérdidas y

costos de la electricidad, la confiabilidad del suministro y la sostenibilidad ambiental sean algunos de los motivadores para que el país adopte soluciones en redes eléctricas inteligentes (Gregio Di Santo, et al., 2015).

De otro lado, en cuanto al fomento público para el desarrollo de redes eléctricas inteligentes, Brasil fue reconocido en el 2011 como uno de los 10 países con mayor inversión estatal en este campo con inversiones totales de \$204 millones de dólares (EIA, 2011), y más recientemente en el 2013 inició el programa Inova Energía, con el cual el Gobierno de Brasil impulsó los desarrollos en estas iniciativas con un plan de inversión de US\$ 920 millones hasta el 2016, las cuales se enfocan en redes inteligentes, generación con renovables y vehículos híbridos y eficientes (Gregio Di Santo, et al., 2015).

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en Brasil se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	Smart City – Búzios
Periodo	2012-2014
Enfoque	Gestión energética, generación y almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, edificaciones y alumbrado inteligente, automatización de la red eléctrica, telecomunicaciones, medición inteligente (Enel, 2014).
Sitio web	http://www.cidadeinteligentebuzios.com.br/
Descripción	Primer proyecto de ciudad inteligente en Latinoamérica desarrollado en la ciudad de Búzios, la cual es un centro turístico importante de Brasil (Enel, 2014). Con un costo total de US\$ 12.6 millones, se centró en el despliegue de sistemas de medición inteligente en cerca de 10.000 participantes (entre residencias, instituciones y empresas), implementación de esquema de tarifas de electricidad, incorporación del concepto de “prosumidor”, integración de generación solar y eólica, incorporación de tecnologías para la eficiencia energética (iluminación LED inteligente), incorporación de baterías de 200kW para atención de picos de consumo e integración de renovables intermitentes, incorporación de bicicletas y vehículos eléctricos, y automatización de la red eléctrica para atención de fallas.
Participantes	ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica), Ampla Energia (empresa distribuidora en el estado de Rio de Janeiro)
Resultados	Reducción del 20% de pérdidas no técnicas (Carvalho, 2015).

Nombre del proyecto	Smart Grid Program – Barueri e Vargem Grande Paulista
Periodo	2013-2017
Enfoque	Medición inteligente, automatización de red
Sitio web	S/D
Descripción	Este proyecto es el más grande desarrollado en Brasil, el cual se desplegó en las ciudades de Barueri y Vargem Grande Paulista, en el estado de Sao Paulo, con un presupuesto de US\$ 23.7 millones (Gregio Di Santo, et al., 2015) (Dantas, et al., 2016). En la primera ciudad, se desplegó infraestructura de medición inteligente y automatización de red para reducir las pérdidas y mejorar la calidad y eficiencia, impactando a 52.000 consumidores. Para la segunda ciudad, por estar ubicada en zona rural se enfocaron los esfuerzos en implementar soluciones de auto reparación en la red eléctrica, beneficiando a 32.000 clientes (Dantas, et al., 2016) (Gregio Di Santo, et al., 2015). Se planeó el despliegue de medidores inteligentes en el 100% de los clientes, con posibilidad de conexión-desconexión remota, la incorporación de balanceo de energía para el 100% de los transformadores, la legalización de conexiones de 2100 familias, el esquema prepago de energía, y tecnologías automatizadas para recuperación de la red ante fallas (Metering & Smart Energy International, 2013).
Participantes	AES Eletropaulo (empresa distribuidora en el estado de Sao Paulo)
Resultados	S/D

Otros proyectos de interés: InovCity (Aparecida). Ciudades del Futuro (Sete Lagoas y Minas Gerais). Proyecto Parintins (Parintins). Proyecto Fernando de Noronha (Fernando de Noronha). Paraná Smart Grid (Curitiba). Smart Grid en Sao Paulo (AES Eletropaulo). Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Micro Red de Energía Sostenible (CELESC). Fuentes: (Mulder, et al., 2012) (Galo, et al., 2014) (Gregio Di Santo, et al., 2015) (Carvalho, 2015).

2.4.4 China

El rápido crecimiento económico de China en la última década ha generado que, en comparación con el 2005, se haya más que duplicado el consumo de electricidad en ese país, con destinación principal al sector industrial, convirtiendo de esta manera a China en el mayor productor de electricidad del mundo (EIA, 2015) (IEA, 2016). Considerando la gran participación que tienen las térmicas a carbón en la matriz de generación, y la contaminación del aire en las principales ciudades, China se ha propuesto dar mayor

cabida a tecnologías nucleares, gas natural y renovables en la generación de electricidad, estableciendo una meta de aporte de energía del 15% para fuentes no fósiles para el 2020. Asimismo, este país asiático se ha propuesto mejorar la eficiencia de su sistema eléctrico mediante la mejora en la interconexión de sus distintas redes regionales y el despliegue de redes eléctricas inteligentes (EIA, 2015). Algunos problemas que enfrenta el sistema eléctrico de China han sentado las bases para justificar la adopción de las REI: ausencia de gestión de la demanda, gran divergencia entre los centros de producción, ubicados principalmente en la zona noroccidental del país y los centros de consumo, localizados en su mayoría en la zona suroriental, y carencia de integración a la red de fuentes de energía renovable intermitente (Yuan, et al., 2014).

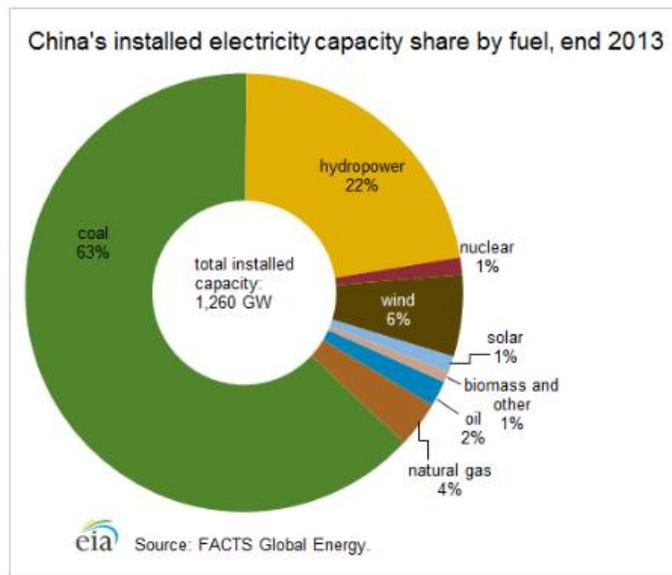


Figura 13 - Participación de tecnologías en la capacidad instalada de generación en China. (EIA, 2015)

Al respecto, las compañías de transmisión y distribución eléctrica han liderado el desarrollo de planes y proyectos de REI. En el caso de la SGCC (*State Grid Corporation of China*), la compañía de servicios públicos más grande del mundo, inició en el 2010 un plan de modernización de 5 años del sistema eléctrico chino, con un valor de USD \$250 billones, de los cuales USD \$45 billones se destinarían a las REI, el cual posteriormente se amplió por otros 5 años por un valor similar. Planes similares fueron emprendidos por la también estatal CSPG (*China Southern Power Grid*) en el 2011 (Wang, et al., 2016). De acuerdo con (State Grid Corporation of China, 2014) se han implementado en total 298 proyectos demostrativos entre los años 2009 y 2014. Como elemento común (Yuan, et al., 2014) (Wang, et al., 2016) han identificado la predominancia de la transmisión UHV para interconectar los lejanos centros de producción con los centros de consumo, como la característica central de las REI en China en las fases iniciales de su desarrollo. Otros temas relevantes son la gestión de las REI (para operaciones coordinadas de transmisión y distribución), e integración de renovables (principalmente eólica) (ISGAN, 2014).

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en China se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	Demand Response Pilot Project
Periodo	2012
Enfoque	Respuesta de la demanda
Sitio web	N/A
Descripción	Proyecto demostrativo de respuesta de la demanda automático, implementado en la metrópolis de Tianjin, y reconocido como el primer programa de este tipo en China. Se desplegó en dos edificaciones comerciales, una planta industrial (Kumho Tire), dos edificaciones de oficinas y una biblioteca (EIA, 2011) (Honeywell, 2013) (Mulder, et al., 2012)
Participantes	TEDA (Tianjin Economic-Technological Development Area), Honeywell, China State Grid, National Energy Administration (NEA), United States Trade and Development Agency (USTDA), United States Department of Energy (DOE) (EIA, 2011) (Honeywell, 2013)
Resultados	Reducciones de 15% en las cargas de edificios comerciales, 7,7% en la planta industrial, y 15%-20% en los edificios de oficinas (Honeywell, 2013).

Nombre del proyecto	Smart Community Demonstration Project
Periodo	2010
Enfoque	Hogar Inteligente y Consumo Inteligente, Medición Inteligente, Vehículos eléctricos, Integración de Recursos Energéticos Distribuidos (EIA, 2011).
Sitio web	N/A
Descripción	Primer proyecto demostrativo comunitario, desarrollado por North China Power Grid Company en la ciudad de Langfang. Consistió en el despliegue de una red eléctrica inteligente con cobertura en 655 residencias y 11 edificios, en los que se habilitó una red eléctrica/óptica para la entrega de potencia e información a cada casa, equipos fotovoltaicos de generación distribuida y almacenamiento de energía de 10kW, así como sistemas de telecomunicaciones (internet, teléfono, televisión) y sistemas de consulta de consumos y precios de electricidad (EIA, 2011) (Mulder, et al., 2012) (State Grid Corporation of China, 2010)

Participantes	North China Power Grid Company
Resultados	S/D

Nombre del proyecto	Proyecto piloto Línea de transmisión UHVAC 1000KV Jindongnan-Nanyang-Jingmen
Periodo	2006-2009
Enfoque	Interconexión
Sitio web	http://www.sgcc.com.cn/ywlm/projects/
Descripción	Primer proyecto de líneas de transmisión UHV (<i>Ultra High Voltage</i>) desarrollado en China, con el que se interconectó la red eléctrica del norte y del centro del país, con el objetivo de mejorar la seguridad energética y optimizar el suministro eléctrico. Cuenta con una distancia de 640Km, y una capacidad de transporte de 3.000MVA, e interconecta las provincias de Shanxi al norte (térmicas a carbón) con Hubei (hidroeléctricas) para permitir un balance eficiente de potencia entre estas dos fuentes de generación, compensación energética y ajuste de demanda máxima (SGCC, 2010) (Metering & Smart Energy International, 2009) (Yinbiao, et al., 2012).
Participantes	State Grid Corporation of China (SGCC)
Resultados	S/D

Otros proyectos de interés: Smart Community Demonstration Project; Smart Grid, Demand Side Management Pilot; National Wind Power Integration Research and Test Center of China; Power System Digital Real-Time Simulation Device; Xiangjiaba-Shanghai +/-800-kV UHV DC Transmission Pilot Project; Ningdong-Shandong +/-660-kV DC Project; Qinghai-Tibet 750-kV/+/-400-kV AC/DC Grid Interconnection Project; Auto DR/TEDA-USTDA. Fuentes: (EIA, 2011) (Mulder, et al., 2012) (State Grid Corporation of China, 2014).

2.4.5 España

España hace parte del grupo de los 4 países europeos que concentran más de la mitad del presupuesto total invertido en la UE para las Smart Grids (Covrig, et al., 2014), con una inversión acumulada en el periodo 2002-2014 de 360.14 M€, en su mayoría destinados a proyectos productivos-demostrativos (European Commission - JRC, 2014). De igual forma este país se destaca por ser uno de los más cooperativos en la UE, pues el 90% de su

presupuesto para el desarrollo de las Smart Grids lo destina a proyectos multinacionales (Covrig, et al., 2014).

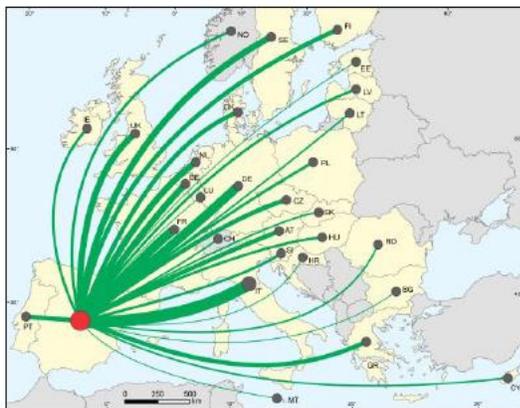


Figura 14- Enlaces de colaboración entre España y otros países de la UE para las REI. (Covrig, et al., 2014)

En cuanto a los proyectos desarrollados, entre el 2002 y el 2014 se han estructurado 109 proyectos de redes eléctricas inteligentes en España (European Commission - JRC, 2014), entre los cuales resaltan las iniciativas en la categoría de Hogar Inteligente y Consumo Inteligente (Covrig, et al., 2014), así como en Administración de Redes Inteligentes, que en conjunto representan la mitad de la destinación presupuestal acumulada (European Commission - JRC, 2014). Al igual que en otros países de la Unión Europea, los proyectos relacionados con electromovilidad representan un tema de gran interés promovido por las metas ambientales establecidas por la UE para el año 2020, sobre las cuales España se propuso incorporar 250.000 vehículos eléctricos para el año 2014, considerando que la movilidad representa el 40% de su consumo energético total (Mah, et al., 2014). Los proyectos asociados a respuesta de la demanda e integración a gran escala de renovables están entre los temas de menor inversión (European Commission - JRC, 2014).

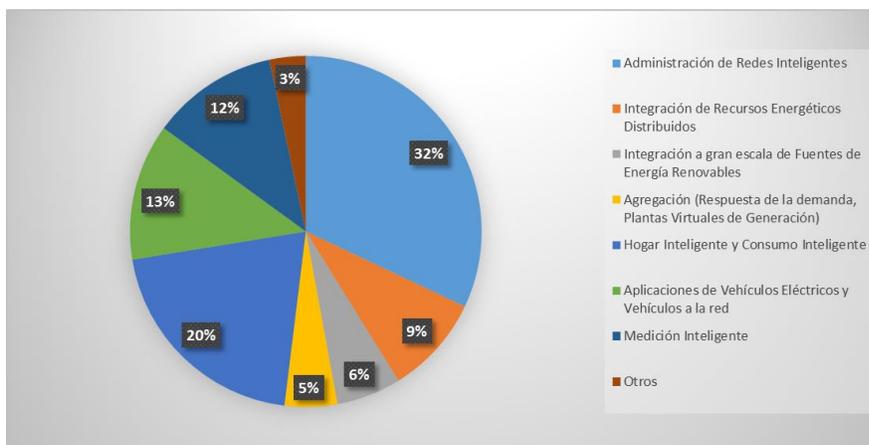


Figura 15 - Destinación de inversión en Smart Grids en España, por aplicación. Fuente de datos: (European Commission - JRC, 2014)

Con respecto a la Medición Inteligente, España tomó la decisión de establecer como meta al 2020 un nivel de adopción de medidores inteligentes de 100% (para 27 millones de puntos de medición), aún sin realizar un estudio detallado de costos y beneficios a largo plazo (European Commission, 2014) (European Commission, 2014). Al respecto, las compañías eléctricas lideran el proceso de despliegue de la plataforma y estiman finalizarlo en el 2018 (European Commission, 2014), según lo definido en el Real Decreto 1634/2006, mediante el cual se estableció la meta de reemplazo de la plataforma de medición de consumos eléctricos en España para instalaciones de hasta 15kW (Gobierno de España, 2006).

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en España se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	NOBEL (<i>Neighborhood Oriented Brokerage Electricity and monitoring system</i>)
Periodo	2010-2012
Enfoque	Hogar Inteligente y Consumo Inteligente, Medición Inteligente.
Sitio web	http://www.ict-nobel.eu/
Descripción	Proyecto desarrollado para crear herramientas tecnológicas que permitan el monitoreo y control de la distribución eléctrica, así como integrar la oferta y la demanda de electricidad, incluyendo a los “prosumidores”, de manera que se mejore la eficiencia en el sistema eléctrico. Efectuó la demostración de los desarrollos realizados en la ciudad de Alginet (Valencia) por un periodo de seis meses, para cerca de 5000 usuarios, y tuvo un costo de 25M€ (European Commission, 2013).
Participantes	Consortio compuesto por 7 empresas: ETRA INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO (España), SAP (Alemania), SICS (Suecia), Cooperativa Eléctrica de Alginet (España), CERTH (Grecia) y la Universidad de Duisburg-Essen (Alemania) (European Commission, 2013)
Resultados	Se crearon tres aplicaciones para permitir la integración de distintos agentes a un mercado eléctrico con el objetivo de reducir el consumo eléctrico. Éstas son: <ul style="list-style-type: none"> • NOEM (<i>Neighbourhood Oriented Energy Monitoring and Control System</i>) destinado a los operadores de la red de distribución. Permite monitorear en forma detallada la demanda, visualizar las operaciones del Marketplace, modificar tarifas, entre otros. • BAF (<i>Brokerage Agent Front-end</i>) para “prosumidores” residenciales. Disponible bajo interfaz web y plataforma Android.

	<p>Permite monitorear los consumos históricos, visualizar facturación, visualizar pronósticos y realizar operaciones sobre el Marketplace.</p> <ul style="list-style-type: none"> • NOPL (<i>Neighbourhood Oriented Public Lighting Monitoring and Control System</i>), para “prosumidores senior”, como los sistemas de alumbrado público. Permite el monitoreo y control de sistemas de iluminación pública, con ahorros significativos <p>El anterior esquema permitió obtener una reducción de 12% del consumo energético de los “prosumidores” residenciales, de entre el 31% y el 58% para los “prosumidores senior”. Adicionalmente para estos últimos se demostró que el periodo de recuperación de la inversión fue de 16 meses. De igual manera se obtuvieron disminuciones de emisiones CO2 de 16,5% para los prosumidores tradicionales y de entre 28% y 56% para los senior (European Commission, 2013) .</p>
--	---

Nombre del proyecto	PRICE (PRICE: Proyecto Conjunto de Redes Inteligentes en el Corredor del Henares)
Periodo	2011-2014
Enfoque	Administración de Redes Inteligentes, Integración de Recursos Energéticos Distribuidos, Hogar Inteligente y Consumo Inteligente, Vehículos eléctricos y aplicaciones vehículo-red, Medición Inteligente.
Sitio web	http://www.priceproject.es/
Descripción	PRICE es el proyecto más grande desarrollado en España de demostración de redes eléctricas inteligentes, y uno de los más representativos de Europa. Fue desarrollado en el Corredor de Henares (Madrid-Guadalajara) con un costo de 34M€ y consistió en el despliegue de una red eléctrica inteligente con focos en: supervisión y automatización de la red de distribución (PRICE-RED), gestión energética de la red de baja tensión a través de concentradores de medida (PRICE-GEN), integración de la generación distribuida (PRICE-GDI) y gestión de la demanda (PRIC-GDE) (Unión Fenosa, 2013) (PRICE, 2013). Involucró a 200.000 puntos de consumo, 500.000 habitantes y 73.3MW de recursos energéticos distribuidos, principalmente solar y eólico (IGREENGrid, 2013).
Participantes	Participaron 24 socios, entre ellos el operador del mercado eléctrico español (REE), compañías del sector eléctrico (Iberdrola, Gas Natural Fenosa), proveedores de tecnología, universidades y centros de investigación (Unión Fenosa, 2013).

Resultados	A través de PRICE se lograron desarrollar distintas herramientas, entre las que están: un prototipo de despacho de generación distribuida, un prototipo de gestión de la demanda, un equipo de estabilización de la tensión de red, un sistema para almacenamiento de energía en baja tensión, y un piloto de gestión de la demanda con usuarios reales (PRICE, 2013). Asimismo se evidenció viabilidad de incorporación de generación distribuida en la red eléctrica de media y baja tensión si ésta se realiza de forma coordinada (despacho centralizado con funciones de control de voltaje) (González, et al., 2015)
-------------------	--

Nombre del proyecto	Smartcity Málaga
Periodo	2009-2013
Enfoque	Administración de Redes Inteligentes, Integración de Recursos Energéticos Distribuidos, Hogar Inteligente y Consumo Inteligente, Vehículos eléctricos y aplicaciones vehículo-red, Medición Inteligente.
Sitio web	www.smartcitymalaga.com
Descripción	Este proyecto busca disminuir un 20% el consumo energético en Málaga (España), mediante la implementación de distintas tecnologías como son: generación distribuida, medición inteligente, telecomunicaciones avanzadas, tarifas TOE, almacenamiento de energía y sistemas de carga y gestión de vehículos eléctricos. Integró a 11.000 residencias, 300 industrias y 900 negocios (EIA, 2011). Concretamente se instalaron 12.000 medidores inteligentes, 22 subestaciones automatizadas, interconexión de datos mediante tecnologías PLC, 12.94MW de generación y 106kWh de almacenamiento en la red de medio voltaje y 43.25kW de generación y 24kWh de almacenamiento en la red de bajo voltaje (generación: trigeneración, cogeneración, micro turbinas de viento y paneles fotovoltaicos), sistemas de eficiencia energética (iluminación LED y control de iluminación automático) y un centro de monitoreo (Carrillo, et al., 2013) (ENDESA, s.f.)
Participantes	Consortio de 11 empresas y 14 instituciones de investigación, liderado por ENDESA (Carrillo, et al., 2013) (ENDESA, s.f.)
Resultados	Durante evaluaciones de los patrones de consumo de algunas residencias en el 2012, se evidenciaron 3 resultados: a. disminuciones de consumo de más de 10% (42%), b. consumos similares +10%/-10% (33%), y c. aumentos de consumo de más del 10% (25%), los cuales no necesariamente se asocian a resultados del programa piloto sino posiblemente a variables exógenas (Caffarel, et al., 2013). Asimismo se referencia que a nivel global se obtuvieron disminuciones del

	consumo del 25%, disminuciones de emisiones de CO2 del 20% e incorporación de renovables del 15% (ENDESA, s.f.).
--	--

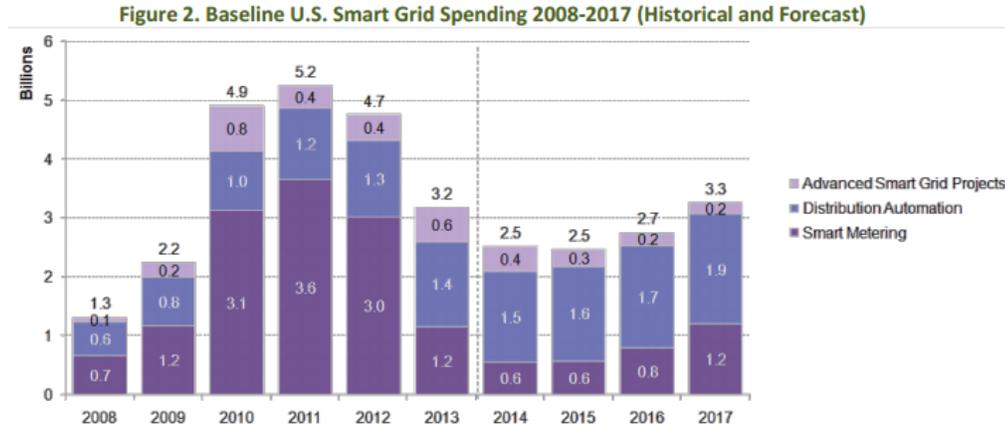
Otros proyectos de interés: FENIX, GAD Gestión Activa de la demanda, DER-IREC 22@Microgrid, Sotavento H2 management system, A complete and normalised 61850 substation, Almacena, 220 kV SSSC device for power flow control. Fuentes: (Giordano, et al., 2013) (European Commission - JRC, 2014).

2.4.6 Estados Unidos de América

Considerando aspectos como la seguridad e independencia energética, Estados Unidos ha promovido en la última década políticas encaminadas a fomentar la cobertura de su demanda energética general con fuentes propias, y desestimular la dependencia de importaciones (Global Smart Grid Federation, 2012). Mediante legislación como la *Energy Policy Act* (2005) y la *Energy Independence and Security Act* (2007), incentivaron la integración de fuentes renovables y eficiencia energética, y caracterizaron las redes eléctricas inteligentes a través de la *Smart Grid Initiative* (Simões, et al., 2011).

Desde el punto de vista ambiental, si bien este país no es miembro del Protocolo de Kioto, participó de manera no compromisoria en el Acuerdo de Copenhague (2009) para reducir sus emisiones de carbono del 2020 a un 17% por debajo de los niveles de 2005 (Global Smart Grid Federation, 2012).

Considerando estos aspectos, el Gobierno Estadounidense ratificó su apoyo al desarrollo de las redes eléctricas inteligentes mediante el *American Recovery and Reinvestment Act* (2009), legislación que derivó un programa de patrocinio mediante fondos por \$4.3 billones de dólares para el desarrollo de diferentes proyectos demostrativos en redes eléctricas inteligentes (Global Smart Grid Federation, 2012) (IEA, 2011), el cual le permitió a Estados Unidos ubicarse en el 2010 en el segundo lugar a nivel mundial (detrás de China) en cuanto a estímulo nacional al desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, con un total invertido de \$7.1 billones de dólares (EIA, 2011). Agrupando el estímulo gubernamental con las inversiones privadas la inversión acumulada en REI se eleva a los \$18 billones de dólares, para el periodo 2010-2013 (U.S. Department of Energy, 2014).



Source: BNEF 2014

Figura 16-Inversión en Smart Grids en E.U. (U.S. Department of Energy, 2014)

Con respecto a los proyectos desarrollados, se destacan aquellos enfocados en la infraestructura de medición automatizada y en los sistemas integrados (Simões, et al., 2011). Con respecto a los motivadores de la adopción de las REI en este país, se encontró que la confiabilidad, la eficiencia y la reducción de costos operativos y de mantenimiento ocupan los tres primeros lugares de importancia, los cuales a su vez relacionan como principales tecnologías para lograr el objetivo, en su orden, los sistemas de gestión de distribución, las tecnologías de información y comunicaciones, y los sistemas de gestión de cortes de energía (ISGAN, 2014).

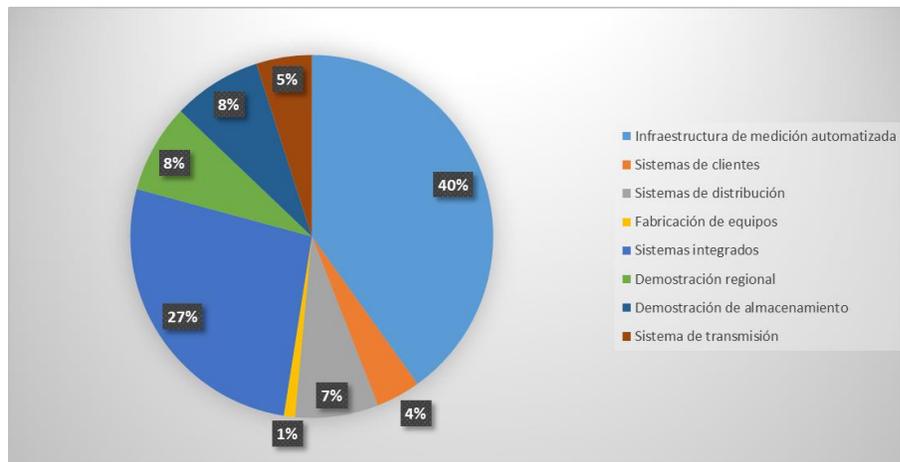


Figura 17 - Cantidad de proyectos desarrollados en USA, por categoría. Fuente de datos: (Simões, et al., 2011)

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en Estados Unidos se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project (Global Smart Grid Federation, 2012)
Periodo	2010-2015
Enfoque	Infraestructura avanzada de medición, Sistemas de clientes, Integración de Recursos Energéticos Distribuidos, Sistema de distribución (U.S. Department of Energy, 2015), Gestión de redes inteligentes, Integración a gran escala de fuentes de energía renovable; Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas virtuales); Medición inteligente; Hogar Inteligente y Consumo Inteligente (ISGAN, 2013)
Sitio web	www.pnwsmartgrid.org
Descripción	Proyecto demostrativo implementado en los estados de Montana, Washington, Idaho, Oregon y Wyoming, que incluyó todos los componentes claves de las redes eléctricas inteligentes y abarcó desde la generación hasta el consumo final. Tuvo un valor de \$177 millones de dólares, y se enfocó en cinco aspectos principales: evaluar costos y beneficios de las REI; validar nuevas tecnologías; intercomunicar la generación, almacenamiento, demanda y la red misma, mediante esquemas bidireccionales; hacer desarrollos en interoperabilidad y ciberseguridad; y evaluar nuevos modelos de negocio (U.S. Department of Energy, 2015).
Participantes	Battelle Memorial Institute, Bonneville Power Administration y un consorcio de once empresas de energía (Idaho Falls Power, Flathead Electric, entre otros), seis socios tecnológicos (Alstom, IBM, entre otros), y dos universidades (University of Washington y Washington State University) (U.S. Department of Energy, 2015)
Resultados	Bajo técnicas de optimización CVR (<i>Conservation Voltage Regulation</i>) se obtuvieron reducciones de la energía consumida de 2,5%, y reducciones del pico de consumo de 1.8% (U.S. Department of Energy, s.f.).

Nombre del proyecto	gridSMART Demonstration Project
Periodo	2010-2013 (U.S. Department of Energy, 2015)
Enfoque	Administración de redes inteligentes, Hogar inteligente y consumo inteligente; Integración de recursos energéticos distribuidos; Medición inteligente; Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas Virtuales); Vehículos eléctricos (ISGAN, 2013)
Sitio web	www.gridsmarthio.com
Descripción	Proyecto demostrativo regional desarrollado en Ohio, con un valor de \$130 millones de dólares, desarrollado el objetivo de demostrar los efectos de las REI aplicados a las redes de distribución y a la demanda, en cuando a eficiencia, estabilidad, reducción de costos e impacto ambiental. Implementó sobre una red comprendida por 110.000 medidores y 70 circuitos de distribución sistemas de gestión de red de distribución, control integrado volt-VAR, medición inteligente, automatización de la red de distribución, sistemas de almacenamiento eléctrico y generación renovable distribuida, las cuales fueron probadas con mecanismos de comunicación bidireccional, precios dinámicos, respuesta a la demanda y vehículos eléctricos (U.S. Department of Energy, 2015) (AEP OHIO, 2014).
Participantes	AEP Ohio, Battelle Memorial Institute, Electric Power Research Institute, Ohio State University y 6 socios tecnológicos (Lockheed Martin, UT-Battelle LLC, General Electric, S&C Electric Company, Schweitzer Engineering Laboratories, Silver Spring Networks) (U.S. Department of Energy, 2015) (AEP OHIO, 2014).
Resultados	AMI (<i>Advanced Metering Infrastructure</i>): Disminución de costos y emisiones por eliminación de rutas de lectura de medidores, mejoras en la precisión de facturación y satisfacción de los usuarios, conocimiento de hábitos de consumo. - VVO (<i>Volt-VAR Optimization</i>): Reducción del 2-3% de los picos de consumo, y de 3% en el consumo. Control directo de cargas: permitió obtener reducciones promedio de 1,2-1,3 kW por cliente en eventos de 2 horas y de 0,6-0,8 kW en eventos de 4 horas, sin embargo no se evidenciaron ahorros de kWh toda vez que el consumo se movió de los periodos pico. - La implementación de esquemas de tarifas promovió la disminución de emisiones solo varios meses después de estar implementados, por curva de aprendizaje en cuanto a cambio de patrones de consumo. - La implementación de DACR (<i>Distribution Automation Circuit Reconfiguration</i>) permitió disminuir los tiempos de interrupción del suministro eléctrico a los clientes.- Vehículos eléctricos: Parecen no tener efectos significativos en la carga de transformadores residenciales, en su etapa de adopción inicial (AEP OHIO, 2014)

Otros proyectos de interés: Smart Texas, CenterPoint Energy Houston Electric, LLC (Smart Grid Project), Florida Power & Light Company (Energy Smart Florida), Duke Energy Business Services (Smart Grid Deployment), Pacific Gas and Electric Company (Advanced Underground Compressed Air Energy Storage), Los Angeles Department of Water and Power (Smart Grid Regional Demonstration). Fuentes: (ISGAN, 2013) (ISGAN, 2014) (U.S. Department of Energy, s.f.) (Global Smart Grid Federation, 2012).

2.4.7 Francia

El país europeo con la mayor inversión acumulada en proyectos de redes eléctricas inteligentes es Francia, con un monto de 507,85M€ invertidos en 101 proyectos (European Commission - JRC, 2014). Asimismo evidencia el mayor nivel de cooperación en Europa en cuanto a proyectos de redes eléctricas inteligentes desarrollados en conjunto con otras naciones (Covrig, et al., 2014). Con respecto a las aplicaciones de los proyectos desarrollados, Francia, en conjunto con otros 3 países europeos concentra la mayoría de los proyectos relacionados con consumo inteligente (Covrig, et al., 2014).

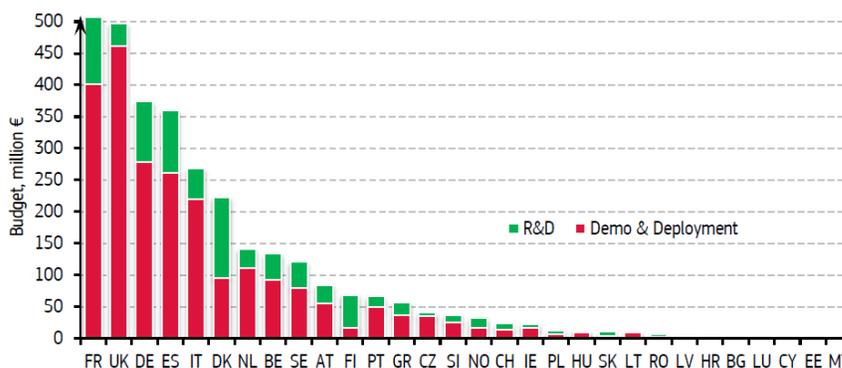


Figura 18-Presupuesto acumulado 2002-2014 en Smart Grids para países europeos. (Covrig, et al., 2014)

Con respecto a la destinación de las inversiones en redes eléctricas inteligentes, Francia ha enfocado sus recursos principalmente en proyectos de administración de redes inteligentes, hogar inteligente y consumo inteligente, y en la integración de recursos energéticos distribuidos, que de manera conjunta representan 2/3 partes del presupuesto total (European Commission - JRC, 2014).

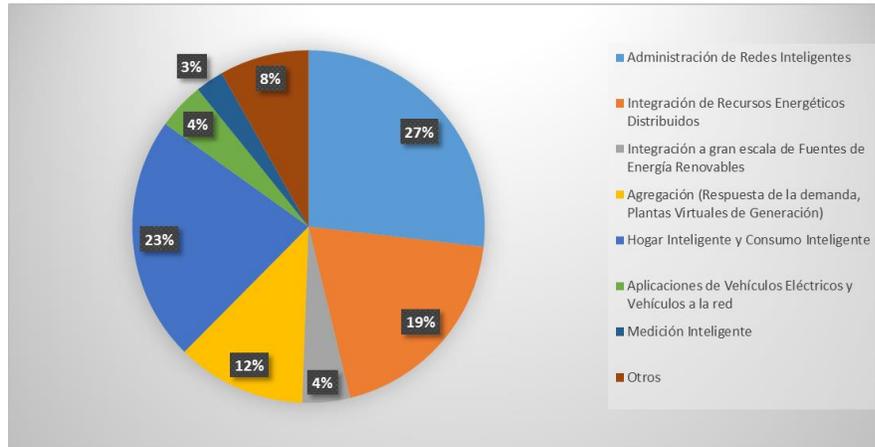


Figura 19-Destinación de inversión en Smart Grids en Francia, por aplicación. Fuente de datos: (European Commission - JRC, 2014)

De otro lado, el regulador francés ordenó un despliegue masivo de medidores inteligentes, con la meta de modernizar el 95% de los 35 millones de puntos de medición que tiene el país para el año 2020, basado en un estudio detallado de costos y beneficios producto de la realización del proyecto Linky que dio como resultado un beneficio neto positivo para la adopción de la infraestructura de medición bajo los escenarios analizados (European Commission, 2014) (European Commission, 2014).

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en Francia se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	PREMIO (<i>Production Répartie, Enr et MDE, Intégrées et Optimisées</i>). PREMIO (Integración y optimización de generación distribuida, gestión de la demanda y energías renovables)
Periodo	2008-2012
Enfoque	Integración de recursos energéticos distribuidos, agregación (respuesta de la demanda y plantas virtuales de generación)
Sitio web	www.projetpremio.fr - revisado a través de archive.org para el año 2012
Descripción	El proyecto PREMIO es una propuesta técnica para optimizar el sistema eléctrico de la región de PACA (sur oriente de Francia), la cual tiene como característica concentrar gran parte del consumo de energía del país y producir solo la mitad de la energía requerida por ésta (Tranchita & Bognol, s.f.). Su objetivo está encaminado a implementar soluciones del tipo repuesta de la demanda para efectos de disminución de los picos de consumo, integrar sistemas de

	<p>generación con énfasis en renovables, y otras relacionadas con flexibilidad del sistema eléctrico, gestión de diferentes actores del sistema eléctrico y disminución de emisiones de efecto invernadero, en especial las provenientes de plantas de generación contaminantes, usadas principalmente en los picos de consumo (Tranchita & Bougnol, s.f.) (ISGAN, 2013).</p> <p>PREMIO permite la coordinación de las fuentes de energía distribuidas y promueve información para la gestión de la demanda; asimismo a través de una planta virtual de generación integra múltiples tecnologías, como son cargas controlables, sistemas de almacenamiento de energía y generadores distribuidos (ISGAN, 2013)</p>
Participantes	CAPENERGIE (líder), Lambesc (sitio de implementación)
Resultados	<p>Algunos de los resultados son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se evidenciaron reducciones de consumo de hasta 40% • La clave para una efectiva integración de las fuentes de energía distribuidas son las TIC (tecnologías de información y comunicaciones)

Nombre del proyecto	Greenlys
Periodo	2012-2016
Enfoque	Administración de redes inteligentes, Integración de recursos energéticos distribuidos, Hogar inteligente y consumo inteligente
Sitio web	http://www.greenlys.fr/
Descripción	<p>Proyecto demostrativo a gran escala, con un costo de 43M€, que fue llevado a cabo en las ciudades de Grenoble y Lyon (Francia), con el ánimo de probar múltiples funcionalidades de las redes eléctricas inteligentes, considerando a todos los agentes de la cadena (productores, consumidores, transmisores, distribuidores); el proyecto se fundamentó en infraestructura de medición ya instalada en proyectos anteriores (Proyecto Linky), y consideró la incorporación y control de fuentes de energía distribuidas (solar, cogeneración), soluciones inteligentes de control (medición, monitoreo, análisis, auto reparación de la red), plataformas de agregación, medidores inteligentes, integración de vehículos eléctricos y control de electrodomésticos (GREENLys, 2013) (ERDF, s.f.).</p>
Participantes	Miembros de la cadena de suministro energético (p.e. ERDF, GEG, GDF Suez), centros académicos y de investigación (p.e. Grenoble INP), y especialistas en smart grids (p.e. Schneider Electric) (GREENLys, 2013) (Hadjsaid, 2014)

Resultados	Se evidenciaron reducciones de costos de electricidad del 16% mediante la gestión de sistemas de calefacción, para que operaran fuera de las horas de consumo pico (Schneider Electric, 2014).
-------------------	--

Otros proyectos de interés: ECOFFICES, EnR-Pool, VENTEEA, MYRTE, GRIDTEAMS, REFLEXE: Electric Flexibility Response for Smart Grids, MODELEC, MILLENER, SMART ZAE, OMERE (GE & IPERD). Fuentes: (Giordano, et al., 2013), (European Commission - JRC, 2014).

2.4.8 Sudáfrica

El sistema eléctrico de Sudáfrica está basado principalmente en plantas térmicas a carbón, las cuales representan el 85% de la capacidad instalada del país; la restante capacidad está representada en centrales hidráulicas (10%), nuclear (4%) y renovables diferentes a hidráulicas (1%). En su totalidad el sistema tiene una capacidad de 45GW y es operado casi en su totalidad por la firma estatal Eskom (EIA, 2015).

En años recientes, se han venido presentando dificultades en el suministro eléctrico debido al escaso margen entre la capacidad instalada y la demanda máxima, lo que ha conllevado a interrupciones del suministro eléctrico (año 2008) y el subsecuente incremento de tarifas de energía para financiar la expansión del sistema (EIA, 2015) (Zikalala & Chowdhury, 2015). Al respecto se promovieron estrategias como el despliegue masivo de medidores inteligentes (2008 a 2012) y la definición de planes gubernamentales de largo plazo para incorporar masivamente (18.7GW al 2030) capacidad de generación con fuentes renovables (IRP 2010) (Zikalala & Chowdhury, 2015) (Bello, et al., 2013).

Considerando lo anterior, los motivadores para la adopción de las REI en Sudáfrica son la necesidad de mayor eficiencia y confiabilidad de la red eléctrica, los costos de la electricidad, la gestión del consumo y la incorporación de generación renovable a gran escala (Zikalala & Chowdhury, 2015).

Proyectos de desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes

Algunos de los proyectos destacables de implementación de Smart Grids en Sudáfrica se presentan a continuación:

Nombre del proyecto	Eskom AMI Pilot Project - Homeflex Project
Periodo	2008-2013 (TRESCIMO, 2015) (Eskom, 2013)

Enfoque	Medición Inteligente
Sitio web	http://www.eskom.co.za/
Descripción	Programa de implementación de sistemas de medición inteligente, que nació en el 2008 como una de las estrategias para enfrentar los cortes de energía. Mediante la <i>Electricity Regulation Act</i> se estableció el requisito de habilitar al 2012 un esquema de tarifas TOU en consumidores de más de 1000kWh, por lo que se aprobó el despliegue de medidores en las instalaciones de 120.000 clientes. Entre el 2009 y 2012 se ejecutó la fase 1 del proyecto, que tenía como meta el despliegue de 10.000 medidores (regiones: Sandton -Bucleuch, Kelvin, Morningside, Sunninghill, Tableview, Margate), de los cuales solo se implementaron 3.232. La segunda fase del proyecto tenía como meta implementar 110.000 medidores. La funcionalidad del sistema de medición inteligente incluyó: medición remota automatizada, tarifas TOU, capacidades de conexión-reconexión, determinación del patrón de carga, comunicación con el cliente y gestión de soluciones y monitoreo (Eskom, 2013) (Eskom, 2011).
Participantes	Eskom
Resultados	Sin información disponible

Otros proyectos de interés: Utility Load Manager (ULM) Research Project, Soweto Split Metering Project. Fuente: (Zikalala & Chowdhury, 2015).

2.5 Análisis y conclusión

En este capítulo se presentó una recopilación bibliográfica de casos reales de implementación de redes eléctricas inteligentes en países relevantes en el tema, para cada uno de los cinco continentes.

La clasificación de los mismos, en la mayoría de los casos, correspondió a las categorías determinadas y usadas por el JRC (*Joint Research Centre*) perteneciente al Instituto para la Energía y el Transporte de la Comisión Europea, las cuales agrupan las tecnologías que hacen parte de las redes eléctricas inteligentes en función de su aplicación (Giordano, et al., 2013):

Tabla 4-Aplicaciones de las REI (Giordano, et al., 2013)

APLICACIÓN	PROPÓSITO	EJEMPLOS
Administración de Redes Inteligentes	Incrementar la flexibilidad operacional de la red eléctrica mediante la	Sistemas de monitoreo de la red (medidores, detectores y localizadores de fallas, monitoreo en tiempo real) y

APLICACIÓN	PROPÓSITO	EJEMPLOS
	mejora en las capacidades de observación y control	sistemas de control de la red (controladores de frecuencia y potencia reactiva, protecciones inteligentes, automatización de subestaciones, dispositivos de reducción de pérdidas)
Integración de Recursos Energéticos Distribuidos	Integrar de manera segura y confiable fuentes de energía distribuidas	Esquemas de control y hardware/software que permitan alcanzar el propósito definido; herramientas de monitoreo (Medición de potencias activa/reactiva); herramientas de pronóstico; uso de almacenamiento de energía, arquitecturas de control centralizado y descentralizado.
Integración a gran escala de Fuentes de Energía Renovables	Integrar fuentes de energía renovables a gran escala, principalmente a nivel de transmisión	Herramientas que faciliten la integración al mercado de las renovables en cuanto a planeación, control y operación
Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas Virtuales de Generación)	Implementar mecanismos de agregación (plantas virtuales y respuesta de la demanda) que permitan agregar flexibilidad a la demanda y oferta en función de señales de mercado y restricciones	TICs para coordinación, respuesta de la demanda, coordinación de generadores distribuidos
Hogar Inteligente y Consumo Inteligente	Implementar esquemas de automatización en los hogares y esquemas de tarifas de energía distintos, para optimización.	Tarifas dinámicas, electrodomésticos inteligentes
Aplicaciones de Vehículos Eléctricos y Vehículos a la red	Integrar de manera eficiente los vehículos eléctricos a la red	Sistemas de carga de vehículos eléctricos, carga integrada con fuentes renovables, desarrollo de TICs y estándares para interoperabilidad
Medición Inteligente	Implementación de medidores inteligentes	Medidores inteligentes
Otros	Otras aplicaciones	Infraestructura de comunicación, almacenamiento de energía

Al respecto, y usando la clasificación anterior se encontró que los tres tipos de aplicaciones más comunes evidenciadas en los 18 proyectos analizados fueron, en su orden: medición inteligente, integración de recursos energéticos distribuidos y administración de redes

inteligentes. En segundo lugar se ubican las aplicaciones de agregación (plantas virtuales y respuesta de la demanda), hogar inteligente y consumo inteligente y aplicaciones de vehículos eléctricos. Por último, y representando el menor número de aplicaciones evidenciadas en los proyectos analizados, están la integración a gran escala de fuentes de energía renovable y la categoría de “otros” (p.e. infraestructura de comunicación, almacenamiento de energía).

Tabla 5 - Aplicación de los proyectos REI recopilados

PAIS	PROYECTO	APLICACIÓN							
		Administración de Redes Inteligentes	Integración de Recursos Energéticos	Integración a gran escala de Fuentes de Energía Renovables	Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas Virtuales de Generación)	Hogar Inteligente y Consumo Inteligente	Aplicaciones de Vehículos Eléctricos y Vehículos a la red	Medición Inteligente	Otros
Alemania	E-Energy	x	x		x	x		x	
	Web2Energy	x			x				
	Green eMotion						x		
Australia	Smart Grid Smart City	x	x	x	x	x	x	x	x
	Solar Cities		x					x	
Brasil	Smart City – Búzios	x	x		x		x	x	x
	Smart Grid Program – Barueri e Vargem Grande Paulista	x						x	
China	Demand Response Pilot Project				x				
	Smart Community Demonstration Project		x			x	x	x	x
	Línea de transmisión UHVAC 1000KV Jindongnan-Nanyang-Jingmen								x
España	NOBEL					x		x	
	PRICE	x	x			x	x	x	
	Smartcity Málaga	x	x			x	x	x	
Estados Unidos	Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project	x	x	x	x	x		x	
	gridSMART Demonstration Project	x	x		x	x	x	x	
Francia	PREMIO		x		x				
	Greenlys	x	x			x			
Sudáfrica	Eskom AMI Pilot Project							x	
Cantidad de proyectos por aplicación		10	11	2	8	9	7	12	4

2.6 Resumen

En el segundo capítulo de este trabajo se presentó la recopilación de experiencias relevantes en cuanto a implementaciones reales de redes eléctricas inteligentes a nivel internacional; posteriormente se clasificaron los mismos según su aplicación (siguiendo la categorización de la Comisión Europea), y por último se encontraron las aplicaciones más comunes de dichos proyectos. Con esta información se seleccionan en el siguiente capítulo las tecnologías de las REI a caracterizar.

Capítulo 3

3. Características de las REI y su impacto en los precios de la electricidad

En el presente capítulo se describen las principales características de algunas tecnologías seleccionadas que hacen parte de aquellas empleadas en las redes eléctricas inteligentes, y se especifica su potencial impacto en los precios de la electricidad, de acuerdo con información recopilada mediante revisión bibliográfica.

3.1 Tecnologías REI consideradas

Partiendo de la clasificación dada por el JRC (*Joint Research Centre*) perteneciente al Instituto para la Energía y el Transporte de la Comisión Europea, mencionada en el numeral 2.5, se han seleccionado para este trabajo las siguientes aplicaciones:

Tabla 6 - Tecnologías REI seleccionadas (Covrig, et al., 2014)

Aplicaciones de las Smart Grids (JRC)	Aplicaciones seleccionadas para las simulaciones
Administración de Redes Inteligentes	N/S
Integración de Recursos Energéticos Distribuidos	Integración de Recursos Energéticos Distribuidos (solar fotovoltaico)
Integración a gran escala de Fuentes de Energía Renovables	Integración a gran escala de Fuentes de Energía Renovables (eólica)
Agregación (Respuesta de la demanda, Plantas Virtuales)	Respuesta de la demanda (ToU)
Hogar Inteligente y Consumo Inteligente	N/S
Aplicaciones de Vehículos Eléctricos y Vehículos a la red	N/S

Aplicaciones de las Smart Grids (JRC)	Aplicaciones seleccionadas para las simulaciones
Medición Inteligente	Medición inteligente (medidores inteligentes para ToU)
Otros	N/S

Estas tecnologías se seleccionaron para ser incorporadas al prototipo de modelo y estimar su efecto en los precios de la electricidad para el caso colombiano, pues se considera que éstas apuntan a los objetivos descritos en (Céspedes, et al., 2012) respecto a los motivadores de incorporación de las REI en Colombia, y de otro lado son consistentes con las principales tecnologías REI incorporadas en diferentes países pertenecientes al ISGAN (International Smart Grid Action Network) según lo descrito en (Wang & Lightner, 2014).

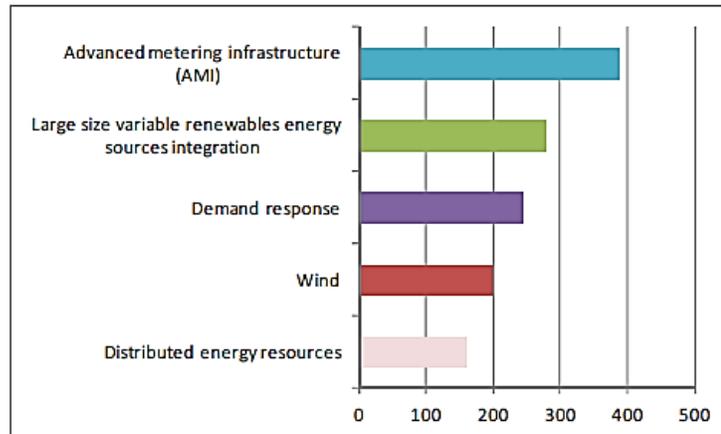


Figura 20 - Tecnologías Smart Grid con mayor relevancia en estudio ISGAN. (Wang & Lightner, 2014).

3.2 Características principales

A continuación se presentan las características principales de las aplicaciones de redes eléctricas inteligentes que fueron seleccionadas para este trabajo:

3.2.1 Respuesta de la demanda

La respuesta de la demanda es la acción tomada por el consumidor de energía ante una señal o incentivo (p.e. los precios de la electricidad), para disminuir su consumo, o desplazarlo a otros momentos donde exista menor congestión de la red eléctrica (picos de consumo) (Ahmad, et al., 2015).

Algunos de los beneficios de este esquema son: evitar el uso de las plantas eléctricas de mayor costo, evitar o retrasar la construcción de nuevas capacidades de transmisión y generación de energía y evitar interrupciones del suministro eléctrico (IRENA, 2013).

De otro lado, la respuesta de la demanda se apalanca en tecnologías como AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) para lograr sus objetivos (Ipakchi & Albuyeh, 2009) por los que la medición inteligente se convierte en un elemento esencial para obtener beneficios (Baratto & Cadena, 2011). A su vez, las tecnologías AMI consisten en aquellos componentes y sistemas que permiten tomar, transmitir y procesar información sobre los consumos eléctricos de los clientes e incluyen a los medidores inteligentes, los sistemas de telecomunicaciones y de información, entre otros (IRENA, 2013).

Cuando estas tecnologías son habilitadas en un mercado eléctrico que incorpore señales para tratar de convencer a los consumidores de modificar su patrón de comportamiento, tales como precios dinámicos de electricidad y tiempo de uso (ToU), aparecen motivadores para la disminución del consumo (p.e. a través del control de intensidad de iluminación, la disminución de temperaturas en aires acondicionados), o para el desplazamiento de consumos a otros periodos de menor costo (Shen, et al., 2014) (Ahmad, et al., 2015) que en conjunto representarán modificaciones en la curva de carga del sistema eléctrico (p.e. suavización de picos).

Considerando lo anterior, algunas fuentes señalan desde el punto de vista de competitividad en el mercado eléctrico y sus precios, que la respuesta de la demanda permite introducir competitividad para presionar a la baja los precios mayoristas de la energía (Ipakchi & Albuyeh, 2009), que este tipo de estrategias cubren el 45% de los beneficios de las *smart grids*, que éstas permiten introducir estabilidad en el sistema eléctrico y disminución de costos (Ahmad, et al., 2015) y que pueden reducir la volatilidad de los precios spot de la electricidad (Siano, 2014).

Características de los programas de respuesta de demanda:

Según (Ahmad, et al., 2015) los programas de respuesta de demanda pueden clasificarse de la siguiente manera:

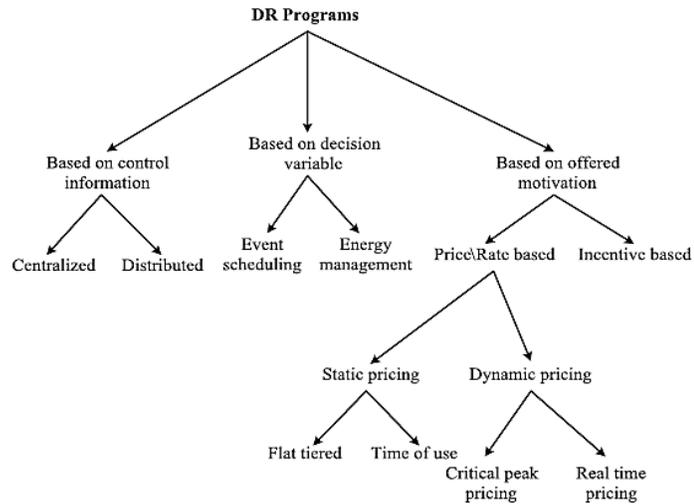


Figura 21 - Clasificación de programas de respuesta de demanda. (Ahmad, et al., 2015)

Las características definidas por (Ahmad, et al., 2015) (y algunas precisiones definidas por (Niessen & Alkemade, 2016)) son:

- **Información de control:** Se refiere a cómo se generan las señales que servirán al sistema para impulsar cambios en los consumos. Pueden ser del tipo centralizado o distribuido:
 - **Centralizado:** Un controlador central recibe y procesa toda la información de la demanda para tomar decisiones sobre la programación futura de la misma, y así emitir las señales correspondientes.
 - **Distribuido:** La toma de decisiones no la hace un controlador de forma centralizada sino que los consumidores tienen acceso a indicadores del estado de la red para tomar sus decisiones.
- **Variable de decisión:** Esta característica indica el esquema de acción tomado por el programa de respuesta de la demanda, y puede ser determinando el momento de activación de las cargas o el nivel de consumo de las mismas:
 - **Por gestión de eventos:** el objetivo es controlar el momento en el cual se activan ciertas cargas.
 - **Por gestión energética:** Busca disminuir los niveles de consumo de ciertas cargas.

- **Motivación ofrecida:** Se refiere a la forma como el programa pretende motivar a quienes modifiquen sus patrones de consumo para obtener las disminuciones requeridas. Se consideran motivaciones basadas en precio y en incentivos:
 - **Precio:** Se ofrecen precios de la electricidad variables en el tiempo, que cambian con diferente periodicidad y de forma estática o dinámica. Los consumidores deciden sus consumos con esta información.
 - **Estáticos:**
 - Tiempo de Uso (ToU): Se definen tarifas de electricidad para dos periodos: pico y valle.
 - Escalonado
 - **Dinámicos:**
 - Precios dinámicos: Precios cambiantes, a menudo dependientes del precio spot de electricidad.
 - Precios en picos críticos: Precios elevados en momentos de picos de consumo críticos.
 - **Incentivo:** se ofrecen retribuciones del tipo crédito a favor para el pago de consumos o incentivos monetarios.

Por último se mencionan algunas tecnologías para su adopción tomadas de (IEA, 2011): Para los sistemas AMI se emplean a nivel de hardware los medidores inteligentes, servidores y relés; y a nivel de software se usan sistemas de gestión de datos de medición (MDMS por sus siglas en inglés). Para los sistemas del lado del cliente se utilizan a nivel de hardware termostatos y electrodomésticos inteligentes, *routers*, pantallas para el hogar, acumuladores térmicos y sistemas de automatización; y a nivel de software se utilizan tableros de consumo, sistemas de gestión de energía y aplicaciones móviles para monitoreo y control energético.

3.2.2 Integración de recursos energéticos distribuidos

Esta aplicación de las REI consiste en incorporar fuentes de generación eléctrica de baja capacidad en distintos puntos de la red, de manera que estén más cerca de los puntos de consumo y contribuyan a suplir la demanda (Zhang, et al., 2014) (Tuballa & Abundo, 2016) (IEA, 2011) . Dentro de las ventajas de este enfoque se tienen las disminuciones en las pérdidas de transmisión y distribución, y la menor incidencia de la congestión de dichas redes en el suministro de energía, puesto que la generación se ubica cerca del consumidor (Zhang, et al., 2014).

A esta aplicación pertenecen las tecnologías de generación distribuida y almacenamiento distribuido, dentro de las cuales se encuentran generadores a pequeña escala de combustión interna, paneles solares fotovoltaicos, aerogeneradores, celdas de combustible, acumuladores de baterías, pequeñas turbinas hidráulicas, entre otros (Zhang, et al., 2014) (Ackermann, et al., 2001).

Algunos de estos sistemas de generación son controlables, mientras otros no (como los fotovoltaicos y eólicos), lo que representa para este último caso retos mayores de integración a la red eléctrica de manera segura puesto que su aporte energético depende de las fluctuaciones del recurso renovable asociado, sin embargo este inconveniente puede ser solventado mediante módulos de almacenamiento de energía (IEA, 2011).

Algunos autores han definido a la generación distribuida como “las fuentes de energía eléctrica conectadas directamente a la red de distribución o en el lado del cliente de los medidores de energía”, y han catalogado estas tecnologías según su capacidad (Ackermann, et al., 2001)

Micro	distributed generation: $\sim 1 \text{ Watt} < 5 \text{ kW}$;
Small	distributed generation: $5 \text{ kW} < 5 \text{ MW}$;
Medium	distributed generation: $5 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$;
Large	distributed generation: $50 \text{ MW} < 300 \text{ MW}$

Imagen 22 - Clasificación generación distribuida por capacidad (Ackermann, et al., 2001)

En cualquier caso estas tecnologías promueven la instalación de pequeños generadores por parte de los usuarios, situación que cambia la tradicional forma de proveer energía de forma unidireccional desde los grandes centros de generación hacia los centros de consumo, hacia un esquema de generación local que permite cubrir parcial o totalmente los requisitos locales de demanda de las instalaciones del consumidor, mientras el remanente energético lo puede entregar a la red, es decir, con flujos de energía bidireccionales (Fang, et al., 2012).

Esta evolución del sistema conlleva a la aparición de “plantas virtuales”, que consisten en esquemas de agrupación de generadores distribuidos que en conjunto cuentan con capacidades similares a la de un generador tradicional, y que de forma coordinada permiten además aportar generación extra al sistema eléctrico para atención de picos de demanda (Fang, et al., 2012).

Es importante señalar que la generación distribuida cuenta con la capacidad de disminuir la demanda de los clientes, vista desde la óptica de la red de distribución (Ackermann, et al., 2001), lo que disminuye el costo del servicio de la red para el cliente, y según su escala podría disminuir los precios marginales de la generación en la red.

3.2.3 Integración a gran escala de fuentes de energía renovable

Esta aplicación considera principalmente la integración de generación proveniente de fuentes de energía renovable a la red eléctrica, al nivel de transmisión (Giordano, et al., 2013). Tecnologías de generación solar (fotovoltaica y térmica) y generación eólica (*onshore* y *offshore*), son algunos ejemplos de las fuentes de energía renovable a gran escala consideradas en esta aplicación (Resende, et al., 2011).

Dada su naturaleza intermitente, la integración a la red eléctrica supone retos importantes desde el punto de vista técnico, para garantizar la calidad de la potencia, así como la estabilidad y confiabilidad del sistema (Resende, et al., 2011) (Tuballa & Abundo, 2016).

Algunas tecnologías para su adopción son citadas en (IEA, 2011): a nivel de hardware se emplean equipos de acondicionamiento de potencia y de comunicaciones y control; a nivel de software se utilizan sistemas de gestión energética (EMS por sus siglas en inglés), sistemas de gestión de distribución (DMS por sus siglas en inglés), sistemas SCADA y sistemas de información geográficos (GIS por sus siglas en inglés).

Con respecto a los precios de la electricidad, se cita una publicación donde para el caso ibérico se analizan diferentes escenarios asociados a diferentes niveles de penetración de generación eólica y encuentran disminuciones del precio de la energía ante el incremento en la capacidad de generación eólica instalada (Pereira & Saraiva, 2013).

3.3 Resumen

En el tercer capítulo de este trabajo se recopilan las características generales de las redes eléctricas inteligentes y su impacto en los precios de la energía eléctrica, para aquellas aplicaciones seleccionadas al comienzo del mismo. Dicha caracterización soporta algunas definiciones del prototipo de modelo con el que se realiza la estimación de los posibles movimientos de precios de la electricidad en bolsa del mercado eléctrico mayorista de Colombia, como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país, aspectos que son presentados en el capítulo a continuación.

Capítulo 4

4. Estimación de los movimientos del precio de la electricidad debido a incorporación de redes eléctricas inteligentes

En el presente capítulo se presentan los resultados del proceso de estimación de los posibles movimientos de precios de la electricidad en bolsa del mercado eléctrico mayorista de Colombia, como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país. Asimismo se describe el prototipo de modelo usado para dicha estimación, las consideraciones de las simulaciones realizadas, las fuentes de datos empleadas y los resultados obtenidos para los distintos escenarios evaluados.

4.1 Descripción general

El objetivo de la modelación presentada a continuación es estimar los posibles movimientos de precios de la electricidad en bolsa del mercado eléctrico mayorista de Colombia, como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país.

Esta estimación se realizó evaluando el efecto en los costos marginales de la electricidad en el mercado eléctrico colombiano (los cuales son un parámetro altamente relevante para la determinación de los precios de bolsa), derivados de la incorporación de algunas tecnologías pertenecientes a las redes eléctricas inteligentes, bajo el hipotético caso de contar con una regulación que lo permita y fomenta.

Para lo anterior se realizaron simulaciones retrospectivas para los años 2014 y 2015, que incorporaron datos reales de oferta y demanda de electricidad, y en las cuales se determinaron varios escenarios de formación de los precios marginales de la electricidad,

según la tecnología REI implementada (un escenario para cada una de las siguientes tecnologías: respuesta de la demanda, generación distribuida, e integración de renovables a gran escala).

Estos escenarios arrojaron resultados de precios marginales de la electricidad, los cuales fueron comparados con un escenario base (la situación real), en la que el nivel de incorporación de tecnologías REI en el sistema eléctrico colombiano es nulo, y de esta manera concluir con los posibles movimientos ante la hipotética entrada de estas tecnologías.

De otro lado, y como premisa principal del prototipo de modelo se tiene que las ofertas reales de precio y disponibilidad de generación realizadas por los distintos agentes del mercado entre el 2014 y 2015 se mantienen para cada uno de los escenarios evaluados. Adicionalmente, no fueron consideradas las restricciones del sistema eléctrico colombiano (transmisión, distribución) y se asumió que los retos técnicos y regulatorios que supone implementar estas tecnologías ya han sido superados.

4.2 Descripción del prototipo de modelo

Se diseñó un prototipo de modelo basado en herramientas informáticas, conformado por los siguientes componentes principales:

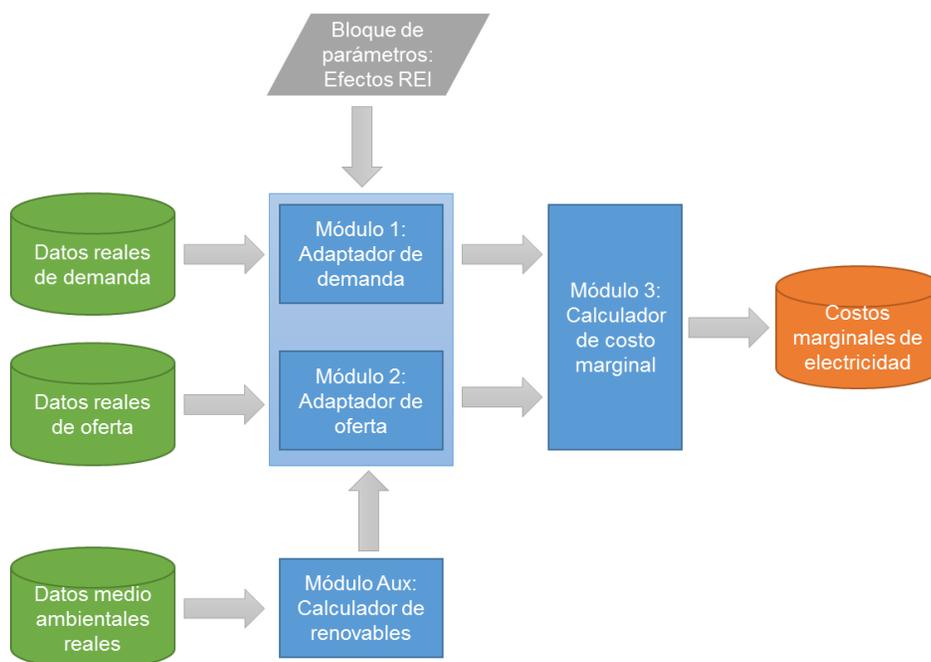


Figura 23 - Prototipo de modelo

4.2.1 Datos de entrada

- **Datos reales de demanda:** Es una base de datos que contiene 730 registros (uno por día) de la demanda de electricidad horaria comprendida entre el 1/ene/2014 y el 31/dic/2015, los cuales fueron tomados directamente de la información pública del operador eléctrico colombiano (XM, 2016).
- **Datos reales de oferta:** Es una base de datos que contiene 140.848 registros (uno por agente, por día) de las ofertas de precio y disponibilidad de generación eléctrica horaria, comprendida entre el 1/ene/2014 y el 31/dic/2015, los cuales fueron tomados directamente de la información pública del operador eléctrico colombiano (XM, 2016).
- **Datos medioambientales reales:** Es una base de datos que contiene información recolectada entre el 1/ene/2014 y el 31/dic/2015 para:
 - El comportamiento del recurso solar en dos ubicaciones de los departamentos de Antioquia y Santander, la cual contiene 17.520 registros tomados por piranómetros en cada uno de los sitios, de la variable de radiación solar promedio horaria, expresada en W/m^2 ; y con un porcentaje de completitud del 96%. Asimismo se acompañan estos datos de: temperatura, presión barométrica, velocidad y dirección de viento.
 - El comportamiento del recurso eólico para un emplazamiento en el departamento de la Guajira, el cual contiene 103.392 registros de velocidad de viento con periodicidad de 10 minutos, expresada en m/s , tomados por anemómetros a una altura de 60m, y que en conjunto cuentan con un porcentaje de completitud del 98%.

Esta información fue suministrada por ISAGEN S.A., proveniente de sus sistemas de información SIH (Sistema de Información Hidrometeorológica) y SIE (Sistema de Información Eólica), que a su vez se componen de estaciones de medición en campo y tecnologías de información y comunicaciones para la recolección y procesamiento de los datos.

4.2.2 Datos de salida

- **Costos marginales de electricidad:** Es una base de datos que contiene 730 registros (uno por día) de los costos marginales de electricidad para cada una de las horas del periodo comprendido entre el 1/ene/2014 y el 31/dic/2015. Estos datos constituyen el resultado de cada una de las corridas de simulación generadas y son el insumo para la comparación de los diferentes escenarios.

4.2.3 Bloques funcionales

- **Módulo 1 (Adaptador de demanda):** Su entrada principal consiste en la demanda real de energía horaria para el mercado eléctrico colombiano durante el periodo a analizar. Su salida consta de la demanda ajustada por los efectos de las tecnologías REI (p.e. por disminución de picos de consumo, o por sistemas fotovoltaicos distribuidos en el sector residencial). Asimismo su funcionamiento responde a los parámetros de entrada que suministra el bloque de parámetros “Efectos REI”.
- **Módulo 2 (Adaptador de oferta):** Su entrada principal consiste en la oferta real inicial de precios y disponibilidades horarias de energía de cada agente del mercado eléctrico colombiano durante el periodo a analizar. Su salida consiste en la oferta ajustada por los efectos de las tecnologías REI (p.e. con la integración al sistema eléctrico de centrales de generación eólica). Asimismo su funcionamiento responde a los parámetros de entrada que suministra el bloque de parámetros “Efectos REI”.
- **Módulo 3 (Calculador de costo marginal):** Este módulo consume los datos generados por los módulos 1 y 2, y entrega como resultado los costos marginales de la electricidad, hora a hora, para el periodo de análisis.

Para la definición de este módulo y su funcionamiento se consultó el método de cálculo de los precios de bolsa definido en la Resolución CREG No. 051 de 2009 (CREG, 2009) el cual establece lo siguiente:

“1.1. Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía: En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía; este precio horario en la Bolsa de Energía será igual al precio de oferta en Bolsa de la Planta con Máximo Precio de Oferta, en la hora respectiva, más el Valor Adicional (ΔI) previsto en el Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995, modificado por el artículo 8 de la presente resolución, correspondiente a los recursos de generación requeridos para cubrir la demanda total en el despacho ideal.”

“1.1.1.1. Determinación del Despacho Ideal: El Despacho Ideal considerará las ofertas de precio en la Bolsa de Energía y de precio de arranque-parada de los generadores térmicos, las ofertas de precio en la Bolsa de Energía de los generadores hidráulicos y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador.”

“El Despacho Ideal será tal que:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (P_{ofi} x Q_{it}) + P_{ari}$$

Sujeto a:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

Donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Q Disponibilidad declarada

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

Par Oferta de Precio de arranque-parada

D Demanda”.

De acuerdo con (Cano, 2012), el “valor adicional” (ΔI) se refiere a lo siguiente:

“Este incremento es un valor unitario... que sirve para recaudar el dinero que cubra los costos de operación de las plantas térmicas cuyos costos de arranque/parada no pueden ser cubiertos por el Máximo Precio de Oferta (MPO) que se presentó en el sistema”.

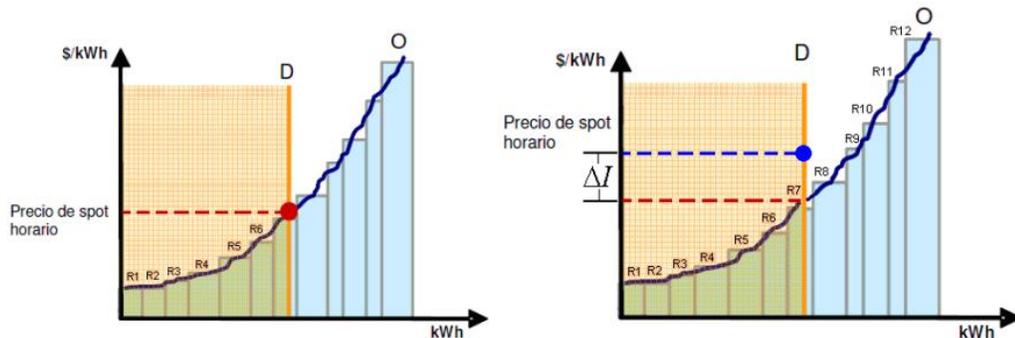


Figura 24 - Formación del precio de bolsa de energía. Izq.: Antes de CREG 051 2009 – Der.: Después. (Gómez, 2010)

Considerado lo arriba expuesto, sobre el método de cálculo de los precios de bolsa se efectuó una aproximación sobre el “valor adicional” mencionado en el numeral 1.1 de la Resolución CREG 051/2009, que consistió en asumir $\Delta I=0$ en el modelo, por lo que el módulo 3 calcula el máximo precio de oferta (MPO), sin considerar los costos de operación de las plantas térmicas.

- **Módulo auxiliar (Calculador de renovables):**

Este módulo consume los datos medioambientales y entrega como resultado la estimación de la generación con fuentes eólicas y solares, usando modelos ya implementados en paquetes de software. El detalle de éstos se indica a continuación:

Submódulo de generación eólica:

Tiene como entrada datos medioambientales reales de velocidad de viento y dirección de viento, y entrega como resultado la generación horaria de energía a partir del recuso solar.

Para este caso se utilizó el módulo de simulación de producción energética del SIE (Sistema de Información Eólica), propiedad de ISAGEN S.A., el cual con base en los datos del comportamiento eólico estimó la energía generada con periodicidad de 10 minutos, datos que posteriormente fueron convertidos a promedios horarios. Se utilizaron como parámetros de cálculo, entre otros, las características técnicas de un aerogenerador comercial.

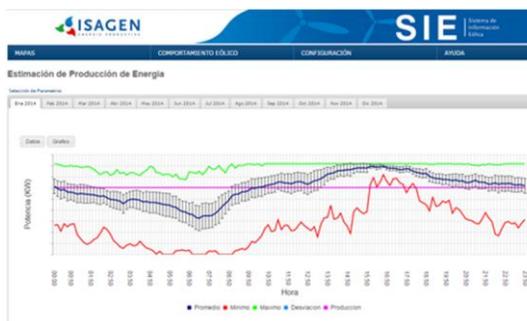


Figura 25 - Sistema de Información Eólica. Fuente: Cortesía ISAGEN, 2016.

Submódulo de generación solar fotovoltaica:

Tiene como entradas las variables de radiación solar directa (DNI) y difusa (DHI), temperatura, presión barométrica, velocidad y dirección de viento, y entrega como resultado la generación horaria de energía a partir de un arreglo solar fotovoltaico seleccionado y sus equipos asociados.

Todas las variables fueron tomadas mediante instrumentos reales, a excepción de DNI y DHI, que se calcularon a partir de la radiación horizontal global (GHI) tomada por un piranómetro, usando los modelos de estimación descritos en (Maxwell, s.f.) (NREL, s.f.).

Para el cálculo de la generación horaria de energía a partir del arreglo fotovoltaico se utilizó el modelo PMWatts, implementado en la herramienta de software libre SAM (*System Advisor Model*) (Blair, et al., 2014) (NREL, 2010) de NREL (*National Renewable Energy Laboratory*).

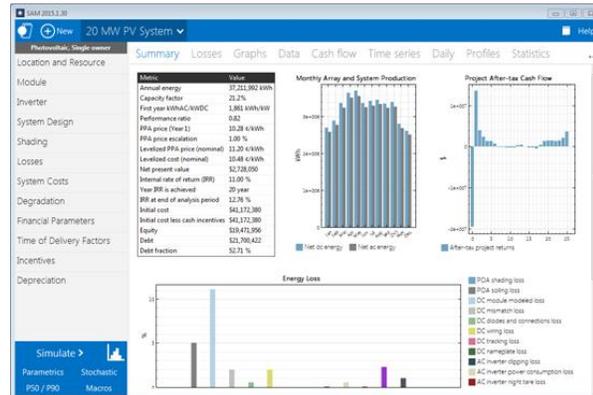


Figura 26 - System Advisor Model (SAM). Fuente: (NREL, 2010)

4.2.4 Parametrización del modelo

El **bloque de parámetros** del prototipo de modelo se refiere a los parámetros de los efectos generados por las tecnologías REI seleccionadas para el presente trabajo, tanto en la oferta como en la demanda de energía, los cuales están basados en los resultados reales de la aplicación de estas tecnologías.

Los parámetros usados para cada uno de los escenarios responden a las siguientes consideraciones:

A. ESCENARIO 1: RESPUESTA DE LA DEMANDA:

Para el cálculo de respuesta de la demanda se utilizó una función empírica propuesta en (Faruqui & Sergici, 2013), la cual permite estimar la magnitud de la disminución de los picos de consumo que se produce por la puesta en marcha de programas de respuesta de demanda, con base en la relación pico-valle de la curva de consumo. Esta aproximación se soporta en una base de datos de resultados reales de respuesta de demanda en 34 estudios y 163 combinaciones de tecnologías de RD y esquema de precios, denominado *Arcturus*.

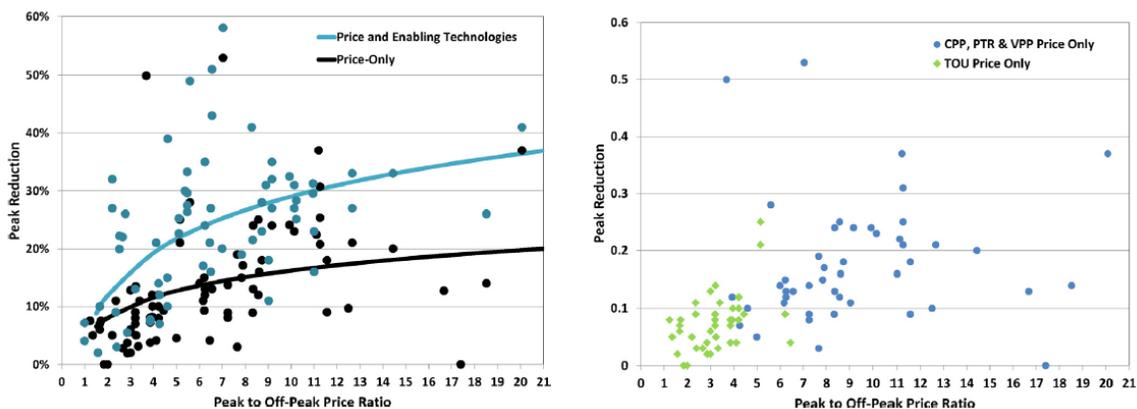


Figura 27 - Reducción de picos de consumo para casos recopilados en base de datos Arcturus. (Faruqui & Sergici, 2013)

Partiendo de dicha función, se utilizaron los siguientes parámetros para estimar la reducción de la demanda horaria:

Tabla 7 - Parámetros de simulación para el Escenario 1: Respuesta de demanda

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Esquema de precios	TOU (Time of Use) Tarifa alta: 19-20-21 y 12-13 horas Tarifa baja: periodos restantes	Seleccionado para la simulación
Sector donde se aplica el esquema de precios	Sector regulado	Seleccionado para la simulación
Cantidad de medidores inteligentes habilitados con esquema de precios dinámicos	Dos casos: 40% y 90% de las instalaciones reguladas	Seleccionado para la simulación
Efecto neto de la suavización de pico (reducción/desplazamiento)	Reducción sin desplazamiento	Seleccionado para la simulación
Función de cálculo (con señal de precios y tecnologías habilitadoras)	Reducción de pico = $0,067 * \ln(\text{factor pico-valle}) + 0,009$	(Faruqui & Sergici, 2013)
% demanda regulada en Colombia	69%	(XM, 2016)
% demanda no regulada en Colombia	31%	(XM, 2016)
Cantidad de instalaciones eléctricas en Colombia	11.211.976	(UPME, s.f.)
Cantidad de instalaciones eléctricas reguladas en Colombia	10.236.702	(UPME, s.f.)
Cantidad de instalaciones eléctricas no reguladas en Colombia	975.274	(UPME, s.f.)
Curva de demanda no regulada en Colombia	Aproximadamente plana	(Perez, et al., 2015)

Con respecto a la selección de los periodos de tarifa alta para TOU indicados en la anterior tabla, se aclara que ésta se realizó encontrando dos zonas de alto consumo en el gráfico de demanda promedio horaria para el periodo analizado (2014-2015):

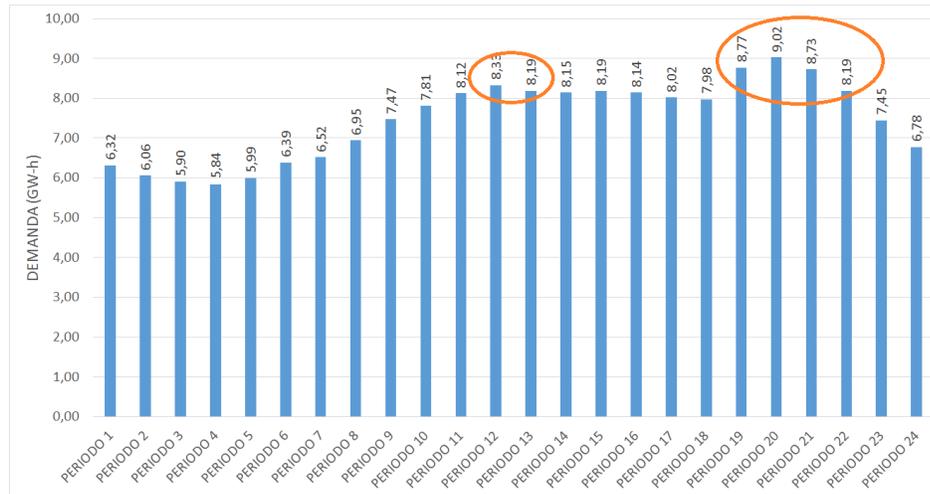


Figura 28 - Demanda promedio horaria para el periodo 2014-2015 y picos de consumo. Elaboración propia basada en datos de (XM, 2016)

B. ESCENARIO 2: RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS:

Para el cálculo del efecto en los precios de la energía derivados de la incorporación de tecnologías que permiten la integración de recursos energéticos distribuidos, se consideraron las tecnologías de generación fotovoltaica a muy pequeña escala (micro: menores a 10kW (Ackermann, et al., 2001)) con capacidad de atender la demanda de sus propietarios/usuarios y de vender a la red eléctrica los excedentes del proceso.

Para las instalaciones eléctricas con generación distribuida, se estimó su aporte energético en función de los datos de radiación solar reales (así como temperatura, presión, velocidad y dirección de viento, los cuales afectan el rendimiento de los paneles solares) incorporados a la simulación, usando los métodos de cálculo desarrollados por NREL (Blair, et al., 2014). Dichos aportes energéticos se destinaron en principio a atender la demanda de la instalación donde se ubican, por lo que el efecto conjunto inicial es una modificación del patrón de demanda vista desde la red eléctrica del distribuidor.

La demanda de energía de una instalación regulada tipo se calculó mediante la división entre el valor de la demanda regulada y la cantidad de instalaciones reguladas del país, de forma horaria. A esta demanda regulada tipo se le restó la generación horaria producto del sistema fotovoltaico, para determinar la demanda modificada aplicable a las

instalaciones reguladas habilitadas con generación distribuida. Ésta, en conjunto con la demanda regulada de las instalaciones sin generación distribuida constituyó la demanda total del sistema que se aplicó al Módulo No. 3 – Calculador del costo marginal- del prototipo de modelo.

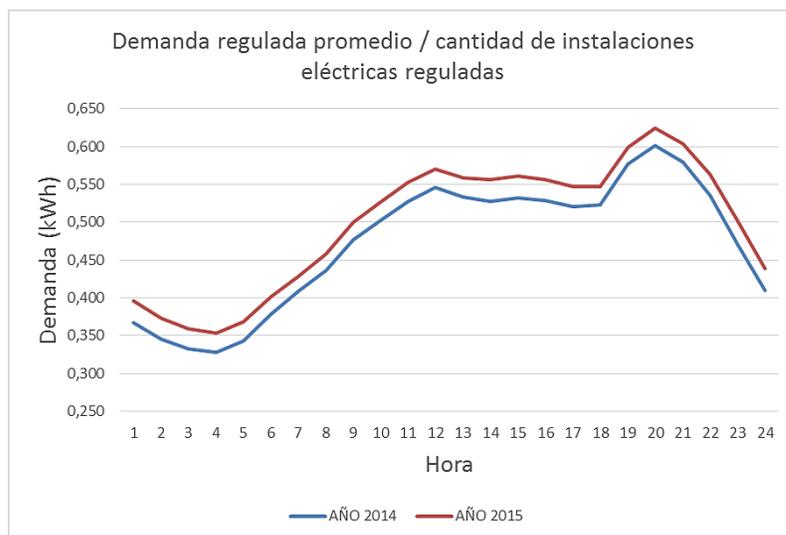


Figura 29-Demanda regulada promedio / cantidad de instalaciones eléctricas reguladas. Elaboración propia basada en datos de (XM, 2016)

Con respecto a los excedentes del proceso, se estableció la posibilidad de la bidireccionalidad energética, es decir, que los excedentes de la generación local luego de la atención de la demanda propia, fueron vendidos al sistema eléctrico.

La simulación de dicho proceso se efectuó considerando la presencia de una empresa “agrupadora” denominada Planta Virtual de Generación (VPP por sus siglas en inglés), rol emergente en el mercado eléctrico asociado a las redes eléctricas inteligentes, que se encarga de actuar como un único agente que oferta en nombre de un grupo de generadores distribuidos dándoles la posibilidad de participar en el mercado mayorista de forma indirecta (Kieny, et al., 2009) (mercados del día siguiente e intradiarios) y cuya disponibilidad y precio a ofertar la calcula mediante herramientas de *forecasting* y de estimación de los precios marginales de sus recursos distribuidos, para cada región donde tiene presencia.

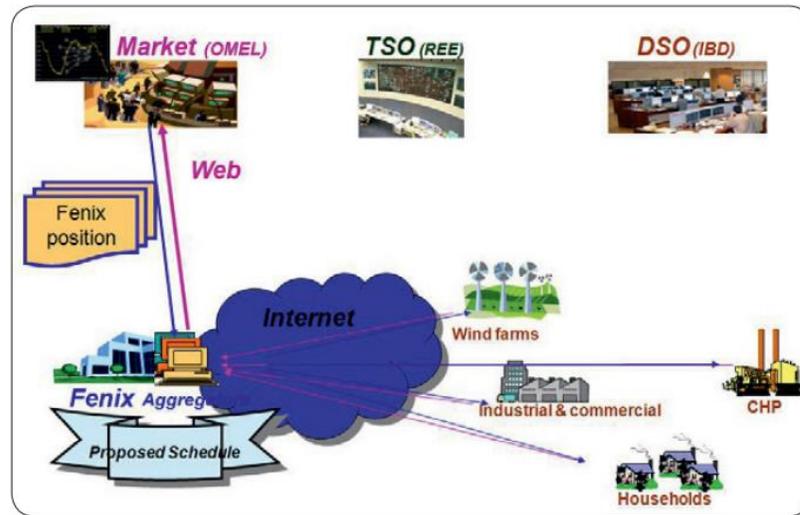


Figura 30 - Proyecto FENIX-Participación en el mercado eléctrico a través de plantas virtuales de generación (Kieny, et al., 2009)

Dado lo anterior, los excedentes de la generación distribuida fueron incluidos a través de una Planta Virtual de Generación en el repositorio de ofertas realizadas por los agentes generadores, de forma similar a lo realizado en el proyecto FENIX (España) (Kieny, et al., 2009), y se les asignó un precio de oferta de \$0/kWh debido a su fuente de generación (solar fotovoltaica), constituyendo así la nueva oferta del sistema que se aplicó al Módulo No. 3 – Calculador del costo marginal- del prototipo de modelo.

Por último, se realizó el proceso de cálculo de costo marginal para el periodo de análisis.

Nota: Se estableció para sustentar este esquema que los ingresos de la VPP provenientes del mercado dependerán de los costos marginales del sistema y de la energía aportada al mismo (de igual forma a como se calcula para el resto de agentes generadores del mercado mayorista). A su vez los ingresos de los generadores distribuidos dependerán de algún esquema acordado con la VPP (p.e. a través de un PPA - *Power Purchase Agreement*). Y finalmente la VPP obtendrá su margen a través del cobro de una tarifa descontable del pago destinado al generador distribuido u otro mecanismo contractual.

A continuación se presentan los parámetros de la simulación para este escenario:

Tabla 8 - Parámetros de simulación para el Escenario 2: Generación distribuida

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Instalación típica usada de generación distribuida-tecnología	Fotovoltaica	Seleccionado para la simulación
Instalación típica usada de generación distribuida-capacidad	4kWdc	Seleccionado para la simulación

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Instalación típica usada de generación distribuida-equipos	12 paneles solares de 335W (19,6 m ²) y un inversor de 3800Wac	Seleccionado para la simulación
Cantidad de instalaciones eléctricas reguladas en Colombia	10.236.702	(UPME, s.f.)
Cantidad de instalaciones eléctricas a simular con generación distribuida fotovoltaica	Dos casos: 5% (511.835) y 10% (1.023.670)	Seleccionado para la simulación
Curva de generación de una instalación regulada tipo equipada con generación distribuida fotovoltaica	SAM (<i>System Advisor Model</i>)	(Blair, et al., 2014)
Curva de demanda de una instalación regulada tipo	Calculado mediante la división de demanda horaria real del sector regulado y el número de instalaciones reguladas del país	Seleccionado para la simulación, usando datos de (XM, 2016) (UPME, s.f.)

C. ESCENARIO 3: INTEGRACIÓN A GRAN ESCALA DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA:

Para el cálculo del efecto en los precios de la energía derivados de la integración a gran escala de fuentes renovables de energía se simuló los aportes energéticos horarios de parques eólicos conectados a la red de transmisión eléctrica, con una capacidad instalada total de 1600MW, 800MW y 400MW (tres casos), los cuales equivalen a aproximadamente el 10%, 5% y 2,5% de la capacidad instalada total actual del sistema eléctrico colombiano.

Los aportes energéticos de estos parques eólicos fueron incluidos en el repositorio de ofertas realizadas por los agentes generadores, y se les asignó un precio de oferta de \$0/kWh. Posteriormente se sometieron al proceso realizado por el módulo calculador de costo marginal, acompañados por la demanda real del sistema durante el periodo de análisis.

Tabla 9 - Parámetros de simulación para el Escenario 3: Integración a gran escala de fuentes renovables de energía

PARÁMETRO	VALOR	FUENTE
Capacidad instalada con tecnologías eólicas	Tres casos: 1600MW, 800MW y 400MW	Seleccionado para la simulación
Precios de oferta	\$0/kWh	Seleccionado para la simulación
Aportes energéticos horarios	Valor calculado con base en mediciones reales de viento	SIE

D. ESCENARIO 4: EFECTO COMBINADO:

Para el cálculo del efecto combinado del efecto de las aplicaciones de las REI consideradas se usaron los parámetros de configuración de los escenarios 1, 2 y 3 de forma simultánea.

4.3 Resultados de la modelación

A continuación se presentan los resultados de la modelación realizada, para cada uno de los escenarios planteados.

4.3.1 Escenario 0: Caso base

Para este escenario se calcularon los costos marginales de la energía utilizando la información real disponible de ofertas y demanda del periodo de análisis, para analizar el nivel de precisión del prototipo de modelo y para determinar las métricas con que se compararán los resultados de los demás escenarios. Al respecto se encontró lo siguiente:

- **Correlación**

Los costos marginales obtenidos a través del modelo se compararon con costos reales que publica el operador del mercado eléctrico colombiano, para contrastar la aproximación del mismo. Se obtuvo un nivel de correlación de $R^2 = 0,949$.

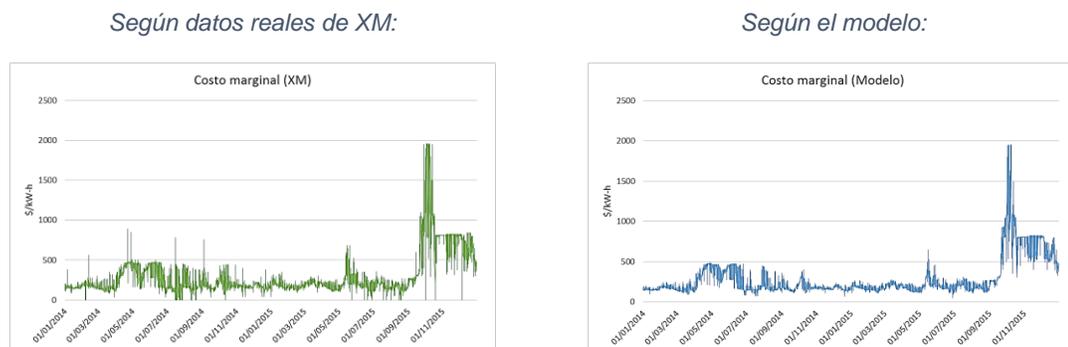


Figura 31-Costos marginales reales y calculados por el prototipo de modelo para el Escenario 0: Caso base. Información real tomada de (XM, 2016)

- **Demanda de energía**

Dado que bajo este escenario no se simulaban los efectos de las REI que intervienen en la demanda, no hubo modificaciones de la misma, por lo que la presentada a continuación corresponde al caso real del mercado eléctrico colombiano durante el periodo de análisis.

Resumiendo el comportamiento de la demanda de energía, durante el 2014 alcanzó los 64,32TWh, y para el 2015 los 66,54TWh.

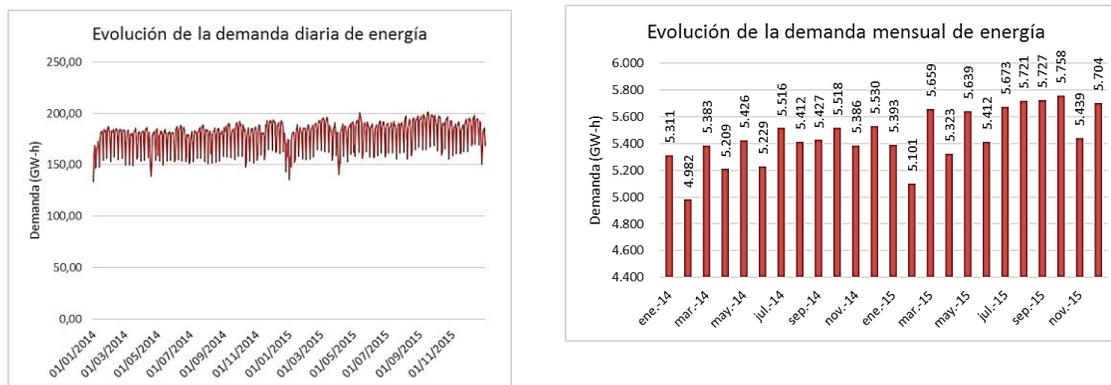


Figura 32- Demanda diaria real del Escenario 0: Caso base. Información real tomada de (XM, 2016)

- **Oferta de energía**

Dado que bajo este escenario no se simulaban los efectos de las REI que intervienen en la demanda, no hubo modificaciones de la misma.

- **Costos marginales**

Los costos marginales encontrados bajo la simulación indican que el promedio ponderado anual es de **\$230,65 por cada kWh para el año 2014**, y de **\$375 por cada kWh para el año 2015**. Estos valores servirán de punto de comparación en los siguientes escenarios para estimar la magnitud del movimiento del costo marginal de la energía ante la presencia de las aplicaciones de las REI.

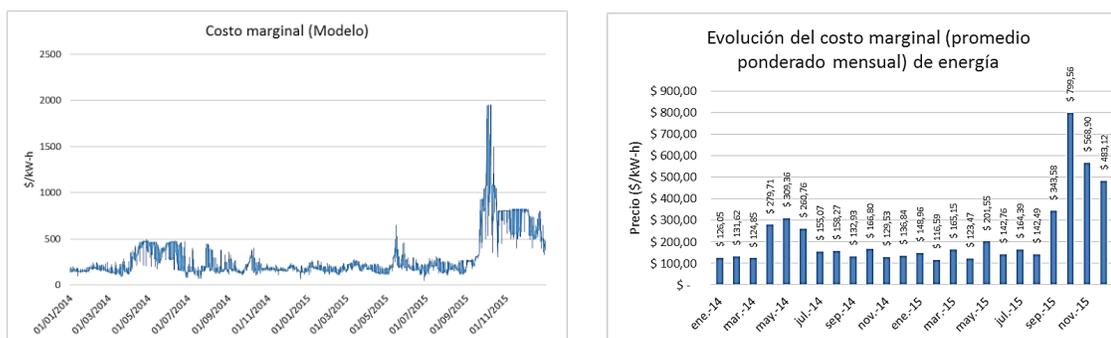


Figura 33-Costo marginal calculado por el prototipo de modelo para el Escenario 0: Caso base

- **Detalle de una muestra de los datos**

Se tomó de forma aleatoria a Marzo de 2015 como una referencia adicional para comparar de forma gráfica los cambios en la demanda y en los costos marginales de energía, de los escenarios a evaluar:

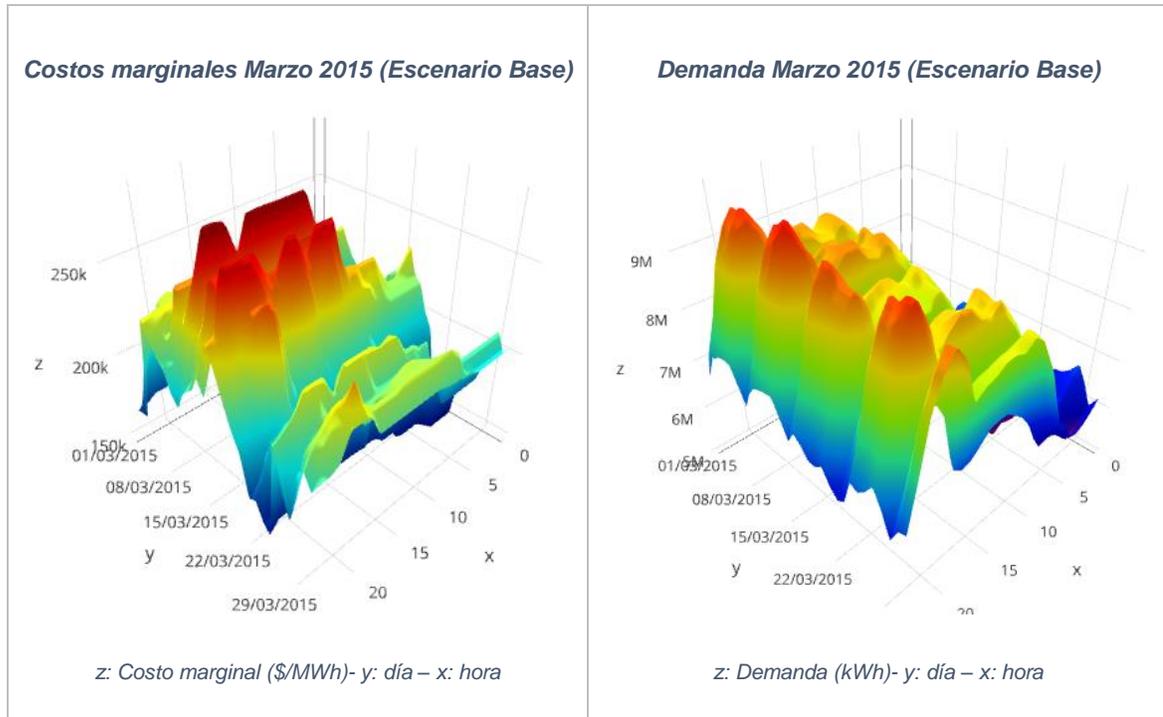


Figura 34 - Detalle de costos marginales y demanda Marzo 2015.

4.3.2 Escenario 1: Respuesta de la demanda

Para este escenario se simularon los efectos de la adopción de programas de respuesta de la demanda en el sector regulado, con esquemas de precio dinámico del tipo TOU soportados en medidores inteligentes.

Para las tarifas dinámicas de tipo TOU se seleccionaron dos tarifas: tarifa alta en horas pico –de 6:00 p.m. a 9:59 p.m. y de 11:00 a.m. a 12:59 p.m.-, y tarifas bajas en el resto de periodos.

Para el nivel de penetración de la respuesta de la demanda, se evaluaron dos casos: el primero con un nivel de penetración de 40% (que corresponde a aprox. 4 millones de instalaciones eléctricas reguladas, habilitadas con medidores inteligentes y esquema de tarifas TOU), y un segundo caso que evalúa un nivel de penetración de 90% (9 millones).

Asimismo se evaluaron los efectos del programa con tecnologías habilitadoras, las cuales consisten en elementos adicionales al medidor inteligente que permiten visualizar los consumos y/o automatizar ciertas acciones en función de los precios (p.e. dispositivos *in-home display* para visualización de consumos por parte del usuario, termostatos

inteligentes y dispositivos de automatización) (Faruqui, et al., 2012) los cuales potencializan el efecto en la disminución de los picos de consumo (Faruqui & Sergici, 2013).

Al respecto se encontró lo siguiente:

- **Demanda de energía**

Bajo este escenario se estimaron reducciones de 0,62% en la demanda total anual para el caso de programas de respuesta de demanda en el 90% de las instalaciones no reguladas, y reducciones de 0,28% en la demanda total anual para el caso de programas de respuesta de demanda en el 40% de las instalaciones reguladas:

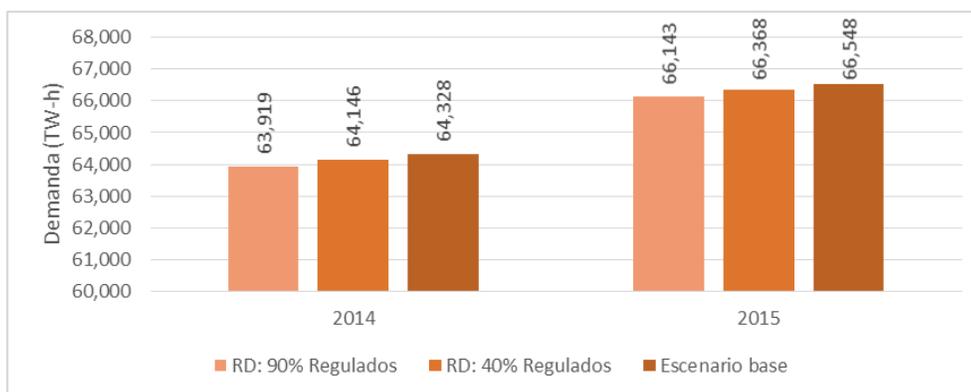


Figura 35 - Cambios en la demanda anual de energía - Escenario 1: Respuesta de demanda

Para la demanda mensual, se estimaron reducciones que oscilan entre 0,59% y 0,66% para el caso de cobertura al 90%, y entre 0,26% y 0,29% para el caso de cobertura al 40%:

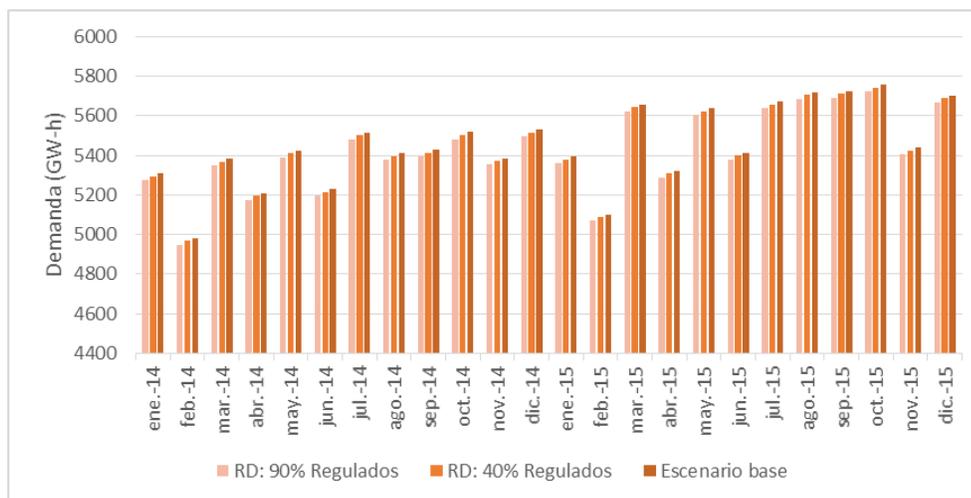


Figura 36 - Cambios en la demanda mensual de energía - Escenario 1: Respuesta de demanda

- **Oferta de energía**

Bajo los escenarios de respuesta de demanda no se hicieron modificaciones a la oferta de generación.

- **Costos marginales**

Los costos marginales encontrados en la simulación indican potenciales reducciones de entre 0,67% y 0,75% en los costos marginales para el caso de cobertura del programa de RD al 90% de las instalaciones reguladas, y de entre 0,34% y 0,39% para el caso de cobertura al 40%.

Tabla 10 - Costo marginal estimado para el Escenario 1-Respuesta de demanda y cambios respecto al Escenario 0-Caso base

CASO	Costo marginal (\$/kWh)		Cambio respecto a Escenario base	
	2014	2015	2014	2015
RD: 90% Regulados	229,1	372,3	-0,67%	-0,75%
RD: 40% Regulados	229,9	373,6	-0,34%	-0,39%
Escenario base	230,6	375,1	N/A	N/A

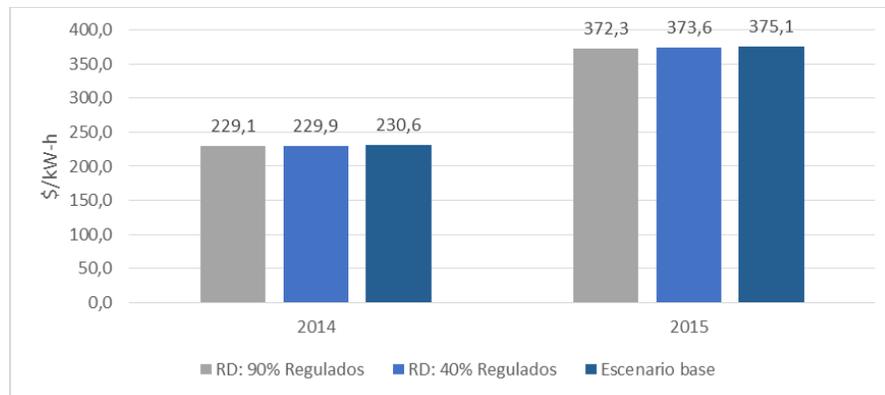


Figura 37 - Cambios en el costo marginal ponderado anual de energía - Escenario 1: Respuesta de demanda

Con respecto a las variaciones mensuales del costo marginal promedio ponderado, se encontraron disminuciones entre 0,06% y 1,31% para RD con cobertura al 90%, y de entre 0,01% y 0,71% para RD con cobertura al 40%.

- **Detalle de una muestra de los datos**

Para visualizar en detalle los cambios ocurridos en la demanda y en los costos marginales, se presenta a continuación un gráfico de dichas variables para el mes de marzo de 2015, tanto del escenario base como del escenario de respuesta de la demanda:

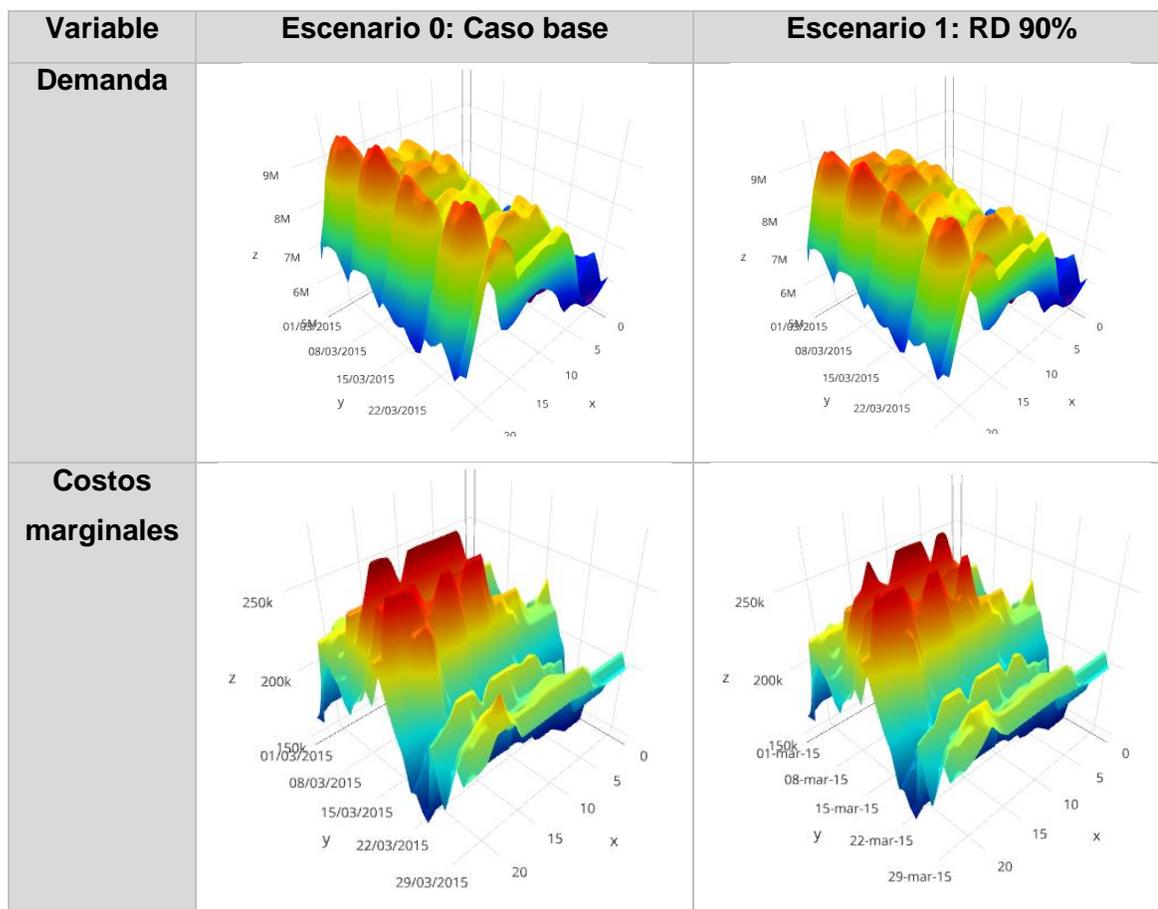


Figura 38 - Comparación de escenario base y escenario 1 (RD) para Marzo 2015

En la anterior figura se contrastan la demanda y los costos marginales para el escenario base y el escenario de respuesta de la demanda, durante un mes específico. En ésta se evidencian disminuciones sutiles de ambas variables durante las horas de TOU con tarifas altas, que coinciden con los picos de consumo.

4.3.3 Escenario 2: Generación distribuida

En este escenario se estimaron mediante simulaciones los efectos de la incorporación de tecnologías inteligentes que permiten la integración de la generación distribuida fotovoltaica al sistema eléctrico. Dos casos se eligieron para el análisis: 10% y 5% de la cantidad de instalaciones eléctricas reguladas del país con generación distribuida fotovoltaica fueron simulados, los cuales produjeron los siguientes resultados:

- **Simulación de generación fotovoltaica, toma y entrega de energía a la red eléctrica**

Se inició el proceso con una caracterización del recurso solar partiendo del histórico de datos reales de radiación solar, el cual tuvo el siguiente comportamiento para los 24 meses de la simulación:

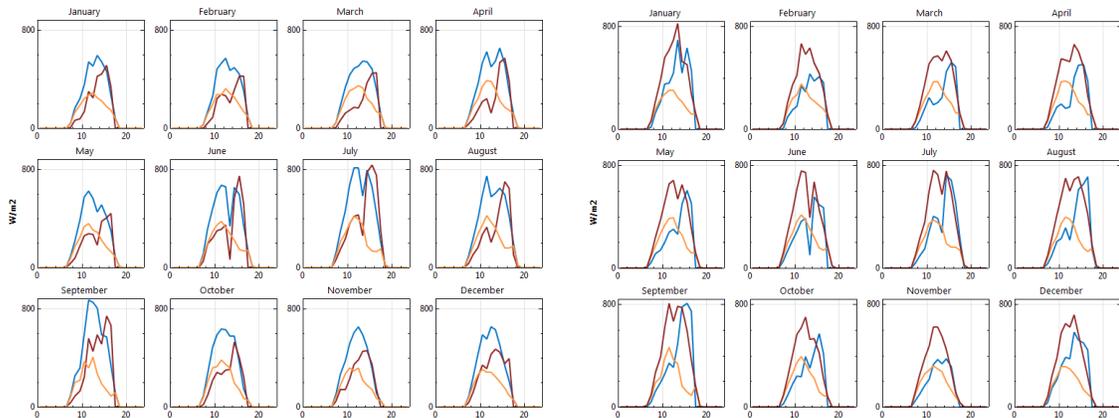


Figura 39- Caracterización del recurso solar. Rojo:GHI Azul:DNI Naranja: DHI

Posteriormente se determinó la generación fotovoltaica para un único generador distribuido de 4kW, para cada hora del periodo analizado, la cual se presenta de forma agrupada a continuación:

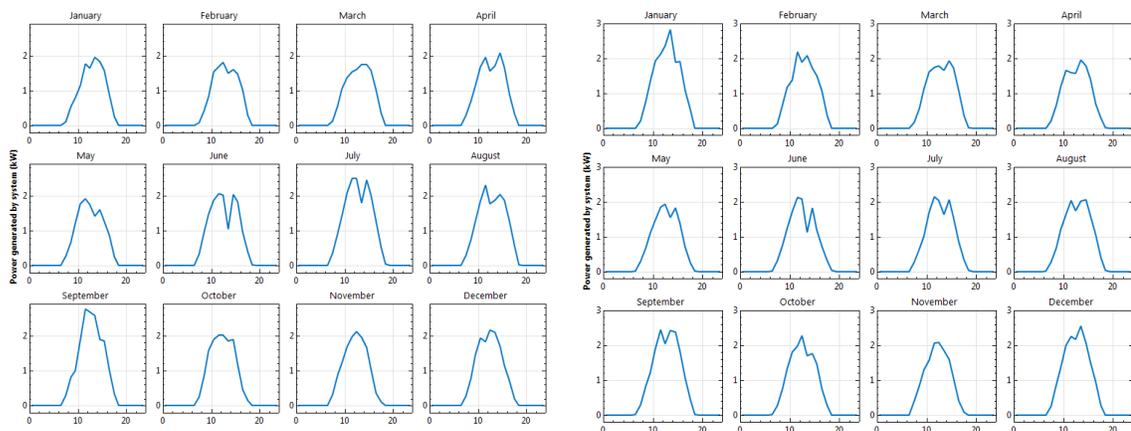


Figura 40- Perfil de generación solar fotovoltaica para una instalación de 4kW

Posteriormente se calcularon los totales horarios de energía tomada y aportada al sistema por una instalación eléctrica regulada con generación solar, partiendo de los datos de generación solar y de la demanda regulada tipo.

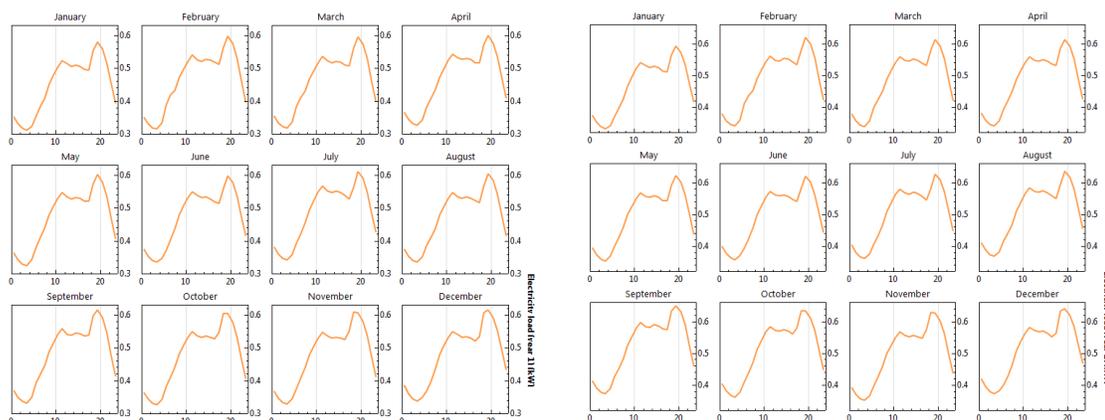


Figura 41-Perfil de la demanda regulada tipo

Los datos calculados se presentan a continuación, de forma agrupada mensual:

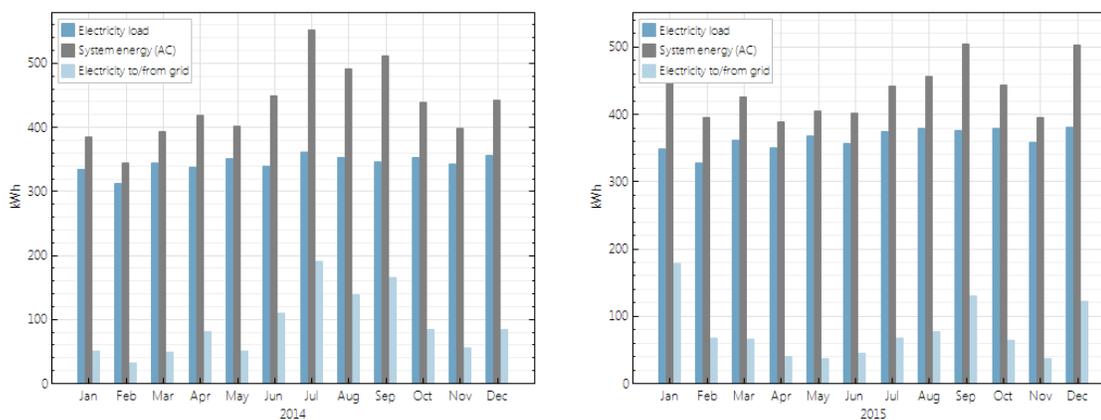


Figura 42-Demanda, generación fotovoltaica y energía de la red para una instalación regulada tipo con generación distribuida de 4kW FV

- **Demanda de energía**

La demanda de energía vista por el sistema eléctrico nacional tuvo disminuciones producto de la generación fotovoltaica que asumió durante algunos periodos la demanda local de las instalaciones eléctricas reguladas a las que pertenecían. La demanda ajustada se presenta a continuación:

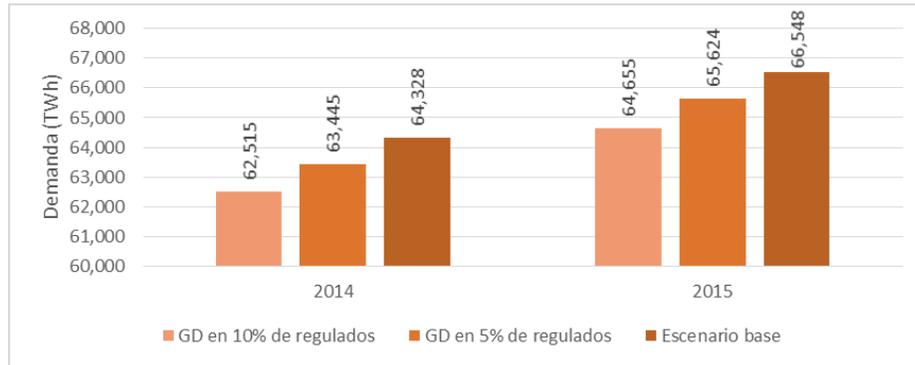


Figura 43-Cambios en la demanda anual de energía. Escenario 2: Generación distribuida

Lo anterior representa disminuciones de la demanda anual de energía del orden de 2,8% cuando se simula la generación distribuida fotovoltaica en el 10% de las instalaciones eléctricas reguladas, y disminuciones del orden de 1,3% cuando se simula la generación distribuida fotovoltaica en el 5% de dichas instalaciones.

Tabla 11-Demanda total de energía para el Escenario 2-Generación Distribuida y cambios respecto al Escenario 0-Caso base

CASO	DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA (GWh)		Cambio respecto a Escenario base	
	2014	2015	2014	2015
GD en 10% de regulados	62,515	64,655	-2,82%	-2,85%
GD en 5% de regulados	63,445	65,624	-1,37%	-1,39%
Escenario base	64,328	66,548	N/A	N/A

- **Oferta de energía**

Los excedentes de generación fotovoltaica distribuida, luego de atender la demanda local de la instalación eléctrica donde se ubicaba, fueron vendidos a la red eléctrica a través de una planta de generación virtual.

Bajo las simulaciones se determinaron aportes (ventas) promedio horarios por cada instalación GD de 0,39kWh, lo que para el caso del 10% de cobertura de generación distribuida en el sector regulado representa una generación anual promedio de 3,48 TWh.

- **Costos marginales**

En las simulaciones se encontraron reducciones del costo marginal de la energía de entre 7,6% y 8,2% para el caso de cobertura al 10% de generación distribuida en el sector regulado, y de 3,4% y 3,9% para el caso de cobertura de dichas tecnologías al 5%.

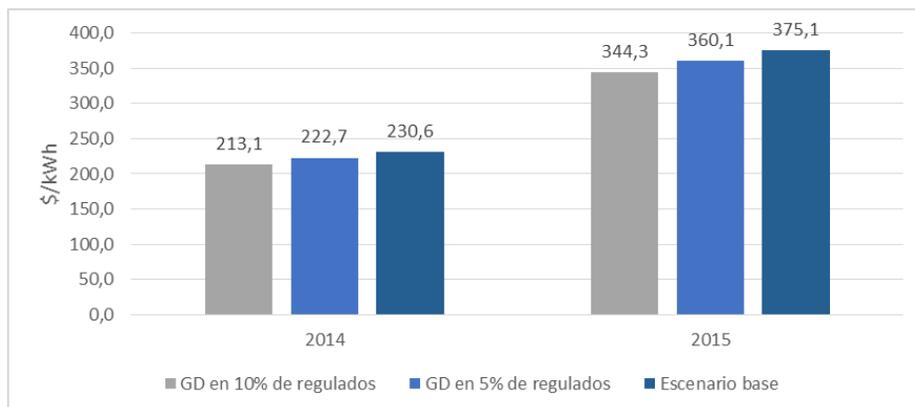
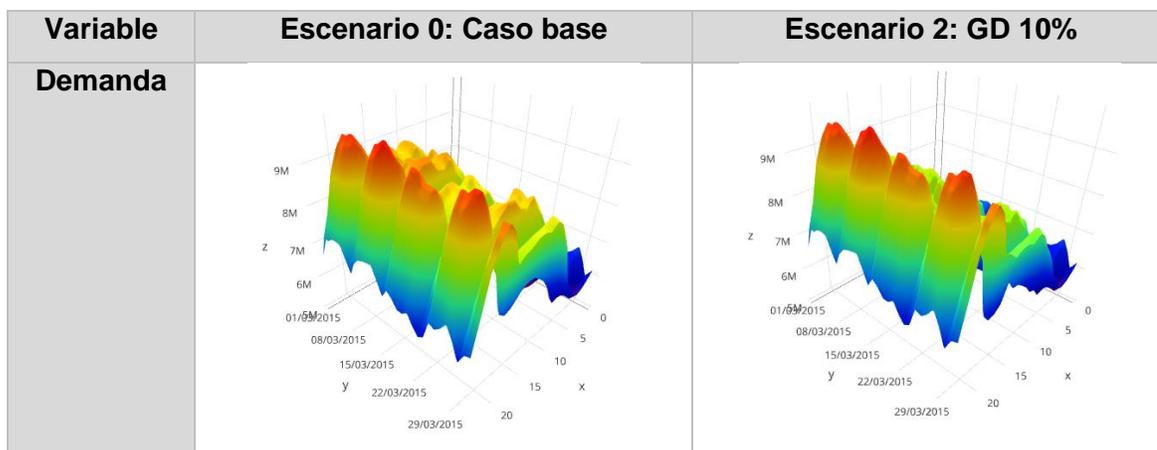


Tabla 12-Cambios en el costo marginal ponderado anual de energía - Escenario 2: Generación distribuida

- **Detalle de una muestra de los datos**

Para visualizar en detalle los cambios ocurridos en la demanda y en los costos marginales, se presenta a continuación un gráfico de dichas variables para el mes de marzo de 2015, tanto del escenario base como del escenario de generación distribuida:



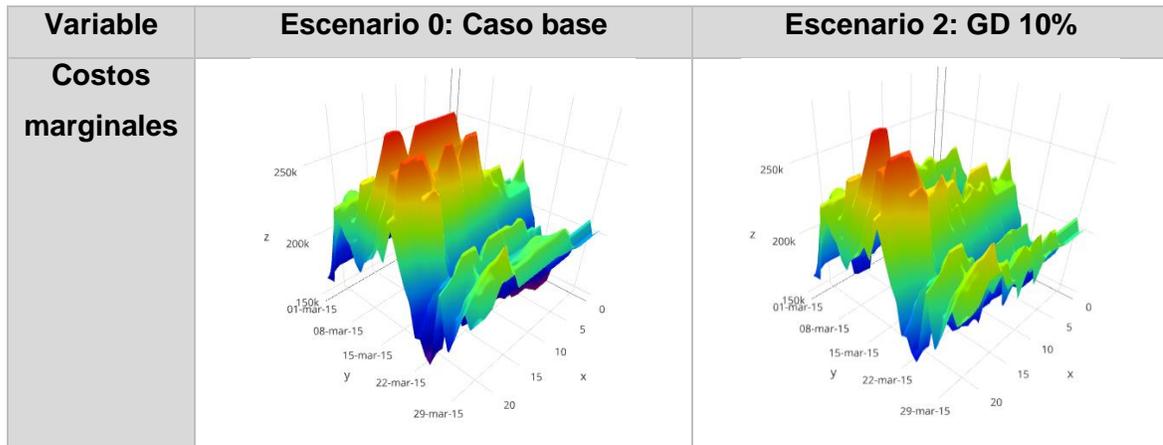


Figura 44 - Comparación del escenario 0 (caso base) y escenario 2 (GD) para Marzo 2015

En la anterior imagen se visualizan a nivel de la demanda, disminuciones importantes en la misma durante las horas intermedias del día, lo que coincide con los momentos de mayor nivel de radiación solar y por lo tanto mayor nivel de atención de la demanda local de aquellos que cuenten con capacidades de generación distribuida.

Con respecto a los costos marginales de la energía se observan efectos similares en cuanto a reducción de costos en horas intermedias del día, debido a la bidireccionalidad energética modelada, la cual permite vender los excedentes de la generación distribuida a la red eléctrica.

Se destaca la invariabilidad de la demanda y de los costos marginales en los momentos del día sin radiación solar (antes de las 7am y después de las 6pm), esto considerando que los sistemas de generación distribuida fotovoltaica que se simularon no incorporaron baterías para el almacenamiento de la energía producida durante el día para ser usadas en otros periodos con mayor consumo.

4.3.4 Escenario 3: Integración de renovables a gran escala

En este escenario se estimaron mediante simulaciones los efectos de la incorporación de tecnologías inteligentes que permiten la integración a gran escala de fuentes renovables de energía al sistema eléctrico, del tipo eólico. Tres casos se eligieron para el análisis: 1600MW, 800MW y 400MW de capacidad total instalada fueron simulados, los cuales produjeron los siguientes resultados:

- **Demanda de energía**

Bajo los escenarios de integración de renovables a gran escala no se hicieron modificaciones a la demanda de energía.

- **Oferta de energía**

Bajo las simulaciones se determinaron aportes extra de energía provenientes de la generación eólica. Un promedio anual de 8,04 TWh fueron agregados a la oferta de generación para cada año, para el caso con mayor capacidad instalada analizada.

- **Costos marginales**

Los costos marginales encontrados en la simulación indican que en el caso de integración de 1600MW eólicos, los costos marginales de la energía (promedio ponderado anual) descienden entre 12,85% y 14,25%.

Para una capacidad instalada eólica de 800MW el porcentaje de descenso está entre 7,73% y 8%; y para una capacidad de 400MW el descenso se ubica entre 5,06% y 5,29%

Tabla 13-Costos marginales anuales y cambios respecto al escenario base para distintas capacidades de generación eólica

CASO	Costo marginal (\$/kWh)		Cambio respecto a Escenario base	
	2014	2015	2014	2015
Capacidad eólica 1600MW	197,8	326,9	-14,25%	-12,85%
Capacidad eólica 800MW	212,2	346,1	-8,00%	-7,73%
Capacidad eólica 400MW	219,0	355,2	-5,06%	-5,29%
Escenario base	230,6	375,1	N/A	N/A

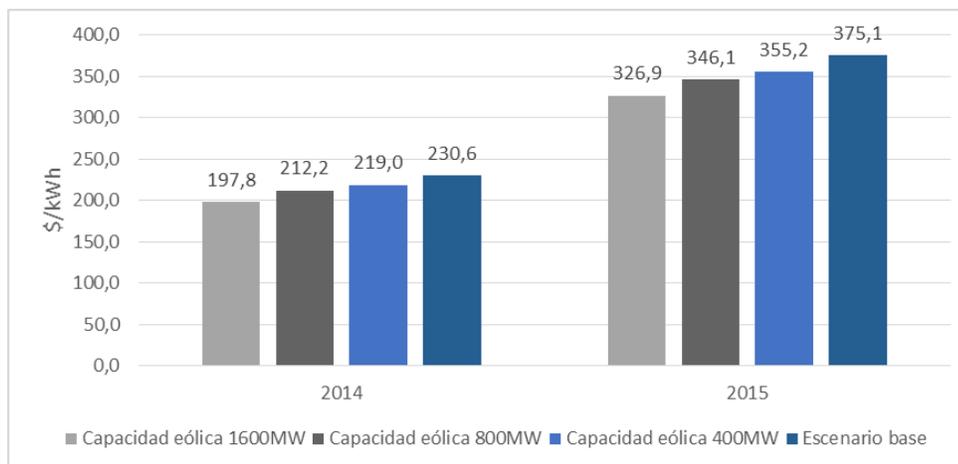


Figura 45 - Estimación de costos marginales anuales para distintos niveles de capacidad instalada eólica

Efectuando la revisión con una granularidad mensual, se estiman disminuciones del costo marginal (promedio ponderado mensual) de entre 4,3% (nov-2014) y 26,6% (jun-2014) para el caso 1 (1600MW).

Para los casos 2 y 3 se estimaron variaciones mensuales menos volátiles, registrando disminuciones de costo de entre 0,6% (nov-2014) y 6,3% (jun-2014) para los 800MW eólicos, y de 1,9% (nov-2014) y 4,4% (jun-2014) para los 400MW eólicos instalados.

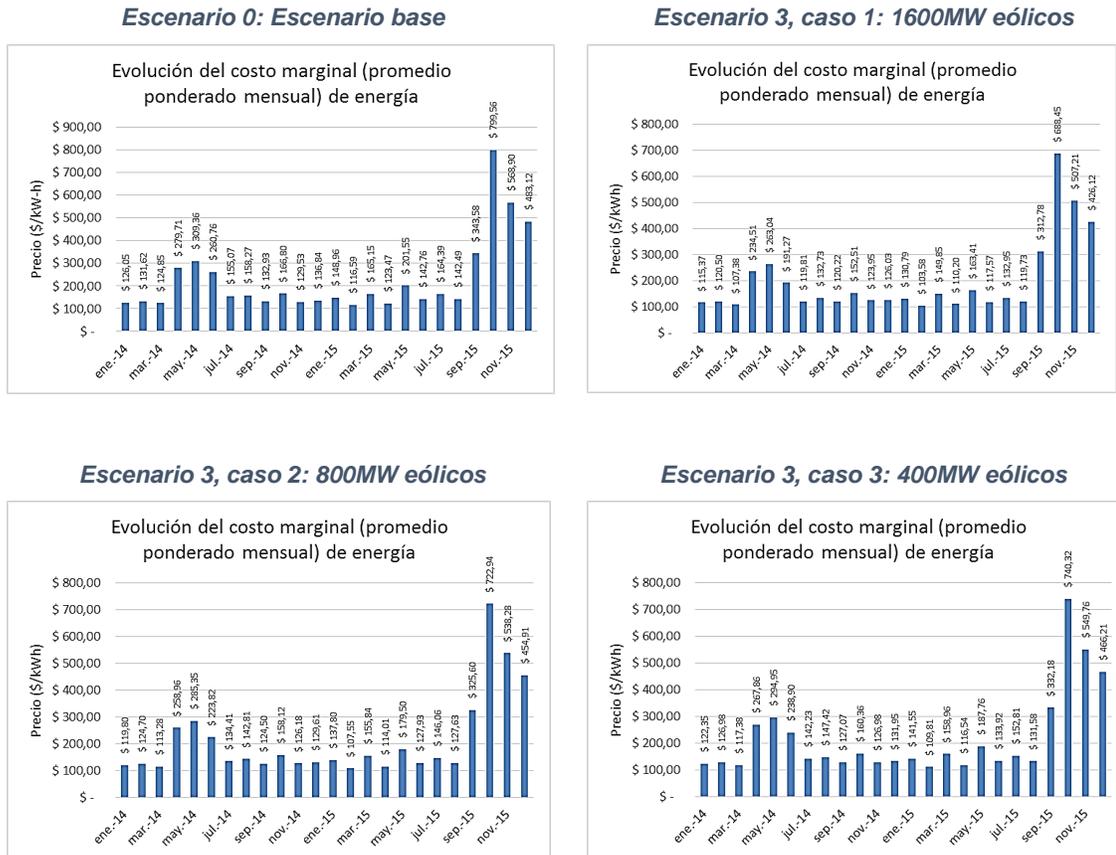


Figura 46 - Estimación de costos marginales mensuales para distintos niveles de capacidad instalada eólica

- **Detalle de una muestra de los datos**

Para visualizar en detalle los cambios ocurridos en los costos marginales, se presenta a continuación un gráfico de superficie de dicha variable para el mes de marzo de 2015, tanto del escenario base como del escenario de integración a gran escala de fuentes de energía renovable:

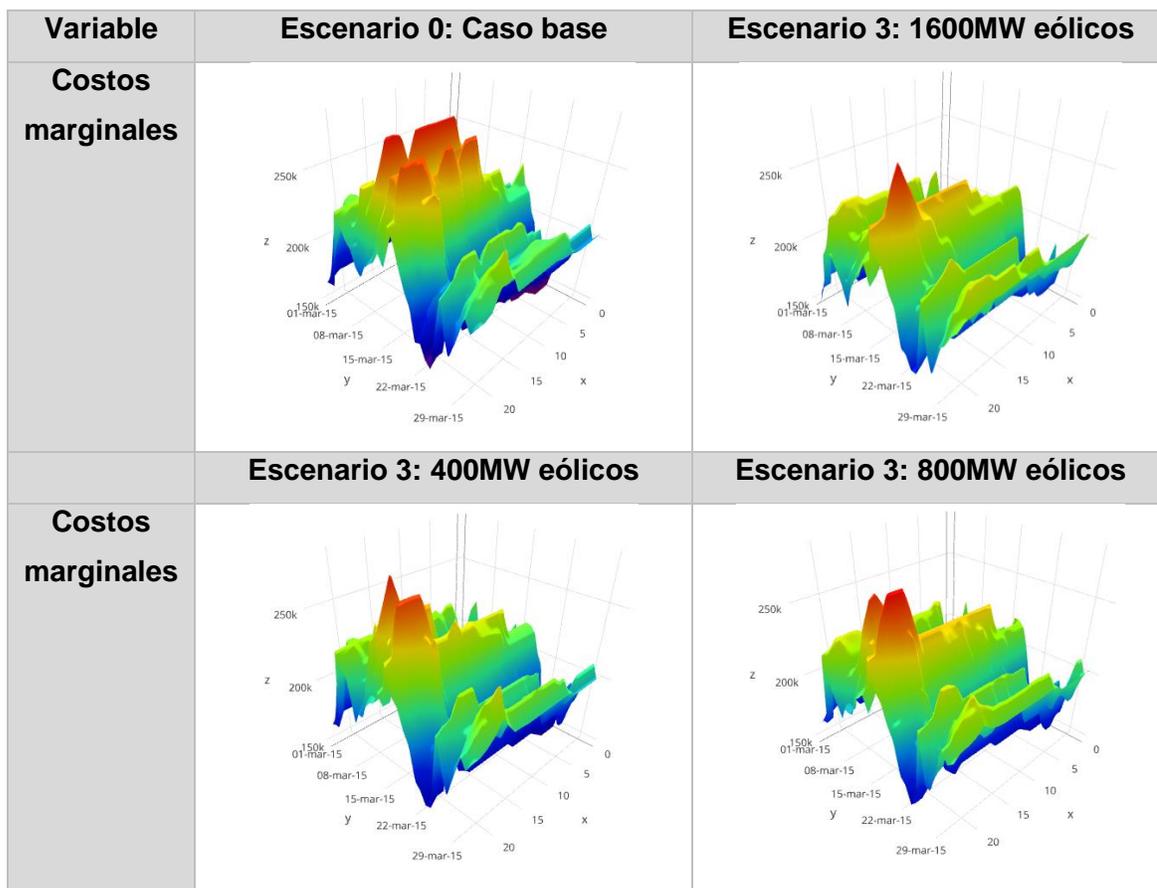


Figura 47-Comparación de escenario base y escenario 3 (integración de renovables a gran escala) para Marzo 2015

En la anterior imagen se puede apreciar que de acuerdo con las simulaciones realizadas los costos marginales de la energía disminuyen para los tres casos de integración de generación eólica a gran escala evaluados, siendo su efecto más notorio en el que se evalúa la integración de 1600MW de estas tecnologías renovables. Asimismo se encuentran reducciones de costos incluso en los momentos de consumo pico (alrededor del mediodía y en las primeras horas de la noche).

4.3.5 Escenario 4: Efecto combinado de tecnologías REI

Bajo este escenario se estimaron los efectos combinados de las aplicaciones de las redes eléctricas inteligentes analizadas, así:

Caso de nivel bajo de incorporación de las REI: Corresponde a la integración de programas de respuesta de demanda (en el 40% de las instalaciones eléctricas reguladas del país), generación distribuida (en el 5% de las instalaciones eléctricas reguladas del

país) e integración a gran escala de fuentes renovables de energía (parques eólicos con capacidad instalada de 400MW, equivalente al 2,5% de la capacidad actual de generación del país), los cuales corresponden a los menores niveles de penetración de estas tecnologías definidos en el presente trabajo.

Caso de nivel alto de incorporación de las REI: Corresponde a la integración de programas de respuesta de demanda (en el 90% de las instalaciones eléctricas reguladas del país), generación distribuida (en el 10% de las instalaciones eléctricas reguladas del país) e integración a gran escala de fuentes renovables de energía (parques eólicos con capacidad instalada de 1600MW, equivalente al 10% de la capacidad actual de generación del país), los cuales corresponden a los mayores niveles de penetración de estas tecnologías definidos en el presente trabajo.

Al respecto se encontró lo siguiente:

- **Demanda de energía**

Se encontraron como resultados de las simulaciones niveles de reducción de la demanda de 3,4% para el caso de incorporación de REI alto, y de 1,6% para el caso de incorporación de REI bajo.

Tabla 14-Cambios en la demanda total de energía para el Escenario 4-Efecto combinado de las REI

CASO	DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA (GWh)		Cambio respecto a Escenario base	
	2014	2015	2014	2015
REI nivel alto	62,106	64,249	-3,45%	-3,46%
REI nivel bajo	63,263	65,443	-1,66%	-1,66%
Escenario base	64,328	66,548	N/A	N/A

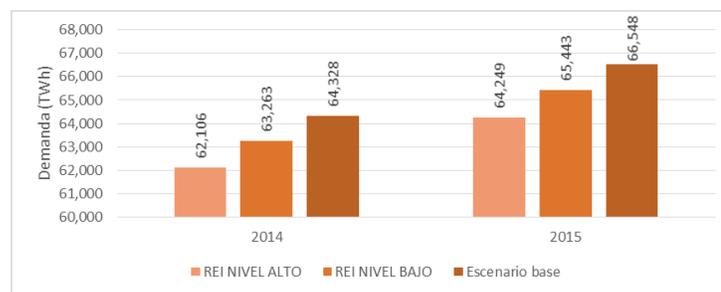


Figura 48-Cambios en la demanda anual de energía. Escenario 4: Efecto combinado de las REI

- **Oferta de energía**

Bajo las simulaciones se determinaron aportes extra a la oferta de energía provenientes de la generación eólica a gran escala y de los excedentes de la generación distribuida

fotovoltaica. Un promedio anual de 11,5 TWh fueron agregados a la oferta de generación para cada año, para el caso con mayor nivel de adopción de las REI; y de 3,7 TWh promedio anual para el caso con menor nivel de adopción de estas tecnologías.

- **Costos marginales**

Los costos marginales encontrados en la simulación indican que para el caso con mayor nivel de penetración de las REI, los costos marginales de la energía (promedio ponderado anual) descienden en promedio 20,3% para el caso de nivel de incorporación alto de las REI, y descensos promedio del 6,7% para el caso de nivel de incorporación bajo de las REI.

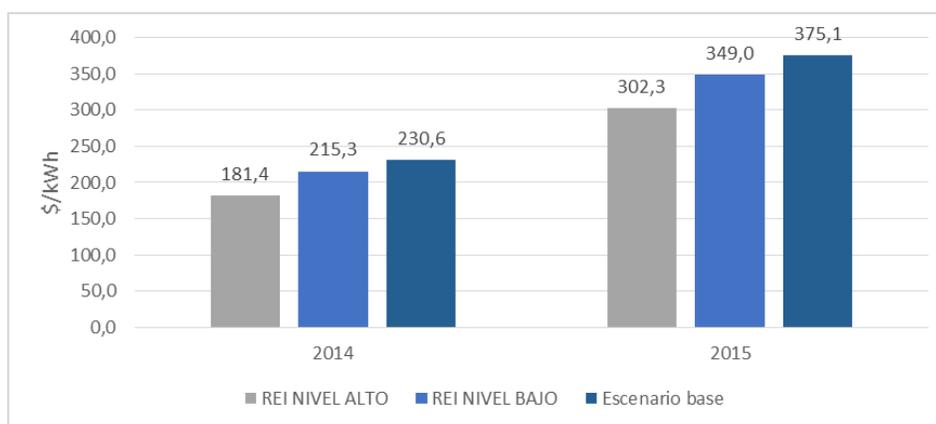


Figura 49- Estimación de costos marginales (promedio ponderado anual) para distintos niveles de incorporación de las REI

A nivel mensual se evidencian reducciones de los costos marginales (promedio ponderado mes) de entre 9,6% (nov-14) y 37,1% (jun-14) para el caso de nivel alto de REI, y de entre 2,8% (nov-14) y 11,2% (jun-14) para el caso de nivel bajo de REI. El detalle de los valores usados para este cálculo se presenta en la imagen a continuación.

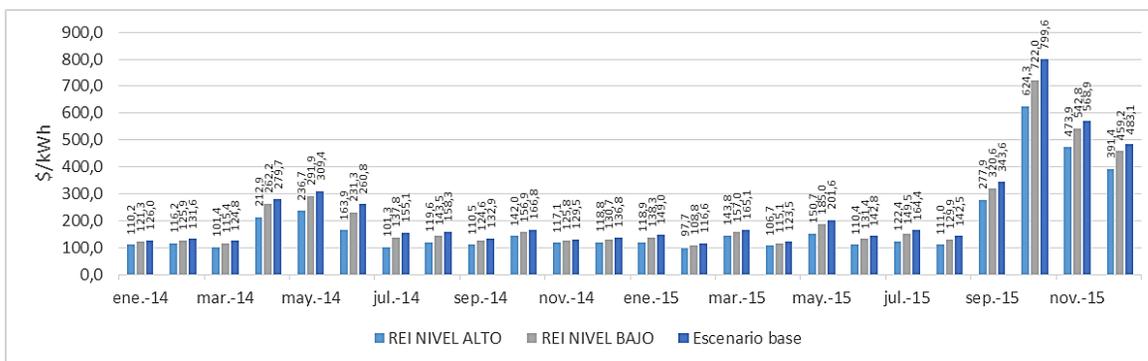


Figura 50- Estimación de costos marginales (promedio ponderado mes) para distintos niveles de incorporación de las REI

- **Detalle de una muestra de los datos**

Para visualizar en detalle los cambios ocurridos en la demanda y en los costos marginales (con resolución horaria), se presentan a continuación gráficos de superficie de dichas variable para el mes de marzo de 2015 (se escogió aleatoriamente), tanto del escenario base como para el escenario de efecto combinado de las redes eléctricas inteligentes (niveles alto y bajo de incorporación de las REI):

Nivel alto de incorporación de las REI:

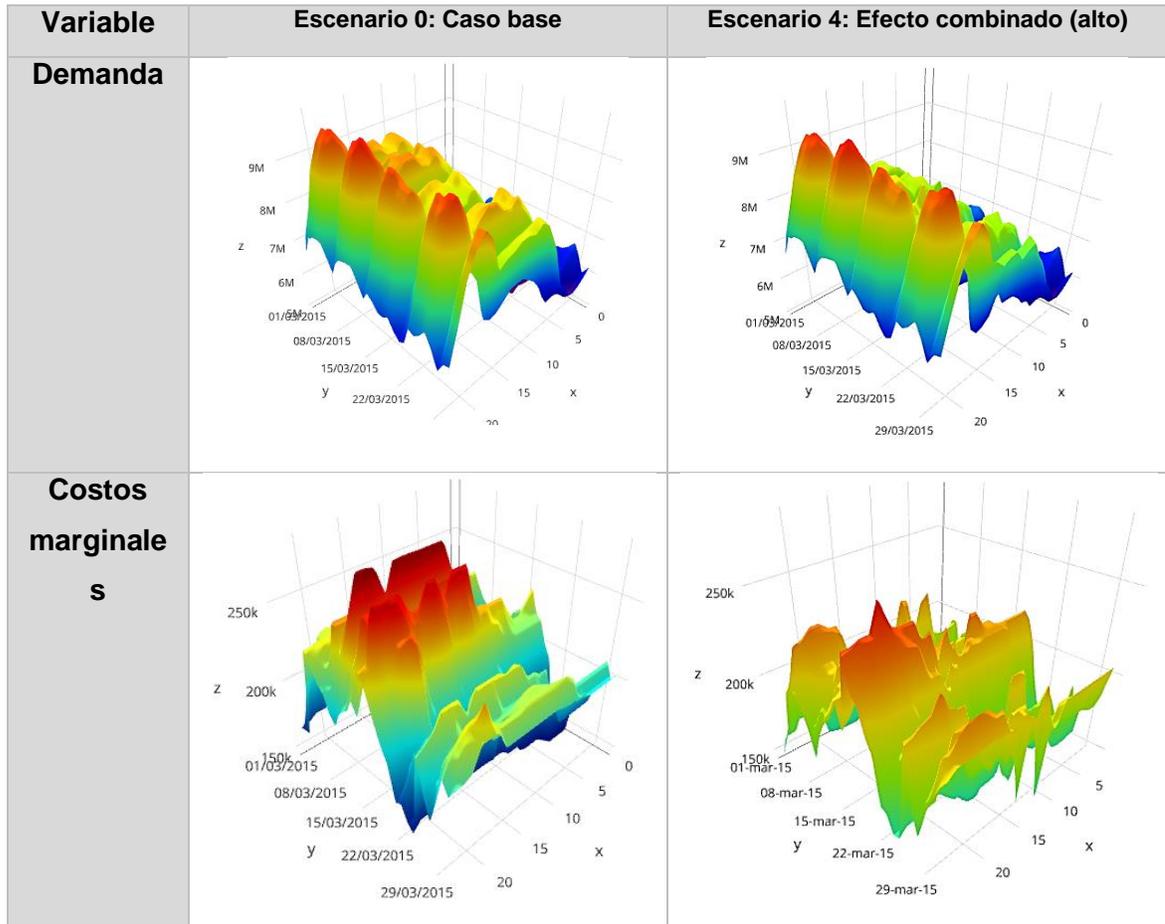


Figura 51-Comparación del escenario 0 (caso base) y escenario 4 (efecto combinado de las REI con alto nivel de incorporación) para Marzo 2015

Nivel bajo de incorporación de las REI:

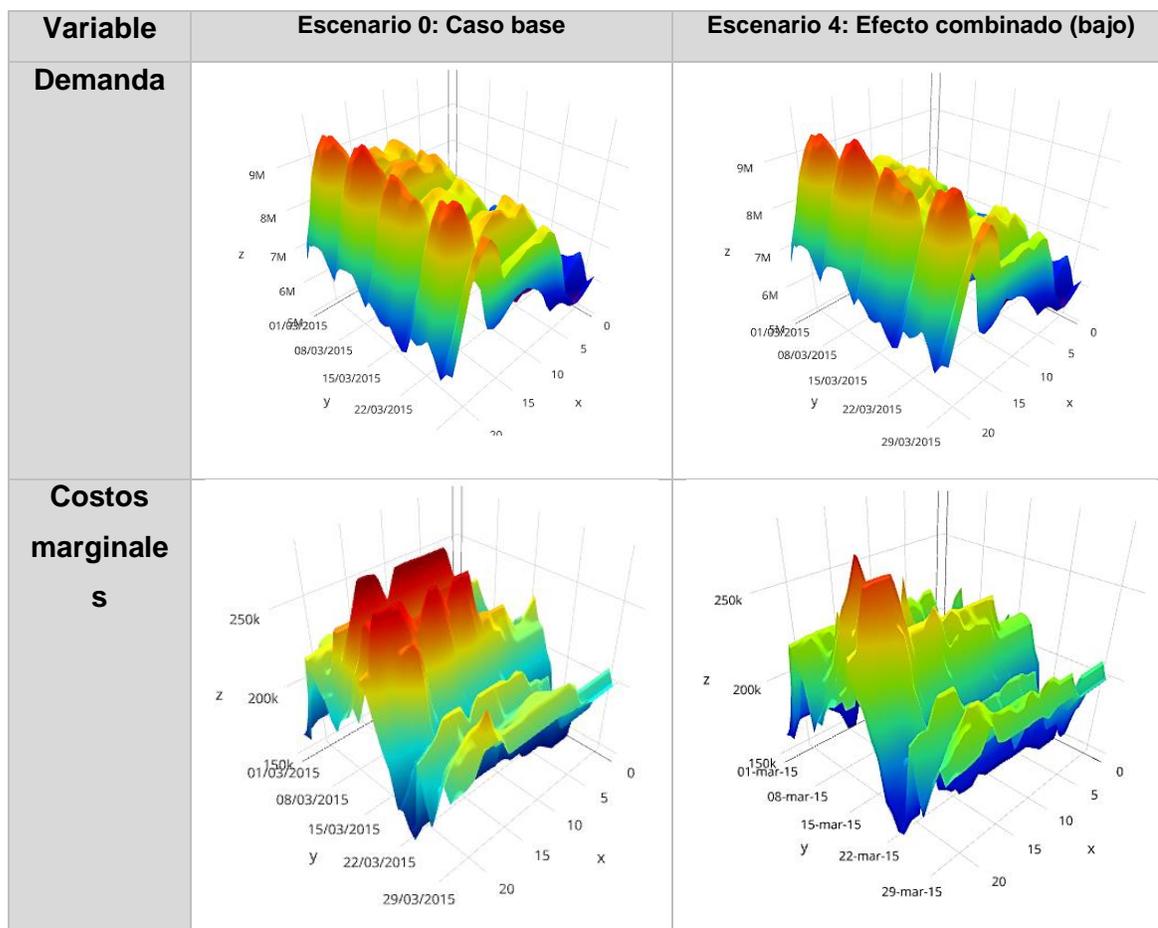


Figura 52-Comparación del escenario 0 (caso base) y escenario 4 (efecto combinado de las REI con bajo nivel de incorporación) para Marzo 2015

Para ambos casos se encontraron en los resultados de la simulación reducciones de la demanda, tanto durante los picos de consumo (medio día y noche) como en el resto de periodos.

Para el caso de los periodos con picos de consumo, se considera que para los del medio día su disminución se debe al efecto combinado de la generación distribuida fotovoltaica más la acción de los programas de respuesta de la demanda; mientras que para los picos de consumo de la noche su efecto se debe exclusivamente a los programas de respuesta de demanda, considerando que los sistemas de generación fotovoltaicos no fueron simulados con capacidad de almacenar energía mediante baterías.

Para el resto de periodos diurnos fuera de la franja de alto consumo, se estimaron reducciones de la demanda como consecuencia nuevamente de la acción de los

generadores distribuidos fotovoltaicos, mientras que para los periodos nocturnos fuera de las franjas de consumo elevado no se evidenciaron reducciones de la demanda.

De otro lado, se encontraron en los resultados de las simulaciones importantes reducciones de los costos marginales de la energía como consecuencia de una menor demanda de energía (según lo explicado arriba) y una mayor oferta de ésta.

La mayor disponibilidad de energía en el repositorio de ofertas para encontrar los precios marginales, se debió a la presencia de altos niveles de aportes energéticos de fuentes de energía renovables no convencionales (eólica para el caso evaluado) habilitadas mediante tecnologías REI, que aunque mostraron alta volatilidad en el tiempo (al ser el viento un recurso intermitente), crearon un efecto neto de desplazamiento de otras tecnologías de generación más costosas (como las térmicas, e incluso las hidráulicas en épocas de sequía) en el cálculo del costo marginal de la energía.

Asimismo, los aportes de los excedentes de generación distribuida fotovoltaica en instalaciones eléctricas reguladas (principalmente residenciales), aumentaron también la cantidad de energía disponible el sistema, en este caso, en horas diurnas, desplazando de igual forma a otras tecnologías de generación más costosas (como las térmicas, e incluso las hidráulicas en épocas de sequía) en el cálculo del costo marginal de la energía.

La disponibilidad de integrar estos excedentes de la generación distribuida a la red eléctrica se debió a la posibilidad de usar la bidireccionalidad energética y la comercialización agrupada mediante el concepto de plantas virtuales de generación.

4.4 Resumen

En el cuarto capítulo de este trabajo se describe el proceso de modelación del mercado eléctrico mayorista de Colombia con el objetivo de estimar los movimientos de los precios de la electricidad en bolsa, como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país, así como los resultados obtenidos para cada una de las 10 simulaciones realizadas. Las conclusiones y resultados obtenidos en éste y en los anteriores capítulos se consolidan en el numeral siguiente.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

- La recopilación de experiencias internacionales en la implementación de redes eléctricas inteligentes muestra un consenso entre los países alrededor del mundo de la necesidad de que la red eléctrica evolucione, se adapte a las nuevas necesidades globales y se apalanque en nuevas tecnologías que permitan dicho proceso.
- Existen diferentes motivos por los cuales las naciones consideran realizar cambios a sus sistemas eléctricos: sostenibilidad ambiental, autonomía energética, mejora de competitividad, confiabilidad de suministro, entre otros. Estos motivos deben determinarse con base en el contexto nacional e internacional, pues la definición de prioridades en la implementación dadas las reales necesidades facilita encontrar la viabilidad económica de las redes eléctricas inteligentes.
- Niveles altos de cooperación entre gobiernos, comunidades, instituciones educativas y de investigación, y empresas del sector energético y de las TIC (Tecnologías de Información y Comunicaciones), tanto a nivel local como global son esenciales para llevar a cabo proyectos de implementación de redes eléctricas inteligentes con éxito.
- Algunas tecnologías son la base fundamental para iniciar implementaciones de redes eléctricas inteligentes en la mayoría de los casos: las tecnologías de información de comunicaciones y la medición inteligente. La primera es fundamental pues permite desplegar sistemas de telecomunicaciones y de procesamiento de información, requeridos para la adquisición, transferencia, almacenamiento y uso la misma, que en últimas es el componente que permite dotar de inteligencia y automatización a la red eléctrica. La segunda es necesaria como punto de partida para la toma de información granular de la red eléctrica, necesaria para determinar la situación de la red y encaminar las acciones a tomar de forma posterior para su mejora.

- La respuesta de la demanda es una de las aplicaciones de las redes eléctricas inteligentes que más expectativa genera en cuanto a la mejora de una de las situaciones propias de las redes eléctricas: la reducción de picos de consumo. A pesar de lo anterior es necesario revisar las condiciones particulares de los lugares y situaciones bajo las cuales se implementa este tipo de soluciones, pues todas ellas pueden influir en los resultados: el clima, las condiciones sociales, culturales y económicas, las costumbres de los participantes, los tipos de tecnología que habilitan el programa, los usos dados a electricidad por parte de los participantes, los niveles de información (motivadores, beneficios) dados por quienes fomentan el mismo, el esquema de señales implementado (p.e. el tipo de tarifas dinámicas usada), entre otros.
- La implementación de las redes eléctricas inteligentes debe estar acompañado de un estudio de factibilidad previo que evalúe los costos y beneficios de su establecimiento, bajo las condiciones propias del país o región donde se lleva a cabo, y en caso de encontrarlo viable determine así mismo las características de su implementación.
- De acuerdo con las simulaciones realizadas, se encontraron a nivel país efectos de la implementación de las redes eléctricas inteligentes en Colombia, que podrían apuntar a mejorar su competitividad (a través de menores costos de la energía) y confiabilidad del suministro (al expandir su canasta energética). Aunque no directamente evaluadas en este trabajo, se deben considerar potenciales mejoras en la ampliación de cobertura del suministro (al incorporar generación distribuida a mayor escala y con otras tecnologías), disminución de pérdidas técnicas y no técnicas (a través de generación distribuida y medición inteligente, respectivamente), y beneficios ambientales (al reemplazar una porción de generación térmica con generación renovable no convencional).
- La viabilidad técnica y económica de la incorporación de las tecnologías pertenecientes a las redes eléctricas inteligentes no fue objeto de este trabajo, sin embargo se insta a evaluarlas en publicaciones futuras pues son factores clave para tomar decisiones de incorporación de estas tecnologías.
- Según las simulaciones realizadas para los años 2014 y 2015, reducciones del orden de 6,7% en los costos marginales de la electricidad (promedio ponderado anual) fueron estimadas como efecto de la hipotética incorporación de las redes eléctricas inteligentes en Colombia para el caso de bajo nivel de penetración en el mercado de estas tecnologías, y reducciones del orden de 20,3% para el caso de altos niveles de penetración en el mercado, concretamente mediante la acción conjunta de programas de respuesta de demanda en el sector regulado, generación distribuida a través de fuentes fotovoltaicas, y de la integración de generación de energía a gran escala proveniente de fuentes eólicas.

-
- En los resultados de las simulaciones se encontraron reducciones importantes de la demanda de electricidad, tanto durante los picos de consumo (del medio día y de la noche) como en el resto de periodos. Para el caso de los periodos con picos de consumo, se considera que para los del medio día su disminución se debe al efecto combinado de la generación distribuida fotovoltaica más la acción de los programas de respuesta de la demanda; mientras que para los picos de consumo de la noche su efecto se debe exclusivamente a los programas de respuesta de demanda, considerando que los sistemas de generación fotovoltaicos no fueron simulados con capacidad de almacenar energía mediante baterías. Para el resto de periodos diurnos fuera de la franja de alto consumo, se estimaron reducciones de la demanda como consecuencia nuevamente de la acción de los generadores distribuidos fotovoltaicos, mientras que para los periodos nocturnos fuera de las franjas de consumo elevado no se evidenciaron reducciones de la demanda.
 - De otro lado, se encontraron en los resultados de las simulaciones importantes reducciones de los costos marginales de la electricidad como consecuencia de una menor demanda de energía (según lo explicado arriba) y una mayor oferta de ésta. La mayor disponibilidad de energía en el repositorio de ofertas para encontrar los precios marginales, se debió a la presencia de altos niveles de aportes energéticos de fuentes de energía renovables no convencionales (eólica para el caso evaluado) habilitadas mediante las redes eléctricas inteligentes, que aunque mostraron alta volatilidad en el tiempo (al ser el viento un recurso intermitente), crearon un efecto neto de desplazamiento de otras tecnologías de generación más costosas (como las térmicas, e incluso las hidráulicas en épocas de sequía) en el cálculo del costo marginal de la energía. Asimismo, los aportes de los excedentes de generación distribuida fotovoltaica en instalaciones eléctricas reguladas (principalmente residenciales), aumentaron también la cantidad de energía disponible en el sistema, en este caso, en horas diurnas, desplazando de igual forma a otras tecnologías de generación más costosas (como las térmicas, e incluso las hidráulicas en épocas de sequía) en el cálculo del costo marginal de la electricidad. La disponibilidad de integrar estos excedentes de la generación distribuida a la red eléctrica se debió a la posibilidad de usar la bidireccionalidad energética y la comercialización agrupada mediante el concepto de plantas virtuales de generación.
 - Considerando que la modelación de los embalses no fue objeto del presente trabajo, se estima factible que al considerar este aspecto se encuentren reducciones adicionales en el costo marginal de la electricidad. Lo anterior se basa en el efecto de desplazamiento de tecnologías de generación más costosas por parte de las renovables no convencionales, lo que ocasiona una menor utilización de las plantas hidráulicas y por ende potenciales reducciones de los precios de ofertas de éstas.

- Teniendo en cuenta que múltiples variables deben ser consideradas para encontrar escenarios cercanos al óptimo, la labor investigativa (entre otros aspectos) es requerida para soportar la toma de decisiones sobre la regulación que debe dar los lineamientos de cambio al país en materia energética, y concretamente sobre la adopción de las redes eléctricas inteligentes.
- Para la definición de directrices sobre la incorporación de las redes eléctricas inteligentes deben contrastarse y alinearse –en los casos que aplique- los efectos de estas tecnologías, los intereses de los participantes del sector y las necesidades a nivel país.

5.2 Cumplimiento de los objetivos del trabajo de grado

5.2.1 Cumplimiento del Objetivo Específico No. 1

Este objetivo estableció lo siguiente: **“Hacer una recopilación de referencias internacionales sobre la implementación de las redes eléctricas inteligentes en algunos países seleccionados”**.

Al respecto en el Capítulo No. 2 de este trabajo se presenta la recopilación de experiencias internacionales sobre la implementación de las redes eléctricas inteligentes. Para determinar la recolección de casos relevantes, se definió un criterio de selección de los países a analizar, que dio como resultado el siguiente grupo de naciones sobre las cuales se enfocó la búsqueda de información: Alemania, Australia, Brasil, China, España, Estados Unidos, Francia y Sudáfrica.

Para cada país seleccionado se compiló un contexto general de la situación de las redes eléctricas inteligentes en el ámbito nacional, los proyectos seleccionados con información de periodo de ejecución, categorías de aplicación, descripción y sus resultados; y un listado de otros proyectos de interés.

Para realizar esta labor se realizó una búsqueda de bibliografía relevante en bases de datos de artículos académicos, sitios web de los principales organismos del sector eléctrico de diferentes países, fabricantes de tecnologías pertenecientes a las REI y de agencias internacionales interesadas en estas tecnologías.

5.2.2 Cumplimiento del Objetivo Específico No. 2

Este objetivo estableció lo siguiente: **“Identificar las principales características de las redes eléctricas inteligentes y sus impactos en los precios de corto plazo de la electricidad.”**

Al respecto en el Capítulo No. 3 de este trabajo se presenta la identificación de las características principales de las redes eléctricas inteligentes y sus impactos en los precios de la electricidad, para las siguientes aplicaciones según la clasificación usada por la Comisión Europea: respuesta de la demanda, generación distribuida e integración a gran escala de fuentes renovables de energía.

5.2.3 Cumplimiento del Objetivo Específico No. 3

Este objetivo estableció lo siguiente: **“Desarrollar un prototipo de modelo que permita estimar los posibles movimientos de precios de la electricidad en bolsa del mercado eléctrico mayorista de Colombia como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país”**.

Para el cumplimiento de este objetivo se construyó el prototipo de modelo descrito en el Capítulo No. 4, el cual se soporta en herramientas informáticas para su operación y permite estimar los posibles movimientos de precios de la electricidad en bolsa del mercado eléctrico mayorista de Colombia, como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país.

Dicho prototipo de modelo permite evaluar el efecto en los costos marginales de la electricidad en el mercado eléctrico colombiano (los cuales son un parámetro altamente relevante para la determinación de los precios de bolsa), derivados de la incorporación de algunas tecnologías pertenecientes a las redes eléctricas inteligentes, bajo el hipotético caso de contar con una regulación que lo permita y fomenta.

Éste se alimenta de datos reales de oferta y demanda de electricidad para el periodo analizado (2014-2015), y de datos medio ambientales reales, para simular varios escenarios de formación de los precios marginales de la electricidad, según la tecnología REI implementada (un escenario para cada una de las siguientes tecnologías: respuesta de la demanda, generación distribuida, e integración de renovables a gran escala, y un escenario final que estima el efecto conjunto de dichos escenarios).

Cada uno de escenarios simulados en el prototipo de modelo arrojó resultados de precios marginales de la electricidad, los cuales fueron comparados con un escenario base (la situación real durante los años 2014 y 2015), para emitir las respectivas conclusiones.

5.2.4 Cumplimiento del Objetivo General

Este objetivo estableció lo siguiente: **“Estimar los posibles movimientos que tendrían los precios de bolsa del Mercado Eléctrico Mayorista de Colombia como consecuencia de la entrada de las redes eléctricas inteligentes al país.”**.

Al respecto, se implementó el prototipo de modelo definido en el objetivo específico no. 3, en cuyo diseño se tuvieron en cuenta algunos elementos relevantes del mercado eléctrico

colombiano, así como las particularidades de las tecnologías propias de las redes eléctricas inteligentes y las experiencias y resultados de la aplicación de dichas tecnologías en casos reales.

Este prototipo de modelo, parametrizado como se indica en el mismo capítulo, y haciendo uso de información real de demanda, ofertas de generación, y comportamiento de los recursos eólico y solar durante los años 2014 y 2015 se utilizó para realizar 10 simulaciones en cinco escenarios, así:

- **Escenario 1 – Respuesta de demanda:** Bajo este escenario se simularon los efectos en la demanda y en los costos marginales de la electricidad (promedios ponderados anuales) para dos casos con diferente nivel de penetración de estos programas en la demanda regulada: un primer caso que representó un 40% de las instalaciones eléctricas reguladas del país dotadas de medidores inteligentes y otras tecnologías asociadas, operando bajo un esquema de tarifas TOU (Time-of-Use) binario, y un segundo caso que representó un 90% de las instalaciones eléctricas reguladas bajo las mismas condiciones. Al respecto se encontraron reducciones en la demanda para los casos de casos 1 y 2 de 0,28% y 0,62%, respectivamente, y en los costos marginales de 0,36% y 0,71%, respectivamente, todos con respecto al escenario 0.
- **Escenario 2 – Generación distribuida:** Es este contexto se simularon los efectos de un programa de generación distribuida basado en tecnologías solares fotovoltaicas de 4kW de capacidad instalada por unidad, y desplegados en instalaciones eléctricas del sector regulado, a las cuales se les habilitó la bidireccionalidad energética, es decir, la posibilidad de comercializar los excedentes de la generación luego de atender su demanda local, a través de una planta virtual de generación. Sobre este escenario se consideraron dos casos: una disponibilidad de dichas tecnologías en el 5% de las instalaciones eléctricas reguladas, y un segundo caso con nivel de penetración de 10%. Se encontraron reducciones de la demanda vista por la red eléctrica para los casos 1 y 2 del orden de 1,3% y 2,8%, respectivamente; incrementos de aprox. 3,48 TWh por año en la energía ofertada en el sistema (para el caso 2) y reducciones de los costos marginales del orden de 3,6% y 7,9% para los casos 1 y 2, respectivamente.
- **Escenario 3 – integración a gran escala de fuentes renovables de energía:** Bajo este caso se estimaron los efectos de la incorporación a gran escala de parques de generación eólica, en tres casos: capacidades eólicas de generación equivalentes al 10% de la capacidad actual del sistema eléctrico colombiano, 5% y 2,5%. Como resultado de dichas simulaciones se encontraron incrementos en la energía ofertada en el sistema de 8 TWh por año para el caso 1, y reducciones en los costos marginales de la energía de 13,5%, 7,8% y 5,1% para los casos de capacidad eólica alta, media y baja, respectivamente.

- **Escenario 4 – Efecto combinado de tecnologías REI:** En este escenario se evaluó el efecto conjunto de la adopción de las tecnologías evaluadas en los escenarios 1, 2 y 3. Para éste se definieron dos casos: un primer caso que evalúa con un nivel bajo de incorporación los efectos de las tecnologías REI de los anteriores escenarios, y un segundo caso que los evalúa con un nivel alto de incorporación. Sobre este escenario se encontraron incrementos en la energía ofertada por los agentes de alrededor de 3,7 TWh y 11,5 TWh al año para los casos 1 y 2, respectivamente, y disminuciones en la demanda del orden de 1,6% y 3,4%, respectivamente; que en conjunto crearon un efecto de decremento en los costos marginales de la electricidad simulados de 6,7% y 20,3%, respectivamente.

5.3 Recomendaciones sobre trabajos futuros

Con base en los elementos analizados en este trabajo y los resultados obtenidos, se insta a considerar los siguientes aspectos como puntos de partida para futuras investigaciones:

- Evaluar el impacto en los precios de la electricidad y en los sistemas eléctricos de la incorporación de otras tecnologías pertenecientes a las redes eléctricas inteligentes, tales como: automatización de la distribución, *microgrids*, aplicaciones de vehículos eléctricos, hogar y consumo inteligente (electrodomésticos inteligentes), entre otros.
- Considerar las restricciones propias del sistema eléctrico en las estimaciones técnico económicas que se realicen sobre la incorporación de las redes eléctricas inteligentes: restricciones de la red de transporte, de distribución, regulatorias, etc.
- Considerando que en las simulaciones realizadas no se modeló la evolución de los embalses, se recomienda considerar este aspecto en futuros trabajos, para determinar posibles cambios en los precios de las ofertas de los generadores hidráulicos.
- Efectuar análisis de sensibilidad ante cambios en variables macroclimáticas, y evaluar el desempeño de las redes eléctricas inteligentes en situaciones de sequía u otros escenarios.
- Realizar estimaciones que trabajen con el cálculo del precio de bolsa, incorporando a los costos marginales los demás elementos requeridos para encontrar esta variable (p.e. los costos asociados a los generadores térmicos).
- Incorporar y simular los efectos de una entrada escalonadas de las redes eléctricas inteligentes.

- Realizar análisis de costo-beneficio de cada tecnología de las redes eléctricas inteligentes, en función de los costos de implementación de éstas y los beneficios que representen.
- Analizar los potenciales beneficios y perjuicios de la adopción de estas tecnologías desde los puntos de vista de los actuales y futuros participantes del mercado eléctrico.
- Evaluar la disposición de la población colombiana a realizar cambios asociados a las redes eléctricas inteligentes, con base en los potenciales beneficios.
- Evaluar las mejoras en la seguridad de suministro que las redes eléctricas inteligentes ofrecen, y analizar su desempeño en momentos críticos del sistema eléctrico (fallas de grandes centrales de generación, sequías prolongadas, etc.)
- Evaluar el impacto en las tecnologías de generación de respaldo (p.e. las centrales térmicas), pues supondrán un menor uso en escenarios de presencia de las REI, por lo que se requiere evaluar si continuarán siendo necesarias, si se seguirán fomentando y si la regulación está preparada para incentivar su presencia en el mercado, en caso de requerirse.
- Realizar y consolidar resultados de experimentos demostrativos (situaciones reales) de respuesta de la demanda y tarifas dinámicas, para analizar los reales impactos de los programas de respuesta de la demanda a escala representativa en Colombia.
- Evaluar el desempeño de otros esquemas de tarifas dinámicas de la electricidad en los programas de respuesta de la demanda, para el caso colombiano.
- Analizar los efectos de la incorporación de tecnologías de almacenamiento de energía (p.e. baterías, entre otros), tanto en generación distribuida como en centros de almacenamiento a gran escala, que permitan entre otros atender la demanda de energía durante las franjas horarias de alto consumo y/o alto precio.

6. Referencias

Ackermann, T., Andersson, G. & Soder, L., 2001. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, Issue 57, p. 195–204.

AEP OHIO, 2014. *Final Technical Report - gridSMART Demonstration Project*. [En línea] Available at: https://www.smartgrid.gov/files/AEP_Ohio_DE-OE-0000193_Final_Technical_Report_06-23-2014.pdf [Último acceso: 04 2016].

Ahmad, A., Javaid, N., Qasim, U. & Khan, Z. A., 2015. *Demand Response: From classification to optimization techniques in smart grid*. Gwangju, s.n.

Ali, S., 2013. *Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends*. s.l.:Springer.

Ausgrid, 2012. www.smartgridsmartcity.com.au. [En línea] Available at: www.smartgridsmartcity.com.au [Último acceso: 04 2016].

Ausgrid, 2014. *Smart Grid Smart City: Shaping Australia's Energy Future*. [En línea] Available at: <http://industry.gov.au/Energy/Programmes/SmartGridSmartCity/Documents/SGSC-Executive-Report-National-Cost-Benefit.pdf> [Último acceso: 04 2016].

Australian Government - DCCEE, 2013. *Solar Cities*. [En línea] Available at: www.climatechange.gov.au/government/initiatives/solar-cities/achievements.aspx [Último acceso: 04 2016].

Australian Government - DOE, 2016. *The Renewable Energy Target (RET) scheme*. [En línea] Available at: <http://www.environment.gov.au/climate-change/renewable-energy-target-scheme> [Último acceso: 04 2016].

Australian Government - DOI, s.f. *Smart Grid, Smart City*. [En línea]

Available at:

<http://www.industry.gov.au/Energy/Programmes/SmartGridSmartCity/Pages/default.aspx>

[Último acceso: 04 2016].

Baratto, P. & Cadena, A., 2011. *Benefits of implementing a demand response program in a non-regulated market in Colombia*. Anaheim, s.n.

Barlag, H. & Consortium, G., 2015. *Green eMotion - Final publishable summary report - Deliverable 11.8 – Part 1*. [En línea]

Available at: http://www.greenemotion-project.eu/upload/pdf/deliverables/D11_8-Final-publishable-summary-report-V1_4.pdf

[Último acceso: 03 2016].

Bello, M., Smit, R., Carter-Brown, C. & Davidson, I., 2013. *Power Planning for renewable energy grid integration - Case Study of South Africa*. Vancouver, s.n.

Blair, N. y otros, 2014. *System Advisor Model, SAM - 2014.1.14: General Description*. [En línea]

Available at: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61019.pdf>

[Último acceso: 05 2016].

Caffarel, J. y otros, 2013. *Lessons learned on home energy monitoring and management: Smartcity Málaga*. Berkeley, s.n.

Cano, J. A., 2012. *Tesis de Doctorado: Simulación de escenarios regulatorios para dar señales de largo plazo en los precios de la energía en bolsa en Colombia*. [En línea]

Available at: <http://www.bdigital.unal.edu.co/9161/1/71395689.2012.pdf>

[Último acceso: 05 2016].

Carrillo, S., Heredia, J. & Perez, F., 2013. SmartCity Málaga, a real-living lab and its adaptation to electric vehicles in cities. *Energy Policy*, Issue 62, p. 774–779.

Carvalho, P., 2015. Smart Metering Deployment in Brazil. *Energy Procedia*, Issue 83, p. 360 – 369 .

Castaño, N., 2013. *Una aproximación a la adopción de medidores inteligentes en el mercado eléctrico colombiano y su influencia en la demanda*. [En línea]

Available at: <http://www.bdigital.unal.edu.co/9393/>

Castaño, N., Franco, C. J. & Velásquez, J. D., 2014. Adopción de medidores inteligentes: Avances recientes y tendencias futuras. *DYNA*, Volumen 183, pp. 221-230.

Cespedes, R. y otros, 2012. *An appraisal of the challenges and opportunities for the Colombia Inteligente Program implementation*. San Diego, s.n.

Chatziioannou, K., Guštinčič, J. & Bertling, L., 2013. *On experience of smart grid projects in Europe and the Swedish demonstration projects*, Göteborg (Suecia): s.n.

Colak, I. y otros, 2015. Smart grid projects in Europe: Current status, maturity and future. *Applied Energy*, Issue 152, pp. 58-70.

Covrig, C. F. y otros, 2014. *Smart Grid Projects Outlook 2014*. [En línea]
Available at: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/publications/reports/smart-grid-projects-outlook-2014>
[Último acceso: 03 2016].

CREG, 2009. *Resolución No. 051 de 2009*. [En línea]
Available at: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg051-2009>
[Último acceso: 05 2016].

Dantas, G. y otros, 2016. *Development of Smart Grids in Brazil: a multi-level perspective analysis*. [En línea]
Available at: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/08_dantas.pdf
[Último acceso: 04 2016].

De Castro, L. & Dutra, J., 2011. *The economics of the smart grid (49th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing)*. Allerton, s.n.

Diaz, D. y otros, 2011. Esquema de incorporación de las smart grids en el sistema de potencia colombiano. *Revista Investigaciones Aplicadas*, 5(1).

EIA, 2011. *Smart Grid Around the World*. [En línea]
Available at: http://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/pdf/intl_sg.pdf
[Último acceso: 03 2016].

EIA, 2014. *Australia - International energy data and analysis*. [En línea]
Available at:
https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Australia/australia.pdf
[Último acceso: 04 2016].

EIA, 2015. *Brazil: International energy data and analysis*. [En línea]
Available at:
https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Brazil/brazil.pdf
[Último acceso: 04 2016].

EIA, 2015. *International energy data and analysis: China*. [En línea]
Available at:

https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/China/china.pdf
[Último acceso: 04 2016].

EIA, 2015. *South Africa: International energy data and analysis*. [En línea]
Available at:
http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/South_Africa/south_africa.pdf
[Último acceso: 04 2016].

ENDESA, s.f. *Smartcity Malaga: A model of sustainable energy management for cities of the future*. [En línea]
Available at:
http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Publicaciones/Smartcity-Malaga_ENG.pdf
[Último acceso: 04 2016].

Enel, 2014. *Cidade Inteligente Buzios*. [En línea]
Available at: <http://www.cidadeinteligentebuzios.com.br/>
[Último acceso: 04 2016].

ERDF, s.f. *A project experiment with the contribution of smart grids to the electricity system in urban areas equipped with Linky*. [En línea]
Available at: http://www.erdf.fr/sites/default/files/erdf_fiches_greenlys_uk.pdf
[Último acceso: 04 2016].

Eskom, 2011. *Eskom Experience on AMI Implementation*. [En línea]
Available at:
<http://www.piesa.com/Portals/36/Documents/AfricaWorkshop/Metering/Eskomexperienceonimplementationof%20AMI.pdf>
[Último acceso: 04 2016].

Eskom, 2013. *Provision of an Implementation Partner for the Advanced Metering Infrastructure (AMI) Project*. [En línea]
Available at:
http://mp2vmsa037.eskom.co.za/tenderbulletin/File_Show.asp?ID=55707&usq=AFQjCNGEI5ZS7VsGKyVJj1k8kZI4PK26aw&cad=rja
[Último acceso: 04 2016].

European Commission - JRC, 2014. *Smart Grid Observatory*. [En línea]
Available at: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>

European Commission, 2013. *NOBEL-Proyect Final Report*. [En línea]
Available at: <http://web.ict->

nobel.eu:91/download/deliverables/D93_Final_Report_V2_complete.pdf/at_download/file
[Último acceso: 03 2016].

European Commission, 2014. *Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27*. [En línea]
Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0189&from=EN>
[Último acceso: 03 2016].

European Commission, 2014. *Country fiches for electricity smart metering*. [En línea]
Available at: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0188&from=EN>
[Último acceso: 03 2016].

European Parliament, 2015. *Smart electricity grids and meters in the EU Member States*. [En línea]
Available at:
[http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2015/568318/EPRS_BRI\(2015\)568318_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2015/568318/EPRS_BRI(2015)568318_EN.pdf)
[Último acceso: 03 2016].

European Technology Platform, 2008. *Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future*. [En línea]
Available at: ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/technology-platforms/docs/smartgrids-sdd-draft-25-sept-2008_en.pdf
[Último acceso: 04 2016].

Fang, X., Misra, S., Xue, G. & Yang, D., 2012. Smart Grid – The New and Improved Power Grid: A Survey. *IEEE COMMUNICATIONS SURVEYS & TUTORIALS*, 14(4), pp. 944-980.

Farhangi, H., 2010. The path of the smart grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(1), p. 18–28.

Faruqui, A., Hledik, R. & Palmer, J., 2012. *Time-Varying and Dynamic Rate Design*. [En línea]
Available at: <http://www.raonline.org/document/download/id/5131>
[Último acceso: 05 2016].

Faruqui, A. & Sergici, S., 2013. Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing. *Electricity Journal*, 26(7), pp. 55-65.

Franco, C., Velásquez, J. & I., O., 2008. Caracterización de la demanda mensual de electricidad en Colombia usando un modelo de componentes no observables. *Cuadernos de administración*, 21(36), pp. 221-235.

Franco, C., Velásquez, J. & Olaya, Y., 2008. Caracterización de la demanda mensual de electricidad en Colombia. *Cuad. Adm. Especial de Finanzas*, 21(36), pp. 221-235.

Fraunhofer, 2016. *Instituto Fraunhofer*. [En línea]

Available at: <http://www.iis.fraunhofer.de/en/ff/ener/proj/smart-watts.html>

[Último acceso: 03 2016].

Galo, J., Macedo, M., Almeida, L. & Lima, A., 2014. Criteria for smart grid deployment in Brazil by applying the Delphi. *Energy*, Issue 70, pp. 605-611.

German Federal Ministry of Economics and Technology, 2012. *Smart Energy made in Germany*. [En línea]

Available at: <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/smart-energy-made-in-germany>

[Último acceso: 03 2016].

German Federal Ministry of Economics and Technology, 2016. *German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy*. [En línea]

Available at: http://www.digitale-technologien.de/DT/Navigation/DE/Service/Abgelaufene_Programme/E-Energy/e-energy.html/en

[Último acceso: 03 2016].

Gharavi, H. & Ghafurian, R., 2011. Smart Grid: The Electric Energy System of the Future [Scanning the Issue]. *Proceedings of the IEEE*, 99(6).

Giordano, V. y otros, 2013. *Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments*. [En línea]

Available at:

https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/smart_grid_projects_in_europe_-_lessons_learned_and_current_developments.pdf

[Último acceso: 03 2016].

Global Smart Grid Federation, 2012. *Global Smart Grid Federation Report*. [En línea]

Available at: https://www.smartgrid.gov/files/Global_Smart_Grid_Federation_Report.pdf

[Último acceso: 04 2016].

Gobierno de España, 2006. *Boletín Oficial del Estado - Real Decreto 1634/2006*. [En línea]

Available at: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2006-22961

[Último acceso: 04 2016].

Gómez, G., Pérez, J. D. & Cruz, R. D., 2013. *Characterization Model of Smart Grid in Colombia*. Medellín, s.n.

Gómez, V. A., 2010. *Tesis de Maestría: Metodología para el manejo de contratos para las rentas de congestión debidas a las transacciones internacionales de energía con aplicación para el caso específico de Ecuador*. [En línea]

Available at: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3579/1/63546745.2010.pdf>

[Último acceso: 05 2016].

González, A. y otros, 2015. *PRICE-GDI: A Pilot Experience for the Integration of Distributed Generation in Active Distribution Systems*. Vienna, s.n.

GREENLys, 2013. *GREENLys*. [En línea]

Available at: http://www.greenlys.fr/wp-content/uploads/2013/06/FINAL-GEG-GREENLYS-conf-press_EN-LOWRES.pdf

[Último acceso: 04 2016].

Gregio Di Santo, K., Kanashiro, E., Di Santo, S. & Saidel, M. A., 2015. A review on smart grids and experiences in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 52, p. 1072–1082.

GridPlus, s.f. *European Green Vehicles Initiative PPP*. [En línea]

Available at: <http://www.gridplus.eu/Documents/EEGI%2010/EGVI.pdf>

[Último acceso: 03 2016].

Gungor, V. y otros, 2011. Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(4).

Hadjsaid, N., 2014. *GreenLys: System View Pilot Project for Smartgrids*. [En línea]

Available at: <http://www.ieee-pes.org/presentations/gm2014/PESGM2014P-002678.pdf>

[Último acceso: 04 2016].

Haidar, A. M., Muttaqi, K. & Sutanto, D., 2015. Smart Grid and its future perspectives in Australia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 51, p. 1375–1389.

Honeywell, 2013. *Case Study: TEDA Smart Grid*. [En línea]

Available at:

<https://www.honeywellsmartgrid.com/Resource%20Library/Honeywell%20has%20implemented%20China%E2%80%99s%20first%20Smart%20Grid%20Demand%20Response%20Project%20in%20TEDA.pdf>

[Último acceso: 04 2016].

IEA, 2011. *Technology Roadmap: Smart Grids*. [En línea]

Available at:

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf

[Último acceso: 04 2016].

IEA, 2016. *IEA Energy Atlas*. [En línea]

Available at: <http://energyatlas.iea.org/?subject=-1118783123>

[Último acceso: 04 2016].

IGREENGrid, 2013. *IGREENGrid*. [En línea]

Available at: <http://www.igreengrid-fp7.eu/spain>

[Último acceso: 03 2016].

Ipakchi, A. & Albuyeh, F., 2009. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(2).

IRENA, 2013. *Smart Grids and Renewables. A guide for effective deployment*. [En línea]

Available at: http://www.irena.org/documentdownloads/publications/smart_grids.pdf

[Último acceso: 04 2016].

Irving, M., Taylor, G. & Hobson, P., 2004. Plug in to the Grid Computing. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2(2).

ISGAN, 2010. [En línea]

Available at: <http://www.iea-isgan.org/>

[Último acceso: 03 2016].

ISGAN, 2013. *SMART GRID PROJECT CATALOGUE: PART 2, BY CONTRIBUTION TO POLICY GOAL*. [En línea]

Available at: http://www.iea-isgan.org/force_down_2.php?num=2

[Último acceso: 03 2016].

ISGAN, 2014. *SMART GRID DRIVERS AND TECHNOLOGIES BY COUNTRY, ECONOMIES, AND CONTINENT: 2014 EDITION*. [En línea]

Available at: <http://www.iea-isgan.org/?c=5/112/366&uid=1298>

[Último acceso: 04 2016].

Kieny, C. y otros, 2009. *Flexible Electricity Networks to Integrate the expected Energy Evolution: Results*. [En línea]

Available at:

http://www.smartgrids.eu/documents/projects/2009_Fenix_Book_FINAL_for_selfprinting.pdf

[Último acceso: 05 2016].

Kroposki, B. y otros, 2008. Making microgrids work. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(3).

Lui, T. J., Stirling, W. & Marcy, H. O., 2010. Get Smart. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(3).

- Lu, X., Dong, X. & Li, X., 2005. Electricity market price spike forecast with data mining techniques. *Electric Power Systems Research*, 73(1), pp. 19-29.
- Mah, D., Hills, P., Li, V. O. K. & Balme, R., 2014. *Smart Grid Applications and Developments*. Londres: Springer-Verlag.
- Maxwell, E., s.f. *DISC Model*. [En línea]
Available at: <http://rredc.nrel.gov/solar/models/DISC/>
[Último acceso: 05 2016].
- Meng, J., 2003. *A distributed power generation communication system*. Regina, s.n.
- MeRegio, s.f. *MeRegio*. [En línea]
Available at: <http://www.meregio.de/en/index.php?page=eenergy>
[Último acceso: 03 2016].
- Metering & Smart Energy International, 2009. *China's ultra high voltage transmission demonstration enters commercial operation*. [En línea]
Available at: <http://www.metering.com/china-s-ultra-high-voltage-transmission-demonstration-enters-commercial-operation/>
[Último acceso: 04 2016].
- Metering & Smart Energy International, 2013. *AES Eletropaulo's smart grid program*. [En línea]
Available at: <http://www.metering.com/aes-eletropaulo-s-smart-grid-program/>
[Último acceso: 04 2016].
- Moslehi, K. & Kumar, R., 2010. A Reliability Perspective of the Smart Grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(1).
- Motamedi, A., Zareipour, H. & Rosehart, W., 2012. Electricity Price and Demand Forecasting in Smart Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2), pp. 664-674.
- Motlagh, O., Foliente, G. & Grozev, G., 2015. Knowledge-Mining the Australian Smart Grid Smart City Data: A Statistical-Neural Approach to Demand-Response Analysis. En: *Planning Support Systems and Smart Cities*. Switzerland: Springer.
- Mulder, W. y otros, 2012. *Global Inventory and Analysis of Smart Grid Demonstration Projects*. [En línea]
Available at:
<http://magrid.raabassociates.org/Articles/DNVKEMAReportGlobalInventorySmartGrid%20Projects.pdf>
[Último acceso: 04 2016].
- Neupane, B., Perera, K., Aung, Z. & Woon, W., 2012. *Artificial neural network-based electricity price forecasting for smart grid deployment*. Sharjah, s.n.

Nielsen, E. & Alkemade, F., 2016. How is value created and captured in smart grids? A review of the literature and an analysis of pilot projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 53, p. 629–638.

NIST (National Institute of Standards and Technology), 2010. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*. [En línea]
Available at:
http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf
[Último acceso: 12 2015].

NIST, 2014. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0*. [En línea]
Available at: <http://www.nist.gov/smartgrid/upload/NIST-SP-1108r3.pdf>
[Último acceso: 05 2016].

NREL, 2010. *System Advisor Model (SAM)*. [En línea]
Available at: <https://sam.nrel.gov/>
[Último acceso: 05 2016].

NREL, s.f. *DNI-GHI to DHI calculator*. [En línea]
Available at: https://sam.nrel.gov/sites/default/files/content/documents/xls/DNI-GHI_to_DHI_Calculator.xlsx
[Último acceso: 05 2016].

Pereira, A. & Saraiva, J., 2013. Long term impact of wind power generation in the Iberian day-ahead electricity market price. *Energy*, Volumen 55, pp. 1159-1171.

Perez, J., 2015. *Tesis de Maestría: Evaluación del Impacto sobre los Costos Marginales de Mediano Plazo ante la Implementación de Programas de Respuesta de la Demanda de Energía Eléctrica en Colombia usando Modelos de Planificación Operativa*. [En línea]
[Último acceso: 2016].

Perez, J., Velasquez, J. & Franco, C., 2015. Characterization of the Hourly Load Curve in the Colombian Electricity Market. *IEEE Latin America Transactions*, 13(12), pp. 3826-3831.

Pilipovic, D., 1998. *Energy risk: valuing and managing energy derivatives*. New York: McGraw Hill.

PRICE, 2013. *PRICE Project*. [En línea]
Available at: www.priceproject.es/
[Último acceso: 03 2016].

Resende, F.O. & Peças, J., 2011. *Management and Control Systems for Large Scale Integration of Renewable Energy Sources into the Electrical Networks*. Lisboa, s.n.

Schneider Electric, 2014. *GreenLys: how the smart grid gets smarter*. [En línea]
Available at: http://www.sbo.nl/media/filer_public/2015/06/08/1b_schneider_electric_-_greenlys_reference_sheet.pdf

[Último acceso: 04 2016].

SGCC, 2010. *1000kV Jindongnan- Nanyang-Jingmen UHV AC Pilot Project*. [En línea]
Available at: <http://www.sgcc.com.cn/ywlm/projects/brief/12/237188.shtml>

[Último acceso: 04 2016].

Shen, B. y otros, 2014. The role of regulatory reforms, market changes, and technology development to make demand response a viable resource in meeting energy challenges. *Applied Energy*, Issue 130, p. 814–823.

Siano, P., 2014. Demand response and smart grids—A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 30, p. 461–478.

Simões, M. G. y otros, 2011. *Smart-grid technologies and progress in Europe and the USA*. Phoenix, s.n.

State Grid Corporation of China, 2010. *First Smart Community Demonstration Project by North China Power Grid Company Completed*. [En línea]

Available at: <http://www.sgcc.com.cn/ywlm/gsyw-e/234180.shtml>

[Último acceso: 04 2016].

State Grid Corporation of China, 2014. *Developments, Challenges, Opportunities & Prospects of Smart Grid in China*. [En línea]

Available at:

<http://www.africasmartgridforum2014.org/en/expert/presentationliminaire/chen-yueming-developments-challenges-opportunities-and-prospects-en.pdf>

[Último acceso: 04 2016].

The Allen Consulting Group, 2013. *An evaluation of the governance and administration of the Solar Cities program*. [En línea]

Available at: <http://www.industry.gov.au/Energy/EnergyEfficiency/Documents/solar-cities-evaluation-report.pdf>

[Último acceso: 04 2016].

Tranchita, C. & Bognol, P., s.f. *EPRI: Electric Power Research Institute*. [En línea]

Available at: http://smartgrid.epri.com/doc/10_Premio%20Project%20Progress.pdf

[Último acceso: 04 2016].

TRESCIMO, 2015. *TRESCIMO Deliverable 4.1*. [En línea]

Available at: <http://trecimo.eu/wp-content/uploads/2015/11/D4.1-Trecimo-v2.0-resubmission-Final.pdf>

[Último acceso: 04 2016].

Tuballa, M. & Abundo, M., 2016. A review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 59, p. 710–725.

U.S. Department of Energy, 2014. *2014 Smart Grid System Report*. [En línea]
Available at: <http://energy.gov/oe/downloads/2014-smart-grid-system-report-august-2014>
[Último acceso: 04 2016].

U.S. Department of Energy, 2015. *gridSMART Demonstration Project*. [En línea]
Available at: https://www.smartgrid.gov/files/OE0000193_AEP_FactSheet.pdf
[Último acceso: 04 2016].

U.S. Department of Energy, 2015. *Pacific Northwest Division Smart Grid Demonstration Project*. [En línea]
Available at: https://www.smartgrid.gov/files/OE0000190_Battelle_FactSheet.pdf
[Último acceso: 04 2016].

U.S. Department of Energy, s.f. *Project Information (Recovery Act)*. [En línea]
Available at: https://www.smartgrid.gov/recovery_act/project_information.html
[Último acceso: 04 2016].

U.S. Department of Energy, s.f. *Voltage and Power Optimization Saves Energy and Reduces Peak Power*. [En línea]
Available at: <https://www.smartgrid.gov/files/Voltage-Power-Optimization-Saves-Energy-Reduces-Peak-Power.pdf>
[Último acceso: 04 2016].

Unión Fenosa, 2013. *PRICE: Proyecto Conjunto de Redes Inteligentes en el Corredor del Henares*. [En línea]
Available at:
<http://www.unionfenosadistribucion.com/es/redes+inteligentes/investigacion+y+desarrollo/nacionales/1297143229782/price.html>
[Último acceso: 04 2016].

UPME, 2004. *Plan de Expansión 2004-2018*. [En línea]
Available at: http://www.upme.gov.co/Docs/plan%20de%20expansion_definitivo.pdf
[Último acceso: 12 2015].

UPME, s.f. *Informe sectorial sobre la evolución de la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia*. [En línea]
Available at: <http://www.siel.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=L9AASwJjMz8=>
[Último acceso: 05 2016].

Velásquez, J., Dyner, I. & Castro, R., 2007. ¿Por qué es tan difícil obtener buenos pronósticos de los precios de la electricidad en mercados competitivos?. *Cuad. Adm.* , 20(34), pp. 259-282.

Villada, F., Cadavid, D. & Molina, J., 2008. Pronóstico del precio de la energía eléctrica usando redes neuronales artificiales. *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*, Volumen 44, pp. 111-118.

Wang, P. & Lightner, E., 2014. *International Assessment of Smart Grid Drivers and Technologies: Analysis across Countries and by Economy and Continent*. National Harbor, MD, s.n.

Wang, Y. y otros, 2016. Smart Grid Technologies and Development in China. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 7(1), pp. 379-380.

Web2Energy, 2011. *Web2Energy*. [En línea]
Available at: <https://www.web2energy.com>
[Último acceso: 03 2016].

WEC, 2015. *World Energy Council*. [En línea]
Available at: <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2015/11/20151030-Index-report-PDF.pdf>
[Último acceso: 2016].

World Bank, 2013. *ICT Glossary Guide*. [En línea]
Available at: <http://go.worldbank.org/UPJ4PKMG60>
[Último acceso: 12 2015].

XM, 2016. *Descripción del sistema eléctrico colombiano*. [En línea]
Available at:
<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
[Último acceso: 04 2016].

XM, 2016. *Portal BI*. [En línea]
Available at: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>
[Último acceso: 04 2016].

Yinbiao, S. y otros, 2012. *Commissioning Test on the 1000 kV UHV AC Demonstration Project and Operation Monitoring of the Main Equipments*. [En línea]
Available at:
http://www.cigre.org/content/download/16964/680346/version/1/file&usq=AFQjCNFhhZom-AhqyQETs0d-5_q3E75nMA&bvm=bv.120551593,d.cWw&cad=rja
[Último acceso: 04 2016].

Yuan, J. y otros, 2014. Smart grids in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 37, p. 896–906.

Zhang, Y., Gatsis, N. & Giannakis, G., 2014. Robust Energy Management for Microgrids With High-Penetration Renewables. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, 4(4), pp. 944-953.

Zikalala, D. & Chowdhury, S., 2015. *Prospects and challenges of implementing smart grid technologies in South Africa*. Beijing, s.n.