



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Propuesta de implementación de programas de gestión de demanda de energía eléctrica para el sector residencial en Colombia

Juan Sebastián Gómez Marín

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Manizales, Colombia.

2015

Propuesta de implementación de programas de gestión de demanda de energía eléctrica para el sector residencial en Colombia

Juan Sebastián Gómez Marín

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magíster en Ingeniería, Ingeniería eléctrica

Directora:

PhD. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Línea de Investigación:

Operación de Sistemas Eléctricos de Distribución y Mercados de Energía

Grupo de Investigación:

Engineering Energy and Education Policy - E3P

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Manizales, Colombia

2013

A mi Familia y profesores por su constante apoyo

Agradecimientos

Agradecimientos especiales a mi directora Profesora Sandra Carvajal, por alentarme a iniciar y a culminar como es debido este trabajo de investigación. Sin su constante apoyo y dirección no hubiera sido posible obtener buenos resultados. Agradezco también a la Dirección de Investigación de Manizales y a la Universidad Nacional de Colombia, por apoyar este trabajo mediante el Programa Nacional de Apoyo a Estudiantes de Posgrado para el Fortalecimiento de la Investigación, Creación e Innovación 2013-2015, al departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación de la Universidad Nacional de Colombia, por facilitar mi formación con todos los eventos, programas y asignaturas. Un sincero agradecimiento a mis profesores, compañeros.

Resumen

En este documento se analiza la implementación de Programas de Gestión de Demanda para el sector residencial en Colombia, en base a los conceptos y experiencias registradas a nivel internacional. Se analiza la estructura del mercado eléctrico colombiano y se presenta la implementación de conceptos de Gestión de Demanda. Adicionalmente, con tecnologías de medición de energía eléctrica disponibles en Colombia, se obtuvieron mediciones hora a hora del consumo de energía, que permitieron identificar tópicos en los perfiles diarios de demanda para usuarios residenciales. Finalmente se diseñó un modelo de difusión basado en Dinámica de Sistemas, para identificar escenarios que favorezcan en implementación de Programas de Gestión de Demanda, en el sector residencial Colombiano.

Palabras Clave: Gestión de Demanda, Dinámica de Sistemas, Medidores inteligentes.

Abstract

Implementation proposal of management programs for electric power demand for residential sector in Colombia

Based on the concepts of Demand Response and experiences internationally registered, the implementation in Colombian residential sector of Demand Response Programs is analyzed. The Colombian electricity market structure and the implementation of Demand Response concepts are discussed. Further, with available measurement technologies in Colombia, were obtained daily energy demand profiles data for residential customers. Finally, a diffusion model based on System Dynamics was designed, this model helps to identify scenarios that promote implementation of Demand Response Programs in the Colombian residential sector.

Keywords: Demand Response, Systems Dynamics, Smart Meters.

Contenido

Contenido 7

1.	INTRODUCCIÓN	9
1.1.	Identificación del problema.....	10
1.2.	Objetivos de la tesis	12
1.2.1.	Objetivo general	12
1.2.2.	Objetivos específicos	12
1.3.	Estructura del documento	13
2.	GESTION DE DEMANDA	15
2.1.	Conceptos básicos	15
2.2.	Tipos y grupos de programas de gestión de demanda	17
2.3.	Beneficios y posibilidades que ofrece la gestión de demanda.....	20
2.4.	Gestión de demanda a nivel internacional.....	22
2.5.	PGD e infraestructura de medición	27
2.5.1.	Tecnología AMR: Automatic Meter Reading.	28
2.5.2.	Tecnología AMI: Advanced Metering Infrastructure.	29
3.	ANTECEDENTES A LA IMPLEMENTACION DE GESTION DE DEMANDA EN COLOMBIA	32
3.1.	Estructura Del mercado.....	33
3.2.	La demanda en el mercado colombiano.....	35
3.3.	Implementación de conceptos de Gestión de Demanda en el contexto colombiano	37
3.3.1.	PROURE 2001	39
3.3.2.	Resolución CREG 071 DE 2006.....	39
3.3.3.	Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014.....	40
3.3.4.	SGI&C – FNCER	41
3.3.5.	Decreto 2492 de diciembre de 2014.....	41
3.3.6.	Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050	42
3.4.	Infraestructura para la medición en el sector residencial	44
3.4.1.	Medición centralizada, Sistema SPI	48
4.	PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE PROGRAMAS DE GESTION DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL EN COLOMBIA	58
4.1.	Perfiles de consumo de energía para usuarios residenciales	58
4.2.	Análisis de datos y comentarios.....	64
4.3.	Gestión de Demanda en Colombia, prospectiva.	66
4.4.	Prospectiva del mercado de energía.	66
4.4.1.	Nuevos agentes en el mercado	67
4.4.2.	Implementación de medidas existentes en todos los tipos de usuarios	67
4.4.3.	Cambios en el sistema tarifario	68
4.4.4.	Flexibilidad en las ofertas de energía	68
4.5.	Prospectiva sobre la infraestructura requerida	70
4.5.1.	Medidores Inteligentes	70

4.5.2.	Infraestructura de comunicación	70
4.5.3.	Almacenamiento de energía	71
4.5.4.	Otros dispositivos	72
4.6.	Oportunidades de la gestión de demanda en Colombia en el corto y mediano plazo.	72
5.	ANÁLISIS DE DIFUSIÓN DE PGD CON DINÁMICA DE SISTEMAS	74
5.1.	Análisis de variables del problema	74
5.2.	Análisis de causalidad	76
5.3.	Diagrama Formal.....	78
5.3.1.	Descripción del Modelo	80
5.4.	Análisis de Resultados de Simulaciones de Difusión de PGD.....	100
5.4.1.	Escenario base de difusión sin incentivos	100
5.4.2.	Escenario de difusión con Incentivos.....	107
6.	RESULTADOS, CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	114
6.1.	Resultados.....	114
6.2.	Conclusiones	115
6.3.	Trabajos Futuros	118
7.	DISCUSIÓN ACADÉMICA.....	120
8.	BIBLIOGRAFIA.....	121

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos a nivel global enfrentan retos comunes tales como el cambio climático, el crecimiento de la demanda, las emisiones de gases de efecto invernadero y los cambios requeridos por los mercados de energía. En el caso colombiano, el fenómeno del niño, épocas de sequía que causan descenso en los niveles de los embalses, representa una situación crítica para las plantas de generación hidroeléctrica, y en general para todo el sistema eléctrico.

El crecimiento de la demanda es un fenómeno notable que para el caso colombiano presenta un crecimiento promedio anual cercano al 3% según datos disponibles en el portal de Expertos en Mercados, este crecimiento supone inversiones en expansión del sistema eléctrico en general, tanto para la generación como para la transmisión y distribución de energía.

Las emisiones de gases de efecto invernadero para la generación de energía eléctrica en Colombia, son relativamente bajas, comparadas con las emisiones de otros países, sin embargo, el estado Colombiano ha hecho esfuerzos por diversificar la matriz de generación de energía eléctrica, intentando favorecer la adopción de fuentes no convencionales de energía eléctrica.

En el caso colombiano, el cambio climático, el crecimiento de la demanda y el interés por la introducción de fuentes no convencionales de energía al sistema eléctrico, supone cambios en la forma en la que comercializa la energía, generando cambios en los sistemas tarifarios, adopción de sistemas de incentivos entre otras medidas tomadas para hacer frente a los retos descritos.

A nivel internacional la implementación de Gestión de Demanda en los sistemas eléctricos se presenta como una opción tecnológica y comercial que permite hacer frente a las problemáticas mencionadas mediante cambios en los hábitos de consumo de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

1.1. Identificación del problema

Para el cierre del año 2014, el sistema eléctrico colombiano tuvo una demanda total de energía de 63.571 GWh, presentando un crecimiento de 4,4% respecto de su comportamiento en el año inmediatamente anterior. Para ese mismo año, la generación a cargo de las plantas del territorio nacional fue de 64.327,9 GWh, lo que representa un crecimiento del 3,4% con respecto al valor registrado en el año 2013¹. Estos datos deben entenderse enmarcados en condiciones climáticas especiales que afectaron el crecimiento de la demanda, y de la generación a partir de fuentes hídricas. Es evidente el esfuerzo requerido para mantener condiciones seguras de operación, con el aumento del 9,3% para este mismo año, de la generación de las centrales térmicas que forman parte del Sistema Eléctrico Colombiano, SIN. Estas condiciones son una muestra de los esfuerzos necesarios para mantener el equilibrio entre generación y demanda de energía en el sistema eléctrico colombiano.

Las situaciones climáticas adversas que superaron el SIN en el año 2014, son evidencia de que los niveles de reserva y planeamiento en generación para el sistema eléctrico colombiano son adecuados, en lo que respecta al análisis de datos globales anuales. No obstante, condiciones desfavorables como ésta ratifican la pertinencia de explorar la implementación de nuevas posibilidades o herramientas usadas a nivel internacional que permitan garantizar, en un mayor grado, la seguridad de suministro y la calidad del servicio de energía eléctrica.

Con anterioridad en Colombia se vienen haciendo esfuerzos complementarios a la expansión del sistema eléctrico colombiano y éstos se evidencian en la posibilidad que se brinda a usuarios no regulados, de contar con tarifas para diferenciales en horas punta y en horas valle. El resultado de dicha medida se hace evidente en el documento de proyección de demanda anual del año 2013,

¹ Datos Tomados del informe de operación del SIN y administración del Mercado, elaborado por XM, y disponible en la página web de la entidad. www.xm.com.co

preparado por la Unidad de Planeación Minero Energética, en donde se presenta el aplanamiento progresivo a través de los años, de la curva de carga diaria total. En el documento, dicho aplanamiento se relaciona con la tendencia de mayor crecimiento de la potencia media, comparado con el crecimiento de la demanda de potencia pico (UPME, 2013). Si bien las tarifas diferenciales para usuarios no regulados tuvieron un impacto importante sobre la curva de demanda del SIN, estas medidas no se adoptaron como parte de una estrategia integral para lograr una participación activa de los usuarios del servicio de energía; pese a esto, estas medidas constituyen el primer avance no intencionado en el país en materia de gestión de demanda. A continuación algunas se describen algunas medidas de este tipo adoptadas en Colombia.

Con el propósito de continuar con los esfuerzos en materia de mecanismos de intervención de la demanda, se analizaron los datos de la composición de la demanda de energía eléctrica en Colombia. Allí se observa que la composición de la demanda es, y ha sido a través de los años, predominantemente regulada. Los usuarios regulados, compuestos por usuarios residenciales y pequeños comerciales, constituyeron el 67% de la demanda total de energía del SIN en 2014, presentando un crecimiento del 5% respecto de 2013, el mayor crecimiento de los últimos 10 años, como se detalla en dicho documento. Los datos de composición de demanda son presentados en los documentos oficiales de proyección de demanda, los planes de expansión del sistema eléctrico colombiano y, específicamente, en los informes de operación del SIN preparados por XM S.A.

Es válido entonces indagar sobre la posibilidad de que los usuarios del sector residencial en Colombia participen de manera activa, tanto en el mercado, como en la operación del sistema eléctrico nacional por medio de Programas de Gestión de Demanda. Esta naturaleza de la demanda sustenta la intención de continuar con los esfuerzos por lograr un mayor aplanamiento de la curva de

carga nacional, con medidas encaminadas a modificar los hábitos de consumo de energía eléctrica de los usuarios del sector residencial, entendiendo los beneficios reportados a nivel internacional que dichas medidas han tenido sobre los sistemas eléctricos en las que fueron aplicadas. Dichos beneficios se tratan en capítulos siguientes de este documento.

Este trabajo de investigación busca resolver interrogantes como ¿Es posible modificar o intervenir estos hábitos de consumo, cómo hacerlo?, ¿Qué programas o políticas implementar para incentivar los cambios en los hábitos de consumo de energía eléctrica?, ¿Cómo se debe incentivar la difusión de los programas de gestión de demanda?

Al resolver dichos interrogantes se espera poder aportar en la conceptualización de los programas de gestión de demanda para el sector residencial en el contexto colombiano.

1.2. Objetivos de la tesis

1.2.1. Objetivo general

Definir los programas para gestión de demanda de energía eléctrica aplicables al sector residencial en Colombia, a partir de perfiles de demanda diaria y escenarios de implementación.

1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar los perfiles de demanda de energía eléctrica diarios en usuarios residenciales a partir de medición horaria.
- Definir los mecanismos de gestión de demanda aplicables al sector residencial, teniendo en cuenta experiencias internacionales y las características propias del mercado eléctrico colombiano.
- Desarrollar un modelo de simulación que permita observar la difusión a largo plazo de los programas de gestión de demanda.

1.3. Estructura del documento

Con el fin de presentar el desarrollo del trabajo de investigación se dispuso en el primer capítulo de este documento, la introducción al problema de estudio, además de los motivadores principales, así como los objetivos de la investigación.

En el segundo capítulo se exponen las generalidades acerca de la gestión de demanda, presentando definiciones, experiencias internacionales, tipos de programas que se aplican a nivel internacional, principales logros y beneficios.

En el tercer capítulo del documento se presenta un análisis de los antecedentes a la implementación de PGD en el mercado eléctrico colombiano, se describe la estructura del mismo, la composición de la demanda de energía eléctrica en Colombia, las medidas regulatorias recientes y la prospectiva del mercado eléctrico con respecto a las tendencias internacionales a propósito de la gestión de demanda en el sector residencial.

Se presenta además una visión sobre el avance de la implementación de tecnologías de la medida de energía eléctrica para usuarios residenciales, específicamente de la medición centralizada de energía, sistema de mayor implementación en el país.

En el cuarto capítulo se presentan los resultados de las mediciones de consumo de energía eléctrica realizadas hora a hora para usuarios residenciales, como parte de los análisis requeridos para el desarrollo de una propuesta de implementación de PGD. A lo largo del capítulo cuatro se tratan tópicos a tener en cuenta en relación al mercado eléctrico colombiano y los PGD para el sector residencial.

En el quinto capítulo se presenta la herramienta metodológica de estudio, la Dinámica de Sistemas, en adelante DS. Inicialmente se exponen los principales conceptos acerca de DS, las ventajas que ofrece el uso de esta herramienta para el desarrollo del trabajo de investigación, y por último se presenta el modelo desarrollado para el estudio del problema.

En el sexto capítulo se presenta las conclusiones generales de la investigación y los trabajos futuros.

A continuación el desarrollo del capítulo dos.

GESTION DE DEMANDA

Es necesario definir los principales conceptos relacionados con la gestión de demanda, a partir de la literatura a nivel internacional. A continuación se presenta un capítulo teórico-conceptual sobre la gestión de demanda, los principales beneficios de su implementación y las experiencias internacionales más destacadas. En este capítulo se dedica un espacio a tratar el tema de la infraestructura de medición necesaria para la implementación de Programas de Gestión de Demanda, PGD.

1.4. Conceptos básicos

El concepto de Gestión de Demanda fue introducido en los inicios de la industria eléctrica en Estados Unidos en los años 90, cuando se debatía el nuevo régimen de precios para este nuevo servicio, allí se pensó en la variación de precios entre franjas horarias, lo cual ha evolucionado hasta incluir precios en tiempo real (Cappers P., 2010).

La gestión de demanda, según FERC (Federal Energy Regulatory Commission), se define como los cambios en los hábitos de consumo, impulsados por cambios en las tarifas de energía o por programas de incentivos, (Balijepalli M., 2011).

La gestión de demanda es la planificación e implementación de distintas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía, con el fin de contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema en su conjunto. La Gestión de Demanda presta especial atención a la interacción de la oferta y la demanda (Red Eléctrica España, 2012)

Pese a que los conceptos de Gestión de Demanda no son un tema nuevo, los Programas de Gestión de Demanda (PGD) son de reciente aplicación, y el interés en la implementación, principalmente de los países industrializados, puede atribuirse a una mezcla de situaciones actuales como las crisis energéticas, los apagones, los altos precios de los combustibles, los nuevos retos ambientales, el creciente interés por la eficiencia y la sustentabilidad energética, y por último, pero no menos importante, los avances tecnológicos en las telecomunicaciones. (Farhangi, 2010)

Los PGD tienen las siguientes características: i. Están diseñados para una hora específica y, en particular, de aplicación a corto plazo, ii. Exigen la participación de varios agentes del mercado (Martinez V, 2012), y iii. Las empresas comercializadoras o generadoras deben ofrecer a la demanda diferentes programas, los clientes eligen aquél o aquéllos que generen un mayor beneficio. La gestión de demanda se refiere a los cambios en el uso de la energía eléctrica por parte de los usuarios finales, ya sean residenciales, comerciales, oficiales o industriales, en respuesta a los cambios en los precios de la electricidad en el tiempo o a situaciones de contingencia (Tang Y., 2010).

La gestión de demanda y, por tanto, los programas deben diseñarse de acuerdo con las especificidades de cada caso y en especial deben atender las necesidades de cada sector. Por lo anterior, es común encontrar estudios de gestión de demanda diferenciados por tipo de ocupación, ¿por tipo de? usuarios residenciales, por metodologías aplicadas a edificios de ocupación comercial y a usuarios industriales, lo que confirma que para la aplicación de políticas de este tipo debe caracterizarse la demanda a intervenir (Saele H, 2011), (Mathieu L.), (Tang Y., 2010).

1.5. Tipos y grupos de programas de gestión de demanda

Los PGD pueden dividirse principalmente en dos grandes tipos: los basados en incentivos y los basados en tarifa (Cappers P., 2010). Los PGD basados en incentivos son aquellos que ofrecen beneficios adicionales a los usuarios finales, como el pago por reducción de consumo en horarios o días específicos. Estos programas pretenden influir en los hábitos de consumo a partir de estímulos económicos vía tarifa, contratos o incluso dinero en efectivo. Por su parte, los PGD basados en el precio de la energía eléctrica son los que se derivan al establecer sistemas de precios dinámicos o por franjas horarias, con la intención de lograr en los usuarios una respuesta en sus hábitos de consumo con respecto al precio. Estos programas se apoyan en la infraestructura de medición y en la comunicación entre clientes y comercializadores, para ofrecer señales de precio que influyan en los hábitos de consumo de energía eléctrica.

Además de los tipos principales de PGD, tomando como base experiencias internacionales, deben definirse también seis grandes grupos de PGD los cuales se detallan en la Tabla 2.1

Tabla 2.1: Grupos de Programas de Gestión de la Demanda. Fuente: Elaboración Propia.

GRUPO	EFFECTO SOBRE LA CURVA DE CARGA
A	Reducción del Consumo global
B	Reducción de consumo en horas pico
C	Desplazamiento del Consumo
D	Llenado de Valles
E	Desconexión de Carga
F	Limitación de Carga

La clasificación que se presenta en la Tabla 2.1 se deriva del posible efecto que los PGD puedan tener, visto desde la forma de onda de consumo de potencia. Adicionalmente, en la Figura 2.1 se destacan los efectos sobre la curva de carga, de los cuatro principales grupos de programas de gestión de demanda.

En la Figura 2.1 se presentan los cuatro grupos principales en los que pueden clasificarse los PGD, cuando se analiza el efecto esperado sobre la curva de carga total.

Existen programas destinados a lograr el efecto descrito en la Figura 2.1.A. Reducción de consumo, en donde se presenta la reducción en la magnitud de la forma de onda de consumo de energía eléctrica. Dichos programas de gestión de demanda pueden ser los que impulsan el reemplazo de equipos eléctricos a nivel de uso final, por equipos con tecnologías más eficientes.

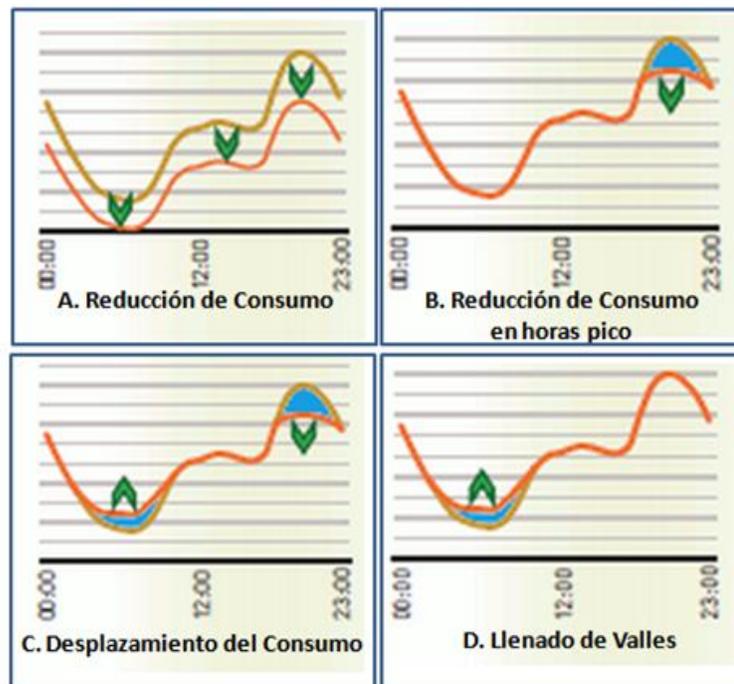
En la Figura 2.1.B. Reducción de consumo en horas pico o punta, se muestra cuál sería el efecto de implementar programas que pretendan la reducción de consumo en horas críticas para el sistema. Dentro de las principales medidas se encuentran el aumento de precios en dichas franjas y las penalizaciones.

En la Figura 2.1.C. Desplazamiento de consumo, se presenta el efecto sobre la onda de consumo de energía al implementar medidas en búsqueda de desplazar, de horas punta a horas valle, actividades que requieran del consumo de energía eléctrica. Se busca una participación voluntaria motivada por programas de incentivos y penalización. Tales programas pueden ser las restricciones de carga, bien sea de carga máxima o de carga mínima. La reducción de consumo en hora pico favorece indirectamente el desplazamiento de consumo de energía eléctrica.

En la Figura 2.1.D. Llenado de valles, se observa el efecto que podría lograrse sobre la forma de onda de consumo de energía con programas de llenado de valles. Estos programas permiten la inclusión de nuevas tecnologías, como los

vehículos eléctricos y las baterías, para un mayor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica.

Figura 2.1: Grupos de Programas de Gestión de la Demanda Fuente: Red Eléctrica, España.



A estos cuatro grupos principales de PGD es necesario agregar el Grupo E. Desconexión de carga, el cual es indispensable para los estados de alerta o emergencia del sistema, y para solicitudes especiales en donde el operador del sistema considere que se ve afectada la seguridad del suministro, y que una desconexión de cierta porción de la demanda es necesaria para evitar desconexiones generales o apagones.

Adicionalmente en la Tabla 2.1 se define el Grupo F: Limitación de carga, para este tipo de programas la intención del operador de red es controlar la carga máxima o mínima que puede tener un usuario o un grupo de usuarios, para

facilitar la planeación y el control sobre la carga máxima que se consume en una zona determinada.

1.6. Beneficios y posibilidades que ofrece la gestión de demanda

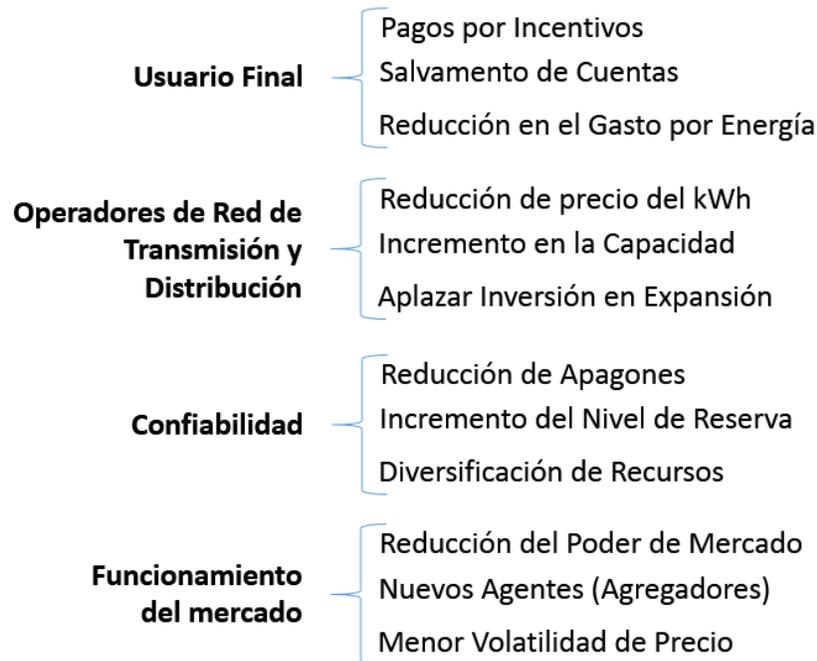
Con el propósito de favorecer el análisis de la posible implementación de PGD en Colombia, se presenta una visión acerca de las ventajas de implementar programas de gestión de demanda y se muestran las principales dificultades a superar.

Los PGD además de mejorar los perfiles de tensión en las zonas de aplicación (Venkatesan N., 2012), posibilitan una mayor participación en el mercado de los usuarios finales de la energía eléctrica, esto se evidencia en la aparición de nuevos negocios como el de los Agregadores de Demanda (Cappers P., 2010), que se encargan de las negociaciones en la bolsa de energía, los potenciales de reducción de la demanda pico y los servicios de desconexión de carga.

En la Figura 2.2 se resaltan los principales beneficios que puede ofrecer la gestión de demanda (Grajales C., 2012),

Para alcanzar el máximo beneficio de la implementación de PGD surgen nuevas posibilidades como los programas de control directo de carga, los cuales son usados por operadores con autorización o contratos con los usuarios finales.

Figura 2.2: Principales beneficios de la gestión de demanda, diferenciación por agentes. Fuente: Adaptada de (Grajales C., 2012)



El Control directo de carga, podría definirse como una rama de la gestión de la demanda que busca aplanar los perfiles de demanda de la zona de aplicación y ofrecer un mecanismo de acción para los eventos de emergencia del sistema. Dicho objetivo se logra mediante acciones de control específicas, concretamente desconexión o limitación de carga.

El control directo de carga, no solo intenta mantener el sistema eléctrico en umbrales seguros de operación, sino también en un nivel superior, busca una mayor diversificación de las cargas con el fin de lograr perfiles de demanda más homogéneos durante el día.

En trabajos de investigación recientes, se evidenció la posibilidad de lograr una diversificación superior de cargas, con el desarrollo de metodologías que

permiten controlar de manera activa ciertos electrodomésticos, principalmente relacionados con ajustes en los tiempos de carga para refrigeradores (Glaucó N, 2013) y aires acondicionados (Roofegari N. R., 2012). Existen evidencias calculadas para controles de tiempo de carga máximo y tiempo de carga mínimo de refrigeradores y se estima una reducción de hasta el 8% de la demanda pico en una franja (Glaucó N, 2013).

Estas metodologías constituyen los avances más significativos en la diversificación intencionada de las cargas eléctricas a nivel residencial, lo cual constituye un importante avance en materia de eficiencia energética, mediante el aplanamiento de la curva diaria de demanda de energía eléctrica.

1.7. Gestión de demanda a nivel internacional

La motivación a nivel internacional por el desarrollo de sistemas eléctricos activos y dinámicos, la penetración de fuentes no convencionales de generación y la implementación de PDG, se debe principalmente a la preocupación generalizada por la seguridad en el suministro de energía eléctrica, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y las posibilidades que actualmente ofrecen las tecnologías de telecomunicación. (Farhangi, 2010).

Con la aparición del concepto de gestión de demanda han surgido nuevas posibilidades de operación de los sistemas eléctricos, en base a la capacidad de reacción de los usuarios del sistema ante cambios en el precio de energía, sistemas de incentivos o condiciones adversas de operación. Estas condiciones permiten un mayor aprovechamiento de los sistemas eléctricos, mejorar los niveles de eficiencia del sistema, reducir el nivel de pérdidas y favorecer indicadores de calidad en la prestación del servicio.

Es de resaltar que los PGD se basen en condiciones de comercialización de energía que buscan favorecer principalmente la eficiencia de los sistemas eléctricos y la confiabilidad del pro los beneficios y ha conducido al desarrollo e implementación de PGD, Principalmente, el efecto que la gestión de demanda tiene en cuanto a la eficiencia energética de un país, ya que su principal objetivo es aumentar el aprovechamiento de la infraestructura eléctrica mediante la intervención de la curva de carga. A nivel internacional existen organismos en cada país que se encargan de promover la creación de medidas destinadas a lograr un uso más eficiente de la energía. Es de observar el crecimiento del interés por la implementación de medidas destinadas a intervenir la curva de carga diaria de los sistemas eléctricos, aquellas horas del día en las que se requiere que se inyecte más generación al sistema, en contraste, existen horas del día donde el consumo es muy bajo, y debe incentivarse su crecimiento. A continuación se resaltan algunas experiencias internacionales en cuanto al tema de gestión de demanda.

En Estados Unidos, en la década de los 90 ya se discutía el tema del sistema de precios para el servicio de energía, lo que dio inicio a sistemas tarifarios variados (Cappers P., 2010). Actualmente, se han desarrollado estudios¹ en los que se evidencia que entre el 2006 y el 2008 se presenta un crecimiento del 117% en el número de entidades que ofertan PGD en los Estados Unidos (Cappers P., 2010). Estos programas se basan principalmente en precios dinámicos, precios en tiempo real, y en incentivos para los cuales se habla de un potencial de reducción de demanda pico cercano a 5,8% para el año 2008 (Cappers P., 2010).

En China en los últimos años se han realizado esfuerzos por incluir precios por tiempo de uso, con diferencias entre las tarifas de hora pico y las de hora valle, los sistemas de compensación por disminución del consumo durante horas pico, además de los avances en temas de almacenamiento durante las horas valle y los esfuerzos de la industria en el desplazamiento de carga. En China, como en

la gran mayoría de países que incursionan en la implementación de PGD, existen esfuerzos a nivel de regulación para incentivar la participación en dichos programas y para reglamentar los mismos (Jianhui W., 2010).

Para el caso europeo, no existe un desarrollo coordinado de PGD para toda la zona euro, pero si existen algunas directrices por parte de la dirección del Servicio de Energía, que presenta requerimientos a los estados miembros en cuanto a la eficiencia energética de cara a los usuarios finales y los programas de gestión de demanda en tiempo real, como un mecanismo que permita la apertura gradual del mercado europeo de energía (Torriti J., 2010).

En el caso de Italia, tienen gran adopción las tecnologías de medida de energía, como AMI y AMR, lo que sin duda aumenta las posibilidades de implementación de PGD. Existen programas de reducción de potencia pico, desplazamiento de carga y la desconexión de carga, esta última que se aplica solo a grandes usuarios industriales. Italia posee sistemas precios basados en tiempo de uso (Torriti J., 2010).

En España, por su parte, existen dos tipos principales de programas, por sistema y por precio. El primero se refiere principalmente al control directo de carga, ya sea por contrato o por estado de emergencia del sistema, y el segundo se da cuando el mercado emite señales de precio para lograr disuadir a los usuarios con respecto al cambio de los hábitos de consumo (Torriti J., 2010).

Además de los programas de gestión de demanda implementados, España posee un sistema de incentivos para la implementación de tecnología con impacto en el perfil de demanda. Tales iniciativas son impulsadas por el gobierno nacional a través del ministerio de industria energía y turismo, y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDEA. Dichas iniciativas están encaminadas a la adquisición de vehículos eléctricos o de alta eficiencia y a la implementación de Programas de Rehabilitación Energética en Edificios

Residenciales, en adelante PREER (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. IDAE, 2014).

En el caso de Colombia, existen medidas regulatorias en épocas precisas, como la creación del Mercado Energético Mayorista y el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía, entre otras, que pueden constituir los primeros avances en cuanto a gestión de demanda. Estas medidas se detallan en el capítulo 3.3. A pesar de que se trata de medidas aisladas, es importante resaltar los resultados obtenidos con la implementación de las mismas.

Con las medidas regulatorias para usuarios no regulados y la posibilidad de contar con tarifas diferenciada por franjas horarias en Colombia, se ha logrado inducir el desplazamiento de los consumos de los usuarios industriales hacia horas valle o franjas de bajo consumo de energía eléctrica en usuarios tipo residencial. Con ello se logró un leve aplanamiento de la curva de carga total en el largo plazo. El capítulo 3.3 del documento amplía este tema.

Existen además en Colombia, los Contratos de Desconexión Voluntaria de Carga, que constituyen un avance importante en la intención de aumentar la participación activa de los usuarios en el mercado (CREG, 2010). La implementación de tecnologías de medición de energía eléctrica que podrían facilitar el desarrollo de los PGD en usuarios residenciales, comerciales y pequeños industriales (Vega Energy S.A., 2013), también constituyen un avance importante en el propósito de incorporar tecnologías de medición de la energía en el sistema eléctrico nacional. Sin duda el paso más importante hacia la implementación de programas de gestión de demanda en Colombia lo constituye la ley 1715 de 2014, que busca promover la generación de energía a partir de fuentes renovables, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda. En la sección 3.3, se trata más ampliamente el estado del arte de la gestión de demanda en Colombia.

En la Tabla 2.2 se presenta el resumen de las experiencias internacionales en cuanto a la implementación o el proceso de implementación de programas de gestión de demanda.

Tabla 2.2: Resumen Experiencias Internacionales PGD. Fuente: Elaboración Propia.

PGD Implementado	Grupo	País	Logros a destacar	Referencias
Precios en tiempo real, Incentivos para la reducción de carga en horas pico, Control de carga. Precios basados en tiempos de uso.	Grupo A	ESTADOS UNIDOS	Potencial de reducción de demanda pico de 5,8% de la demanda pico en 2008. 20.256 MW de reducción de demanda pico en 2010.	(Cappers P., Goldman C., y Kathan D. 2010), Hausman W., N. J. (1984).
	Grupo C			
	Grupo D			
	Grupo B			
Sistema tarifario de tiempos de uso, Contratos de desconexión de carga para estados de emergencia.	Grupo B	ITALIA	Alta adopción de tecnologías de medición.	(Torriti J., 2010).
	Grupo C			
	Grupo E			
Desconexión de carga, Sistema tarifario de tiempos de uso.	Grupo A	ESPAÑA	Contratos de desconexión de carga.	(Torriti J., 2010).
	Grupo C			
	Grupo B			
	Grupo E			
Sistema tarifario de tiempos de uso, Compensación por disminución de carga en horas pico.	Grupo A	CHINA	Avances en materia regulatoria para implementación de PGD.	(Tang Y., X. F. 2010).
	Grupo C			
	Grupo B			
	Grupo D			

En la Tabla 2.2 se presentan cuatro importantes avances en materia de gestión de demanda. En el caso de China, se presenta con el objetivo de resaltar la importancia de los avances regulatorios para viabilizar la implementación de programas de gestión de demanda.

En el caso italiano, se resalta la importancia de la implementación de tecnologías de medición e infraestructura de comunicación que permitan el desarrollo de programas de gestión de demanda.

En Estados Unidos se quiere resaltar los avances significativos en cuanto a la cuantificación de los potenciales de reducción de demanda pico, lo cual constituye una necesidad al momento de cuantificar los beneficios para el sistema en general.

Para el caso de España, se quiere resaltar un tópico indispensable, i.e., los contratos de desconexión de carga. Este tipo de programas podrían clasificarse como control directo de carga, lo cual no representa una respuesta directa del cliente o usuario, pero sí representa acciones de control por parte del operador, previa negociación, para mantener los niveles seguros de operación del sistema.

Además de los logros y temas de avance a resaltar, se puede notar en la Tabla 2.2 que en cada uno de los países se implementan programas de gestión de demanda de varios tipos a la vez. Esta situación favorece el correcto desarrollo de los PGD de un país.

1.8. PGD e infraestructura de medición

Los conceptos de gestión de demanda, las experiencias internacionales como el caso italiano, las características de los PGD, los tipos y grupos de programas de

gestión de demanda y otros conceptos inherentes como las Redes Inteligentes, exigen sistemas de medición y comunicaciones acordes, ya que dicha infraestructura es vital para el control automático de aparatos eléctricos y la toma de decisiones de parte de los usuarios finales de la energía eléctrica (Misra, 2010). En esta sección se presentan algunos conceptos básicos sobre los dispositivos de medición que se utilizan a nivel internacional a propósito de la gestión de demanda.

A nivel internacional existen desarrollos en el campo de la medición de energía eléctrica que posibilitan la adquisición y de datos necesarios para la gestión comercial de clientes, la operación del sistema y la gestión de la demanda. Los dispositivos de medición más avanzados actualmente a nivel internacional facilitan además el flujo de información entre usuarios finales y el mercado de energía, permitiendo así conocer en tiempo real variables como precio de kilovatio hora y pronósticos de demanda (Moshari, 2010). A continuación una breve descripción de los tipos principales de sistemas de medición.

1.8.1. Tecnología AMR: Automatic Meter Reading.

La tecnología AMR permite la lectura automática de medidores de cualquier tecnología. Aunque el desarrollo de este tipo de tecnologías, relativamente simples, difiere de un país o región a otro, generalmente consisten en un sistema de almacenamiento de lecturas de consumo y un sistema de comunicación, ambos instalados en medidores convencionales. Dicho sistema en conjunto permite, mediante redes locales, el flujo de información desde los medidores hasta un centro de gestión. Algunos dispositivos AMR no poseen sistema de intercomunicación por lo que deben consultarse de manera local con dispositivos portátiles.

Dichos dispositivos son utilizados principalmente para la toma de lecturas de consumo de energía eléctrica y en países en los que solo existe tarificación mensual de energía eléctrica, dicho sistema llega a ser interrogado una sola vez por mes. En la Figura 2.3 se puede observar un ejemplo de dicha tecnología.

Dentro de los protocolos de comunicación que se usan para interrogar este tipo de medidores se encuentra el PLC, Power Line Comnication, Radio Frecuencia, WIFI y GSM.

1.8.2. Tecnología AMI: Advanced Metering Infrastructure.

A diferencia de los dispositivos AMR, las tecnologías avanzadas de medición de energía eléctrica, son dispositivos embebidos, que ofrecen amplias posibilidades en la adquisición de datos, almacenamiento de información, flujo de información en dos vías, sistemas de sensores para seguimiento de variables, y balances de energía, entre otras posibilidades.

En cuanto a la gestión de demanda, los dispositivos AMI posibilitan la partición activa de los usuarios mediante la recepción de señales de precios, la interpretación de órdenes de desconexión o limitación de niveles de carga y la ejecución de instrucciones directas hacia los electrodomésticos inteligentes compatibles.

Figura 2.3: Tecnología AMR. Fuente: Elster Type R15 Electricity Meter.



De igual manera que los dispositivos AMR, los AMI tienen como protocolos de comunicación más empleados el PLC, la Radio Frecuencia, las redes WIFI, y más recientemente las redes RF MESH o ZIGBEE.

A continuación en la Tabla 2.3 se presenta un comparativo entre las tecnologías de medición usadas actualmente a nivel internacional.

Son notables las diferencias de una tecnología de medición a otra, y estas diferencias dejan en evidencia que la participación en programas de gestión de demanda, está directamente relacionada con la capacidad o las posibilidades que ofrece el sistema de medición utilizado, al igual que la infraestructura de comunicación.

Tabla 2.3: Comparativo Tecnologías de Medición. Fuente: Elaboración Propia a partir de (King C. Chris, eMeter Corporation, 2004)

Sistema de Medición / Funcionalidad	Convencionales	AMR	AMI
Medidores	Electromecánicos y electrónicos	Electromecánicos y electrónicos	Electrónicos
Sistema de Comunicación	NO	Adicionado o incorporado	Embebido
Recolección de Datos	Mensual	Mensual o diario	Programable y automático, diario, horario, incluso menor
Funcionalidades	Registro de consumo para facturación	Registro de consumo para facturación, información para usuarios	Facturación, corte y reconexión, Aplicaciones para usuarios y operadores de red, visualizador de consumo para usuarios
Aplicaciones adicionales	NO	Información para usuarios y facturación	Control de salida para electrodomésticos, respuesta a estados de emergencia de la red. gestión de demanda
Precios	Solo precio global	Solo precio global	Precio global, por tiempo de uso, precio punta, precio valle, precios en tiempo real
Gestión de demanda	NO	NO	Control y desconexión de carga, reducción de carga pico, desplazamiento de consumo
Ahorros a usuarios	Desconexión manual de electrodomésticos	Desconexión manual de electrodomésticos	Desconexión de electrodomésticos automática, desplazamiento de cargas
Acciones del operador	Toma de lecturas en sitio	Toma de lecturas remoto	Control y gestión en tiempo real

ANTECEDENTES A LA IMPLEMENTACION DE GESTION DE DEMANDA EN COLOMBIA

Después de presentados los conceptos básicos sobre gestión de demanda, y entendiendo que la gestión de demanda está estrechamente relacionada con el mercado de energía eléctrica de un país o de una región, se hace necesario describir el mercado eléctrico colombiano, comprender las características propias, para luego analizar como dichas características pueden favorecer o limitar la implementación de gestión de demanda en Colombia. Después de describir las características del mercado eléctrico colombiano vale la pena dedicar un espacio para presentar las características de la demanda del sistema, en cuanto a sus valores históricos, su composición y características típicas. La lectura de esta parte inicial del capítulo es útil para entender mejor el contexto del sector eléctrico Colombiano.

Además de lo anterior, en este capítulo se presentan también las principales medidas regulatorias adoptadas en Colombia, con el fin de lograr algún tipo de intervención sobre la demanda de energía eléctrica, dichas medidas representan los primeros avances en materia de intervención de la demanda y el analizarlos es de gran importancia para el desarrollo de esta investigación. Dichas medidas y sus conceptos se presentan los primeros pasos en gestión de demanda en el país y bien vale la pena destacarlos en este trabajo de investigación.

Por último, y no menos importante, se presenta una breve descripción de los sistemas de medición de energía eléctrica disponibles en el mercado eléctrico colombiano, ello con la intención de conocer a grandes rasgos el estado del arte para dichas tecnologías de medición en Colombia.

1.9. Estructura Del mercado

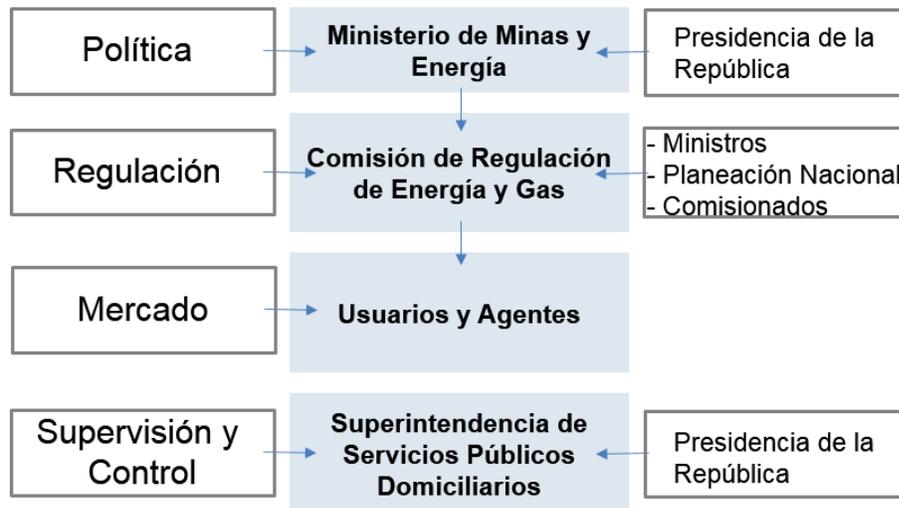
El mercado eléctrico colombiano tiene una estructura muy similar al mercado del Reino Unido de los años 90 (Martinez V, 2012). Permite la participación indirecta de la demanda en el mercado a través de una etapa de seguridad, enmarcado en un costo por confiabilidad, este costo es esencialmente una tasa pagada a un agente generador que participa en las subastas de generación de energía firme (OEF) y recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y denominado Precio de Escasez (Expertos En Mercados -XM-, 2012). La estructura del sector eléctrico colombiano se presenta en la Figura 3.1 (CREG., 2014).

Los agentes del mercado colombiano de energía están divididos en Generadores, Transportadores, Distribuidores, Comercializadores y Administradores, para los cuales se establecen lineamientos y normas por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG (MINMINAS, 2011). Para el caso de la generación de energía, el Centro Nacional de Despacho CND, operado por XM al igual que el Mercado de Energía Mayorista MEM, se encarga diariamente de coordinar cuales plantas de generación son despachadas para cubrir la demanda y restricciones del sistema dependiendo de su oferta y según criterios establecidos previamente como el OEF y la políticas de pequeña generación. Esto debido a que la capacidad instalada en generación en Colombia supera la demanda pico de energía eléctrica del país (Escudero A. C., 2006).

El CND una vez recibe las ofertas de cada uno de los agentes generadores, y basado en criterios económicos y técnicos, asigna una a una las plantas de generación iniciando con las centrales que no son despachadas centralmente (menores de 20 MW) y las plantas que se encuentran en pruebas en la base del despacho, siguiendo con la planta que ofertó al menor precio y siguiendo hasta

completar la demanda esperada para el siguiente día. El precio de la energía lo fija la última planta despachada (UPME, 2004).

Figura 3.1: Estructura del sector eléctrico en Colombia, Política, Regulación, Mercados y Supervisión. Fuente: Tomado de la página oficial Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG



Todos los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), deben comprar la energía a una empresa de Comercialización y la tarifa final debe incluir los cargos por generación, transmisión, distribución, comercialización y otros asociados a los costos de operación y administración del mercado, subsidios y contribuciones.

Los usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia están divididos en dos grandes segmentos, Usuarios Regulados (UR) y los Usuarios No Regulados (UNR), los cuales se diferencian por la cantidad de energía y potencia demandada, con consecuencias en el esquema tarifario aplicado.

Los UR son aquellos cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí está la mayoría de usuarios comerciales, algunos industriales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos

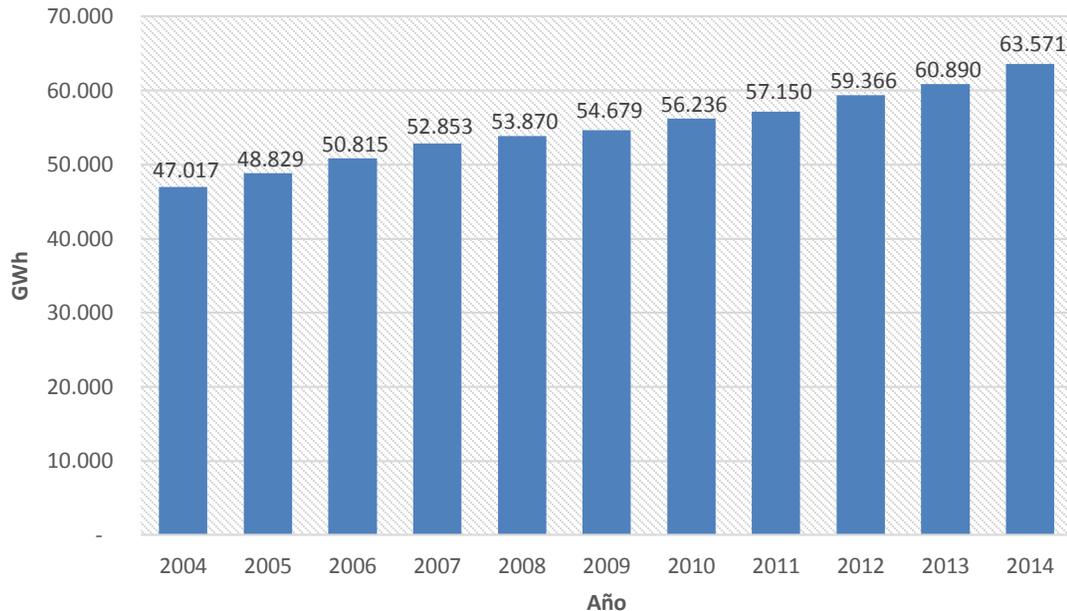
socioeconómicos. Los UNR son aquellos que tienen una potencia instalada igual o superior a 0,1 MW o presentan consumos en los últimos seis meses iguales o superiores 55MWh (CREG-183, 2009). Los UNR pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía, los demás cargos dentro de la tarifa (transmisión, distribución y otros) continúan siendo regulados por la CREG y tienen un modelo de cálculo idéntico al aplicado a los usuarios regulados. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores que generalmente se conectan directamente al nivel de tensión IV (CREG., 2014).

1.10. La demanda en el mercado colombiano

Para el cierre del año 2014, el sistema eléctrico colombiano tuvo una demanda total de energía de 63.571 GWh, presentando un crecimiento de 4,4% respecto de su comportamiento en el año inmediatamente anterior. Para ese mismo año, la generación a cargo de las plantas del territorio nacional fue de 64.327,9 GWh, lo que representa un crecimiento del 3,4% con respecto al valor registrado en el año 2013. La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 60,890 GWh, con un crecimiento del 2.8% con relación al año 2012 (Expertos En Mercados, XM, 2013). El consumo de electricidad per cápita fue de 1.122,73 kWh, uno de los más bajos de Latinoamérica para el mismo 2011 según datos del banco mundial (Banco Mundial, 2014), sin embargo conservó la tendencia de crecimiento de los últimos años.

Para el año 2012, la demanda total de energía eléctrica alcanzo 59.366 GWh, lo que representa un crecimiento de 3,8% respecto del año anterior (UPME, 2013), superando el crecimiento promedio de 3.0% anual de los últimos siete años (UPME, 2011). Más adelante se presenta, en la Figura 3.2, la evolución de la demanda de Energía Eléctrica en Colombia.

Figura 3.2: Evolución anual histórica de la demanda de energía eléctrica en Colombia, Fuente: tomado del Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2013 -2027.



El sector residencial representó el 41% de la demanda nacional, así mismo el sector comercial y público el 23%, el sector industrial el 32% y el restante 4% representa el consumo de los otros sectores. Si bien los datos corresponden al año 2009, es evidente y válido afirmar, aún hoy, que el sector residencial tiene importante participación en la demanda nacional de energía eléctrica; esto basado en la evolución historia de la demanda de energía eléctrica por sectores 1998-2009 (UPME, 2011).

Existen otros análisis basados en la información comercial de las empresas distribuidoras y/o comercializadoras de energía en el país, estos análisis presentan cambios importantes en la participación por sector, dándole aún mayor participación el consumo del sector residencia a este nivel (UPME, 2011). En este punto se hace necesario resaltar la composición de la demanda del sector residencial, ya que es el sector con mayor participación y objeto de estudio de este documento. El sector residencial, parte importante de la matriz de demanda,

se divide en estratos socioeconómicos que van desde el estrato 1 al estrato 6, en esta división se basa la tarificación del servicio de energía estableciendo, como usuarios subsidiados los estratos 1, 2 y 3, quienes tienen una tarifa diferenciada, y como estratos contribuyentes a los estratos 5 y 6 quienes pagan la tarifa de energía eléctrica más elevada.

Tabla 3.1: Participación Porcentual Por Estrato Socioeconómico En La Demanda De Energía Eléctrica Nacional. Fuente: Tomado del Sistema Único de Información de Servicios Públicos SIU [18].

ESTRATO	Periodicidad Anual	Participación Porcentual
	GWh/Año	
1	5.191	25,4
2	7.026	34,4
3	4.712	23,1
4	1.782	8,7
5	892	4,4
6	819	4,0

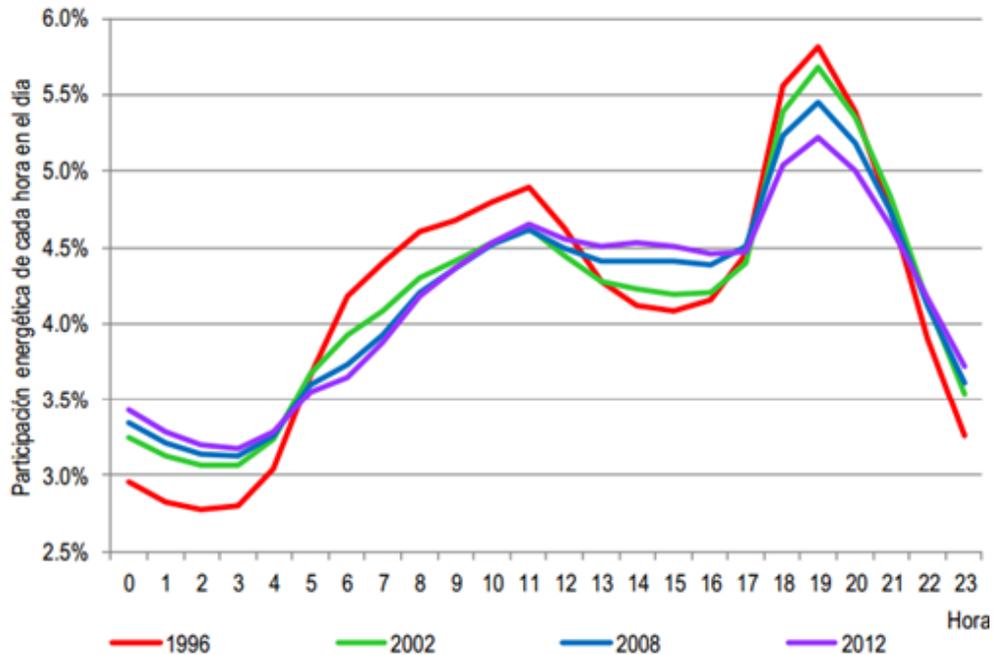
Se puede concluir entonces que cerca del 82% de la energía eléctrica consumida por los hogares en Colombia, se consume en hogares de estrato 1,2 y 3, lo cual se puede explicar por la cantidad de hogares que pertenecen a estos estratos, o también se explica como el resultado del sistema de subsidios a la tarifa de energía.

1.11. Implementación de conceptos de Gestión de Demanda en el contexto colombiano

Existen en Colombia iniciativas que permiten la implementación de algunos conceptos básicos sobre las posibilidades de la gestión de demanda de energía eléctrica en los mercados de energía, tales iniciativas constituyen los avances en gestión de demanda en el país, aunque no sean propiamente PGD.

En el sector Eléctrico colombiano se han dado cambios que han favorecido, directa o indirectamente el nivel del uso eficiente de la infraestructura eléctrica. Con la implementación del esquema de funcionamiento del sector eléctrico colombiano, donde los generadores pueden fijar precios diferenciados de manera horaria para los usuarios no regulados, se logró, a partir del año 2002, un leve aplanamiento de la curva de carga del sistema eléctrico Colombiano. Este comportamiento de evidencia en la Figura 3.3.

Figura 3.3: Perfiles de demanda diaria del Sistema Interconectado Nacional para diferentes Años. Fuente XM – Expertos en Mercados. Cálculos UPME.



Es evidente que la curva de carga diaria para el Sistema Interconectado Nacional presenta un aplanamiento sistemático leve, es decir, que se presentan valles menos pronunciados y picos de demanda más cercanos al promedio del día capara cada año.

1.11.1. PROURE 2001

En Colombia, desde la ley 697 de 2001, se declaró el uso racional y eficiente de la energía como un asunto de conveniencia nacional. En virtud de esta misma ley se estableció el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes no Convencionales, PROURE (Ministerio de Minas y Energía, 2012).

El programa propone medidas para todos los sectores de consumo. Para el sector residencial se focalizó en problemáticas asociadas a los siguientes ítems.

- Alto consumo de electricidad en refrigeración, equipos con edad promedio mayor a 10 años y fallas de funcionamiento.
- Amplia utilización de bombillas tipo incandescente de 60 y 100 W en el país.
- Alto consumo de energía térmica para cocción y calentamiento de agua.
- Una meta de ahorro en 2015 de 8.66% en el sector residencial.

1.11.2. Resolución CREG 071 DE 2006

Este documento adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía y que define la Demanda Desconectable Voluntaria, en adelante DDV. La DDV consiste en la firma de contratos bilaterales entre los agentes generadores y la demanda, representada por los comercializadores, como un mecanismo que sirve para cubrir las Obligaciones de Energía Firme de plantas de generación, que en ocasiones no están disponibles temporalmente por diversas causas como mantenimiento y reparación, entre otras. Esta resolución fue modificada, entre otras por la Resolución 203 de 2013 y Resolución 63 de 2010. La implementación de esta alternativa para transacciones en el mercado de energía aun es baja.

1.11.3. Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014

La ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable. Adicionalmente se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende la eficiencia energética y la respuesta de la demanda (Congreso de La Republica de Colombia, 2014).

Por primera vez, de manera oficial, el estado reconoce, al menos tácitamente, la necesidad de implementar conceptos y medidas como la respuesta de la demanda, como mecanismo que contribuya al desarrollo económico sostenible y a la seguridad del abastecimiento energético.

En el capítulo V de la ley, específicamente en el artículo 31, se delega a la CREG para que establezca los mecanismos regulatorios que incentiven la respuesta de la demanda. Allí se lee "... incentivar la respuesta de la demanda con el objetivo de desplazar los consumos en periodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de la demanda..." (Congreso de La Republica de Colombia, 2014). Este aparte de la ley constituye el principal objetivo de los programas de gestión de demanda, cuando estos han sido aplicados en mercados eléctricos a nivel internacional.

En el capítulo VIII del proyecto de ley, se detallan las necesidades en cuando al fomento de la investigación en el ámbito de las Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE y la Gestión Eficiente de la Energía, de la cual la Respuesta de la Demanda es componente esencial. En este capítulo se establecen además lineamientos generales para que diferentes entidades del orden local y nacional promuevan la investigación y el desarrollo de tecnologías en el campo de las FNCE y la gestión eficiente de la energía.

1.11.4. SGI&C – FNCER

El Sistema de Gestión de Información y Conocimiento en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, constituye una iniciativa reciente puesta en marcha por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que contó con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), mediante el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM). Esta iniciativa busca poner a disposición información de interés para sobre potencialidades, proyectos e iniciativas, con la intención de favorecer el desarrollo en Colombia de las FNCER (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015).

Como parte fundamental de la iniciativa, se creó un portal web que facilita el acceso a documentos académicos, académicos corporativos, regulatorios, noticias especializadas del sector y campo, además de contar con foros que favorecen la interactividad. En este espacio constituye un mecanismo altamente útil para el flujo de información.

Gracias a este portal, se logró acceder a información indispensable para el desarrollo de este trabajo de investigación, dado que la gestión de demanda o los mecanismos de respuesta de la demanda, son incluidos dentro del tópico de desarrollo de FNCER para Colombia.

1.11.5. Decreto 2492 de diciembre de 2014

Este documento adopta disposiciones generales en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda. Se dan instrucciones a la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, y a la Unidades de Planeación Minero Energética, para que adopte medida que posibilitan la participación de los usuarios finales en programas de gestión de demanda.

Se trata de manera general aspectos importantes como el sistema de remuneración por uso de la infraestructura eléctrica, donde se pretende la adopción de tarifas diferenciadas por franjas horarias con el fin de promover un uso más eficiente de la infraestructura eléctrica. Así mismo, insta a la CREG para que diseñe mecanismos que permitan que los usuarios finales puedan recibir señales de precio, aclarando que para ello se requiere de tecnologías de la medida y dejando la idea, de manera implícita, que dicha tecnología debe ser adquirida por los usuarios finales.

En este documento se abre la posibilidad de que los usuarios finales puedan ser agentes activos dentro del mercado mayorista de energía eléctrica y las transacciones de energía, esto mediante el Artículo 3° del decreto 2492 de 2014, que define a la CREG como diseñador de los mecanismos para que los usuarios puedan ofertar desconexiones y reducción de demanda de energía.

Para que la gestión de demanda en Colombia pueda desarrollarse, se modifica el Artículo 3° del decreto 388 de 2007, que trata acerca de la conformación de áreas de distribución, ADD, las cuales son conformadas por el Ministerio de Minas y Energía, y en ellas la CREG será encargada de los Cargos de Uso por nivel de tensión y por hora del día. Estos cargos serán aplicables a los usuarios finales.

El decreto 2492 de 2014 sin duda constituye un gran avance en materia de gestión de demanda en Colombia a pesar de su generalidad.

1.11.6. Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050

Con la intención de presentar una visión sobre el desarrollo futuro del sector energético colombiano, al inicio del año 2015 la UPME difundió el Plan Energético Nacional, documento que pretende ser un lineamiento conceptual para el desarrollo del sector 2014 - 2050, basándose en las tendencias a nivel internacional. Este documento constituye una visión de la UPME – y del Ministerio

de Minas y Energía – sobre el desarrollo objetivo del sector eléctrico colombiano, sin embargo, no se desarrolla el mapa de ruta para alcanzar los objetivos planteados en este periodo para el sector.

En los últimos años el sector energético, a nivel internacional, se ha visto enfrentado a condiciones especiales que lo han llevado de ser un sector sumamente conservador, a posicionarse como motor de desarrollo económico e innovación, todo ello favorecido por los avances tecnológicos en sectores como el de las telecomunicaciones y las fuentes alternativas de energía. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015)

El capítulo cuarto del documento define los principales objetivos de desarrollo del sector eléctrico colombiano en concordancia con las tendencias internacionales y las condiciones específicas en Colombia. De este capítulo y a propósito de la gestión de demanda, es importante resaltar el hecho de que la Demanda Eficiente de Energía sea presentada como uno de los objetivos principales dentro de la visión de la UPME para la política energética de largo plazo.

En la sección 4.2 del Plan Energético Nacional, se trata específicamente el desarrollo de la eficiencia de la demanda de energía eléctrica, para lo cual se presenta como principal necesidad el allí se destaca como principal objetivo de la Demanda Eficiente de Energía promover la adopción de mejores hábitos de consumo energético y nuevas tecnologías que permitan reducir la intensidad energética. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015)

En base al Plan Energético Nacional, se puede afirmar que existe un notable interés de parte de las instituciones encargadas de planificación del sector, por el desarrollo de mecanismos destinados a influir en el comportamiento de los agentes del mercado con miras a lograr un uso eficiente de la infraestructura eléctrica del país.

1.12. Infraestructura para la medición en el sector residencial

Como se ha tratado en este documento, la infraestructura de medición y de comunicaciones, son factores esenciales para el desarrollo de políticas o medidas como los PGD, razón por la cual este en esta sección se presenta un breve resumen del estado en Colombia de Tecnologías de Medición.

Actualmente en el país se han implementado tecnologías de medición de energía eléctrica que ofrecen la posibilidad de gestionar remotamente la información de lecturas de consumo, entre otros datos. Este tipo de tecnologías se usan principalmente para la toma de lecturas de consumo de usuarios no regulados o grandes clientes, Dentro de los cuales se destacan los medidores ELSTER, LANDIS, ESPECTRUM, ITRON, ACTARIS. Dichos medidores ofrecen posibilidades y características de funcionamiento muy similares.

La implementación de tecnologías de medición para el sector residencial en Colombia, aunque no se debe a un plan estratégico para el desarrollo de redes inteligentes ni de programas de gestión de demanda, se ha visto favorecida en gran medida por los Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas, Proyectos PRONE (Energía Social, 2014), debido principalmente al interés por mantener niveles bajos de pérdidas no técnicas en este tipo de proyectos. Adicional a esto, operadores de red en Colombia como ELECTRICARIBE, EPSA, CODENSA, ENERTOLIMA, EMCALI, EMSA, entre otros, vienen realizando esfuerzos aislados por la implementación de este tipo de tecnologías en el sector residencial, ello con miras a solucionar necesidades específicas como la gestión comercial de clientes, toma de lecturas para facturación, control de pérdidas y gestión de activos. En la Tabla 3.2 se presentan los fabricantes de las tecnologías de medición más utilizadas en Colombia.

Tabla 3.2: Fabricantes de Tecnologías de Medición en Colombia. Fuente: Elaboración propia a partir información suministrada por fabricantes.

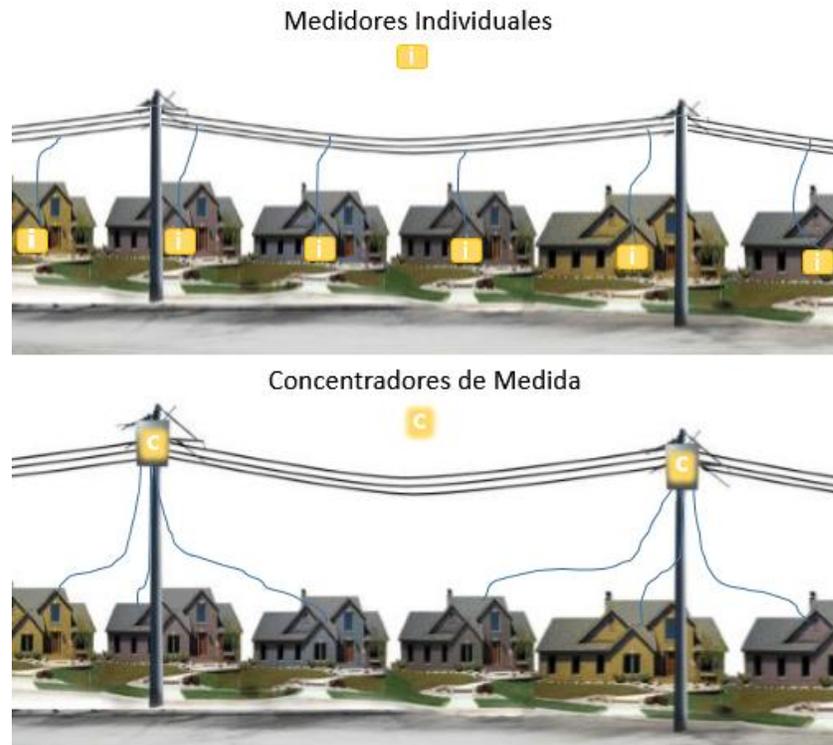
NOMBRE	FABRICANTE	Zonas de Implementación Predominante
Sistema de Poder Integrado SPI	Vega Energy S.A.S.	Costa Atlántica y Valle del Cauca
Medida Centralizada	CAM Colombia Multiservicios S.A.S.	Bogotá, Cundinamarca y Costa Atlántica
Sistema de Medición Centralizada	Unión Eléctrica S.A.S.	Medellín y Costa Atlántica
Medica Concentrada	Elster Soluciones S.A.S.	Costa Atlántica, Valle del Cauca

Como se observa en la Tabla 3.2, los sistemas de medición descritos tienen la característica común de ser concentradores de medida, sistemas de medida centralizada, es decir, son dispositivos que concentran la medida de un número determinado de clientes. Esta condición obedece aparentemente a la intención de reducción de costos en dispositivos de comunicación, reducción de costos asociados al flujo de información.

El sistema de Medición Centralizada es un sistema de medición remota o local, el cual concentra en una unidad compacta, las funciones de lecturas de consumos, suspensión y reconexión del servicio de energía de los clientes. (Electricaribe S.A. E.S.P., 2009).

En la Figura 3.4, se presenta el concepto de medición concentrada para usuarios residenciales y pequeños comerciales en redes de distribución locales.

Figura 3.4: Medición Concentrada o Centralizada Fuente: Elaboración propia a partir de imágenes dadas por los fabricantes.



Sin realizar ninguna distinción, las principales funcionalidades que ofrecen las tecnologías de medición² instaladas actualmente en el sector residencial en Colombia, son:

Registro y almacenamiento de pulsos por kilovatio hora. Clase de Precisión³ entre 0.2s y 1, registro y almacenamiento de picos de corriente, registro y almacenamiento de históricos de consumo registro de eventos y alarmas de sobre corriente y sobre temperatura, registro de eventos de pérdida de comunicación, funcionalidad de Cobro de energía Prepago, control de manipulación indebida, comunicación con uso de protocolos RS485, RS232 PLC, RF, ZIGBEE, ETHERNET, GSM, Internet Satelital, Fibra Óptica, entre otros. Tele

² Información recolectada gracias a los fabricantes con mayor participación en el mercado. CAM Colombia Multiservicios S.A.S. y Vega Energy S.A.S.

³ La resolución CREG 020 de 2012, establece en el Artículo 9° establece los requisitos de precisión para los elementos del sistema de medición.

Gestión de Lecturas de Consumo, corte y Reconexión del servicio de electricidad desde los Centros de Gestión, seguridad en el Flujo de información mediante encriptación, geo posicionamiento.

Las Tecnologías de medición accesibles en el país, se presentan como una opción viable para enfrentar las necesidades de control de pérdidas, gestión de clientes, cuentas y activos.

La puesta en marcha de proyectos con este tipo de tecnologías abarca diferentes zonas del territorio nacional, impulsados principalmente por los Proyectos de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE durante todas las convocatorias.

Unido al esfuerzo de parte del sector de los operadores de red por la implementación de tecnologías, se debe destacar el creciente interés del sector de la construcción por los sistemas de medición centralizada, debido a las ventajas técnicas en combinación con otras tecnologías en instalación eléctricas de uso final, como las Blindo Barras o Busways (Siemens, 2008). Dichas tecnologías combinación de tecnologías en instalaciones eléctricas se han venido implementado en edificaciones Comerciales y Multifamiliares. La implementación de dichas tecnologías para este tipo de proyectos, a parte del interés mencionado de parte del sector de la construcción, se han visto motivadas por reglamentaciones de parte de los Operadores de Red respecto de los requisitos de los sistemas de medición para este tipo de proyectos.

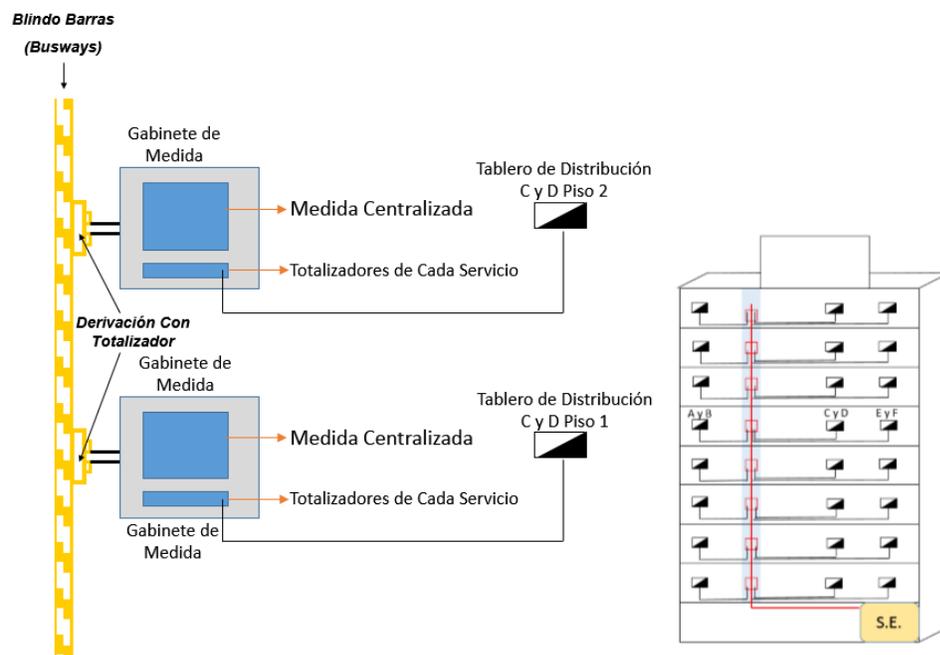
En el caso específico de Electricaribe S.A. E.S.P. el operador de red con la mayor cantidad de puntos con tecnologías de medición centralizada del país⁴, se emitió en 2009 la Norma Técnica de Acometidas y Medidas, en la cual se dan definiciones necesarias para la implementación de este tipo de sistemas de

⁴ Los Datos de Implementación de Medición Centralizada fueron suministrados por el fabricante Vega Energy S.A.S. y corresponden a puntos de medición instalados en proyectos PRONE y proyectos en edificaciones Comerciales y Multifamiliares. Datos a 2014.

medidas, tanto en redes de distribución aéreas, como en gabinetes de medida para proyectos multifamiliares y comerciales.

En la Figura 3.5 se muestra la metodología de instalación más común de este tipo de medidores en combinación con el sistema de Blindo barras. En el Capítulo 4.2. de este trabajo de investigación describe más a fondo el sistema de medición SPI de Vega Energy, sistema utilizado para la toma de mediciones de consumo para clientes residenciales en la ciudad de Manizales.

Figura 3.5: Sistema de Blindo barras y Medición Centralizada Fuente: Elaboración propia a partir de imágenes dadas por los fabricantes.



Si bien la implementación de tecnologías de medición en Colombia no obedece a una planificación en materia de gestión de demanda, han sido importantes los esfuerzos de parte de diferentes sectores por la incorporación de tecnologías, y ello puede ser benéfico para la intensión de implementación de PDG en el país

1.12.1. Medición centralizada, Sistema SPI

Como se ha tratado en capítulos anteriores, el Sistema de Poder Integrados o SPI cuenta con gran participación en el mercado de la medida centralizada en Colombia. El SPI consta de dos partes principales, hardware y software. El software del sistema, a su vez, se compone de dos herramientas principales, el software de gestión geo referenciado, GeoSmart y la plataforma web de gestión, SPI.NET. El hardware está compuesta por el equipo concentrados de medida denominado también Smartbox. En la figura 3.6 se muestran la composición del sistema SPI.

Figura 3.6: Composición del Sistema SPI Fuente: Elaboración propia a partir de imágenes dadas por el fabricante Vega Energy.



A. Software Sistema SPI

Para tratar el tema del software del sistema SPI, se debe aclarar el esquema de comunicación que utilizan los equipos instalados en sitio. Los equipos instalados en sitio tienen topología de comunicación maestro – esclavo, lo que permite que

un grupo de máximo 60 equipos se comuniquen entre ellos mismos y a su vez, a través del equipo maestro, logren comunicación con el centro de gestión. Para la comunicación entre los equipos maestros y el centro de gestión, se emplea principalmente internet celular GPRS.

En el centro de gestión, un software sirve como gestor de comunicaciones entre los equipos maestros y la base de datos, con el fin de almacenar toda la información que se requiera desde el software de gestión remota, o la información que el equipo instalado en sitio deba reportar.

En el centro de gestión, se puede contar con dos herramientas de gestión remota, el software de gestión geo referenciado, GeoSmart y la plataforma web de gestión, SPI.NET. Ambas herramientas se alimentan de la base de datos que registra toda la información que fluye entre los equipos y el centro de gestión.

El Geo Smart permite la configuración del sistema SPI de manera gráfica, asociada a topologías georreferenciadas donde se representan los equipos SPI y se puede acceder de forma manual o programática (mediante scripts compilarles) para realizar tareas de configuración repetitivas.

El SPI.NET es un software de información modular orientado por perfiles, con seguridad integrada. Permite gestionar y administrar la información que se obtiene de los equipos SPI. También permite programar tareas como: corte y reconexión del servicio eléctrico, administración del servicio en la modalidad prepago, hacer balances de energía, reportes de históricos de consumo.

B. Hardware Sistema SPI

El equipo concentrador de medida, o equipo SPI, es un pequeño gabinete de medida de policarbonato, en el cual se albergan hasta doce (12) medidores electrónicos monofásicos, dispositivos de comunicación, de control y de

conexiones. En la Figura 3.7 se presentan las partes principales del sistema de medición.

La etapa de control del equipo, es la encargada de gestionar el correcto funcionamiento del mismo, así como las actividades que sus dispositivos internos deben desarrollar.

La etapa de Comunicaciones tiene como principal función gestionar la comunicación con otros equipos concentradores, para lo cual se usan principalmente los protocolos RS458, Radio Frecuencia, PLC (Power Line Communication), y más recientemente el protocolo RFMESH. Dichos protocolos de comunicación también son usados para la comunicación del equipo concentrador y los dispositivos visualizadores de consumo instalados en cada vivienda.

Figura 3.7: Concentrador de Medida SPI Vega Energy Fuente: Elaboración propia a partir de imágenes dadas por el fabricante.



En la etapa de potencia del equipo, se encuentra la alimentación de potencia de los usuarios, que por medio de un arreglo de barrajes metálicos, permiten el flujo de energía entre las redes de distribución y los usuarios finales. Los equipos pueden ser monofásicos, monofásicos trifilares, o trifásicos, tal como lo exigen la configuración de las redes de distribución en Colombia.

Para la etapa de censo de energía, el equipo cuenta con capacidad para albergar hasta doce (12) medidores electrónicos monofásicos, por lo que cada equipo tiene capacidad para medir el consumo de energía de doce (12) clientes con alimentadores monofásicos, seis (6) clientes con alimentadores Monofásicos trifilares, cuatro (4) clientes con alimentadores trifásicos, o la combinación de ellos. En la figura 3.8 se presenta una fotografía del equipo SPI donde se observan sus dispositivos internos.

Figura 3.8: Concentrador de Medida SPI y Visualizador de Consumo Fuente: Elaboración propia a partir de imágenes dadas por el fabricante.



Los medidores contenidos en el equipo, fueron desarrollados por Vega Energy S.A.S, y son medidores electrónicos de potencia activa, contadores y acumuladores de pulsos con constantes de conversión entre 1.600 y 12.800 pulsos por kilovatio/hora. Cuentan con precisiones comparables las clases 2 y clase 1, definidas en la resolución CREG 020 de 2012, en su Artículo 9°. Dichos medidores son catalogados como medidores de dos cuerpos, ya que requieren de un dispositivo adicional para la visualización de la potencia censada.

C. Funcionalidades, ventajas y dificultades.

En la tabla 3.4 se resaltan las principales funcionalidades del SPI, así como las principales ventajas y dificultades en el marco de la gestión de demanda para el sector residencial.

*Tabla 3.4: Funcionalidades, Ventajas y Dificultades del SPI Fuente:
Elaboración propia.*

TIPO	FUNCIONALIDAD	VENTAJAS	DIFICULTADES
Comunicación Centro de Gestión	Comunicación por Internet GPRS	Economía	Topología Maestro Esclavos. No hay versatilidad. Confiabilidad Media por red GPRS. Hermeticidad para intercambio de información con otros sistemas
Comunicación entre equipos	Múltiples opciones de Comunicación, RS485, PLC, RF y RFMESH	Versatilidad Economía	Concentración de comunicación. Hermeticidad para intercambio de información con otros sistemas
Comunicación con usuarios	Obtención de información de Consumos y envío de mensajes a usuarios	Información al Usuario Seguimiento y control por parte del usuario	No hay Bidireccionalidad Usuario no puede recibir señales de precio. Hermeticidad para intercambio de información con otros sistemas
Alarmas y Alertas	Alarmas de Apertura Indevida, Temperatura Sobre corriente, comunicación	Control de Manipulación Indevida, Gestión de Anomalías y Daños	No se tienen advertencias asociadas a la tensión.

Gestión de Clientes y Facturación	Lecturas Diarias Automáticas, corte y reconexión remotamente Balances de energía. Limitación de carga	Recuperación de Cartera, gestión eficiente de Facturación, control de pérdidas técnicas y no técnicas. Limitación de carga	No se ha implementado toma de Automática de lecturas hora a hora. No se tiene gestión en tiempo real.
-----------------------------------	---	--	---

El SPI ofrece funcionalidades que se acercan a las requeridas para la implementación de programas de gestión de demanda, como la gestión remota de lecturas, posibilidad de limitación de carga, desconexiones programadas, cortes de energía entre otras. Sin embargo, existen algunas condiciones que pueden sesgar las oportunidades que ofrece, como la hermeticidad para intercambio de información con otros sistemas.

Si se analiza el SPI como un medidor con gestión remota que posibilita la toma de lecturas de consumos de energía para la facturación por franjas horarias, en el marco de un sistema de precios que lo permita, se concluye fácilmente que este tipo de dispositivo se mantienen vigentes y funcionales a podría decir que dicho sistema tiene gran oportunidad de mantenerse vigente ante este escenario.

Durante el desarrollo de este proyecto de investigación, se instaló el sistema SPI para la toma de mediciones de consumo de manera horaria, se obtuvieron lecturas de consumo para los usuarios residenciales que permitieron análisis de perfiles diarios de demanda, y estas se encuentran disponibles en el Anexo 2.

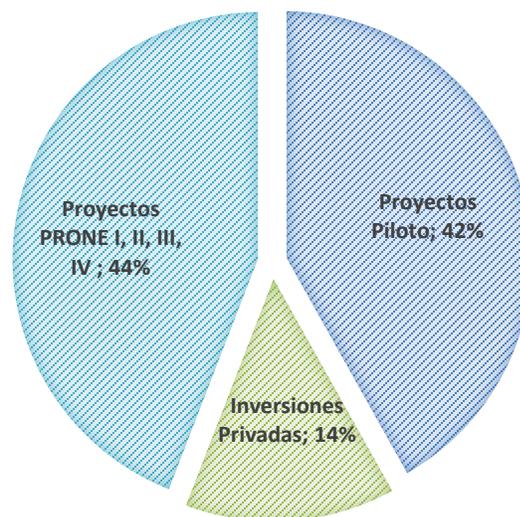
D. Implementación del sistema SPI en Colombia

Las nuevas tecnologías de la medición de energía eléctrica en Colombia son de reciente instalación e incursión en el sector residencial, esta incursión se ha debido principalmente al concepto de medición centralizada y a los beneficios,

algunos probados, en torno al contexto de los sistemas de distribución del país. (Vega Energy, 2015)

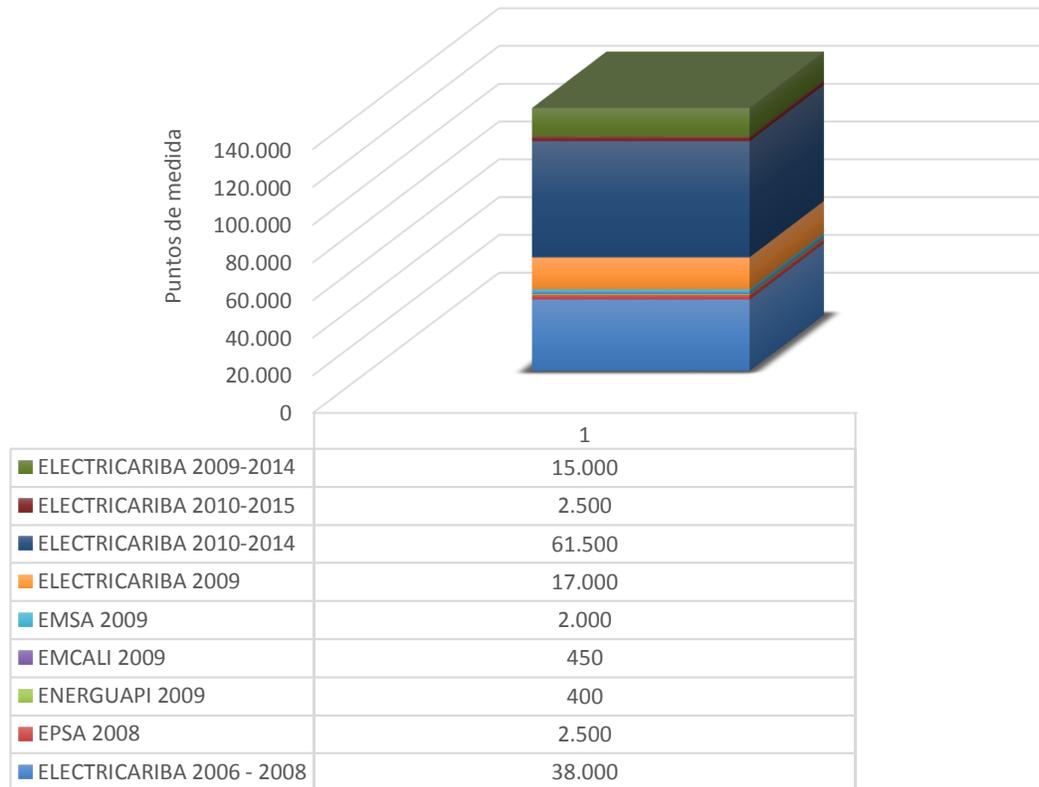
En los capítulos 2, 3 y 4, se trata ampliamente el tema de la infraestructura de medición, tanto la infraestructura requerida, existente a nivel internacional, como la infraestructura existente y disponible en Colombia. Se presentó también la tecnología con mayor participación en el mercado de la medición centralizada en Colombia, tecnología que pasa por un proceso de masificación, lo que permite tener información de primera mano acerca de la adopción de alternativas de medición de energía eléctrica para el sector residencial.

Figura 3.9: Implementación de Medida Centralizada SPI en Colombia. Fuente: Elaboración Propia, Datos suministrados por Vega Energy S.A.S.



A continuación se presentan los datos de adopción del sistema de medida centralizada SPI en el país para los últimos años, discriminado por tipos de proyectos y por operador de red (Vega Energy, 2014).

Figura 3.10: Implementación de Medida Centralizada SPI en Colombia. Fuente: Elaboración Propia, Datos suministrados por Vega Energy S.A.S.



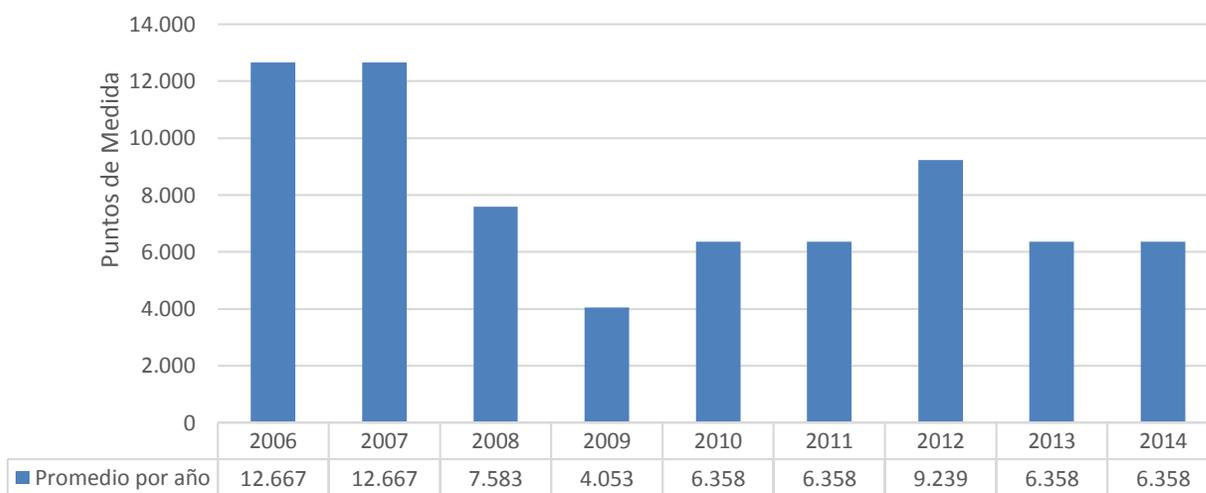
Según la Figura 3.10, el total de medidores por franjas horarias instalados a 2014 son 139.350, sin tener en cuenta las últimas convocatorias de proyectos PRONE en concurso y las cerradas.

Cabe resaltar en este punto la importancia que tiene este tipo de iniciativas impulsadas por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia, como los proyectos PRONE, FAER, FAZNI. Este tipo de proyectos, elegibles en el caso de los proyectos PRONE, son proyectos que buscan la normalización de redes eléctricas en el país y cuentan con el apoyo y financiación directa del gobierno colombiano desde la entrada en vigencia de la ley 1117 de 2006 (Ministerio de Minas y Energía, 2015).

En la figura se observa la importancia de este tipo de proyectos en la implementación de tecnologías de medición, situación que encuentra justificación en las bondades que ofrecen estos sistemas para gestión remota de clientes y gestión de pérdidas de energía y gestión comercial.

Para efectos de esta investigación, y partiendo de los datos suministrados por Vega Energy, se realizó un promedio general de implementación de esta tecnología por año, teniendo en cuenta los datos brutos de las cantidades instaladas. A continuación se presentan el resultado del promedio general para cada año sumando todos los tipos de proyectos posibles y la cantidad de puntos de medida instalados

Figura 3.11: Implementación de medida centralizada SPI en Colombia, Promedio Anual. Fuente: Elaboración Propia, Datos suministrados por Vega Energy S.A.S.



Los datos presentados en figura 3.11 Deben interpretarse como la cantidad de puntos de medida instalados en Colombia por año, usando la tecnología SPI. A partir de estos datos podemos inferir valores para la tasa de implementación de medidores por franjas horarias en Colombia, datos que serán útiles para análisis posteriores.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE PROGRAMAS DE GESTION DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL SECTOR RESIDENCIAL EN COLOMBIA

En este capítulo se desarrolla la propuesta de implementación de programas de gestión de demanda para el sector residencial en Colombia, en base a la revisión de la literatura técnica a nivel internacional y el análisis de información recolectada inherente.

Con el desarrollo de la investigación se concluyó que antes de intentar definir la manera en la cual deben ser modificados los perfiles de consumo de energía eléctrica, es necesario conocer los perfiles de demanda de la zona de implementación. En este sentido, en el capítulo 4.1 se presenta la metodología utilizada y los resultados obtenidos de la medición horaria de consumo de energía eléctrica a usuarios residenciales.

A partir de los resultados del análisis de consumos diarios de energía, y la información recolectada, en el capítulo 4.3. Se muestra una prospectiva de la gestión de demanda en Colombia, haciendo una diferenciación entre la prospectiva del mercado de energía y la prospectiva de la infraestructura requerida. En el capítulo 4.4 se presentan las oportunidades de la gestión de demanda en el corto y el mediano plazo.

1.13. Perfiles de consumo de energía para usuarios residenciales

La caracterización de demanda no hace parte de los objetivos del presente trabajo, sin embargo es un tema de gran interés para los agentes del mercado de energía, pues es necesaria la caracterización para realizar predicciones de

demanda, y dichas predicciones permiten revelar el panorama de un sistema con el objetivo de planear acciones preventivas, correctivas o de expansión.

Para el caso del presente trabajo de investigación, la demanda objeto de análisis es la demanda del sector residencial del mercado eléctrico colombiano, esto se traduce en la imposibilidad de realizar una caracterización de demanda detallada, por lo que se planteó como alternativa tomar muestras de consumo de energía cada hora con sistemas de medición existentes en el país, con el fin de tener un primer contacto con este tipo de datos y poder identificar características y metodologías de análisis aplicables.

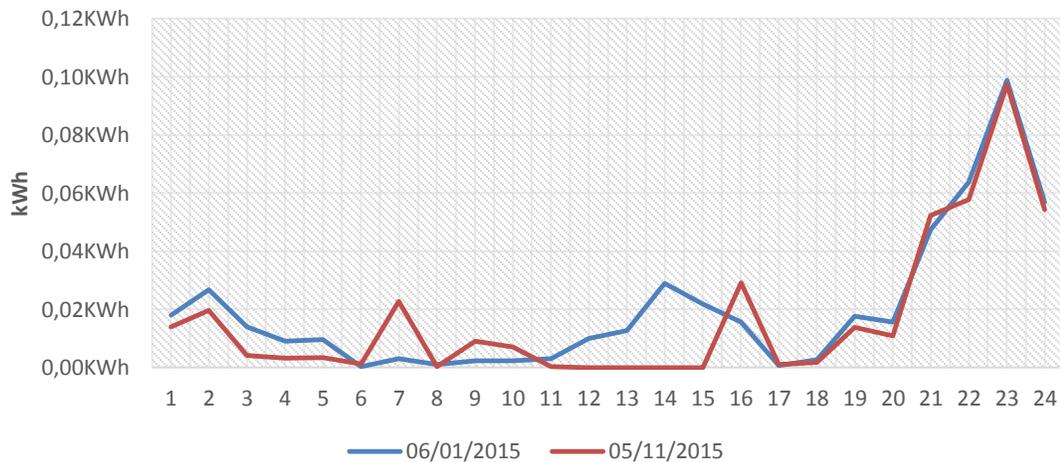
La medición horaria de consumo de energía eléctrica en usuarios residenciales es requerida para identificar los perfiles diarios de demanda de energía eléctrica. Para la toma de lecturas de consumo, se utilizó un equipo de medición del sistema SPI, propiedad de la Universidad Nacional de Colombia en poder del grupo de investigación E3P. Los medidores de energía usados se encuentran calibrados y certificados por laboratorio reconocido para verificación de calibración, lo que da tranquilidad en cuanto a la confiabilidad de los datos tomados. Los medidores pueden clasificarse como medidores de clase 1, la cual es definida en la resolución CREG 020 de 2012.

El equipo de medición centralizada se instaló en dos viviendas de la ciudad de Manizales pertenecientes al estrato tres, durante 5 semanas; se equipó con cuatro medidores monofásicos que se conectan aguas arriba de los medidores del operador de red, con el fin de obtener mediciones de consumo de energía por fase para cada usuario. El equipo se conectó a un centro de gestión por medio de un modem GPRS o de Internet celular, lo que permitió gestionar de manera remota la programación de lecturas de consumo y monitorear el estado de funcionamiento durante el tiempo de la toma de lecturas. La programación de

lecturas, actividades de chequeo y elaboración de informes estuvo a cargo del equipo de trabajo de Vega Energy.

Una vez obtuvieron los resultados de la medición, fue necesaria una revisión y análisis de los datos, en búsqueda de errores como lecturas fuera de rango, saltos de lecturas, evidencia de consumos de energía negativos, u otros que se pudieran presentar. Dicho análisis debía hacerse de manera manual e individual para cada uno los usuarios medidos, incluso en algunos casos puntuales usuarios fue necesario reconstruir lecturas de manera manual, siempre sin el ánimo de intervenir en el resultado de la investigación y con toda la rigurosidad necesaria. En la figura 4.1 se presentan las lecturas de dos días lunes tomadas en diferentes fechas para un mismo usuario.

Figura 4.1. Comparación Lecturas de Consumo Lunes 06-01-15 y día Lunes 05-11-15 Fuente: lecturas tomadas por el Vega Energy.



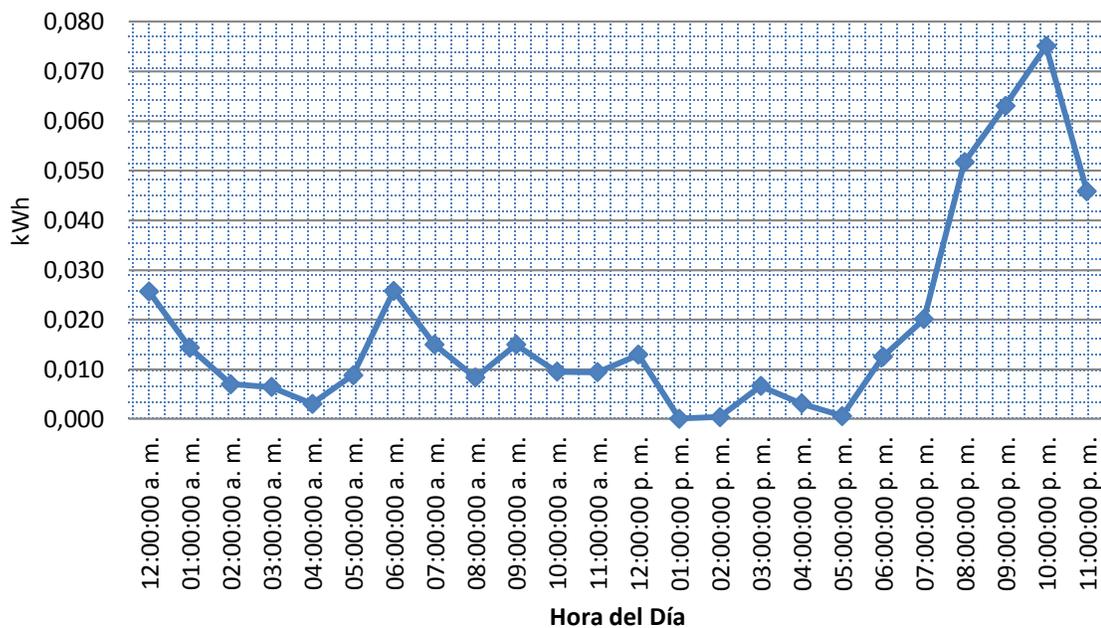
Al analizar los datos de la primera semana de lecturas y compararlos con las dos semana siguientes, se pudo identificar que las lecturas de datos horarios presentan dos estacionalidades, una de ellas debida a la periodicidad diaria de las lecturas y la otra debida a la periodicidad semanal de las mismas, esto es, existen patrones que se repiten diariamente y patrones que se repiten

semanalmente. En (Mohamed A. Ismail, 2015) el autor llama a este fenómeno como una doble estacionalidad.

Con base en la doble estacionalidad es posible agrupar las lecturas de consumo de una semana en tres grupos diferentes, el grupo de lecturas de los días Sábados, lecturas de los días domingos y festivos, y lecturas de los demás días de la semana.

A continuación se presenta la en la figura 4.2 la gráfica de promedio de consumo para los días de Lunes a Viernes.

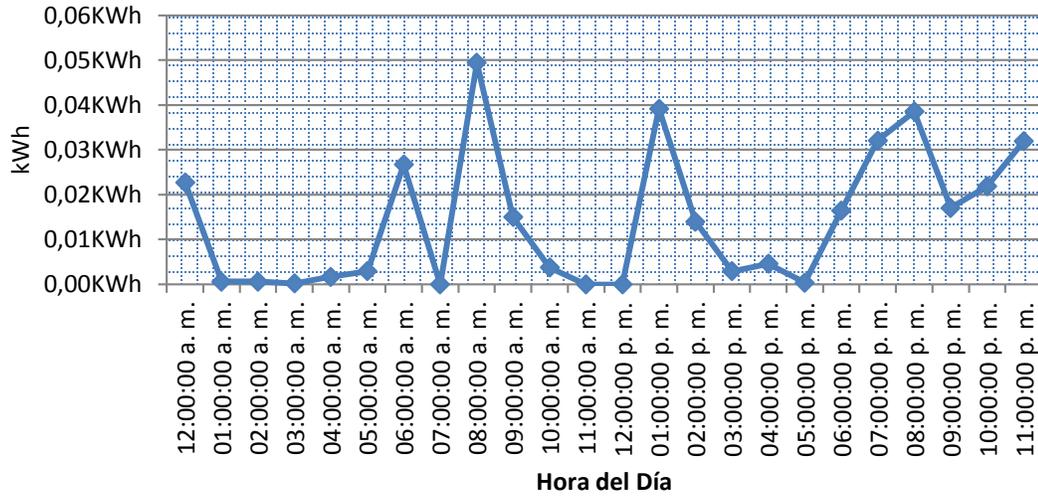
Figura 4.2 Perfil promedio de Consumo de energía Usuario Residencial Lunes a Viernes. Fuente: Elaboración propia.



La figura 4.2 representa el promedio de consumo para cada hora del día, para los días de lunes a viernes. Se puede notar que se presenta el mayor pico de consumo a partir de las siete de la noche.

En la figura 4.3 se presenta el promedio de consumo para los días sábados, estos según los tres días sábados analizados.

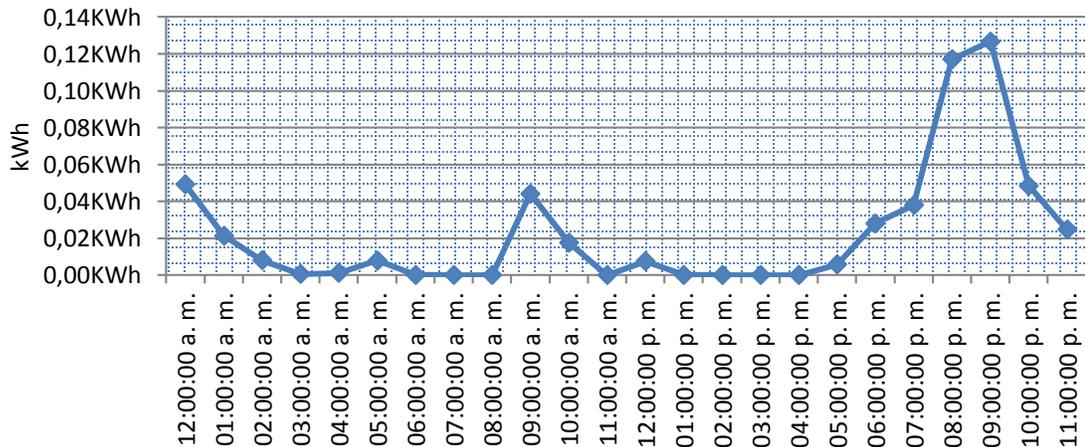
*Figura 4.3 Perfil Promedio de Consumo de energía Usuario Residencial
Sábados. Fuente: Elaboración propia.*



Para los días sábados este usuario presenta un consumo de energía en el que es complejo identificar un patrón, sin embargo el consumo se mantiene en niveles razonables.

En la figura 4.4 se presenta el promedio de consumo para los días Domingos y Festivos, debido a que el día 18 de mayo de 2015 fue día festivo en Colombia, los datos se incluyen en el promedio.

*Figura 4.4 Perfil Promedio de Consumo de Energía Usuario Residencial
Domingos y Festivos. Fuente: Elaboración propia.*

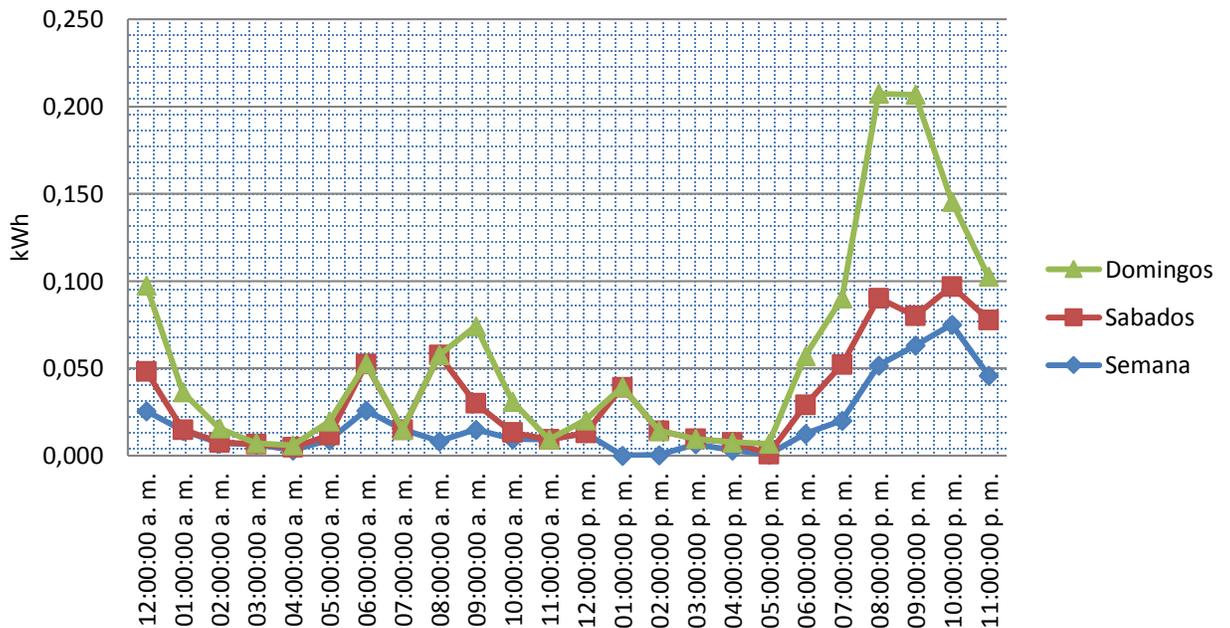


Los datos de los días domingos se caracterizaron en el análisis por una carga moderada-baja durante el día y un pico de consumo en la noche.

Al analizar las figuras de promedios de consumos se pueden notar diferencias marcada entre los consumos de un día a otro, aunque es posible definir similitudes en el consumo de energía entre los días de Lunes a Viernes, se puede notar que este presenta grandes diferencias entre los consumos de energía de un día a otro.

Figura 4.5: Perfil Promedio de Consumo de Energía Usuario1 Residencial

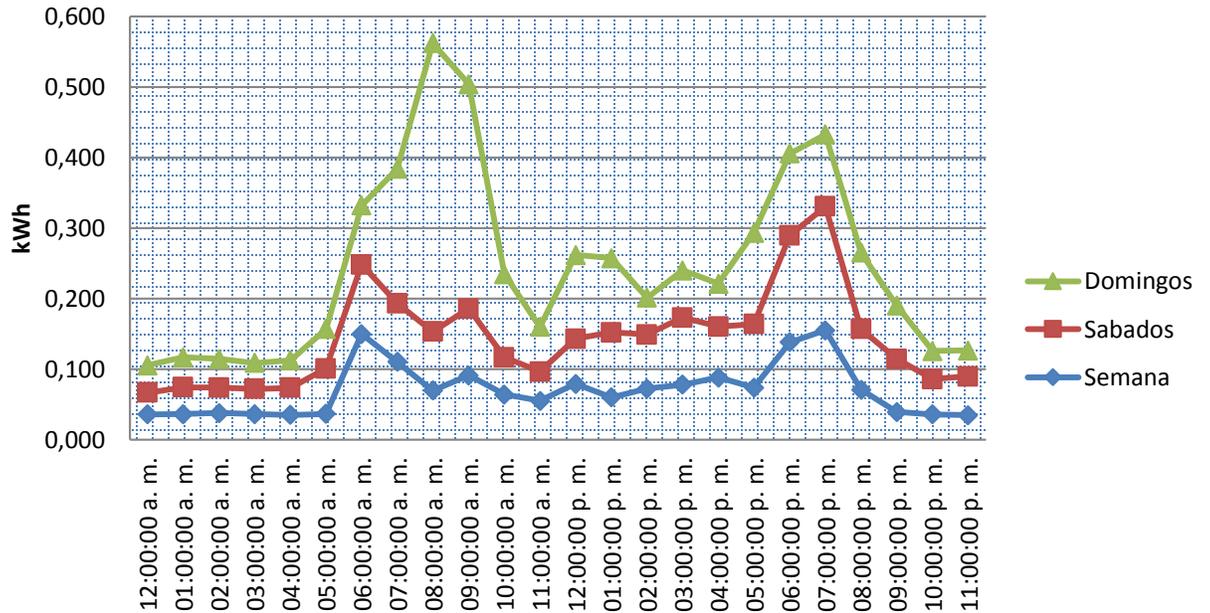
Fuente: Elaboración propia.



A continuación en la figura 4.6 se presenta los perfiles de consumo de energía para un usuario residencial diferente, perteneciente al mismo estrato o nivel socioeconómico. Se presentan los perfiles promedios diferenciadas por días de semana, sábados y domingos.

Figura 4.6: Perfil Promedio de Consumo de Energía Usuario 2 Residencial

Fuente: Elaboración propia.



1.14. Análisis de datos y comentarios

Después de comparar todas las gráficas que se obtenían de las mediciones de consumo y de los promedios calculados, se concluye que la naturaleza de estas mediciones es la descrita en (Mohamed A. Ismail, 2015), pues los datos de consumo de energía eléctrica presentan doble estacionalidad, y está dada por la periodicidad diaria del consumo de energía y el cambio de ese consumo con los días de la semana.

Al analizar los perfiles de consumo de energía eléctrica para cada usuario, tanto los datos medidos como los datos promedios, se puede concluir que los perfiles diarios de consumo de energía para usuarios residenciales son muy cambiantes, es decir, un usuario residencial puede presentar diferentes tipos de perfiles diarios de consumo de energía en un periodo de quince días.

Existen evidentes diferencias entre los perfiles promedio de cada grupo de lecturas, por ejemplo, las lecturas de los días lunes a viernes y las lecturas de los días sábados, sin embargo, existen grandes similitudes entre las lecturas de los días de lunes a viernes. Así mismo las lecturas de los días sábados presentan similitudes entre sí, de igual manera que las lecturas de los días domingos.

Las metodologías de análisis de datos y series de tiempo, como la metodología ARIMA, ofrecen grandes oportunidades al desarrollo de PGD en el sector residencial en Colombia, dado que estas metodologías ofrecen la posibilidad de realizar pronósticos de demanda del día siguiente, lo que permite diseñar programas de gestión de demanda para el día siguiente, o Day Ahead Demand Response Programs, como se conocen a nivel internacional. Esta posibilidad se nota inmadura en Colombia, debido a la necesidad de masificación de las tecnologías de medición y a la cultura de participación en PGD requerida por parte de los usuarios.

Producto de revisar las mediciones de consumo de los usuarios medidos, se concluyó que los programas de gestión de demanda aplicables, en primera instancia, al sector residencial, deberían ser programas de gestión de demanda de tipo general, como la limitación de carga pico, disminución de consumo en horas pico, desconexión de carga y disminución global de consumo. Esto se da como resultado de la necesidad ahora evidente de conocer los diversos hábitos de consumo de la zona específica de aplicación.

A continuación, en la sección siguiente del presente capítulo, se presenta una visión de lo que sería la gestión de demanda para el sector residencial del país, allí se destacan las principales oportunidades, retos y barreras que se deben superar para lograr la implementación de gestión de demanda.

1.15. Gestión de Demanda en Colombia, prospectiva.

En el caso colombiano existe actualmente un especial interés en los proyectos que involucran desarrollos en el campo de las tecnologías de la información, las ciudades sostenibles y las redes inteligentes. Los programas de gestión de demanda combinan tecnologías de la medida de energía eléctrica, sistemas de comunicación y gestión en tiempo real y nuevos conceptos en mercados de energía (Colombia Inteligente, 2014). Esta condición hace que los avances en la aplicación de programas de este tipo, dependan indiscutiblemente de la posibilidad de la aplicación de nuevas tecnologías y de cambios en el paradigma de los sistemas de distribución en el país.

Para tratar el tema de la posible aplicación de programas de gestión de demanda en el país, deben tratarse entonces los retos que enfrentan dos de los componentes indispensables para la aplicación de dichos programas, como lo son la infraestructura y el mercado energético mayorista.

1.16. Prospectiva del mercado de energía.

En la sección III se mostró que el mercado colombiano de energía eléctrica tiene características especiales, que lo diferencian de otros mercados en el mundo y específicamente en Latino América. Las experiencias internacionales, en la aplicación de programas de gestión de demanda, demuestran que estos programas se deben diseñar, y deben evolucionar, de acuerdo a la dinámica del mercado de energía del cual hacen parte (Escudero A. C., 2006).

Por ser necesaria la participación activa de la demanda en los mercados de energía, en Colombia, como se ha mostrado anteriormente, existen avances que conducen a una mayor participación de los usuarios No regulados, por medio de otros agentes o por sí mismos, en el mercado de energía. Según estas experiencias se debe plantear un escenario hipotético de mercado con

características específicas que permitan la participación activa de la demanda, pero sin que presenten cambios abruptos que puedan desestabilizar los precios, la demanda o la oferta de energía.

A continuación se presentan entonces las principales características que debe tener el mercado de energía en Colombia para facilitar una mayor participación de la demanda:

1.16.1. Nuevos agentes en el mercado

Se debe facilitar la participación de la demanda en la dinámica del mercado de energía, no solo con contratos de energía firme y desconexión, sino también con contratos de limitación de carga, reducción de demanda pico, generación y cogeneración.

Es evidente la necesidad de intervención de un agente, ya sea independiente, público o privado, que dinamice contratos de este tipo entre los participantes del mercado. A nivel internacional existen empresas comercializadoras que se dedican a esta tarea, en la literatura se les conoce como agregadores, (Aggregators término en inglés) y además promocionan en los usuarios sus propios programas gestión de demanda (Cappers P., 2010), (Faria P., 2011)

1.16.2. Implementación de medidas existentes en todos los tipos de usuarios

Las medidas tarifarias para los Usuarios Regulados en Colombia, específicamente aquellas que promueven el desplazamiento del consumo de energía eléctrica para horas valle de la carga residencial, tienen consecuencias notorias en el aplanamiento de la curva de demanda Nacional, tal como se

evidencia en la gráfica de Relación de las curvas de carga diaria para diferentes años en (Aponte J. C., Andrade J. F., MINMINAS, UPME, 2013).

Estas medidas de tipo tarifario deben implementarse en otros sectores, en la medida de lo posible y con las modificaciones pertinentes, con el fin de lograr los mismos efectos en todos los tipos de usuarios, como el oficial, comercial y residencial.

1.16.3. Cambios en el sistema tarifario

Los programas de gestión de demanda, por lo menos a nivel internacional, se basan en la dinámica de precios de la energía eléctrica (Cappers P., 2010), (Torriti J., 2010), (Faria P., 2011), igualmente en Colombia, los programas que se asemejan, inducen al gran consumidor o usuario No Regulado, a través de la tarifa, a desplazar sus picos de consumo de electricidad a las horas de costo inferior o de bajo carga del sistema.

Es necesario entonces crear una fórmula tarifaria diferenciada por tipo de usuario, que permita el cobro de la electricidad por franjas horarias, esto puede ayudar a la reducción de los picos de consumo, y el aplanamiento de la curva de carga.

1.16.4. Flexibilidad en las ofertas de energía

Según se analiza en el documento, Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050, el cual se trata en secciones anteriores, se presenta la necesidad de lograr precios eficientes de energía eléctrica en el país, en este sentido, una de las barreras importantes a tener en cuenta es la inflexibilidad en los precios de la oferta, es decir, actualmente, los precios de generación de

energía eléctrica se dan con periodicidad diaria y no existen variación en este precio de oferta para franjas del día con alto consumo.

En la actualidad solo se permite un precio de kW/h para todo el día. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015). En ese sentido, en precio ofertado en bolsa de energía, no se ve variación de costo de generación de energía eléctrica durante el día. Con el ánimo de potenciar la implementación de programas de gestión de demanda, se debe contemplar el análisis de costos de generación por franjas horarias, y que este análisis se vea reflejado en costos de generación diferenciados por hora o franjas horarias. Esta diferenciación posibilidad la participación de la demanda. (Ministerio de Minas y Proyecto de Transformación Productiva, 2013)

Para lograr un desarrollo completo de la gestión de demanda en Colombia, se requieren cambios regulatorios aún más significativos que correspondan en mayor medida a las tendencias de los mercados eléctricos a nivel internacional, como la liberación completa del mercado y los sistemas de precios en tiempo real, los cuales ofrecen posibilidades diferentes, pero se notan tal vez lejanos en el contexto colombiano. No se debe demeritar los esfuerzos adelantados en este sentido, tratados en secciones anteriores de este documento, como el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales (PROURE) (Ministerio De Minas y Energía, 2012), La Ley 1715 de 2014 (Congreso de La República de Colombia, 2013), el decreto 2492 de 2014 (decreto 2492 de 2014, Ministerio de Minas y Energía, 03 de diciembre de 2014.) entre otros.

1.17. Prospectiva sobre la infraestructura requerida

En cuanto a la infraestructura necesaria se debe tener en cuenta las intenciones en cuanto a la profundidad de los programas de gestión de demanda y el nivel de adopción de las redes inteligentes en el mercado colombiano, para el caso de este documento se asume una adopción paulatina acorde con las características del mercado. A continuación se relacionan las principales necesidades de infraestructura para la implementación de programas de gestión de demanda en el sector residencial en el país.

1.17.1. Medidores Inteligentes

Es necesaria la implementación de medidores que brinden la posibilidad de tener una medida automática, horaria, masiva, bidireccional, con gestión remota y que cense otras variables como tensión, corriente, contaminación armónica y factor de potencia, con el fin de brindar información que permita, además de la implementación de programas de gestión de demanda y conceptos de redes inteligentes, mejorar el análisis de la demanda de energía para cualquier sistema.

Las características de los medidores según el tipo de usuario no debería tener mayores diferencias, pues esta información es valiosa para el análisis de la demanda independientemente del tipo de usuario medido.

1.17.2. Infraestructura de comunicación

Ya en la sección 2.1 se trató el tema de las tecnologías de medición más comúnmente implementadas respecto de la gestión de demanda, estas tecnologías de medición están estrechamente ligadas a infraestructura de comunicación que posibilite el máximo aprovechamiento de las funcionalidades de las tecnologías de medición.

En el caso colombiano, la implementación de sistemas de medición centralizada, se vio afectada en sus inicios por la cobertura de las redes de comunicación celular, pues la mayoría de los equipos de este tipo, implementados en el país, usan internet GPRS para su comunicación con los centros de gestión.

Debido a que cada sistema de medición utiliza protocolos de comunicación entre ellos mismos, y estos sistemas de comunicación funcionan eficazmente, el verdadero reto a gran escala es un tema ampliamente discutido, La interoperabilidad.

Dicho concepto representa un amplio tema de discusión, que está por fuera del alcance del presente trabajo, pero se considera como una necesidad para potenciar la gestión remota de activos, las acciones de control y mantenimiento sobre la infraestructura eléctrica.

1.17.3. Almacenamiento de energía

La tecnología avanza de manera acelerada, y en el caso del almacenamiento de energía se han madurado tecnologías que ofrecen posibilidades bastante mayores en este campo.

El almacenamiento de energía permite mayor dinámica en el perfil de demanda de los usuarios, a la vez que ofrece la posibilidad de conservar los hábitos de consumo. Los costos de este tipo de tecnologías reducen su implementación debido a la falta de incentivos para realizar dicha inversión y ver reflejado un retorno en determinado tiempo.

1.17.4. Otros dispositivos

Existen dispositivos automáticos que controlan o limitan la cantidad de energía en ciertos puntos de una instalación eléctrica, o incluso de un circuito completo en caso de los interruptores programables. Estos dispositivos permiten aumentar la posibilidad de gestionar las cargas a nivel de usuario final y podrían ser de gran utilidad en la aplicación de conceptos de uso racional de la energía y gestión de demanda.

En el mercado ya se encuentran también gran cantidad de electrodoméstico, usados principalmente en países donde existen precios dinámicos de la energía, que permiten programar el nivel de consumo dependiendo de la hora del día.

Existen desarrollos a nivel internacional de dispositivos automáticos de gestión de demanda, que recibe señales de variables como el precio de la energía, hábitos de consumo del usuario, entre otras, para a partir de estas programar las tareas típicas del usuario con el fin de optimizar costos y consumo de energía.

Se debe tener en cuenta que estas tecnologías no solo se componen de dispositivos electrónicos o de control, sino también de robustos y complejos sistemas de comunicación y software de control, que permita el flujo de información entre los puntos de la red y los diferentes agentes del mercado, lo cual supone retos adicionales en infraestructura de telecomunicaciones.

1.18. Oportunidades de la gestión de demanda en Colombia en el corto y mediano plazo.

Después de analizar las principales necesidades para que los programas de gestión de demanda sean implementados en el país, se debe concluir acerca de las oportunidades reales de la implementación de los PGD.

Como se mostró en el capítulo 3.3. de este documento, en el país se han implementado medidas que favorecen la gestión de demanda en el mediano y largo plazo, dichas medidas están destinadas a viabilizar la gestión de demanda en el país. Pese a lo anterior, las medidas regulatorias y la elaboración de políticas en materia energética puede tomar año, por lo que la implementación de gestión de demanda y la participación de los usuarios en P.D.G. parece un asunto lejano.

Sin embargo, la gestión de demanda podría implementarse en el país prontamente, por lo menos en un nivel básico, afirmación basada en el aprendizaje al desarrollar este trabajo de investigación y en conceptos como el presentado en (Martinez V, 2012), donde se tratan las posibilidades favorables del país para la implementación de gestión de demanda en el mediano plazo. En (Martinez V, 2012), se dice que Colombia tiene posibilidad de implementar gestión de demanda con elementos activos y dinámicos.

Se deben tener en cuenta condiciones especiales del mercado eléctrico colombiano y sus agentes, pues es poco probable que el mediano plazo se pueda adoptar gestión de demanda basada en control directo de carga y con niveles de automatismo muy elevados para el sector residencial, esto debido a condiciones socioeconómicas y el tiempo requerido para la adopción de nuevas tecnologías en esta materia.

Para el caso colombiano, la gestión de demanda, por lo menos en una etapa inicial, se debe basar principalmente en la posibilidad de implementación de tarifas por franjas horarias, la oferta de programas de desconexión de carga, reducción del consumo global y en horas pico, desplazamiento del consumo, y la implementación de medidores que permitan la limitación de carga, la toma automática y remota de lecturas de consumo por franjas horarias.

ANALISIS DE DIFUSION DE PGD CON DINAMICA DE SISTEMAS

La complejidad del problema objeto de estudio y la incertidumbre que representa la implementación de los PGD, llevan a la utilización de herramientas de estudio como el pensamiento sistémico, el cual es la base para metodologías científicas ampliamente reconocidas a nivel internacional como la Dinámica de Sistemas (DS), que permita el análisis de las variables de un problema y las relaciones entre ellas (Sterman J., 2000). La metodología sistémica provee herramientas para el estudio de problemas que pueden resultar de la interacción entre las partes de un sistema (Aracil J., 1995).

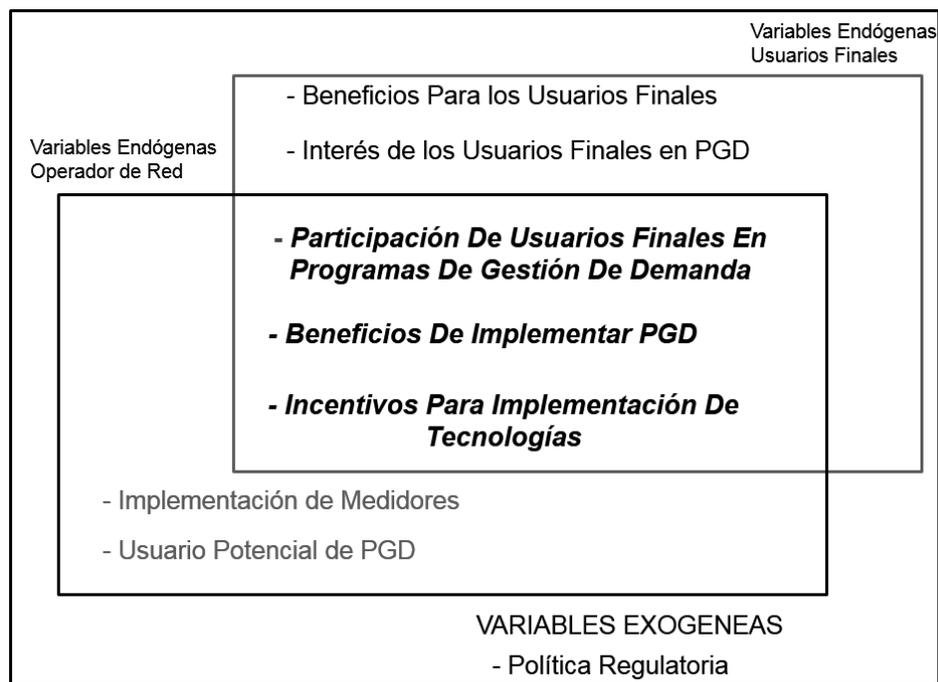
La metodología sistémica se distingue de metodologías científicas clásicas de análisis de la realidad, principalmente, por la búsqueda de una posición más equilibrada del uso del método analítico y sintético, es en el método sistémico es igualmente importante el análisis como la síntesis. (Tang Y., 2010). Para el caso específico de este trabajo de investigación, se selecciona el modelo conocido como el modelo de Difusión de Bass (Bass F., 1969), desarrollado por el investigador Frank Bass. También se revisaron avances en modelos de difusión (V. Rao K., 2010).

1.19. Análisis de variables del problema

Para la utilización de la metodología de análisis sistémico, es necesario el entendimiento del sistema objeto de estudio, con base en que los sistemas son la suma de las partes que lo conforman con las interacciones entre las mismas partes. En este sentido, y para el caso específico del problema de la aplicación de PGD en el sector residencial en Colombia, se identificaron las principales variables que intervienen, tanto endógenas como exógenas, y las principales relaciones entre dichas variables.

Los PGD, además del concepto técnico, se pueden definir como un mecanismo de interacción entre Los Operadores de Red (OR) o Comercializadores y los usuarios finales (UF). Este concepto permite definir las variables en términos de cada uno de los participantes.

Figura 5.1: Clasificación de Variables para el Análisis con Sistémico. Fuente: Elaboración Propia.



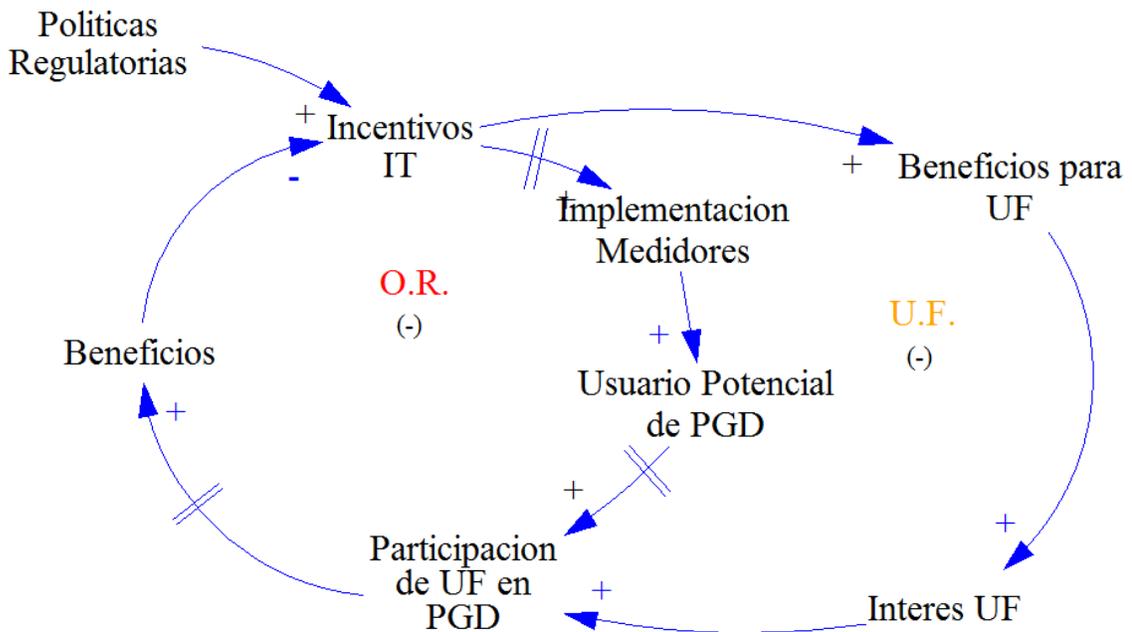
En la Figura 5.1 se presentan las variables que tienen relevancia en el estudio del problema de implementar programas de gestión de demanda. Las variables que se muestran dentro de cada cuadrado de la Figura 5.1, son las variables endógenas que afectan directamente al OR del sistema de distribución y las variables endógenas que afectan directamente al Usuario Final. Este resultado hace parte de la revisión sobre experiencias internacionales y regulación colombiana realizada tratado en secciones anteriores. La única variable exógena identificada es la política regulatoria, debido a que se pudo determinar que son necesarias políticas regulatorias que impulsen medidas favorables para la difusión de PGD para el sector residencial en Colombia.

1.20. Análisis de causalidad

Si bien la identificación de las variables que intervienen en el problema de estudio, es una parte importante del estudio, pero este se queda incompleto si además de ésta identificación no se definen las interacciones entre cada una de las variables y participantes.

Con el fin de desarrollar el estudio de las interacciones entre las variables del problema, dentro de la metodología de análisis sistémico se propone el uso de diagramas causales, en los cuales se presentan las variables y las interacciones entre ellas por medio de lazos de realimentación positiva y negativa.

Figura 5.2: Diagrama Causal para el Estudio de la Difusión de PGD En Colombia. Fuente: Elaboración propia.



En la Figura 5.2 se muestra el Diagrama Causal del problema y define los ciclos de realimentación y representan además la interacción entre los participantes.

En el primer ciclo, se muestran las variables de las cuales depende principalmente el interés de los Operadores de Red o Comercializadores frente a los PGD. Los OR necesitan incentivos para la Implementación de Tecnologías de Medición, las cuales posibiliten la toma de mediciones de manera remota y por franjas horarias. La implementación de estas tecnologías de medición depende de políticas regulatorias que permitan a través de mecanismos como subsidios desmontables o mecanismos externos de compensación por instalación de tecnología en las redes.

La implementación de dicha tecnología será gradual y dependerá de los tiempos de adquisición y adecuación de equipos y software para las redes actuales de distribución de energía del país. El tiempo de implementación es representado como un retardo (las dos líneas paralelas) entre los Incentivos y la Implementación de Medidores.

Con la implementación de los medidores de manera inmediata se aumenta el número de usuarios potenciales o participantes potenciales de los PGD. Mientras el número de participantes potenciales crece, el interés de los usuarios en PGD también crece, debido a los incentivos derivados de políticas regulatorias.

En la medida que aumentan los participantes en PGD aumentan los beneficios para los operadores de red, esto no sólo debido a los beneficios por incentivos ya definidos, sino también los beneficios por los PGD correctamente diseñados para problemáticas específicas de una zona o del sistema en general.

El aumento en los beneficios para los operadores de red obliga a una disminución en los incentivos.

El segundo ciclo define la participación de los Usuarios Finales y la relación entre las variables que toman parte del problema. Para los UF también es necesario incentivos económicos que les impulse a participar en PGD. El usuario final

debería obtener beneficios por participación en PGD como la disminución en tarifa y el uso de precios por franjas horarias. Los beneficios están ligados al ahorro en el gasto por el servicio de energía eléctrica, al menor impacto en sus hábitos y costumbres. Los PGD pueden aportar beneficios adicionales asociados a una mejor calidad del servicio de energía. Con mayores beneficios de cara al usuario, mayor será el interés por la participación en PGD, lo que se traduce, con un retardo, en una mayor participación en programas de gestión de demanda.

Los programas de gestión de demanda se deben diseñar con la revisión de criterios técnicos específicos de la zona de aplicación, intentando maximizar los beneficios para la red con el menor impacto posible y costo asociado.

Este diagrama causal está relacionado estrechamente con los primeros conceptos de PGD en Colombia, así como su prospectiva de desarrollo en Colombia.

A continuación se describe en detalle el diagrama formal que resulta a partir de la profundización en el estudio de las relaciones de las variables que hacen parte del problema.

1.21. Diagrama Formal

El modelo formal desarrollado pretende analizar el comportamiento de la difusión de la gestión de demanda en Colombia para el sector residencial, y cómo influyen las diferentes variables en dicha difusión. El modelo permite identificar estrategias y medidas para la lograr una amplia difusión de la de gestión de demanda en el sector residencial colombiano.

Se ha identificado que la aceptación de los programas de gestión de demanda, o la acogida de los mismos por parte de los usuarios finales, depende de tres factores principalmente, la promoción de programas de gestión de demanda, el

beneficio que se percibe con la aplicación de los programas, y el nivel de impacto que pueden generar dichos programas.

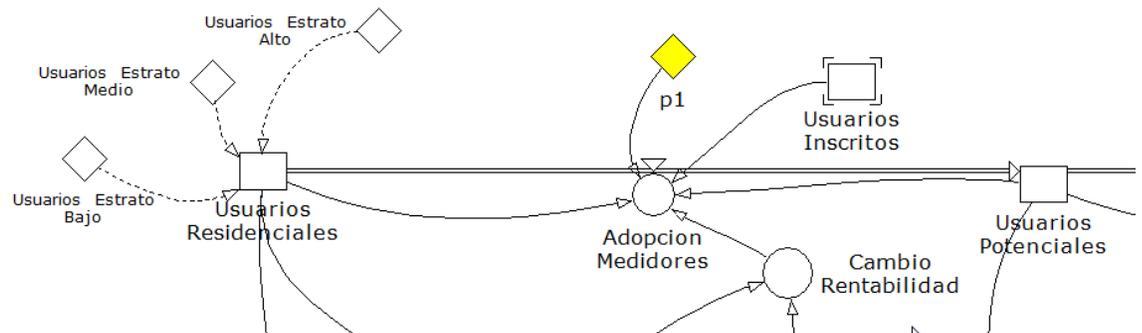
Los beneficios de cara al usuario final de los programas de gestión de demanda, como se ha tratado en secciones anteriores, son principalmente económicos y se ven reflejados en la reducción en el gasto por energía eléctrica, y en los incentivos otorgados por los entes reguladores y/o por los operadores de red. Estos factores sin duda deben tenerse en cuenta al momento de estudiar la difusión de los programas de gestión de demanda.

La reducción del gasto por energía eléctrica hace parte del modelo formal y se representa como el porcentaje de reducción en el gasto por el consumo de energía eléctrica en los hogares, como consecuencia de la implementación de programas de gestión de demanda. Para cada programa de gestión de demanda se determina un porcentaje potencial de ahorro, dicho potencial será definido en este documento de acuerdo a las experiencias internacionales y a las características propias de cada programa de gestión de demanda. Esta variable se tratará en el modelo como un parámetro que puede variar según el programa de gestión de demanda estudiado.

Los incentivos para la participación en programas de gestión de demanda, vistos de cara al usuario, se deben entender como los beneficios económicos obtenidos al aceptar participar en los programas de gestión de demanda, por ejemplo, los programas de reducción de demanda pico, traen consigo el beneficio intrínseco del ahorro en el gasto por energía, pero además debería tener un incentivo adicional que potencie la participación en estos programas. Este incentivo se puede aplicar como un reducción en la tarifa de energía eléctrica que se aplica en la franja horaria de aplicación del programa, o incluso en todas las tarifas cobradas al usuario por Kilovatio hora. Para el caso específico de este análisis,

eléctrica, esto significa que para analizar la difusión de los programas de gestión de demanda en el sector residencial en Colombia, se debe analizar también la difusión de medidores requeridos para la implementación de los PGD. En la figura 5.4 se presenta el fragmento del modelo formal desarrollado, con el cual se modela el efecto de la adopción de medidores.

Figura 5.4: Nivel 1, Modelo Formal Difusión de PGD para el Sector Residencial Colombiano. Fuente: Elaboración Propia.



La figura 5.4 constituye una parte del modelo desarrollado y en el cual se encuentran variables de estado o nivel como Usuarios Residenciales, Usuarios Inscritos y Usuarios Potenciales. Las variables nivel pueden representar el estado del sistema en un tiempo determinado y en este caso específico modelan la adopción de medidores requeridos para los PGD. A continuación se define cada una de estas variables.

Usuarios Residenciales

Esta variable se define como el total de usuarios residenciales de la red a analizar, por lo que puede tomar valores entre 1 y el total de usuarios residenciales del sistema eléctrico colombiano. Específicamente, en el modelo

desarrollado, la variable Usuarios Residenciales, se define como la suma de los usuarios residenciales de cada estrato socio económico, esto con la intención de contar con información de estratificación para otros análisis.

Para el caso de este trabajo de investigación, se toma el total de usuarios o suscriptores del servicio de energía eléctrica en Colombia, datos que se encuentran disponibles en el portal del Sistema Único de Información de Servicios Públicos, SUI (SUI, 2015). A continuación la cantidad de suscriptores con corte a diciembre de 2014.

Tabla 5.1: Cantidad de Suscriptores del Servicio de Energía en Hogares.

Fuente: SUI

ESTRATO	NUMERO DE SUSCRIPTORES
1	2.300.964
2	4.004.135
3	2.407.239
4	768.305
5	311.492
6	169.706
TOTAL	9.961.841

Los datos contenidos en la tabla anterior, si bien son los oficiales actualizados suministrados por SUI, parecen no tener concordancia con los presentados ante

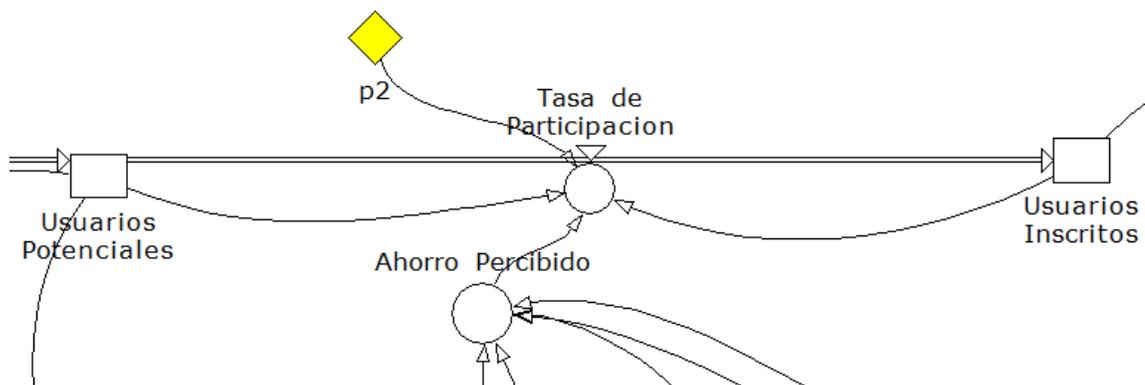
el Congreso en 2013 por el Ministerio de Minas y Energía, en donde se presenta un total de viviendas con servicio de energía de 11'569.602, con corte a diciembre de 2012. Pese a aquella incongruencia, para efectos del presente análisis, se tomaron los datos contenidos en el SUI pues ofrecen la posibilidad de contar con los datos de cobertura del sector residencial por estratos socioeconómicos, situación que puede beneficiar el análisis.

Usuarios Potenciales

En el modelo desarrollado se propone que los usuarios potenciales de los PGD sean todos los usuarios del sistema eléctrico colombiano, sin embargo, esta no sería una situación real, pues se debe tener en cuenta la cantidad de usuarios que cuentan con el medidor requerido instalado actualmente y la cantidad de medidores de este tipo instalados por año.

La variable Usuarios Potenciales será entonces el resultado de la difusión del sistema de medición requerido en la zona estudiada, en este caso para todo el sistema colombiano. Al mismo tiempo, la variable será el punto de partida para el Nivel 2, el cual analiza la difusión de los PGD. En la figura 5.5 se muestra el Nivel 2 del diagrama formal desarrollado. a

Figura 5.5: Nivel 2, Modelo Formal Difusión de PGD para el Sector Residencial Colombiano. Fuente: Elaboración Propia.



Usuarios Inscritos

La Variable Usuarios Inscritos aparece en el Nivel 2 y se define como la cantidad de usuarios residenciales que están inscritos en algún PGD. Esta variable se ve afectada por los niveles 1 y 2, por tanto, la cantidad de Usuarios Inscritos depende de la Adopción de Medidores y Tasa de Participación.

A continuación se presenta un modelo general para dos niveles continuos, a partir del cual se deducen las ecuaciones de las variables hasta ahora definidas.

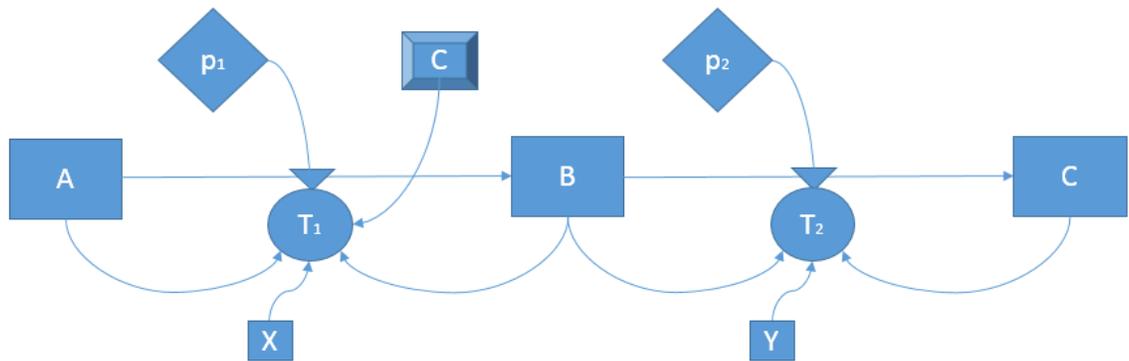


Figura 5.6: Nivel 1 y 2, Modelo Formal Difusión de PGD para el Sector Residencial Colombiano. Fuente: Elaboración Propia.

En la figura 5.6 se presenta un modelo general en el cual se encuentran dos niveles conectados, lo cual representa sistemas que poseen dos variables de estado o nivel en donde el estado una de las variables depende del comportamiento de la anterior. Tal es el caso del modelo desarrollado para el estudio de la difusión de los PGD.

Si se asume que las variables T1 y T2 dependen de efectos de políticas contempladas en el modelo y que se resumen en las variables X y Y, las expresiones matemáticas para T1 y T2 serán:

$$\frac{dT1}{dt} = (P1 * X) * \frac{(B + C)}{(A + B + C)} * (A)$$

Del mismo modo a continuación se define la ecuación para T2;

$$\frac{dT2}{dt} = (P2 * Y) * \frac{C}{(B + C)} * (B)$$

A partir de las expresiones anteriores, analógicamente se analizan los niveles 1 y 2 del modelo de difusión, con la intención de definir expresiones para las variables Adopción de Medidores y Tasa de participación. A continuación los resultados obtenidos.

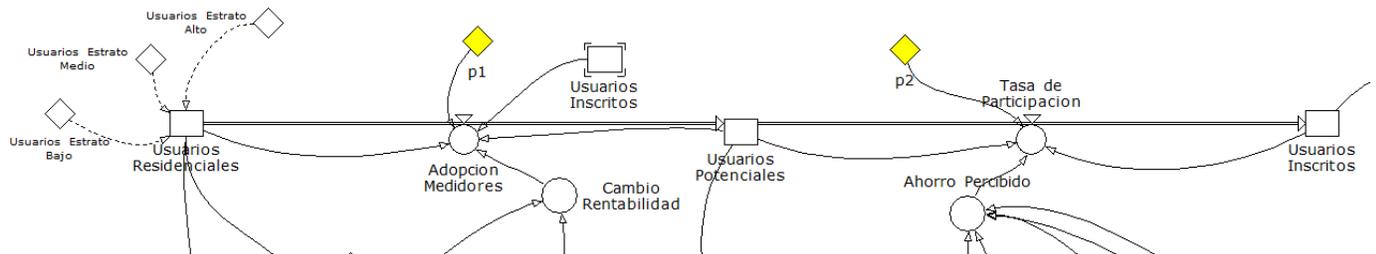
Adopción de Medidores

Los datos de implementación de los sistemas de medición más comunes en Colombia, presentados en el capítulo 3.4, aportaron datos importantes sobre el proceso de adopción de este tipo de tecnologías en el contexto colombiano. Los datos promedio de implementación de medidores por año son bastante útiles para madurar el modelo desarrollado.

Si bien se tienen datos de promedios anuales de implementación de medida centralizada en Colombia, para el desarrollo de este proyecto de investigación, no es suficiente analizar estos históricos, se debe revisar las motivaciones de implementación de este tipo de tecnologías de cara tanto al operador de red como al usuario final.

A continuación en la figura 5.7 se muestra los Niveles 1 y 2 del modelo desarrollado, de donde es posible deducir expresiones matemáticas para la variable Adopción de Medidores a partir de las expresiones generales presentadas.

Figura 5.7: Nivel 1 y 2, Modelo Formal Difusión de PGD para el Sector Residencial Colombiano. Fuente: Elaboración Propia.



$$\frac{d \text{ Adopción de Medidores}}{dt} = (P1 * CR) * \frac{(UP + UI)}{(UR + UP + UI)} * (UR)$$

Donde,

CR: Cambio Rentabilidad

UR: Usuarios Residenciales

UP: Usuarios Potenciales

UI: Usuarios Inscritos

La variable Adopción de Medidores, se ve afectada por el comportamiento de las variables de nivel Usuarios Residenciales, Usuarios Potenciales y Usuarios Inscritos, además del efecto de la variable Cambio Rentabilidad.

Cambio Rentabilidad

La variable Cambio en la Rentabilidad para efectos de matemáticas del modelo formal se calcula como la relación entre la Nueva Rentabilidad y la Rentabilidad Referencia.

Para entender la definición de esta variable es necesario aclarar que del cambio en la rentabilidad para los operadores de red o comercializadores, depende la masificación de los sistemas de medición requeridos. La implementación del sistema de medición y el esquema remuneratoria para los programas de gestión de demanda, y la adopción de medidores no debe generar pérdidas económicas, y si así fuere, estas deberían ser aliviadas por sistemas de incentivos.

Es necesario entonces continuar con la definición de la variable Rentabilidad de Referencia con el fin de dejar claras las consideraciones del modelo.

Rentabilidad de Referencia

La rentabilidad de Referencia es la rentabilidad por la comercialización de energía del sistema estudiado. La Rentabilidad de Referencia se calcula como la relación ente Ingresos de Referencia y los Costos de Referencia.

$$Rentabilidad\ Referencia = \frac{Ingresos\ Referencia}{Costos\ de\ Referencia}$$

Los costos de referencia no son una variable definida dentro del modelo, pero estos se definen como los gastos CAPEX y OPEX para la comercialización de energía del sistema estudiado, dado en Pesos Colombianas por Usuario (COP \$/Usuario). Para que estos CAPEX y OPEX se conviertan en los costos de referencia de la comercialización de energía para el sistema estudiado, se debe multiplicar por la totalidad de los usuarios atendidos en el sistema, que para el caso del presente modelo sería la suma de los Usuarios Residenciales, los Usuarios Potenciales y los Usuarios Inscritos.

Ingresos de Referencia

Del mismo modo, los ingresos de referencia son calculados en el modelo como la cantidad total de usuarios del sistema analizado, multiplicado el consumo de energía promedio y por la tarifa de comercialización. A continuación la expresión matemática completa para la Rentabilidad de Referencia.

$$\text{Rentabilidad Referencia} = \frac{\text{Tarifa de Comercialización} * \text{Usuarios Totales}}{(\text{CAPEX} + \text{OPEX}) * \text{Usuarios Totales}}$$

Donde,

$$\text{Usuarios Totales} = U. \text{Residenciales} + U. \text{Potenciales} + U. \text{Inscritos}$$

CAPEX: Gasto de Capital, Capital Expenditure. Costo de la unidad de inversión. Inversión por cada usuario atendido.

OPEX: Gastos Operativos, Operating Expense. Costeo de la unidad operativa. Costo asociado a la operación del sistema por usuario atendido

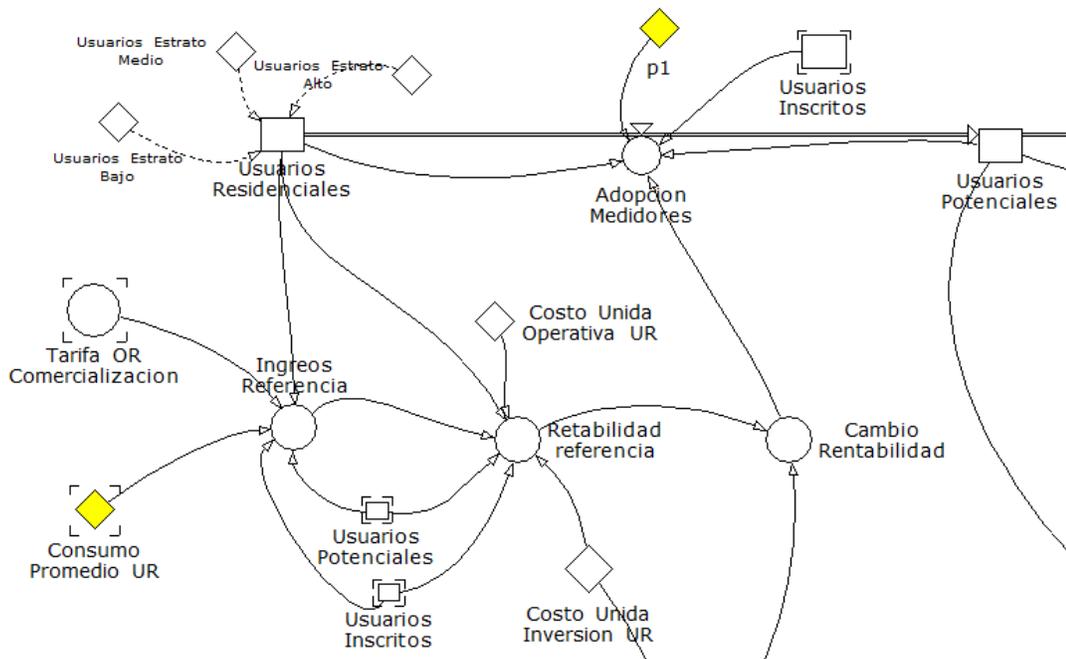
En oportuno definir entonces las variables de Costo Operativo UR y Costo Inversión UR, estas dos variables se incluyen en el cálculo de la Rentabilidad de Referencia y toman respectivamente el valor del OPEX y el CAPEX de la comercialización de energía para el Usuario Residencial, es decir, el Costo Operativo UR es el gasto operativo por la comercialización de energía, calculado por cada usuario. Así mismo el Costo por Inversión UR es el gasto en inversión para la comercialización de energía de un usuario del sistema.

En la figura 5.8 se muestra una parte del modelo de difusión desarrollado, específicamente la parte del modelo que representa la influencia del Cambio

Rentabilidad en la adopción de medidores. Se muestran las variables que intervienen en el análisis.

Con las expresiones presentadas queda definida la variable Rentabilidad de Referencia. A partir del cálculo de la Rentabilidad de Referencia, es sencillo intuir la expresión que definirá la variable Nueva Rentabilidad, sin embargo el cálculo de los valores para CAPEX y OPEX debe incluir el costo de comprar, operar y mantener los nuevos dispositivos en la red, al mismo tiempo que se ofertan PGD. Es necesario entonces definir las variables que serán significativas para el cálculo la Nueva Rentabilidad y los nuevos valores de CAPEX y OPEX, para lo que es indispensable incluir los costos asociados a los sistemas de medición, y a la manera como cada agente percibe el gasto en los medidores que requiere los PGD y el gasto operativo que implican.

Figura 5.8: Cambio Rentabilidad, Rentabilidad Referencia y Adopción de Medidores. Modelo Formal Difusión de PGD para el Sector Residencial colombiano. Fuente: Elaboración Propia.



Costo Total del Medidor

El costo total del medidor se incluye en el modelo a manera de parámetro, y constituye el costo total del medidor en pesos colombianos. Para los análisis desarrollados se asume un valor inicial para el medidor de quinientos mil pesos colombianos (COP\$500.0000). Esto implica que la Variable Costo Total del Medidor tome el valor de \$500.000 Pesos/Usuario, ya que se representa el costo de UN medidor. Este valor no se toma arbitrariamente, si bien es cierto que es un parámetro que se puede ajustar con el fin de identificar el comportamiento del modelo, este valor se toma en base a los costos de la medición centralizada en el país.

Costo Medidor para Usuario Final

El costo del medidor para el usuario final se incluye en el modelo porque el usuario final no debe asumir el precio total del medidor, pues esto desestimularía la masificación. Para los análisis desarrollados se asume que el costo del medidor para el usuario final es de cien mil pesos colombianos (COP\$100.000), con el fin de asignar un valor cercano al valor de un medidor convencional. Por tanto, el valor de la variable Costo Medidor Usuario Final es \$100.000 Pesos/Usuario.

Costo Medidor para Operador de Red - Anualizado

El operador de Red debe asumir la diferencia entre el Costo Total del Medidor y el Costo del Medidor para el Usuario Final. Actualmente, en la metodología de los proyectos PRONE – MINMINAS, los operadores de red incurren en inversiones importantes en compras de sistemas de medición, que facilitan la gestión de perdidas, esto es posible gracias a los sistemas de remuneración de

los proyectos PRONE disponible en el sitio web del Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS, 2015).

Los operadores de red deben asumir el costo de inversión de implementar los sistemas de medición requeridos para ofertar programas de gestión de demanda. En una primera instancia, el estado colombiano puede alivianar esas inversiones con exenciones, descuentos o incentivos. En una segunda instancia, los operadores de red, con el paso del tiempo, deben percibir el un beneficio económico debido a la implementación de PGD, por lo que dichos beneficios descuentos o incentivos sería desmontables en el tiempo.

Para calcular el Costo del Medidor para el Operador de Red basta con restar el Costo del Medidor para el Usuario Final al Costo Total del Medidor. Sin embargo, no es así como se debe incluir el valor del medidor de cara al operador de red, es necesario amortizar el costo con el fin de incluir costos financieros de la inversión y anualizar estos costos de modo que puedan ser analizados en el tiempo.

Nueva Rentabilidad

La Nueva Rentabilidad es calculada de igual manera que la Rentabilidad de Referencia, es decir, se calcula como la relación entre los Ingresos Totales y los Gastos Totales. Para el caso de la Nueva Rentabilidad los Gastos Totales se dividen en los gastos relativos a cada grupo de usuarios, debido a que para cada uno de los grupos de usuarios se asigna un Costo de Inversión y un Costo Operativo. A continuación se define cada costo

Costo Inversión/Operativo UR

Es el costo de Inversión/Operativo para usuarios residenciales, se toma el mismo valor que se tomó de referencia para el cálculo de la Rentabilidad de Referencia. El cálculo del costo total por Usuarios Residenciales se halla multiplicando el total de usuarios residenciales por la suma de los costos de Inversión y Costos Operativos.

Costo Inversión/Operativo UP

Representa el costo Inversión/ Operativo para los Usuarios Potenciales. Dicho gastos debe de inversión y de capital deben ser ligeramente más altos que los costos I/O para los Usuarios Residenciales, esto teniendo en cuenta que los gastos para los usuarios potenciales incluyen los costos de inversión y operación de los medidores requeridos para los PGD.

Para el calcular el gasto total por Usuarios Potenciales, basta multiplicar la cantidad de Usuarios Potenciales por la suma de los costos operativos, más el costo de inversión por usuario potencial, más el costo de inversión

Costo Inversión/Operativo UI

Del mismo modo que en la variables definidas anteriormente, estas variables representan los costos de Inversión y Operativos para los usuarios inscritos, valor que debe incluir los gastos de promoción de los PGD, además de los gastos operativos de ofertar y mantener PDG.

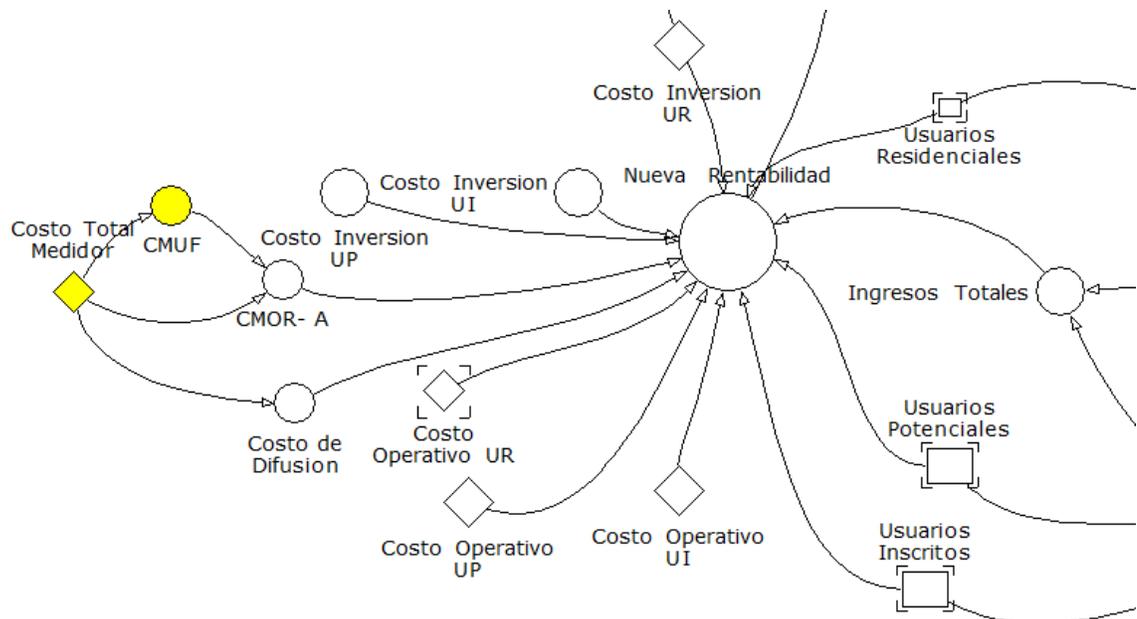
Para el calcular el gasto total en Usuarios Inscritos, del mismo modo se multiplica la cantidad de Usuarios Inscritos por la suma de los costos operativos y de inversión por usuario inscrito.

De igual manera se calculan los costos por Usuarios Residenciales, en este caso solo se debe tener en cuenta los costos de inversión y de

A continuación se presenta la expresión matemática que representa el valor de la Nueva Rentabilidad.

$$NR = \frac{\text{Ingresos Totales}}{((CIUR+COUR)*UR)+((CIUP+COUP+CMORA)*UP)+((CIUI+COUI+CMORA+CD)*UI)}$$

Figura 5.9: Nueva Rentabilidad, Modelo Formal Difusión de PGD para el Sector Residencial colombiano. Fuente: Elaboración Propia.



Ingresos Totales

Los ingresos totales se definen como la suma de Ingresos por Energía e Incentivos. Se calculan los Ingresos Totales para calcular la Nueva Rentabilidad y hacer posible la comparación entre esta y la Rentabilidad de Referencia.

Ingresos por Energía

Los Ingresos por Energía se definen como el dinero percibido por el operador de red por la comercialización de energía a los usuarios. Un porcentaje de la tarifa pagada por el usuario final es el ingreso del agente comercializador.

Se debe recordar que para el caso específico de este análisis se asume una población homogénea y un consumo de energía homogéneo, por lo que el cálculo del ingreso por energía se hace simple, pues basta multiplicar la cantidad de usuarios por el promedio de consumo de energía para dichos usuarios y por la tarifa de comercialización.

En el cálculo de los ingresos por energía se debe tener en cuenta la cantidad de Usuarios Residenciales, Usuarios Potenciales e Usuarios Inscritos. Para el caso de los Usuarios Residenciales los ingresos son iguales a:

$$\text{Ingresos por } U \text{ Residenciales} = U \cdot \text{Residenciales} * \text{Consumo Promedio} * \text{Tarifa}$$

Del mismo modo para los Usuarios Potenciales.

Para los Usuarios Inscritos se debe calcular de manera diferente el aporte al Ingreso por Energía, es decir, para los Usuarios Inscritos en PGD, se espera un consumo de energía diferente al promedio, al igual que se espera una tarifa diferente.

Nivel de Impacto

El nivel de impacto es un parámetro que define el nivel de afectación que están dispuestos a asumir los usuarios con la participación en programas de gestión de demanda. Para un Nivel de Impacto Alto, los niveles de ahorro en gasto por energía serán mayores.

Para los análisis realizados en este trabajo de investigación se asume un nivel de impacto medio, lo que causaría una disminución de consumo media.

Reducción Potencial de Consumo

La Reducción Potencial del consumo de energía se define en base al nivel de impacto, y para el caso de nivel de impacto medio, se asume una reducción potencial del 10% en el consumo de energía mensual.

Consumo Promedio Usuarios Inscritos

El porcentaje de Reducción Potencial de Consumo es aplicado al consumo Promedio de los Usuarios Residenciales, parámetro de entrada del modelo, con lo que se calculará el consumo promedio para usuarios Inscritos. Esta reducción se entiende será aplicada al consumo promedio de energía de los usuarios Inscritos.

Tarifa de Referencia

La tarifa de referencia de toma como la tarifa para usuario final residencial sin subsidio. Para los análisis del presente trabajo de investigación se toma el valor

de \$474.20, según tarifas publicadas por empresas públicas de Medellín para enero de 2015.

Tarifa Comercialización

La tarifa de comercialización en Colombia la define el ente regulador por medio de la formula tarifaria; en el año 2012 se publicó un documento donde se hizo claridad sobre el concepto de Margen de Comercialización, documento que definió este margen como 13% de la tarifa global.

Incentivo Tarifa Usuarios Inscritos

La motivación de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica para participar en PGD es principalmente económica, por lo que el ahorro en el gasto por energía debe justificar la participación en programas de gestión de demanda. El incentivo a la tarifa de energía para este tipo de usuarios se modela en este trabajo como un parámetro que puede ser modificado y es un dato de entrada. Esta condición permite hacer análisis sobre la reacción de las variables del modelo ante cambios de este parámetro que representará escenarios para la difusión de PGD.

Nueva Tarifa

La nueva tarifa de energía aplicable para los usuarios inscritos en programas de gestión de demanda y constituye el beneficio que se otorga a los usuarios inscritos en PGD.

Conociendo los valores de las variables que intervienen en el cálculo del Ingreso por energía para el Operador de Red, se puede definir los Ingresos por Usuarios Inscritos en PGD a partir de la expresión:

$$\text{Ingresos por } U \text{ Inscritos} = UI * \text{Consumo Promedio } UI * \text{Nueva Tarifa}$$

En la figura 5.10 también se presenta la variable Ahorro Percibido, variable que modela la intención de inscripción y participación de los usuarios en PGD.

Ahorro Percibido

El Ahorro Percibido y el Nivel de Impacto son las dos variables de mayor peso por las cuales un usuario residencial decide mantener la participación en programas de gestión de demanda. Para el cálculo de esta variable en el modelo se define como la relación que existe entre el Gasto por Energía de Referencia y el Nuevo Gasto por Energía. Para un buen cálculo de así:

$$\text{Ahorro Percibido} = \frac{\text{Gasto por Energía Referencia}}{\text{Nuevo Gasto por Energía}}$$

De donde,

$$\text{Gasto por Energía Referencia} = (\text{Tarifa} * \text{Consumo Promedio}) + \text{CA Medidor}$$

De igual manera se calcula el valor para el Nuevo Gasto por Energía,

$$\text{Nuevo Gasto Energía} = (N \text{ Tarifa} * \text{Consumo Promedio } UI) + \text{CA Medidor}$$

CA Medidor= Costo Anualizado del Medidor.

Costo Anualizado del Medidor

Al igual que se calculó el costo anualizado para el medidor de energía de cara al operador de red, se calcula el costo anualizado del medidor, teniendo en cuenta la vida útil.

Tasa de Participación

Teniendo en cuenta el Ahorro Percibido y todas las demás variables asociadas incluyendo las variables de Nivel la tasa de participación modela la velocidad con la que un usuario potencial se convierte en usuario inscrito.

$$Tasa\ de\ Participacion = (P2 * AP) * \frac{UI}{(UP + UI)} * (UP)$$

Donde,

AP: Ahorro Percibido

UP: Usuarios Potenciales

UI: Usuarios Inscritos

Participantes Efectivos

En la literatura a nivel internacional se recomienda lograr niveles importantes de automatismo en los PGD para mejorar la Participación Efectiva de los usuarios, puesto que reduce el factor humano de decisión en cuanto al ahorro o modificación de demanda de energía (Martinez V, 2012).

Incentivo 1

Para modelar el aporte de los incentivos en el problema estudiado, se definió el Incentivo 1, que es el incentivo dado a los operadores de red por la Reducción Estimada de Energía. El valor que tome la variable Incentivo 1, estará dada por la intensidad de análisis que se quiera realizar en el modelo.

Para este tipo de incentivos técnicos por ahorro de energía permitirá que los operadores de red se motiven a completar el principal objetivo de los PGD, la eficiencia energética.

Incentivo 2

El Incentivo 2, del mismo modo que el incentivo anterior, tomará valores que dependen del escenario a estudiar y la intensidad del análisis. Este incentivo propone la remuneración por el costo en el que deben incurrir los operadores al tratar de difundir o masificar los PGD, esta tarea no debe ser solo del operador-comercializador.

1.22. Análisis de Resultados de Simulaciones de Difusión de PGD

Se desarrolló el modelo de difusión tratado anteriormente, con el cual fue posible analizar el comportamiento de las variables del modelo ante cambios en incentivos y participación efectiva de los usuarios.

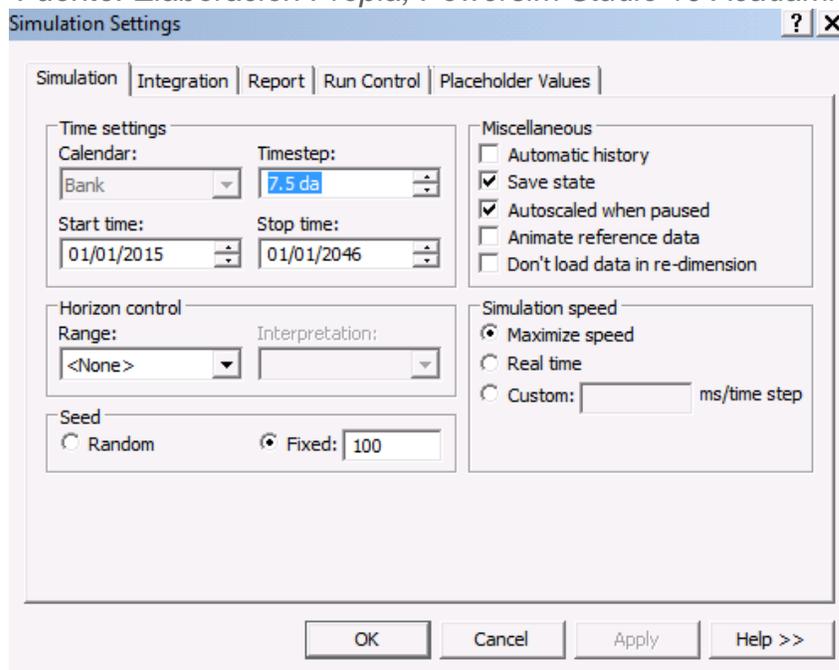
1.22.1. Escenario base de difusión sin incentivos

Para el primer escenario se eliminaron los efectos de los Incentivos con la intención de observar el comportamiento natural del modelo construido y la

posible difusión ante cero estímulos. La ventana de tiempo de análisis es de treinta (30) años. Las fechas de inicio y finalización, así como otros parámetros se muestran en la figura 5.11

Figura 5.12: Cantidad de Usuarios Residenciales en el Tiempo. Cero Incentivos.

Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

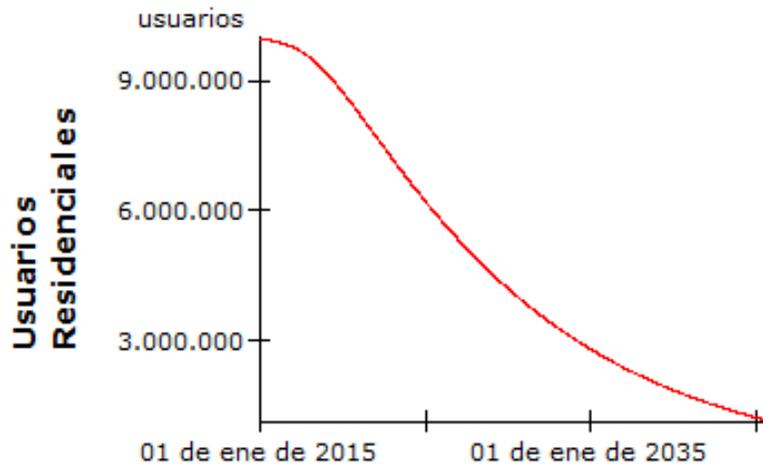


La ventana de tiempo seleccionada para el análisis es de treinta años, sin embargo se deben ajustar la ventana total de análisis a una escala mayor, con el fin de estar atentos a oscilaciones indeseadas en los resultados de las simulaciones. Para descartar la aparición de oscilaciones en los resultados se evaluaron los escenarios del modelo en ventanas de tiempo mucho más amplias, como 300 años. No se presentan oscilaciones para los escenarios evaluados, en ventanas de tiempo de 300 años.

Para continuar con los análisis deseados se ajusta nuevamente la ventana de tiempo a 100 años para analizar los comportamientos en rangos más ajustados y detallados.

Figura 5.13: Cantidad de Usuarios Residenciales en el Tiempo. Cero Incentivos.

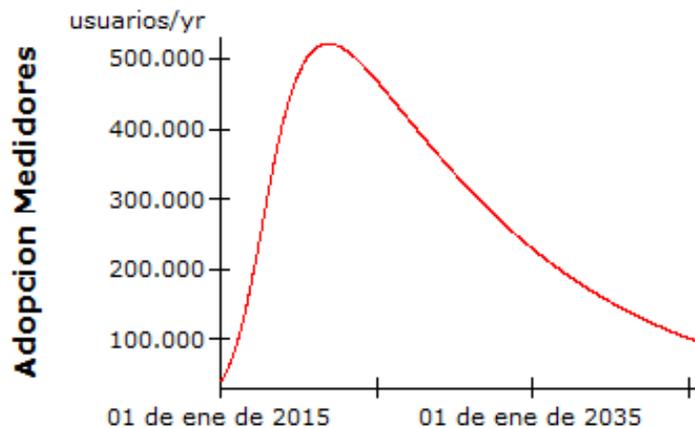
Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



Se observa una disminución de la cantidad de usuarios residenciales con el paso del tiempo. Con esto podemos deducir un comportamiento similar ascendente de la variable Usuarios Potenciales.

Figura 5.14: Adopción de Medidores en el Tiempo. Cero Incentivos. Fuente:

Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



Se observa como el comportamiento de estas dos curvas tienen una gran semejanza, en cuanto a la etapa de descenso. Dicho comportamiento tiene razón de ser, ya que la instalación de sistemas de medición parte de la cantidad de Usuarios Residenciales, y si esta disminuye, paulatinamente reduce la instalación de nuevos medidores requeridos para PDG.

A continuación las gráficas que describen el comportamiento de la Tasa de Participación en programas de gestión de demanda. La tasa de participación define el comportamiento de la variable Usuarios Inscritos y la velocidad con la que decae la cantidad de Usuarios Potenciales.

Figura 5.15: Tasa de Participación en el Tiempo. Cero Incentivos. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

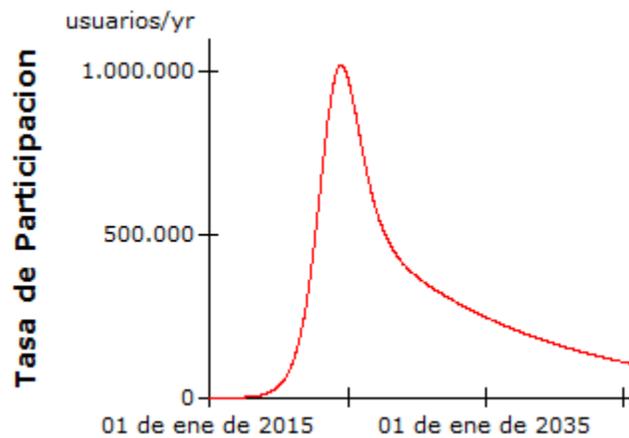
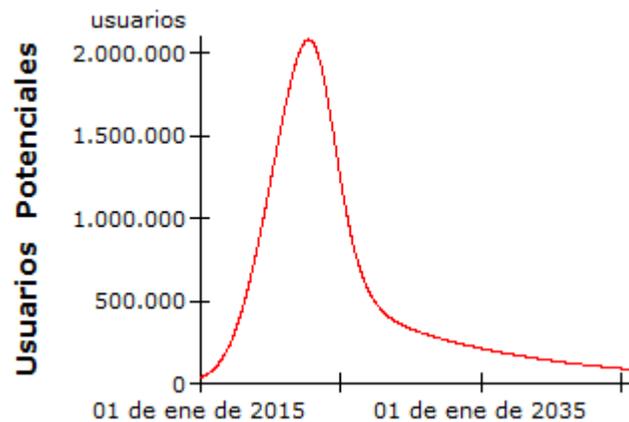


Figura 5.16: Cantidad de Usuarios Potenciales en el Tiempo. Cero Incentivos. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



Se observa el efecto de la tasa de Adopción de Medidores y la Tasa de Participación sobre la variable Usuarios Potenciales. En el escenario de cero incentivos la tasa de Adopción de Medidores crece lentamente, llegando a un valor máximo de dos millones de usuarios. Así mismo esta cifra cae rápidamente, en la medida que los Usuarios Potenciales, se hacen Usuarios Inscritos en PGD.

El comportamiento de esta variable resume el efecto de la tasa de implementación de medidores y la tasa de participación en PGD pues los usuarios Potenciales son aquellos usuarios Residenciales que no están aún inscritos en PGD pero ya cuenta con el Medidor Requerido para Inscribirse.

A continuación en la figura 5.17 se muestra el comportamiento de las variables Usuarios Residenciales, Usuarios Potenciales y Usuarios Inscritos

Figura 5.17: Comparativo Estados Usuarios. Cero Incentivos. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

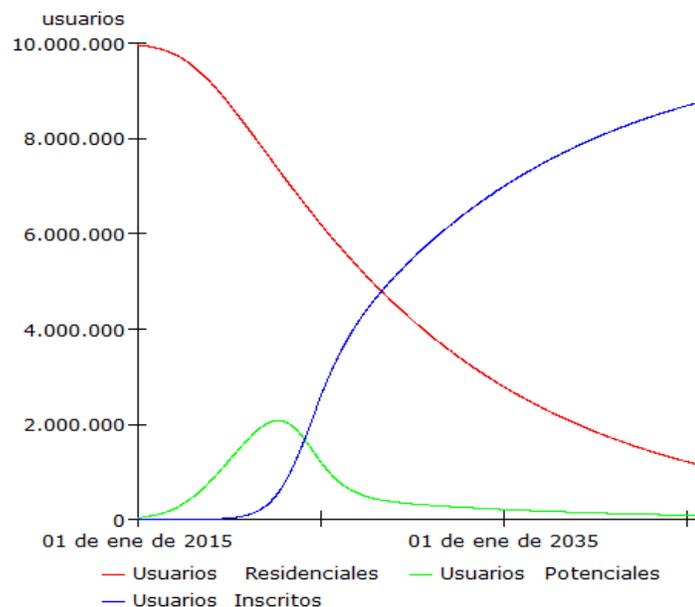
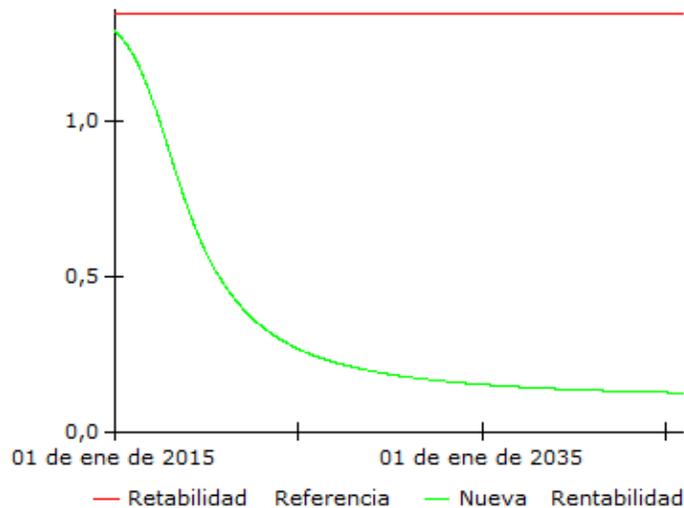


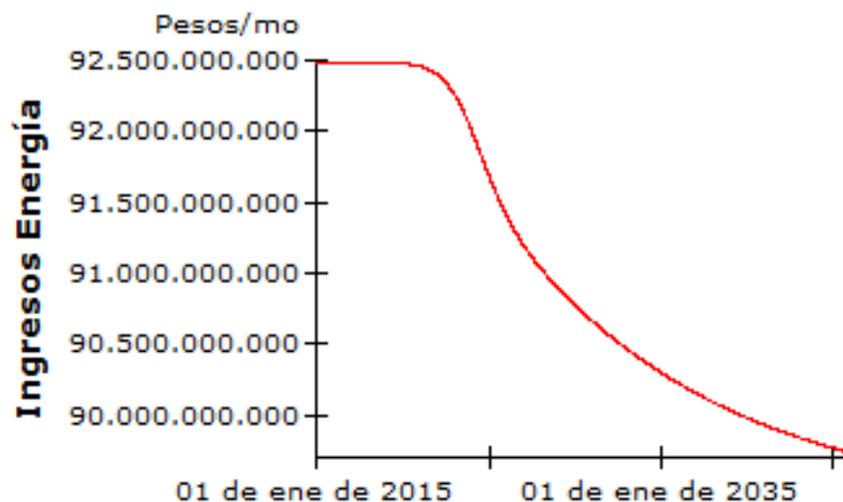
Figura 5.18: Rentabilidades en el Tiempo. Cero Incentivos. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



De la figuras 5.18 se puede deducir que el escenario Base sin incentivos desestabilizaría el sistema. Este comportamiento de la Nueva Rentabilidad del Operador de Red o Comercializador, no debe permitirse. La caída de la Nueva Rentabilidad puede explicarse en la con el comportamiento de la variable Ingresos por Energía, pues en la medida que los usuarios participan en programas de gestión de demanda, estos disminuyen el consumo de energía y por tanto el operador reduce sus ingresos.

A partir de los resultados arrojados por el modelo desarrollado para el caso base, se puede decir que en la condición de cero incentivos, los programas de gestión de demanda no se pueden realizar sin afectar la rentabilidad del agente comercializador.

Figura 5.19: Ingresos Energía. Cero Incentivos. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



A continuación una tabla resumen con los valores de las variables analizadas para el periodo de estudio.

Tabla 5.2: Valores Variables Simulaciones. Cero Incentivos. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

Tiempo	01 de ene de 2015	01 de ene de 2025	01 de ene de 2035	01 de ene de 2045
Usuarios Inscritos (usuarios)	100,00	2.574.921,71	6.991.590,61	8.687.424,87
Adopcion Medidores (usuarios/yr)	38.157,71	468.988,48	229.129,37	101.599,98
Usuarios Residenciales (usuarios)	9.961.841,00	6.206.464,49	2.794.196,54	1.220.519,89
Usuarios Potenciales (usuarios)	39.800,00	1.220.354,80	215.953,85	93.796,24
Tasa de Participacion (usuarios/yr)	117,64	976.470,64	247.059,79	109.439,48
Participantes Efectivos (usuarios)	50,00	1.287.460,85	3.495.795,31	4.343.712,44
Nueva Rentabilidad	1,29	0,27	0,15	0,13
Retabilidad Referencia	1,34	1,34	1,34	1,34
Reduccion Estimada (kW/mo)	6.993,75	180.083.587,01	488.974.368,30	607.576.777,14

1.22.2. Escenario de difusión con Incentivos

Para realizar el análisis pertinente de los efectos de incluir los incentivos en el modelo, es indispensable definir el valor que tomará cada incentivo y los conceptos que justifican cada uno.

En el escenario con Incentivos, se incluyen todos los incentivos planteados el modelo, debido principalmente a que no son significativas las diferencias entre las respuestas del modelo ante cambio individuales de incentivos, es decir, solo combinando los efectos de todos los incentivos se logra mantener la rentabilidad del operador-comercializador.

Con la intención de garantizar que las condiciones de análisis sean equivalentes, se toma la misma ventana de tiempo del escenario anterior.

Incentivo 1, Difusión

Para el caso del Incentivo 1, incentivo por difusión, se considera que los operadores de red deben realizar grandes inversiones para la promoción y difusión de los PGD. Se asumió un costo de difusión para cada usuario, en función del costo del medidor, 5% del costo del medidor, parámetro que se mantuvo constante de un escenario a otro.

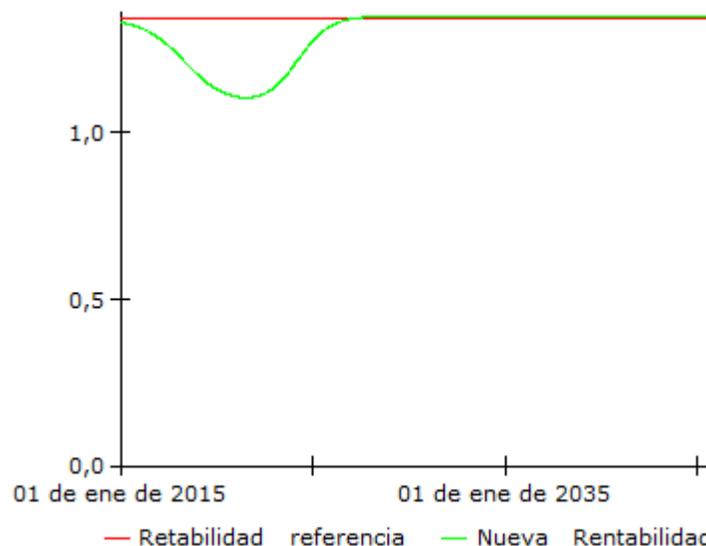
Con la intención de no afectar la rentabilidad de los operadores de red, se descubrió que solo con retribuir aproximadamente el 68% del costo de difusión a los operadores de red, los operadores de red recuperan la rentabilidad perdida por las transacciones de energía.

Incentivo 2, por Energía

El incentivo por energía se definió en el modelo desarrollado como la retribución al operador de red o comercializador por la reducción de energía consumida por los usuarios. Para el caso de este análisis se define retribuir al operador-comercializador con el pago de la energía reducida a la tarifa de comercialización.

En la figura 5.20 se muestra el resultado de la simulación para la rentabilidad de Referencia y la nueva rentabilidad, esta última calculada con la influencia de los incentivos mencionados.

Figura 5.20: Nueva Rentabilidad vs. Rentabilidad Referencia. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



Adicionalmente se pudo notar, la influencia en el modelo del Porcentaje de Efectividad de participación de los usuarios, es decir, se puede notar una respuesta de la Nueva Rentabilidad a partir de cambios en el porcentaje de efectividad de los usuarios inscritos.

El Porcentaje de Efectividad de participación en PGD de los Usuarios Inscritos, para el análisis del escenario ideal, se define como 99%. Se requiere entonces una efectiva participación de los usuarios inscritos.

En la figura 5.21, se muestra el efecto sobre la rentabilidad del operador cuando la Participación Efectiva es del 50%

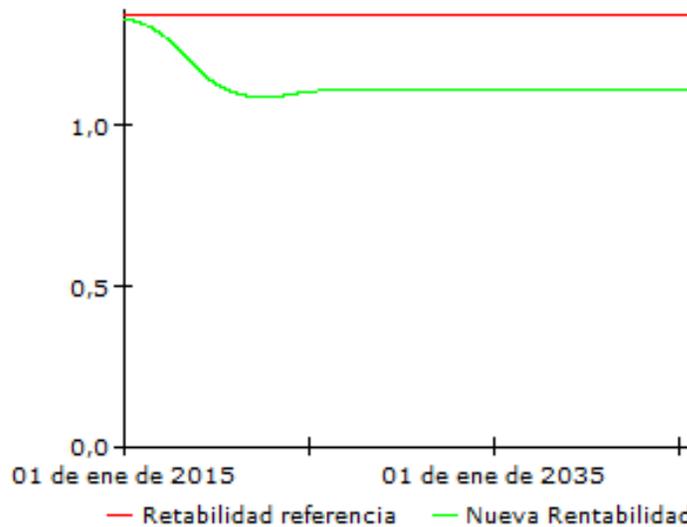


Figura 5.21: Nueva Rentabilidad vs. Rentabilidad Referencia. Participación Efectiva al 50%. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

El efecto de la Participación Efectiva sobre la Nueva Rentabilidad, mostrado en la figura 5.21 es notable, esto debido principalmente a que con la no participación efectiva de los usuarios inscritos en PGD, se afecta directamente el incentivo por reducción de energía.

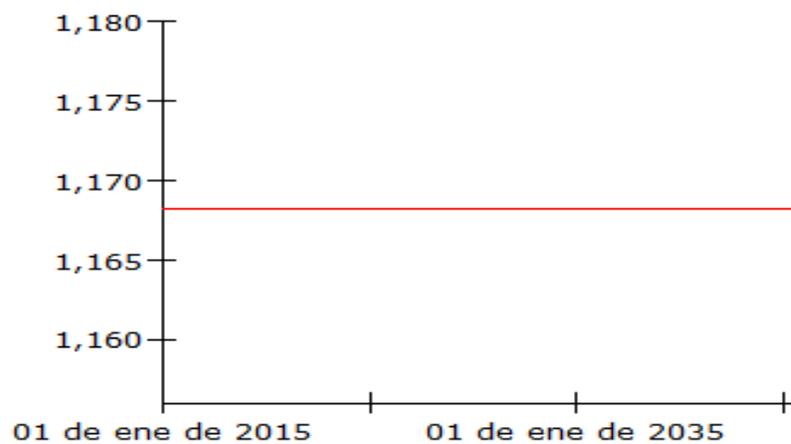
Este efecto, aunque no fue planeado, es deseable, dado se busca que los operadores de red dirijan sus esfuerzos a lograr que el usuario responda efectivamente a los PGD.

Incentivo 3, Tarifa

El Incentivo 3 busca lograr que los Usuarios Potenciales de PGD pasen rápidamente a ser Usuarios Inscritos en PGD, para ello, se debe lograr que la percepción de ahorro de los usuarios sea significativa. Cabe recordar que la percepción de ahorro de los Usuarios depende de la reducción promedio de consumo y la reducción en la tarifa, lo que se traduce en un menor gasto en energía eléctrica.

Para lograr este ahorro, el usuario debe participar efectivamente en los PGD y además debe contar con una reducción en la tarifa de energía total, pues es esta la tarifa que el usuario percibe. La reducción en tarifa se asume como el mismo porcentaje de reducción de consumo.

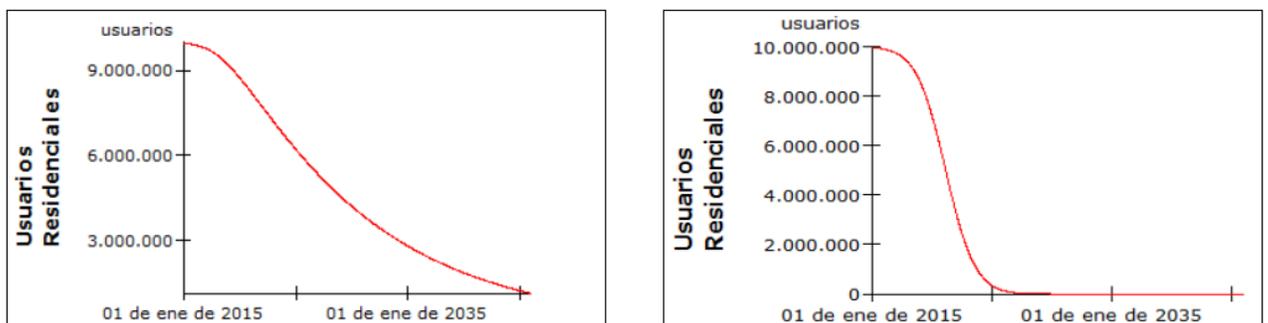
Figura 5.22: Ahorro Percibido Usuario Inscrito. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic



El ahorro percibido o la percepción de ahorro permanece constante debido a que para el caso específico de este modelo se asumen promedios de consumo de energía eléctrica constantes.

A continuación se muestra una comparación entre las de las variables que hacen parte del nivel doble del modelo. La grafican en el lado izquierda corresponde al escenario base, y la figura derecho en la corresponde con el escenario Ideal.

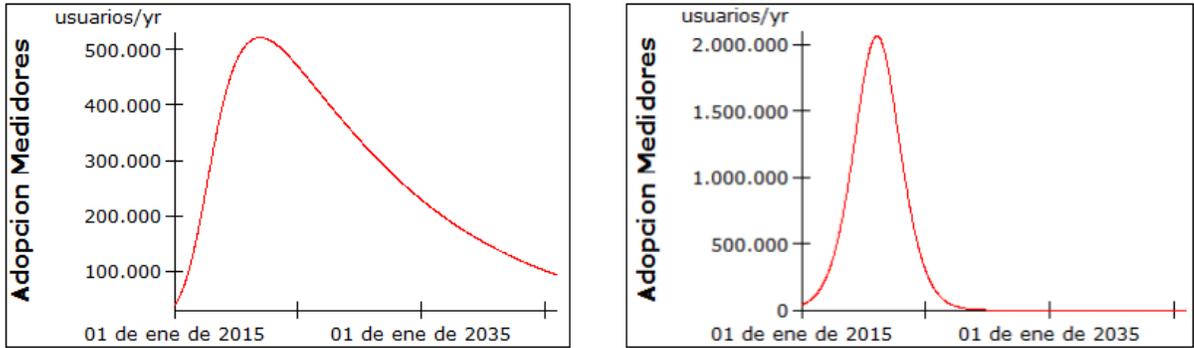
Figura 5.22: Cantidad de Usuarios Residenciales en el Tiempo. Ambos Escenarios. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



Es notable la diferencia en el comportamiento de la variable en los dos escenarios, mientras en el escenario base la variable tarda cuatro periodos para llegar a cero. En el caso del escenario ideal la variable alcanza el cero en un periodo. A continuación se muestra una comparación entre las de las variables que hacen parte del nivel doble del modelo.

Para el caso de la adopción de medidores se evidencia efectivamente tiene un comportamiento típico, pues en disminuye en la medida que disminuyen los clientes residenciales durante el periodo de análisis.

Figura 5.23: Adopción de Medidores. Ambos Escenarios. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



La variable Usuarios Potenciales depende de tasa de adopción de medidores y de la tasa de Participación de los usuarios finales en PGD, por tal motivo las respuestas son muy parecidas pero difieren en la amplitud o el valor pico. A continuación la gráfica comparativa de las tasas de participación.

Figura 5.24: Usuarios Potenciales. Ambos Escenarios. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

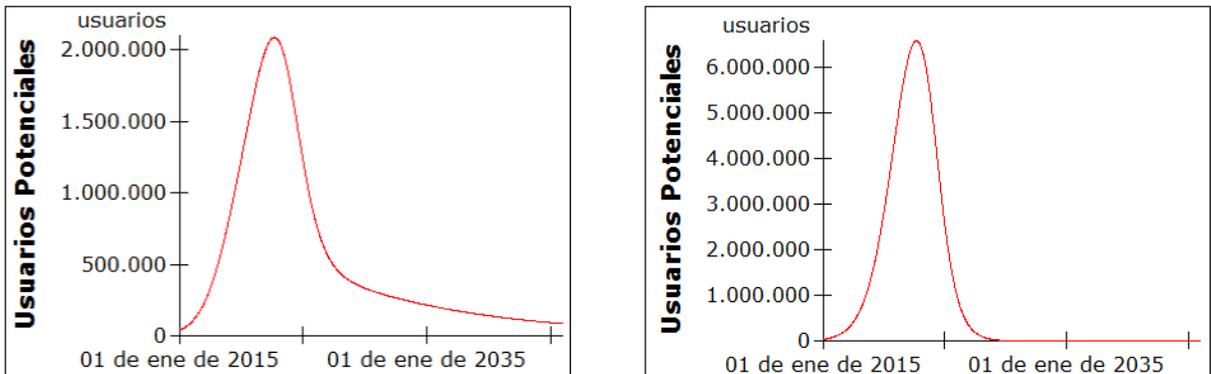


Figura 5.25: Tasa de Participación. Ambos Escenarios. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

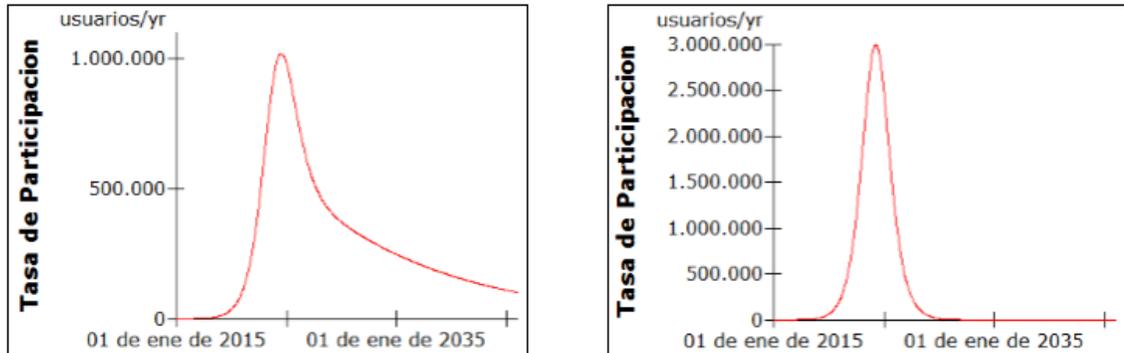
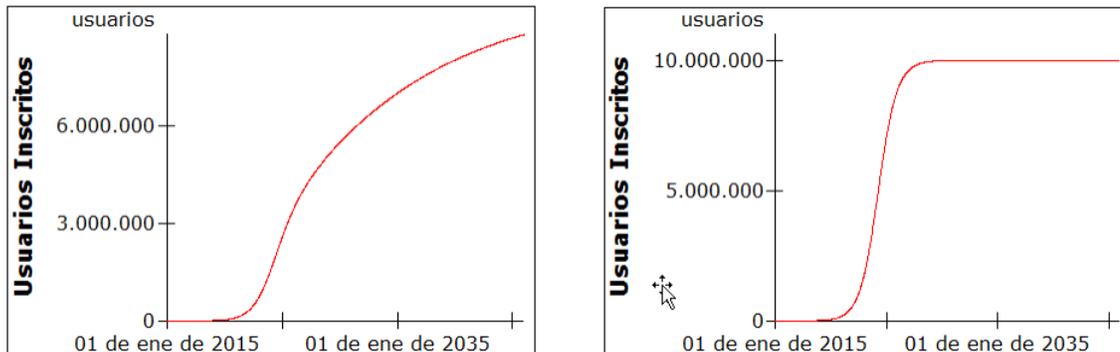


Figura 5.26: Usuarios Inscritos. Ambos Escenarios. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.



En la figuras 5.26 se muestra el comportamiento de la variable Usuarios Inscritos, este comportamiento describe la curva en S aplanada que en otros capítulos se había definido como curva logística o curva de aprendizajes tecnológico.

A continuación en tabla 5.2 se presenta el resumen de los valores para las variables más destacadas del modelo.

Tabla 5.3: Valores Variables Simulaciones Escenario con Incentivos. Fuente: Elaboración Propia, Powersim Studio 10 Academic.

Tiempo	01 de ene de 2015	01 de ene de 2025	01 de ene de 2035	01 de ene de 2045
Usuarios Inscritos (usuarios)	100,00	7.117.748,53	10.001.673,99	10.001.741,00
Adopcion Medidores (usuarios/yr)	39.448,10	296.528,13	13,41	5,06e-4
Usuarios Residenciales (usuarios)	9.961.841,00	321.976,19	13,31	5,02e-4
Usuarios Potenciales (usuarios)	39.800,00	2.562.016,28	53,70	1,84e-3
Tasa de Participacion (usuarios/yr)	128,18	2.420.892,44	69,01	2,36e-3
Participantes Efectivos (usuarios)	99,00	7.046.571,04	9.901.657,25	9.901.723,59
Nueva Rentabilidad	1,33	1,28	1,35	1,35
Retabilidad referencia	1,34	1,34	1,34	1,34

RESULTADOS, CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

1.23. Resultados

Como resultados de la investigación se debe destacar el estudio los conceptos de la gestión de demanda a nivel internacional y el análisis de la posibilidad de implementar PGD en Colombia actualmente. Para ello se analizaron perfiles de demanda diaria, se estudió la estructura del mercado de energía en Colombia, y se construyó un modelo con Dinámica de Sistemas, para analizar la posible difusión de los programas de gestión de demanda en el largo plazo.

Adicionalmente se identificaron las tecnologías de medición de energía disponibles en el país y se probaron las funcionalidades de comunicación inalámbrica, programación y obtención de lecturas de manera remota, con baja latencia. Este trabajo de investigación analizó la posibilidad de tomar lecturas de manera horaria con dispositivos de fabricación nacional y se comprueba la efectividad de estos sistemas para eventualmente ofrecer servicio de toma de lecturas por franjas horarias para usuarios residenciales. Se construyeron perfiles de demanda diaria, con periodicidad horaria.

Además de construir perfiles de demanda de energía eléctrica diaria, con periodicidad horaria, y con análisis de promedios, se estudiaron y probaron

metodologías de proyección de demanda útiles para el conocimiento de los hábitos de consumo de energía de los usuarios residenciales en Manizales.

Se construyó un modelo de difusión de PGD para el sector residencial en Colombia, aporte significativo dado que los modelos con dinámica de sistemas son valorados como micro mundos que permiten identificar los comportamientos de un sistema frente a una problemática planteada, y la evaluación de políticas en el mediano y largo plazo sin afectar las condiciones del mercado en la realidad.

Con los análisis de difusión de los PGD en Colombia, en dos escenarios hipotéticos, se lograron identificar las variables de mayor peso en la difusión de los programas de gestión de demanda. En este estudio se propuso un sistema de incentivos con los cuales se lograron simulaciones que aportan datos y conceptos valiosos para el estudio de la gestión de demanda en Colombia.

El modelo desarrollado puede ser adecuado para el estudio de la difusión de los PGD en zonas específicas, contemplando la posibilidad que este modelo pueda ser usado para el estudio de la difusión de los PGD en las zonas de interés específico para cualquier operador de red.

1.24. Conclusiones

- Los PGD buscan modificar los hábitos de consumo de energía eléctrica sin alterar la calidad de vidas de los usuarios, por tanto, deben existir mecanismos, estrategias y metodologías que permitan persuadir a los usuarios a que participen activamente de dichos programas.
- Se evidencia la necesidad de que los agentes generadores del mercado eléctrico colombiano evalúen sus costos de generación para diferentes

horas el día, con el fin ayudar a establecer los precios por franjas horarias para el servicio de energía a usuarios residenciales.

- Para la implementación de PGD en el sector residencial en Colombia es necesario garantizar el beneficio de los Participantes Efectivos de PGD, unido al bajo impacto de cambios en los hábitos de consumo. Por el contrario, PGD que no generan beneficios para los Usuarios Finales no despierta interés en participación.
- Los perfiles diarios de demanda por usuario, son bastante cambiantes de un día a otro y de un usuario a otro. Esto significa, que no debería existir un único programa de gestión de demanda aplicable a todos los usuarios de una región o un país. Debe existir una oferta de programas de PGD tal que hayan alternativas para todos los usuarios residenciales, es decir, que cada usuario pueda seleccionar el o los PGD que más se ajuste a sus hábitos de consumo. Para el diseño de PGD se debe caracterizar la demanda en la zona de implementación.
- Las tecnologías de medición de energía eléctrica disponibles en el país, permiten la participación y difusión de PGD no automáticos. Los sistemas de medición usados para el sector residencial en el país, si bien ofrecen funcionalidades, como lectura remota y horaria, suspensiones del servicio de manera remota, limitación de carga, reconexiones, entre otras, pueden limitar las posibilidades de los PGD Automatizados. Los PGD Automatizados se basan en dispositivos de control automático de energía en el hogar a partir de señales de precio en tiempo real, instrucciones del operador de red y restricciones.

- Con las tecnologías de medición disponibles actualmente en el país, las reducciones de consumo, las desconexiones de carga, la limitación de carga y los programas de hora de uso, son los tipos de PGD que se podrían difundir más fácilmente.
- A partir del análisis de difusión que se realizó, se concluye que la afectación de la rentabilidad de los operadores-comercializadores, requiere especial atención al momento de diseñar mecanismos de incentivos o remuneración.
- Los PGD buscan favorecer las condiciones de prestación del servicio de energía en una zona específica, lo que se logra modificando hábitos de consumo de los Usuarios Finales. Para logra los objetivos planteados al implementar mecanismos de participación activa de la demanda como los PGD, los resultados dependen de la efectividad en la participación de los usuarios, pues no se presentan cambios en las condiciones de los sistemas eléctricos si los Usuarios Finales se inscriben en PGD pero no cumplen las metas estipuladas.
- A partir de los resultados de las simulaciones se puede concluir que ña rentabilidad de los Operadores de red es determinante para la implementación de medidores de energía requeridos, en las condiciones actuales del mercado eléctrico colombiano.
- Con la participación de los Usuarios Finales en PGD y el sistema de incentivos, los Operadores de Red o Comercializadores obtienen beneficios de tipo técnico, operativo y económico.

- Los beneficios de los Usuarios Finales, los cuales son principalmente económicos, afectan directamente la inscripción en PGD.
- La implementación de PGD trae consigo implementación de tecnología en los sistemas de distribución y moderniza los procesos de comercialización.
- Los PGD posibilitan la penetración de tecnologías de control de energía para hogares en el largo plazo.

1.25. Trabajos Futuros

Los trabajos futuros relacionados con este proyecto de investigación se pueden dividir en tres frentes principales; Análisis de datos de medición demanda de energía eléctrica, PGD e implementación de incentivos y Análisis de Difusión de PGD.

En el primer frente de trabajo, el análisis de datos de mediciones de demanda de energía eléctrica para usuarios residenciales, requiere la experimentación con técnicas de estadística aplicada, como la descrita por (Mohamed A. Ismail, 2015). Durante el curso de este trabajo de investigación se identificaron metodologías de análisis de series de tiempo, como la metodología de promedios móviles auto regresivos, ARIMA por sus siglas en inglés. Esta metodología permite realizar pronósticos para perfiles de demanda diarios a partir de datos históricos como los registrados en mediciones de consumo de energía. Es importante estudiar en detalle las potencialidades de esta metodología para el pronóstico de perfiles de demanda y el diseño de PGD.

Existen otra metodologías de análisis para el análisis de datos de consumo de energía de usuarios finales, tales técnicas incluyen análisis con redes neuronales, que incluyen agrupaciones de usuarios por características similares compartidas, Clúster, además de algoritmos con redes neuronales auto entrenadas. Para la caracterización de demanda en una zona específica se puede utilizar la técnica que mejores resultados ofrezca.

Por otra parte, en cuanto a la implementación de incentivos para la difusión, debe ser desarrollado un análisis regulatorio para evaluar las condiciones en las cuales pueden ser adoptados los sistemas de incentivos planteados en este trabajo de investigaciones. Teniendo en cuenta que los incentivos recomendados en el presente trabajo ofrecen las mejores condiciones de difusión de los PGD, estos sistemas de incentivos deben ser analizados en escenarios regulatorios reales hipotéticos con condiciones favorables requeridas.

Finalmente, la adecuación del modelo de difusión de PGD en el sector residencial en Colombia, en cuanto a que en este se incluya un análisis de la difusión de los PGD Automatizados, puede plantearse como un avance futuro; dado que los PGD Automatizados elevarían la reducción promedio del consumo de energía y disminuiría el impacto de cara al usuario de los PGD.

Los PGD Automatizados afectarían positivamente las condiciones de la difusión de los PGD y crearía escenarios de estudio interesantes para el análisis de la adopción de tecnologías de automatización en los hogares.

DISCUSIÓN ACADÉMICA

El desarrollo del presente trabajo de investigación, contó con el apoyo de la Universidad nacional de Colombia, mediante el Programa Nacional de Apoyo a Estudiantes de Posgrado para el Fortalecimiento de la Investigación, Creación e Innovación 2013-2015, para lo cual el proyecto de investigación debía superar un proceso de selección llevado a cabo por la Dirección de Investigación de Manizales, DIMA.

Este trabajo de investigación fue socializado ante la comunidad académica durante varias etapas de desarrollo del mismo. En primera instancia, en el marco del Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas, se presentaron los primeros avances en cuanto al estudio del problema con dicha metodología de estudio.

En el marco del evento realizado en la universidad Jorge Tadeo Lozano durante los días 27 al 29 de agosto del año 2014, con la ponencia de título Análisis de difusión de programas de gestión de demanda para el sector residencial en Colombia, se obtuvieron importantes comentarios y aportes que posteriormente fueron incorporaron en el desarrollo del modelo de difusión final.

Adicionalmente en el marco del primer congreso Energética, realizado en la Universidad Nacional de Colombia, se presentó para revisión el documento de Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque Sistémico, el cual fue aprobado para presentación en ponencia. Allí se presentó el avance general del trabajo de investigación logrando comentarios que realimentaron el proceso de investigación.

BIBLIOGRAFIA

- Aracil J. (1995). Dinámica de Sistemas por Javier Aracil. En J. Aracil, *Dinámica de Sistemas por Javier Aracil*. Madrid.
- Balijepalli M., P. K. (2011). Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 1-9.
- Banco Mundial. (2014). *Banco Mundial*. Obtenido de http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC?cid=GPDDes_28.
- Barreto L., L. R. (2008). *Inclusion of Technology Diffusion in Energy-Systems Models: Some Gaps and Needs*. *Journal Of Cleaner Production* (Vol. 16).
- Bass F. (1969). *A new product growth model for durables*. *Management Science* (Vol. 15).
- Cappers P., G. C. (2010). Demand Response In U.S Electricity Markets: Empirical Evidence. *Energy*(35), 1526-1535.
- Claudy M., M. (2011). The diffusion of microgeneration technologies - Assessing the influence of perceived product characteristics on home owners' willingness to pay. *Energy Policy*, 39, 1459-1469.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG . (2014). Estructura del Sector. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2009). Resolución 183 del 18 de diciembre de 2009. Bogotá.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (2010). Resolución 063 de 2010.
- Congreso de la República. (2013). Congreso de la República de Colombia. *Informe de la conciliación del proyecto de ley número 278 de 2012*.
- Congreso de La Republica de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014*. Bogotá: Imprenta Nacional de Colombia.
- CREG. (2012). Metodología de Remuneracion de la Actividad de Comercializacion a Usuario Regulado. Bogotá: Comision de Regulacion de Energía y Gas CREG.
- D.G de Industria, Energía y Minas. (2012). *Departamento General de Industria, Energía y Minas*. Obtenido de

<http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadertype=Content-Disposition&blobheadervalue1=filename%3DGUIA+BASICA+DE+LA+GESTION.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1181215451386&ssbinary=true>

E., R. (2003). *Diffusion Of Innovations*. New York: *The Free Press*.

Electricaribe S.A. E.S.P. (2009). *Norma Tecnica de Acometidas y Medida*. Barranquilla, Colombia: Electricaribe S.A. E.S.P.

Energía Social. (2014). *Energía Social*. Obtenido de <http://www.energiasocial.com/co/obras+y+proyectos/1297109594681/avances+prone.html>

Escudero A. C., B. S. (2006). Usuarios no Regulados en Colombia. *Ensayos de Economía*.

Expertos en Mercados XM. (2012). *Que es el Cargo por Confiabilidad*. Bogotá: XM-CREG-MINMINAS. Obtenido de <http://www.xm.com.co/Promocin%20Primera%20Subasta%20de%20Energia%20Firme/abc2.pdf>

Farhangi, H. (2010). The Paht of the Smart Grids. *IEEE power & energy magazine*.

Faria P., V. Z. (2011). Demand response in electrical energy supply: an optimal real time. *Energy*, 35, 5374 - 5384.

Glauco N, D. S. (2013). Large-Scale Control Of Domestic Refrigerators For Demand Peak Reduction In Distribution Systems. *Electric Power Systems Research*, 34-42.

Grajales C., F. L. (2012). *Programas De Respuesta En Demanda Y Su Posible Impacto En El Sistema Eléctrico Colombiano*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Hausman W., N. (1984). Time of day pricing in the U.S Electric Power Industry at turn of th century. *The Rand Journal of Economics*.

Instituto Para La Diversificación y Ahorro De La Energía. IDAE. (2014). Obtenido de <http://www.idae.es/index.php/relcategoria.3986/id.778/reimenu.419/mod.pags/mem.detalle>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. IDAE. (2014). *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDAE*. Obtenido de <http://www.idae.es>

- Izquierdo L., G. J. (2008). Modelado de Sistemas Complejos Mediante Estimulación Basada en Agentes y Mediante Dinámica de Sistemas. *EMPIRIA, Revista de Metodología de Ciencias Sociales.*, 16, 85 - 112.
- J., S. (21 de Diciembre de 2012). *Green Tech Media*. Obtenido de <http://www.greentechmedia.com/articles/read/2012-top-trends-in-demand-response>
- Jianhui W., C. N. (2010). Demand Response In China. *Energy*, 35, 1592 - 1597.
- King, C. (2004). Advanced Metering Infrastructure AMI- Overview of System Features and Capabilities.
- Lund P. (2006). Market penetration rates of new energy technologies. *Energy Policy*, 36, 3317 - 3326.
- Martinez V, R. H. (2012). Design of demand response programs in emerging countries. *Power Sistem Technology POWERCON*, 1 - 6.
- Mathieu L., P. P. (s.f.). Quantifying Changes in Building Electricity Use, With Application to Demand Response. Smart Grid. *IEEE Transactions on, Volume 2, Issue 3*, 507 - 518.
- Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS. (2011). *Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS*. Obtenido de <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Grupo%20de%20Participacion%20Ciudadana/ProgramaNacionalDeUsoRacionalyEficienteDeLaEnergiaPROURE.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS. (2011). *Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS*. Obtenido de http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2011/05-ENERGIA.pdf
- Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS. (2012). Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS. *Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales en Colombia*. Bogotá.
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Memorias al Congreso de la Republica 2012 - 2013 - Capitulo Energía Eléctrica*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (01 de octubre de 2015). *MINMINAS*. Recuperado el 01 de octubre de 2015, de www.minminas.gov.co: <https://www.minminas.gov.co/prone1>

- Ministerio de Minas y Proyecto de Transformación Productiva. (2013). *Consultoría Sobre la Competitividad en la Cadena de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica*. Bogotá: .
- MINMINAS, UPME, ASOCODIS. (Diciembre de 2011). *Informe sectorial sobre la evolución de la Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica en Colombia*. Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica. Bogotá: ASOCODIS. Recuperado el 2014, de <http://www.asocodis.org.co/cms/docs/asocodis-correcciones-marzo-6.pdf>
- Misra, A. &. (2010). Proceedings of the 1st International Conference on Energy-Efficient Computing and Networking - e-Energy . *Policy-driven distributed and collaborative demand response in multi-domain commercial buildings*.
- Mohamed A. Ismail, A. R.-M. (2015). Forecasting Hourly Electricity Demand in Egypt. *ALLDATA 2015 : The First International Conference on Big Data, Small Data, Linked Data and Open Data* (pág. 1). -: IARIA 2015.
- Moshari, A. Y. (2010). IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. *Demand-Side Behavior in the Smart Grid Environment*, 1, págs. 1 - 7.
- Nagamatsua A., W. C. (2006). Diffusion Trajectory Of Self-Propagating Innovations Interacting With Institutions - Incorporation of Multi Factors Learning Function to Model PV Diffusion in Japan. . *Energy Policy*, 34, 411 - 421.
- Red Eléctrica España. (2012). *Red Eléctrica España*. Obtenido de Operación del Sistema Eléctrico, Gestión de Demanda.: http://www.ree.es/operacion/gestion_demanda.asp
- Roofegari N. R., M.-T. S. (2012). A Novel Method For Demand Response By Air-Conditioning Systems In A Microgrid With Considering Wind Power Generation Variation. *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT)* (págs. 1-6). IEEE.
- S., K.-B. (2008). Technological Learning In Energy-Environment-Economy Modelling: A Survey. *Energy Policy*, 138 - 162.
- Saele H, G. O. (2011). Demand Response From Household Customers; Experiences From a Pilot Study in Norway. *Smart Grid. IEEE Transactions*, 102 - 109.
- Siemens. (2008). *Basics of Busways*. .: Siemens.
- Sterman J. (2000). *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling For a Complex World*. McGraw - Hill Higher Education.

- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios*. (2014). Obtenido de http://bi.superservicios.gov.co/o3portal/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL/VISTA_INICIAL_ENERGIA%23_public
- Tang Y., X. F. (2010). Research Into Possibility Of Smart Industrial Load Participating Into Demand Response To Supply The Power System. 1-5.
- Torriti J., H. M. (2010). Demand Response Experience In Europe: Policies, Programs and Implementation. . *Elsevier Energy* 35, 1575 - 1583.
- Unidad de Planeacion Minero Energética - UPME. (2004). Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano. . Bogotá.
- Unidad de Planeacion Minero Energética. (28 de febrero de 2015). *Sistema de Gestión de Información y Comunicación - Fuentes No Convencionales de Energía Renovable*. Obtenido de UPME.
- Unidad de Planeacion Minero Energética. (2015). *Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050*.
- UPME. (2013). *Proyeccion de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética. Recuperado el 2014-2015, de http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Abr_2013.pdf
- UPME, U. d. (2013). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión*. Bogotá.
- V. Rao K., K. V. (2010). A Review Of Technology Diffusión Models With Special Reference To Renewable Energy Technologies. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, 1070 - 1078.
- Vega Energy S.A.S. (octubre de 2015). *Vega Energy*. Recuperado el 01 de octubre de 2015, de <http://vega.com.co/web/index.php/sector-energetico>
- Venkatesan N., S. J. (Agosto de 2012). Applied Energy. *Residential Demand Response Model and Impact on Voltage Profile And Losses of an Electric Distribution Network*, 96, 84 - 91.