

**BENEFICIOS DE ADOPTAR UN PROGRAMA DE
RESPUESTA DE LA DEMANDA EN UN MERCADO
DE CLIENTES NO REGULADOS EN COLOMBIA**

por

PAOLA BARATTO CALLEJAS

a

PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS
MAESTRIA EN ECONOMIA

Bajo la dirección de
ANGELA INES CADENA
Doctor en Ciencias Económicas y Sociales

En cumplimiento parcial de los requisitos para optar el título de
Magíster en Economía

Bogotá, Junio de 2010

© 2009, Paola Baratto Callejas
Todos los derechos reservados

BENEFICIOS DE ADOPTAR UN PROGRAMA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA EN UN MERCADO DE CLIENTES NO REGULADOS EN COLOMBIA

Paola Baratto Callejas, Autor

Ángela Inés Cadena, Director

Resumen

En muchos países donde se han instaurado mercados de energía en eléctrica, se han comenzado a implementar programas para lograr una participación de la demanda, como respuesta a los precios de la electricidad o a necesidades de confiabilidad. Recientemente en el país se abrió la posibilidad de que la demanda puede respaldar los generadores con obligaciones de energía firme. Este primer paso de respuesta de la demanda que han dado abre la posibilidad a empresas comercializadoras para estimular reducciones del consumo de energía eléctrica en horas pico como una respuesta a los altos precios en dichas horas. En este trabajo, a partir de un caso de estudio del mercado de clientes no regulados en Colombia, se estudian los efectos de un traslado directo de los precios del mercado mayorista al minorista que incentive una respuesta de los consumidores y que lleven a cambios en los hábitos de consumo de la energía eléctrica.

Para el análisis del caso de estudio, se toman las curvas de carga agrupadas por sectores económicos y a partir de unos valores de elasticidad tomados de estudios internacionales, se encuentran los beneficios de una reprogramación del consumo de energía por parte de los consumidores. Adicionalmente se proponen unos indicadores para que las empresas comercializadoras puedan hacer un seguimiento de los rendimientos reales del programa implementado.

Los resultados de la tesis muestran que si hay beneficios derivados de la respuesta ante precios de los clientes, pero que la magnitud de dichos beneficios depende del número de clientes que participen en el programa, así como de su curva de carga. Dentro del balance general se tienen en cuenta unos costos estimados de implementación que también son función de la cantidad de clientes que participen en el programa de DR.

BENEFITS OF IMPLEMENTING A DEMAND RESPONSE PROGRAM IN A DEREGULATED MARKET IN COLOMBIA

Paola Baratto Callejas, Author

Ángela Inés Cadena, Director

Abstract

In many countries with energy markets, programs have been put in place to make demand more participative in response to energy prices or reliability needs. Recently, Colombian regulators created the possibility of having demand back up generators with firm energy obligations. This first step towards demand response gives utility companies the option to promote reductions in consumption of electrical energy during peak hours as a response to the higher prices imposed at these times. In this thesis we begin from a case study of a deregulated market in Colombia, and we study the consequences of directly translating the prices from the wholesale energy market to the retail energy market as a mechanism to promote changes in energy consumption habits.

To analyze the case study, we use the load curves from costumers grouped by economic sectors, and using price elasticities from international studies, we find the benefits of varying the energy usage of consumers. In addition, we propose performance metrics that can help utilities and system operators recognize the value of implementing demand response programs.

Our results show that there are benefits associated with having costumers be responsive to price fluctuations. However, these benefits depend on the number of clients who participate in the program, as well as their load curve. Within the general balance of the

program we included implementation costs which also depend on the number of participating clients.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	RESPUESTA DE LA DEMANDA – ESTADO DEL ARTE	3
2.1	CONCEPTOS BÁSICOS	3
2.2	PRINCIPIOS ECONÓMICOS DE LA DR	5
2.2.1	La Teoría de la Respuesta de la Demanda en Electricidad	6
2.2.2	Análisis microeconómico de la DR	7
2.3	PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA (DR)	9
2.3.1	RTP (Real Time Pricing)	9
2.3.2	RTP de dos partes	9
2.3.3	DALRP (Day Ahead Load Response Program):	9
2.3.4	Tasas de tiempo de uso (TOU)	9
2.3.5	Precio de picos críticos	10
2.3.6	DADS (Day Ahead Default Service)	10
2.4	BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PROGRAMAS DE DR	11
2.5	BARRERAS REGULATORIAS	13
2.6	EXPERIENCIA INTERNACIONAL	14
3	PROPUESTA DE APLICACIÓN AL CASO COLOMBIANO	16
3.1	ANTECEDENTES	16
3.2	CARACTERIZACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	17
3.3	COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO MAYORISTA	20
3.4	INDICADORES PARA MEDIR EL IMPACTO DEL PROGRAMA	23
4	CASO DE ESTUDIO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS	26
4.1	METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN DE BENEFICIOS	26
4.1.1	Costos de Implementación	32
4.2	RESULTADOS	33
4.2.1	Beneficios Económicos	33
4.2.2	Beneficios en la Reducción de Picos de Demanda	36
		vii

5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	38
6	BIBLIOGRAFIA	42

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfica 1. Análisis microeconómico de la DR.	8
Gráfica 2. Curva de carga agregada CNR – Caso de estudio	20
Gráfica 3. Comportamiento precio en bolsa de la energía durante año 2009	21
Gráfica 4. Análisis comparativo precio en bolsa de la energía años 2009 y 2010	22

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición clientes en caso de estudio colombiano	19
Tabla 2. Elasticidades por sector económico	27
Tabla 3. Elasticidades por sector económico para el caso de estudio	28
Tabla 4. Resumen beneficios económicos – Caso de estudio	34
Tabla 5. Costos variables – Caso de estudio	35
Tabla 6. Balance general de beneficios económicos– Caso de estudio	35
Tabla 7. Reducción pico de demanda por sector económico – Caso de estudio	36
Tabla 8. Reducción pico de demanda agregada – Caso de estudio	37

1 INTRODUCCIÓN

Un mercado es una institución, organización o ambiente que facilita el intercambio de oferentes y demandantes. En el mercado energético se distinguen el mercado de energía mayorista y el minorista. En el mercado de energía mayorista los precios y las cantidades están dados por el balance entre la oferta y la demanda, sin embargo este escenario no se replica en el mercado de energía minorista y básicamente los precios están dados sin una participación activa del lado de la demanda.

Diversos estudios han mostrado (Braithwait y Eakin, 2002) que en el corto plazo, la demanda de electricidad es inelástica al precio. Esta condición se ha reforzado puesto que los precios del mercado mayorista no se trasladan al consumidor final en el mercado minorista. De esta manera no existían señales que propiciaran cambios en el patrón de consumo a las horas en que el precio de la energía se elevaba por encima de su nivel promedio. El consumidor solo veía un valor promedio por tanto no había diferenciación entre consumir a una hora o a otra. Actualmente muchos países, por diferentes motivos particulares, han implementado de manera satisfactoria diferentes programas de respuesta de la demanda (DR). Algunos lo hacen buscando mejoras en la confiabilidad o por restricciones de potencia en su sistema, otros solo buscando dar un manejo más eficiente a la energía consiguiendo así beneficios económicos tanto para los consumidores como para las empresas que comercializan la energía.

La DR tiene muchos usos alrededor del mundo. Se podría clasificar principalmente en cuatro tipos: de emergencia, de servicios auxiliares, para reducción de picos y la económica. Las tres primeras son respuestas por lo general no voluntarias de parte del consumidor, y responden a contingencias en el sistema o decisiones del operador de red para prevenirlas ante restricciones en potencia. La respuesta de la demanda económica, que es la que se estudiará en este documento puede verse como el cambio en el uso de la

electricidad por parte de los consumidores finales respecto a sus patrones normales de consumo, en respuesta a cambios en el precio de la electricidad en el tiempo.

En la actualidad en Colombia no se maneja un programa que incentive una reducción del consumo de energía eléctrica en horas pico como una respuesta a los altos precios en dichas horas (programa de respuesta de la demanda) como una política general de las empresas que comercializan energía. El objetivo de este documento es mostrar que existe una respuesta de los consumidores si se traslada el escenario de precios del mercado mayorista al minorista y que dicha respuesta en cambios en los hábitos de consumo de la energía eléctrica genera no solo beneficios para el consumidor sino para la empresa que provee dicho servicio.

Para esto se tomará como referencia la información de países como EEUU y Dinamarca, quienes han tenido experiencias exitosas con la implementación de estos programas y se analizará un caso particular de un mercado de clientes no regulados en Colombia.

En algunos de estos países los programas se están implementando incluso en los consumidores de tipo residencial. En el caso de Colombia esto requeriría un cambio importante en la regulación a nivel país, flexibilizando las tarifas y formas de facturación de los usuarios regulados y permitiéndoles así hacer una gestión de la demanda, con lo cual se deja este caso para un estudio posterior.

Como caso de estudio se seleccionó un mercado de clientes no regulados, ya que en dicho mercado los consumidores pueden elegir entre diferentes comercializadores, lo que da mayores oportunidades a la DR en el mercado mayorista.

El documento contiene tres partes principales: en primera instancia, se realiza la caracterización del caso de estudio y se plantean los indicadores para medir la magnitud y el impacto del programa de respuesta de demanda implementado, en segundo lugar, partiendo de esta caracterización se hace la estimación de los beneficios derivados de la

implementación de un programa de DR, para lo cual se toma como referencia la metodología de Neenan (2005) utilizada para un ejercicio similar en los estados conocidos como Nueva Inglaterra en EEUU. Finalmente se evalúan los resultados obtenidos y se dan las conclusiones y recomendaciones para el caso de estudio.

Para la implementación de la metodología se realiza una agrupación de clientes por sector económico para tener perfiles de carga normalizados. Para la cuantificación de los beneficios netos, se tienen en cuenta las ganancias derivadas de la implementación del programa y los costos que implica dicha implementación.

2 RESPUESTA DE LA DEMANDA – ESTADO DEL ARTE

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Algunas características básicas que definen un sistema de potencia (Andersen et al, 2006) y que deben ser tenidas en cuenta para definir la importancia de los programas de DR son:

- En tiempo real, la oferta de energía eléctrica debe igualar siempre a la demanda.
- La electricidad hoy en día no es económicamente almacenable en la escala de los grandes sistemas de potencia.
- El uso de la energía eléctrica varía en el tiempo debido a las preferencias de los consumidores y a la estructura de producción en la economía.
- Los costos de producir electricidad varían considerablemente dependiendo de la unidad que la genere (generación hidráulica, generación térmica, etc).

La respuesta de la demanda económica (DR) puede ser definida como: “Cambios en el uso de la electricidad por parte de los consumidores finales respecto a sus patrones normales de consumo en respuesta a cambios en el precio de la electricidad en el tiempo, o el pago de incentivos destinados a inducir un bajo consumo de electricidad en las horas de altos

precios en el mercado mayorista o cuando la confiabilidad del sistema está en peligro” (Cappers, 2009 pag 7).

Si los consumidores están sujetos a precios fijos durante largos períodos de tiempo, no existirán incentivos para reducir el consumo en periodos de precios altos en el mercado mayorista.

La respuesta de la demanda minorista a las condiciones del mercado mayorista tiene beneficios que solo son alcanzables si los mercados están diseñados de forma tal que permitan que la información del mercado mayorista llegue a los consumidores de manera directa o si los consumidores pueden expresar su voluntad a pagar por este servicio de forma que puedan alcanzar el mercado mayorista.

Algunos fundamentos para la DR son:

- Los costos de la electricidad están dados por un balance entre la oferta y la demanda.
- Los comercializadores de energía están expuestos a algunos riesgos como son: la variabilidad del precio en el mercado de energía mayorista, variabilidad de la demanda, correlación entre ambas. Esto genera una prima de riesgo dentro de los costos que se trasladan al consumidor.

En el caso de Colombia hay unos incentivos adicionales para la implementación de este tipo de programas orientados a la confiabilidad del sistema de potencia.

Los programas de DR sirven como mecanismos para comunicar precios y disponibilidad a pagar entre el mercado mayorista y minorista, con el objetivo inmediato de alcanzar cambios en la demanda en especial en las horas de altos precios de la energía en el mercado mayorista.

2.2 PRINCIPIOS ECONÓMICOS DE LA DR

Un elemento importante dentro de la respuesta de los consumidores en un programa de DR es la elasticidad precio de la demanda, que se usa para describir la respuesta a cambios en el precio por parte de los consumidores, que en el caso de este estudio con clientes no regulados (clientes que por su nivel de consumo o demanda pico, pueden realizar contratos directos con la empresa comercializadora negociando costos de generación y comercialización a corto, medio o largo plazo), son empresas que usan la electricidad como un insumo para producir bienes intermedios o finales, o para prestar un servicio a la comunidad. La elasticidad precio de la demanda mide que tanto el consumidor cambia un consumo que usualmente se daba en horas pico, a otra hora del día como respuesta a cambios entre el precio de la hora pico y el precio de la energía en horas no pico. A mayor elasticidad mayor será la respuesta del consumidor.

De estudios realizados en diferentes países como EEUU (Hopper et al, 2006), haciendo una comparación de las elasticidades en los diferentes sectores, se encuentra que el sector industrial es el que presenta una mejor respuesta ante cambios en los precios. En el caso de estudio analizado tal como se indicara más adelante, los sectores industriales se trabajaron con un valor de elasticidad del 16%.

La cuantificación del beneficio neto de un incremento en la DR es la reducción total de costos (del lado de la oferta más los del lado de la demanda) de satisfacer la demanda de un consumidor. Los beneficios no dependen de que tanto se reduzca el precio durante los picos de demanda. Una pequeña reducción en la demanda, conllevará un valor aún más pequeño en los beneficios. Esto se debe a que las reducciones pequeñas en la demanda, generan reducciones similares en la oferta, sin embargo como estas reducciones tienen un costo, el beneficio es aún menor en relación a la disminución alcanzada.

Una reducción en la factura de los consumidores, ocasionada por una caída en los precios, no se considera como tal un beneficio para la sociedad, sino actúa como una transferencia

de renta económica. Si los oferentes subestiman la DR pico futura, esto puede generar exceso de capacidad en las horas pico, que llevara a una reducción en los precios reduciendo temporalmente el nivel y la volatilidad de dichos precios y creando ganancias inesperadas transitorias para los consumidores y pérdidas para los oferentes. Si por el contrario, los oferentes creen en alzas inesperadas de la DR, pueden prever menos capacidad para las horas pico, causando un alza en los precios a estas horas, lo cual generara ganancias inesperadas para los oferentes, a costa de los consumidores.

2.2.1 La Teoría de la Respuesta de la Demanda en Electricidad

En un mercado competitivo normal, cada productor vende la cantidad que maximiza sus beneficios al precio de mercado, lo que implica que el costo marginal de incrementar la oferta del productor es igual al precio de mercado. Cada comprador en dicho mercado compra la cantidad que mejor satisface sus necesidades dado un precio de mercado, lo cual implica que el costo incremental de este consumidor, en dinero, tiempo y conveniencia de reducir su demanda iguala el precio de mercado. Cualquier cambio o reubicación de recursos en este mercado, implicara un aumento en los costos totales (más costos que beneficios).

No necesariamente la oferta y la demanda deben participar de la misma manera en un mercado para llegar a una asignación de recursos eficiente. Puede haber un comportamiento pasivo ya sea de productores o de consumidores y esto tendrá un efecto directo en los precios y en la cantidad demandada.

Un consumidor puede volverse un proveedor en un mercado, si compra más de lo que realmente va a consumir. Pero el consumidor debe ser poseedor de todos estos bienes, de lo que consume y de lo que va a vender. La única forma de que esto ocurra es si el produce dicho bien o si lo ha comprado previamente.

Un consumidor con una línea base de consumo, que ha comprado a la empresa comercializadora por un precio determinado, podrá salir a vender sus excedentes de energía (si consume menos de la energía contratada) al precio de mercado P.

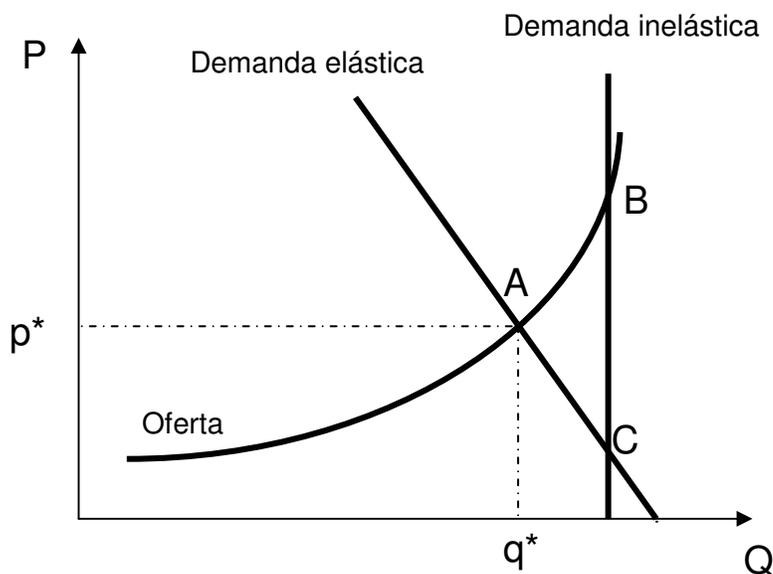
Un aspecto principal dentro del planeamiento que hacen las empresas de energía es la minimización de costos enfocada en los costos del lado de la oferta, para satisfacer una demanda aparentemente “fija”. En la actualidad se ha empezado a reconocer dentro de este proceso que la demanda no es independiente al precio.

Tratar la DR como un recurso que se añade a la oferta puede resultar ineficiente en términos económicos. Se recomienda tratar la DR como una reducción de la demanda en respuesta a los precios. En este caso, un consumidor que consume menos cuando los precios son altos, compra menos a dichos precios, y conserva el dinero que habría invertido en este bien. Si el consumidor produce o adquirió bajo un contrato más de lo que consume a un precio alto, él puede vender la diferencia a ese mismo precio. Si un consumidor comprando bajo una tarifa o un contrato considera que tiene el derecho de comprar y revender cierta cantidad base a una baja tarifa, la empresa distribuidora o quien le provee el servicio con la obligación de vender a ese precio pueden hacer recompra de parte de la obligación si resulta efectivo en costos ya sea directamente o a través de una empresa comercializadora. Sin embargo, no hay ninguna necesidad y/o obligación para que la empresa pague a un consumidor por reducir su demanda.

2.2.2 Análisis microeconómico de la DR

En la teoría económica se plantea que un mercado es eficiente cuando la asignación de recursos obedece a un equilibrio entre la oferta y la demanda. Es decir, cuando la utilidad marginal del consumo iguala los costos marginales de la oferta. En ese punto se encuentra tanto el precio p^* como la cantidad q^* de equilibrio.

Cuando a los consumidores se les establece un precio por largos periodos de tiempo, la curva de demanda de corto plazo se convierte en una línea recta, con lo cual la asignación de p^* y q^* no es eficiente (demanda inelástica). Si por el contrario los consumidores reaccionan a los precios introduciendo sus costos marginales, existe una ganancia en bienestar, debida a la reacomodación del consumo de las horas de altos precios a las de bajos precios (demanda elástica), lo que permite a su vez alcanzar una reducción en la volatilidad de los precios de mercado. Las ganancias dependen de la flexibilidad de los consumidores, la cual está representada por la pendiente de la curva de demanda. A mayor flexibilidad de los consumidores, se tendrá una curva de demanda menos pendiente, lo que significa que las ganancias en bienestar serán mayores tanto para el lado de la demanda como el de la oferta. En la Gráfica 1 se ilustran ambos casos. Las ganancias en bienestar están determinadas por el área comprendida entre los puntos ABC.



Gráfica 1. Análisis microeconómico de la DR.

2.3 PROGRAMAS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA (DR)

Se han desarrollado diferentes programas de respuesta de la demanda, según el objetivo puntual que persiguen. A continuación se describen algunos de estos programas:

2.3.1 RTP (Real Time Pricing): El consumidor tiene un precio cada hora que es el reflejo del precio del mercado mayorista. Su incentivo para la reducción de carga en horas pico son los altos precios que pagaría al consumir en dichas horas.

2.3.2 RTP de dos partes: En este modelo el diseño de la tarifa está formado por dos partes que son:

- El consumidor paga horariamente el precio spot para toda su carga.
- Hace un contrato financiero adicional que asegura que el consumidor no pagará más de un precio fijado por una cantidad fija de carga (la cual se conoce como línea base y se determina basado en su perfil histórico de carga). Esta línea base sirve a los consumidores como un medio de cobertura ante la volatilidad de los precios en tiempo real y les permite hacer ahorros, renunciando a consumir en horas con precios altos e incentivando el consumo en las horas de menor precio de la energía.

2.3.3 DALRP (Day Ahead Load Response Program): Este programa da la oportunidad a los consumidores de participar indirectamente en el mercado de energía mayorista del día anterior.

2.3.4 Tasas de tiempo de uso (TOU): Este programa es el más utilizado a nivel residencial. Por lo general maneja dos tarifas, una para el periodo de pico de demanda y otra para el resto del tiempo. Estos programas requieren un equipo de medición avanzado

diferente a los que se han venido instalando desde hace varios años. Los costos de este cambio de equipo de medida, así como su mantenimiento, deben ser incluidos de manera separada en los cargos al consumidor que escoja este tipo de tarifa, según sea determinado por los organismos reguladores.

2.3.5 Precio de picos críticos: Es una nueva forma de tasas TOU, que aplica en periodos sumamente críticos. Se establece una tarifa alta por unidad por el uso en periodos críticos. Estos periodos son establecidos por la empresa distribuidora, ya sea por contingencias en el sistema o por que la empresa enfrenta unos precios muy altos por la energía dentro del mercado mayorista. Algunas variaciones de este modelo son:

- CPP de periodo fijo: el tiempo y la duración son fijos, pero no se ha establecido el día en el que aplicara dicha tarifa.
- CPP de periodo variable: Ninguno de los aspectos está predeterminado
- Precios picos variables: Enlaza de manera más directa el mercado mayorista con el minorista.
- Descuentos de picos críticos: Los consumidores mantienen sus tarifas fijas, pero reciben descuentos por reducir su carga durante los periodos críticos.

En la implementación de estos programas se ha encontrado que se obtienen importantes beneficios, sin exponer al consumidor a riesgos significativos.

2.3.6 DADS (Day Ahead Default Service): Los consumidores reciben información un día antes de los precios de la energía hora a hora. Esto les da tiempo de programar su respuesta a dichos precios (usando generación en sitio o reasignando turnos de operación de maquinas, por ejemplo). Este modelo ha sido implementado tanto en clientes industriales de 500 kW hacia arriba como en clientes residenciales, con un gran éxito en diferentes países.

Aunque para el caso de estudio se asumió la implementación de un programa DADS, es importante analizar que la variabilidad de los precios de energía en el mercado mayorista

en Colombia, no es significativa si se analiza diariamente, con lo cual se podrían considerar horizontes de tiempo mayores a un día para el cambio de precios.

2.4 BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE PROGRAMAS DE DR

Algunos de los beneficios de implementar programas de DR, que han sido observables en los países donde están avanzadas estas prácticas dentro del mercado energético son (Neenan et al, 2005):

- Los consumidores que se acogen a un programa de DR esperan pagar menos que aquellos que están en un servicio convencional, ya que no deben pagar una prima de riesgo que les asegure la cobertura en el servicio. Los consumidores que eligen una tarifa fija, están implícitamente pagando una prima sobre el valor que pagarían si se enfrentaran a precios de mercado.
- Los consumidores que eligen responder a los precios, encuentran muchos ahorros, pero su cantidad depende también de otros factores.
- En el nivel de mercado todos los consumidores de electricidad se benefician con la reducción de costos en las transacciones del mercado
- La sociedad como un todo, se beneficia de estas reducciones de carga, ya que los recursos se asignan de una manera más eficiente. Este incremento en la eficiencia resulta en un aumento del bienestar social, que se puede encontrar a partir de las curvas de oferta y demanda, estimando el cambio tanto en el productor como en el consumidor cuando se pasa de un sistema de tarifa fija a uno de DR.
- Si estas reducciones de carga coinciden con los picos del sistema en general, esto significará un ahorro para la empresa proveedora del servicio, pues no necesitará ampliar su capacidad para satisfacer la demanda de los consumidores.

En países como EEUU varios factores han motivado el uso de este tipo de programas (FERC Staff Report, 2008):

- Confiabilidad: Brinda a los operadores de red otra herramienta para asegurar la confiabilidad del sistema ante contingencias.
- Necesidad de recursos: En muchas circunstancias estos programas han sido implementados para aplazar inversiones en la infraestructura de generación y distribución.
- Rápida implementación: En términos generales la implementación de estos programas resulta más rápido que cuando se requiere hacer una expansión en las redes.
- Las directrices regulatorias han estimulado el crecimiento de los programas de DR.
- Los consumidores tienen la posibilidad y la destreza para cambiar sus hábitos en aras de reducir el valor de su factura de energía.
- Avances en la tecnología: el precio de las tecnologías para implementación de estos programas ha ido disminuyendo y las potencialidades han ido aumentando.
- Hay interés en especial de los grandes consumidores de participar en estos programas reduciendo el costo de su energía e incrementando la confiabilidad del sistema.
- Reducción de costos en la empresa distribuidora.
- Manejo del riesgo: Estos programas sirven como cobertura ante aumentos excesivos en los precios y la volatilidad de los mismos.

Sin embargo, es importante considerar dentro del análisis de beneficios, algunos factores que afectan estos programas ya sea dentro de su fase de implementación o de manera posterior, dentro de los cuales se destacan (Saini, 2004):

- Costos para el consumidor.
- Tiempo requerido para la implementación de los programas

- Variaciones en precios
- Pérdidas si hay problemas de confiabilidad.

2.5 BARRERAS REGULATORIAS

Algunas de las barreras que se han identificado en países donde se han empezado a implementar los programas de DR han sido (FERC Staff Report, 2008):

- Desconexión entre el precio en el mercado minorista y el mercado mayorista de energía. Se dice que con solo un porcentaje de consumidores que estén sujetos a tarifas basadas en tiempo, se lograría una asignación de recursos más eficiente.
- Desincentivos para que la empresa distribuidora promueva programas de DR. En este momento algunas empresas pueden ver que la DR no genera beneficios sino que por el contrario puede ocasionar una disminución en sus ingresos por ventas de energía. Es por esto, que para incentivar a las empresas a que fomenten los programas de DR, es necesario implementar unas políticas regulatorias que den la oportunidad de que la empresa recupere la inversión que requieren este tipo de programas, o incentivos de desempeño que reconozcan a la empresa cuando se logran algunas metas concretas asociadas, por ejemplo, con reducción de consumo en horas pico.
- Recuperación de costos e incentivos para habilitar nuevas tecnologías. Para que los programas de DR sean efectivos en especial en consumidores de tipo residencial (no solo grandes clientes), es necesario implementar tecnologías que permitan hacer mediciones avanzadas. Esta tecnología requiere una gran inversión, y las empresas distribuidoras son reacias a realizar dichas inversiones si no se asegura que habrá un retorno de dicha inversión. En el caso de Colombia, el dueño del

medidor es el usuario por tanto la inversión no será realizada por la empresa comercializadora a menos que exista algún incentivo.

- Necesidad de investigación en eficacia de costos y medición de las reducciones.
- No hay suficiente transparencia de mercado y acceso a la información.

2.6 EXPERIENCIA INTERNACIONAL

EEUU ha sido pionero en el desarrollo de los programas de DR. El programa RTP de dos partes fue implementado en Georgia Power (1700 clientes y 5000 MW en 2001).

En el año 2005, se estableció el Acto de Política Energética (EPACT) que estableció como un objetivo clave de la política nacional de energía de los EE.UU eliminar las barreras innecesarias para la participación de la DR de consumidores y otros agentes tanto en el mercado minorista como en el mayorista.

Hacia Febrero de 2006, 11 distribuidoras tenían implementado el programa de RTP en EEUU y otras 15 más estaban en proceso de implementación. Aunque las primeras empresas que adoptaron programas de RTP lo hacían con grandes consumidores >1-2 MW, en la actualidad se ha adoptado este programa con consumidores hasta de 300 kW.

En el 2008, en todo el país (EEUU) se tenían 274 entidades que ofrecían programas de DR y esto significaba una reducción del 5.8% en los picos de carga (en relación a la demanda pico nacional). De estas reducciones aproximadamente 38000 MW correspondían a reducciones por programas de incentivos y 2700 MW a programas de RTP.

La encuesta realizada por la FERC en el 2008, indica que el 8% de los consumidores en EEUU participa en algún programa de respuesta de la demanda. Se estima que la

contribución global de estos programas esta alrededor de 41000 MW (5.8% de la demanda pico del país).

Los recursos de DR han sido vitales en el aseguramiento de la confiabilidad del sistema en EEUU. El gobierno estatal y federal está trabajando para eliminar las barreras que existen actualmente y que limitan la participación de los consumidores en los programas de DR. Así mismo, los reguladores en EE.UU han llegado a la conclusión que la DR en todas sus formas es esencial para el funcionamiento eficiente de los mercados eléctricos mayoristas.

3 PROPUESTA DE APLICACIÓN AL CASO COLOMBIANO

3.1 ANTECEDENTES

En la mayoría de los casos internacionales, donde se han implementado los programas de DR, la principal contingencia corresponde al déficit de capacidad para atender la demanda de potencia, especialmente en periodo pico. En el caso colombiano, en las condiciones actuales, se presenta un exceso de capacidad y el problema radica en problemas de energía, debido a que en nuestro sistema predomina el parque de generación hidráulico. Esto desde el punto de vista de confiabilidad, sin embargo en Colombia, también hay un incentivo importante desde la perspectiva de precios, ya que la variabilidad del precio de la energía en bolsa ante fenómenos hidrológicos es muy alta.

Actualmente no existen programas de DR en Colombia, se han implementado algunos programas de Uso Racional de la Energía (URE) pero estos no han tenido los resultados esperados (Cadena, Duran y Correal, 2007). Es por eso que en este estudio se analiza el posible comportamiento de los consumidores ante incentivos de precios para modificaciones en sus hábitos de consumo de la energía eléctrica.

En el año 2007 se dio un primer acercamiento a los programas de DR, a través de un análisis realizado para la CREG sobre demanda eléctrica desconectable (Cadena, Duran y Correal, 2007). Allí se encontró que la oferta de un programa de desconexión voluntaria de demanda para Colombia, estaría constituida por las reducciones de las compras a la red alcanzadas ya sea por una mayor autoproducción de electricidad (generación “on-site”) o a reducciones progresivas del consumo de electricidad, resultantes de la implementación de prácticas eficientes de uso de energía o de medidas de ahorro de energía. Adicionalmente se estudió el potencial de participación de la industria en estos programas teniendo en cuenta los parques de autogeneración o cogeneración existentes. Todo este estudio estuvo

enmarcado dentro de la Resolución CREG-071 de 2006 que define la demanda desconectable como la “demanda de energía de usuarios que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación” y hace parte de los anillos de seguridad definidos por la CREG para “facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme” que está definida en el artículo 73 de esta resolución, como un mecanismo mediante el cual “un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme podrá negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía”.

3.2 CARACTERIZACION DEL CASO DE ESTUDIO

En Colombia, la regulación discrimina los clientes regulados de los clientes no regulados. Actualmente la frontera para que un cliente pueda formar parte del mercado no regulado es una demanda de potencia de 0.1 MW y/o un consumo mensual de 55 MWh, según lo establecido por la Resolución CREG 131/1998. Para este estudio se seleccionó un mercado de clientes no regulados ya que por la regulación que cobija a este mercado, existe una flexibilidad para la fijación de precios de G (generación) y C (comercialización) entre el cliente y la empresa comercializadora, lo que no ocurre en el mercado regulado.

El caso de estudio que se analizará en este proyecto, es un mercado de clientes no regulados en Colombia, que presenta las características generales descritas a continuación.

Se tienen contratos establecidos con un promedio de 740 clientes con un consumo total cercano a los 200 GWh mensuales.

Se efectúan contratos donde se pactan valores de G (generación) y C (comercialización), los demás componentes de la tarifa, son los estipulados por la regulación. Se manejan cuatro tipos de contratos (con horizontes temporales de 1 a 3 años):

- Contrato a precio fijo: Se establece un precio promedio para la duración del contrato, que se indexa en el tiempo por el IPP. Sin importar el consumo.
- Contrato a precio fijo escalonado: Es similar al caso anterior, pero por solicitud del cliente se escalona en el tiempo, siempre asegurando que el VPN obtenido sea igual al del caso anterior. El escalonamiento se maneja de forma anual.
- Contratos con precio real de bolsa: El valor de G que paga el cliente es igual al precio de bolsa horario.
- Contratos con precio real dentro de bandas de precios: Se establece una banda superior e inferior según precio de bolsa.

Con algunos clientes se establecen contratos mixtos: es decir un porcentaje del contrato a precio fijo y el otro porcentaje con precio real de bolsa, por ejemplo.

La empresa comercializadora a su vez tiene contratos de compra de energía en el mercado mayorista. Mensualmente la empresa que centraliza estos contratos, liquida los consumos contra la curva de carga contratada y presenta el balance que puede ser a favor de una parte u otra. Si los consumos fueron inferiores a la curva de carga contratada, estos excedentes se liquidan a favor de la empresa comercializadora al precio de bolsa durante el periodo de tiempo en cuestión. Por el contrario, si los consumos excedieron lo contratado, este excedente se liquida al precio de bolsa durante el tiempo en cuestión. Al final del mes se efectúa el balance de excedentes a favor y en contra y este valor se liquida a la empresa comercializadora.

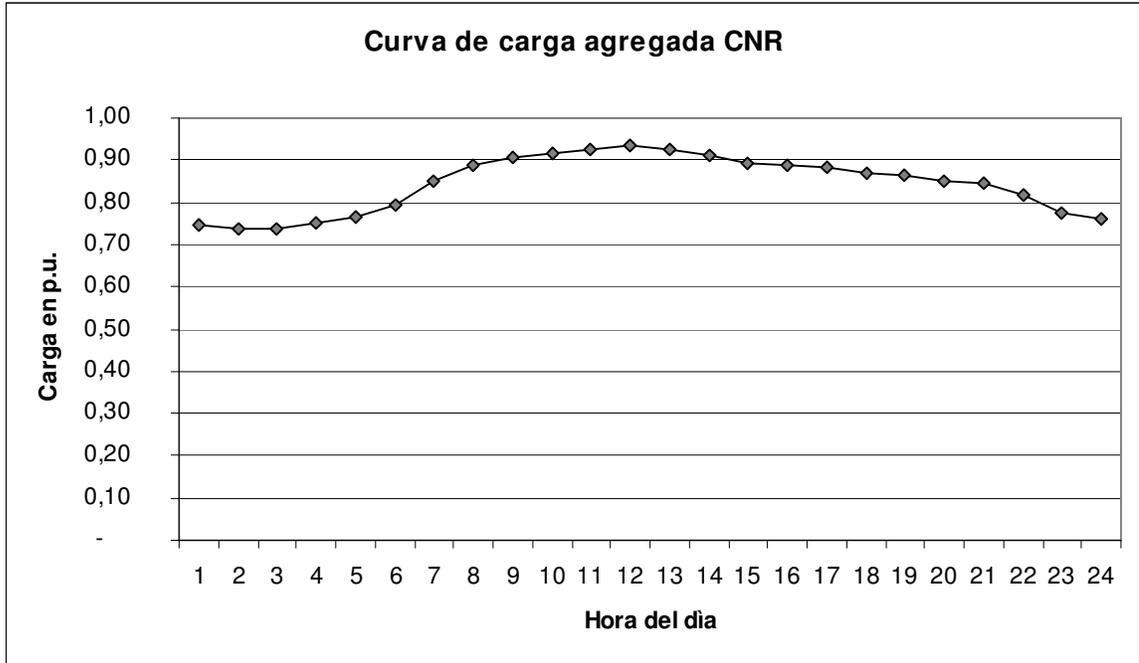
Cuando la empresa comercializadora ha llegado a su tope de contratos de venta de energía a largo plazo, de acuerdo con los contratos de compra de energía ya establecidos, la única opción es ofrecer contratos a precio de bolsa o encontrar un contrato de compra que presente un precio más favorable.

La composición del mercado por tipo de clientes, así como la posibilidad de gestión de la demanda según la forma de su curva de demanda, se presenta a continuación:

Tabla 1. Composición clientes en caso de estudio colombiano

Código	Descripción	% Participación	Respuesta de la demanda gestionable
D-3	Industria Textil	13	SI
D-4	Industria Alimentos	11,8	SI
D-2	Industria Plásticos	11,2	NO
E	Servicios públicos (agua)	11,1	SI
C	Explotación minas y canteras	9,6	NO
G	Comercio	8	SI
D-6	Industria papelera	7,9	SI
D-1	Sector manufacturero	6,8	SI
I	Transporte y comunicaciones	5	NO
D-5	Industria metalmecánica	4,4	SI
	Otros sectores: Financiero, Agrícola, Turismo, Educación y otras actividades.	11	SI

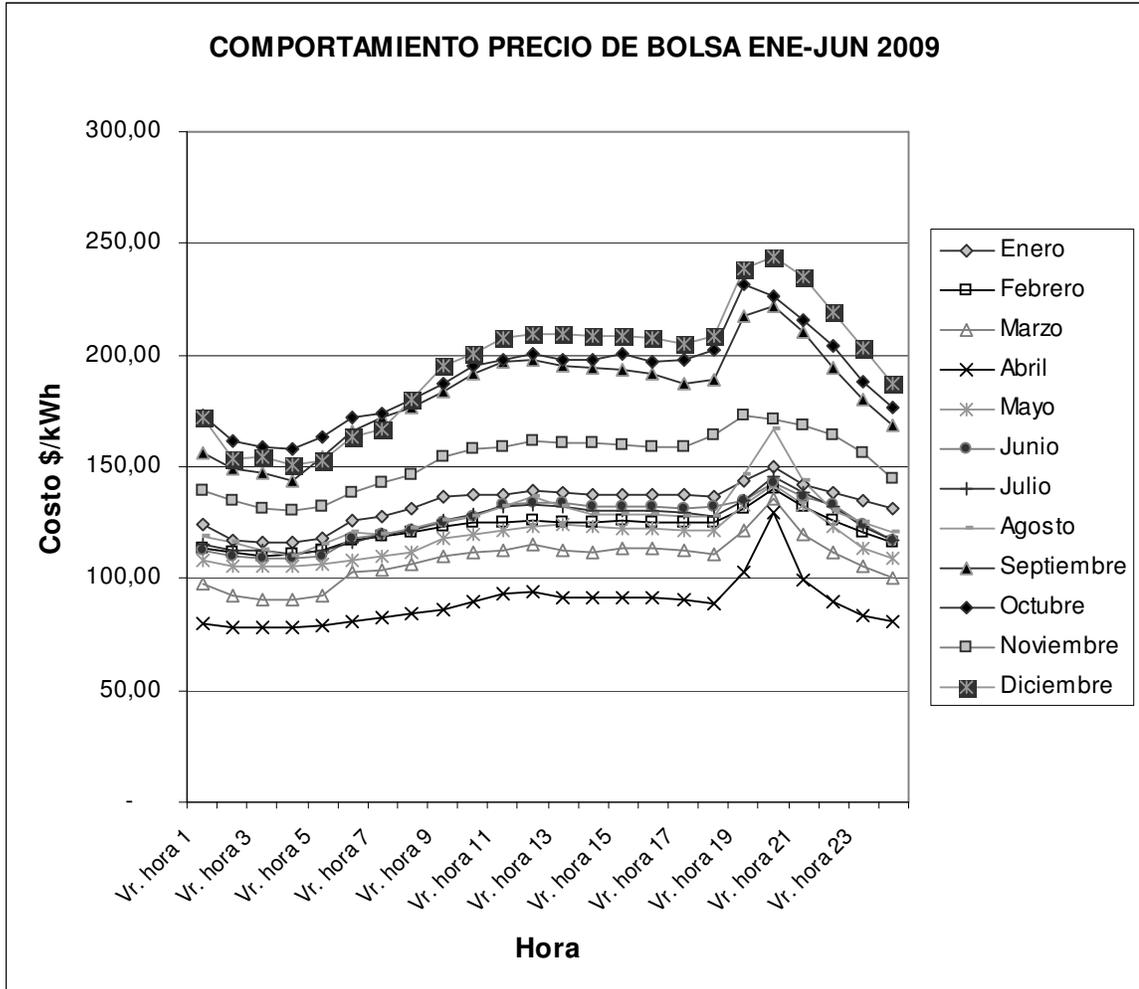
Aunque se evaluaron de manera individual las curvas de carga de los sectores más representativos de este mercado, se hizo también un análisis de la curva de carga agregada de los clientes no regulados del caso bajo estudio. Dicha curva se ilustra en la Gráfica 2. Allí se puede observar que la curva es bastante plana, sin embargo es importante aclarar que esta curva hace parte de la curva de demanda nacional que a su vez presenta unos picos bastante significativos en las horas punta. Cualquier reducción en la curva de carga de los clientes no regulados (CNR), se reflejará en la curva de demanda del sistema nacional, con lo cual los beneficios tanto en precios, como en confiabilidad impactarán todo el sistema.



Gráfica 2. Curva de carga agregada CNR – Caso de estudio

3.3 COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DE ENERGÍA EN EL MERCADO MAYORISTA

Para definir los precios a utilizar dentro del modelo de estimación de beneficios, se realizó un análisis comparativo de los precios de bolsa durante el año 2009, que se ilustra en la Gráfica 3. De ahí se puede observar que se tienen diferencias significativas entre ciertos meses del año, ocasionadas principalmente por el fenómeno hidrológico que permite o no el despacho de las generadoras con menor costo.

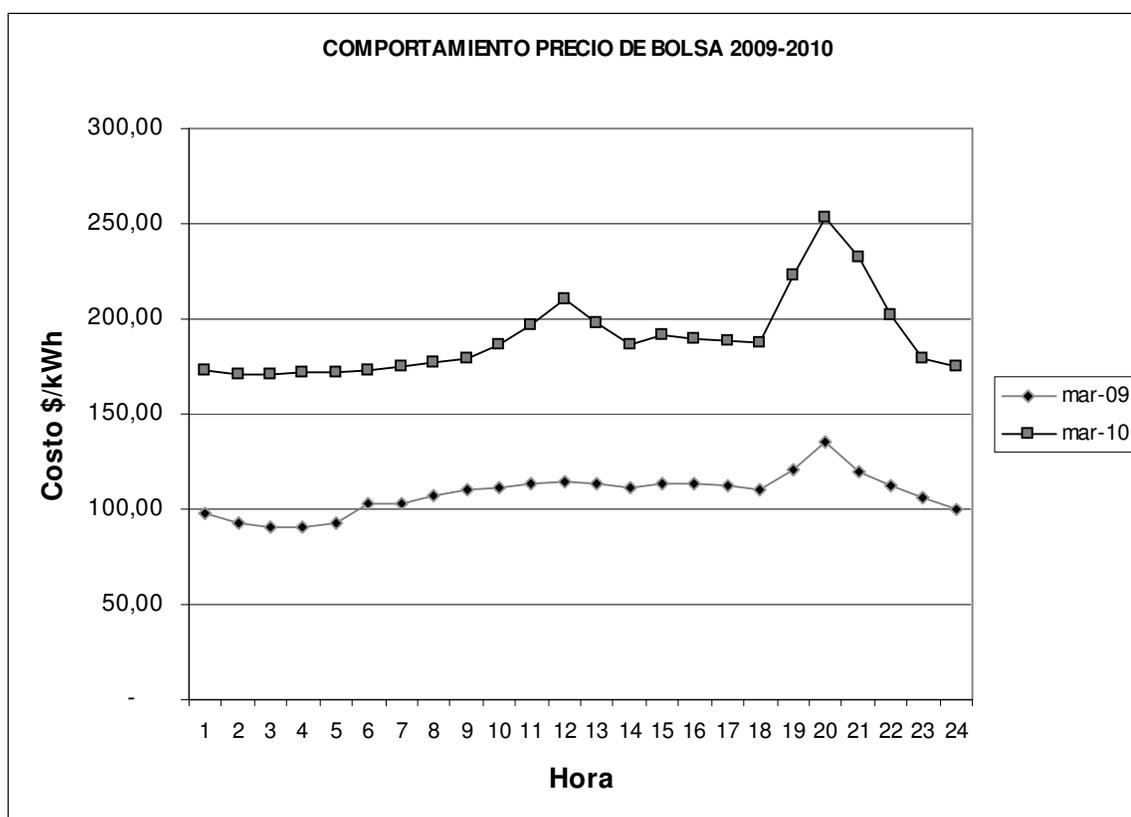


Gráfica 3. Comportamiento precio en bolsa de la energía durante año 2009

Así mismo, para tener una referencia entre los cambios del precio de bolsa de un año a otro, se realizó un análisis comparativo entre Marzo de 2009 y Marzo de 2010 el cual se ilustra en la Gráfica 4.

De allí se puede concluir que aunque hay algún patrón de comportamiento dentro de los meses de un año, también se presentan cambios en dicho patrón entre un año y otro. El año 2010 ha sido un año con fuertes sequías y esto ha impactado negativamente el comportamiento de los precios, ocasionando que se presenten valores cercanos a los 250 \$/kWh en meses donde no eran comunes estos precios tan altos.

Esta gráfica permite concluir además, que las proyecciones que se hacían normalmente entre un año y otro para los contratos de energía, ahora cuentan con un factor de incertidumbre bastante alto, porque ya los patrones no se mantienen como lo habían hecho históricamente. Esta volatilidad en los precios de la energía se convierte en un incentivo más para implementar programas que permitan a los clientes reaccionar a los cambios en precios y así asegurar no solo ahorros para las partes sino una minimización de las restricciones de potencia y energía que podrían llegar a presentarse.



Gráfica 4. Análisis comparativo precio en bolsa de la energía años 2009 y 2010

3.4 INDICADORES PARA MEDIR EL IMPACTO DEL PROGRAMA

La participación en los programas de DR, da a la empresa comercializadora alguna señal sobre la proporción de consumo a la que el consumidor está dispuesto a renunciar o la carga que puede desplazar en el tiempo, como respuesta a un aumento en los precios. Es por esto que la información sobre el desempeño de los programas de DR ante aumentos o reducciones en los precios, es vital para determinar la viabilidad a futuro de estos programas y reconocer el valor tangible de los mismos.

Así mismo, cuando se realiza la implementación de un programa de DR, es importante que tanto el operador de red, como las entidades que planifican el sistema tanto desde el punto de vista de generación, como de transmisión y distribución tengan una manera precisa de medir las contribuciones que pueden dar estos programas de DR, de forma que se maximice su contribución a la eficiencia del mercado y a la estabilidad del sistema, minimizando así los costos totales de operación y mantenimiento de las redes.

En este proyecto se proponen algunos indicadores de medida de desempeño que permitirían evaluar el impacto y cobertura del programa de DR que se esté implementando.

Algunos indicadores que se utilizan a nivel internacional para medir el desempeño de los programas de DR son (Cappers, 2009):

A nivel individual:

- SPI (Subscribed Performance Index): Compara la reducción actual de carga con respecto a la que fue inicialmente suscrita en el programa.
- PPI (Peak Performance Index): Estima la restricción real de carga del consumidor con DR comparada con su demanda pico.

A nivel del potencial global de los programas (FERC, Staff Report 2008):

- PPR (Reducción potencial de pico): La reducción potencial anual de carga pico coincidente medida en MW que puede ser alcanzada a partir de programas de DR que coincide con el pico anual de carga del sistema.
- APR (Reducción de pico real): Es el mismo concepto anterior pero no bajo datos potenciales sino los datos reales alcanzados.

En el estudio ejecutado para EEUU en 2005, se encontró que el PPR para todo el país era cercano al 4% de la demanda de electricidad proyectada para el verano de 2006. En algunas regiones este porcentaje alcanzó valores entre 16 y 24% (FERC Staff Report, 2008).

Tomando como base la información anterior se proponen los siguientes indicadores para el caso base colombiano bajo estudio.

Reducción de pico real por sector económico: Corresponde a la reducción real del pico de carga. Este valor se obtiene calculando como un porcentaje la reducción de la carga pico respecto a la carga pico normal (medida antes de iniciar la implementación del programa). Se tomarían como referencia los valores teóricos estimados que están consignados en la Tabla 7 para cada uno de los sectores económicos.

Reducción de pico real en la curva de demanda agregada del Mercado No Regulado (MNR): Corresponde a la reducción real del pico de carga, medida como un porcentaje de la carga pico medida antes de iniciar la implementación del programa desde un punto de vista agregado del MNR bajo estudio. En este caso se obtendrán porcentajes muy inferiores a los obtenidos por cada uno de los sectores, ya que en este caso se tienen

sectores que no aportan a esta reducción y así mismo, no todos coinciden en el mismo pico de consumo.

4 CASO DE ESTUDIO: METODOLOGIA Y RESULTADOS

Para la estimación de los beneficios de implementación del programa de DR en el caso bajo estudio, se asume la utilización de un programa similar al DADS, que bajo la experiencia internacional, da mayores ventajas que los programas que manejan precios reales del mismo día. Lo anterior se debe a:

- Tener el tiempo para planear la respuesta es un punto crítico para alcanzar la mayor respuesta a precios.
- Promueve una competencia efectiva y sostenible.
- El impacto en los precios de mercado es mayor
- No impone dificultades indebidas en los grandes consumidores
- La empresa no se expone a riesgos inmanejables

4.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN DE BENEFICIOS

La metodología para estimación de los beneficios, toma como base algunos términos claves utilizados en estudios internacionales (Neenan B, et al., 2005), sin embargo no se pudo aplicar la metodología en su totalidad porque se presentaban algunas restricciones. En primera instancia como se hizo un análisis segmentado por los tipos de clientes ya que cada uno presentaba diferencias significativas en sus curvas de carga (Ver Anexo 1) no es fácil modelar una sola curva de demanda. Por otra parte, no es muy acertada la construcción de una curva de oferta única para todos los clientes, teniendo en cuenta que los contratos que se manejan en la actualidad no tienen asociado un perfil de carga a los precios. Esto dificultaba saber en qué momento el cliente se enfrentaría al precio de bolsa o se mantendría el valor contratado previamente.

Algunas caracterizaciones generales utilizadas son:

Tiempo: las simulaciones se efectuaron para dos períodos con condiciones de precios diferentes: un primer período con pocas restricciones de potencia donde se tienen precios en bolsa moderados (mes de Febrero) y un segundo período con condiciones más desfavorables en el tema hídrico (con restricciones a nivel potencia) donde se tienen los mayores precios y por tanto el impacto en los beneficios será mayor (mes de Septiembre). Esta selección se hizo estudiando el comportamiento de los precios de la bolsa durante el año 2009 (Ver Gráfica 3). No se tomaron los meses con comportamientos extremos porque no permitirían determinar un valor promedio de los beneficios a lo largo del año. Así mismo, se hizo un ejercicio con un mismo mes del año 2009 y del año 2010, ya que como se observa en el análisis expuesto en el numeral anterior, el comportamiento de los precios entre estos dos años, presentó una variación bastante significativa por las restricciones que se presentaron a nivel de despacho debido a las severas condiciones climáticas que vivió el país a comienzos del año. A partir de los resultados obtenidos para el mes de Marzo de 2010 se hizo una proyección para el resto del año, tomando como base el comportamiento de Septiembre de 2009, con lo cual se proyectaron los beneficios para el año 2010.

Segmentos de consumidores: Como para el caso de estudio no se tiene un estudio de sensibilidades a los precios por tipo de cliente que permitiera calcular su elasticidad, se asimiló cada uno de los sectores bajo estudio a 5 consumidores típicos para aplicar valores de elasticidad tomados de experiencias internacionales (Neenan B, et al.,2005).

Tabla 2. Elasticidades por sector económico

Sector	Elasticidad promedio
Comercial	0,06
Gubernamental/Educación	0,10
Salud	0,04
Industrial/Manufacturero	0,16
Trabajos públicos	0,02

Los valores de elasticidad utilizados para los sectores económicos bajo estudio se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Elasticidades por sector económico para el caso de estudio

SECTOR	Elasticidad
Textil	0,16
Alimentos	0,16
Plásticos	0,16
Servicios públicos	0,02
Minas y Canteras	0,02
Comercio	0,06
Industria papelera	0,16
Manufacturas	0,16
Transporte y comunicaciones	0,02
Metalmecánica	0,16
Agrícola	0,16
Financiero	0,06
Educación	0,1

Perfil de la demanda: Se tomaron las curvas de demanda típicas para cada uno de los sectores económicos significativos utilizados en el estudio. Estas curvas se ilustran en el Anexo 1. Antes de hacer el cálculo de los beneficios se estudiaron las curvas para determinar el potencial de reducción de demanda en las horas pico del sistema (las horas de mediodía o final de la tarde) y considerando además su potencial de reacomodación de consumo en horas de baja carga en la demanda agregada. Por ejemplo, clientes como el sector de plásticos, minas y canteras y de transporte y comunicaciones, presentan curvas de carga muy planas en la mayor parte del día, con lo cual la posibilidad de trasladar consumo desde las horas pico a horas de baja carga será algo improbable. Por lo anterior estos clientes no entrarían a ser significativos en el cálculo de beneficios.

Metodología de simulación: El estudio se realiza para los tres escenarios de tiempo descritos anteriormente, siguiendo la siguiente metodología:

A partir de la curva de carga se determinan las horas pico en las cuales se quiere lograr la reducción de carga. Se determina el consumo estimado a estas horas (con periodicidad mensual) y el valor de la energía en bolsa.

Nuevamente a partir de la curva de carga se proponen las horas (viabiles desde el punto de vista de horas de trabajo y productivas) en la cual se podría dar la reacomodación de consumo. Para esto es importante verificar unas horas en las cuales el consumo actual no esté llegando a su valor máximo, porque por capacidad instalada no sería viable esta alternativa. Se determina el precio de bolsa a estas horas propuestas. Con los valores de elasticidad propuestos por tipo de cliente (ver Tabla 3), se calcula cuanto sería el consumo que dicho cliente estaría dispuesto a trasladar de las horas pico a las horas de menor carga y menores precios. Acá es importante aclarar, que aunque se toman los precios de bolsa, estos no serían los precios reales que enfrentarían los consumidores. Sin embargo, como el fundamento de estos programas de precios, es manejar contratos donde se refleje el comportamiento de los precios del mercado mayorista en el minorista, utilizar los precios de bolsa da una idea bastante aproximada del comportamiento de los clientes ante los cambios en precios entre una hora u otra del día. Para este cálculo se parte de la definición de elasticidad así:

$$\varepsilon_D^P = \frac{\partial Q}{\partial P} \frac{P}{Q} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\varepsilon_D^P = \frac{\frac{Q_f - Q_i}{P_f - P_i}}{\frac{Q_i}{P_i}}$$

$$Q_f = \varepsilon_D^P * \left(\frac{P_f - P_i}{P_i} \right) * Q_i + Q_i \quad \text{Ecuación 2}$$

donde:

ε_D^p : elasticidad precio de la demanda (tomada de la tabla 3)

Q_f : Cantidad final demandada a la hora pico bajo estudio (kWh)

Q_i : Cantidad inicial demandada a la hora pico bajo estudio (kWh)

P_f : Precio de bolsa a la hora donde se traslada la demanda (\$/kWh)

P_i : Precio de bolsa a la hora de la demanda pico (\$/kWh)

Para conocer el consumo de energía que se traslada de la hora pico a la otra hora propuesta se aplica la relación:

$$\text{Energía trasladada} = Q_i - Q_f \quad \text{Ecuación 3}$$

Finalmente con esta información se calculan los ahorros para los clientes y/o para la empresa comercializadora. Es importante aclarar que los beneficios se calcularon sobre un horizonte de 22 días hábiles al mes, teniendo en cuenta que el patrón de consumo y precios es diferente durante los fines de semana y que reacomodaciones de consumo entre días hábiles y días feriados implicaría costos laborales que incidirían dentro del cálculo de los beneficios del proyecto. El ahorro en pesos (\$) se calcula a partir de la siguiente relación que corresponde a la diferencia entre el valor de energía inicial consumida y el valor de la energía final consumida a la hora pico. El valor de la energía inicial consumida se calcula en una base de 22 días y con el precio de bolsa de la hora pico, mientras que el valor de la energía final se calcula con el mismo horizonte y precio, pero se le adiciona el valor de la energía trasladada a precio de bolsa de la hora de baja carga:

$$\text{Ahorro} = Q_i * 22 * P_{\text{hora pico}}^{\text{bolsa}} - \left(Q_f * 22 * P_{\text{hora pico}}^{\text{bolsa}} + \text{Energía trasladada} * 22 * P_{\text{hora baja carga}}^{\text{bolsa}} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Adicional al cálculo netamente económico, se calcula cuál es la reducción en los picos de demanda, la cual permite ver el efecto en la reducción de puntas en las curvas de carga en

especial en las que coinciden con los picos del sistema nacional. Este cálculo se realiza a partir de la siguiente relación:

$$\text{Reduccion pico} = \left(1 - \frac{Q_f}{Q_i}\right) * 100 (\%) \quad \text{Ecuación 5}$$

A continuación se presenta un ejemplo del cálculo de beneficios realizado para el Escenario 1 para el Sector Alimentos. La curva de carga para este sector se encuentra en el Anexo 1. De allí se selecciona el pico a trabajar que en este caso es las 12:00 m. La hora para la cual se propone el traslado del consumo es a las 6:00 am. A continuación se desglosan los resultados obtenidos a partir de la metodología:

Escenario 1		Mes de Febrero 2009	
Hora pico			12 m
Energía inicial consumida en hora pico/día			45.950
Días hábiles mes			22
Precio bolsa hora pico		\$/kWh	126,45
Elasticidad			0,16
Energía final consumida en hora pico/día			44.564
Energía trasladada		kWh	1.386
Energía trasladada en el mes			30.494
Hora de reacomodación energía			6:00 AM
Precio bolsa nueva hora		\$/kWh	102,61
Valor nuevo consumo		\$	3.129.009
Valor anterior consumo hora pico		\$	127.828.738
Nuevo valor consumo hora pico		\$	123.972.748
Ahorro (1h)		\$	726.981
Ahorro (2h)		\$	1.453.963
Reducción pico			3,017

4.1.1 Costos de Implementación

Los costos de implementación de este tipo de programas están dados por dos factores principalmente:

- **Requerimientos de Medición:** Se requiere una medida horaria para todos los usuarios de DADS. Se requieren datos con medidor de intervalos, para poder calcular la facturación adecuadamente.
- **Anuncio de Precios y Facturación:** Se requiere implementar el software y procedimientos necesarios para preparar y transmitir los precios diariamente a todos los consumidores que participan del programa, leer sus medidores y generar las facturas de energía aplicando los precios al consumo por hora.

En el caso bajo estudio, el primer costo asociado a un sistema de medición preciso, que permita ser consultado en línea y proporcionar datos con frecuencia horaria o menor, no se tiene en cuenta, ya que por condiciones regulatorias todos los clientes del mercado no regulado cuentan actualmente con un medidor que cumple estas características.

Para el segundo caso se asume un costo base por cliente, teniendo en cuenta también la metodología aplicada por Neenan (Neenan, 2005). Con este dato se calculan costos por cada uno de los sectores analizados.

4.2 RESULTADOS

4.2.1 Beneficios Económicos

Aplicando la metodología indicada en el numeral 4.1 se tiene el siguiente resumen de beneficios económicos del programa, los cuales se calcularon para un horizonte anual, donde:

Escenario 1: Corresponde a los beneficios encontrados para el mes de Febrero de 2009 y que para el cálculo de beneficios anuales se tipifican como los de 9 de los 12 meses del año (tomando como referencia el comportamiento de los precios de bolsa, ver Gráfico 2).

Escenario 2: Corresponde a los beneficios encontrados para el mes de Febrero de 2010.

Escenario 3: Corresponde a los beneficios encontrados para el mes de Septiembre de 2009 y que para el cálculo de beneficios anuales se tipifican como los de 3 de los 12 meses del año.

Escenario 4: Corresponde a los beneficios proyectados para el mes de Septiembre de 2010. Para su cálculo se aplicó un factor al valor de beneficios encontrados en Febrero de 2010, teniendo en cuenta el comportamiento de los precios en el año 2009.

Tabla 4. Resumen beneficios económicos – Caso de estudio

SECTOR	Beneficios mensuales (en COP)				Beneficios agregados anuales (en COP)	
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4 (Proyeccion Sept 2010)	Escenario 1 + 3: Año 2009	Escenario 2 + 4 (proyectado Año 2010)
Textil	\$ 1.642.109	\$ 2.955.112	\$ 1.908.806	\$ 3.693.890	\$ 20.505.398	\$ 37.677.680
Alimentos	\$ 1.453.963	\$ 2.616.528	\$ 1.690.103	\$ 3.270.660	\$ 18.155.975	\$ 33.360.728
Plásticos	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Servicios públicos	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Minas y Canteras	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Comercio	\$ 206.084	\$ 2.334.783	\$ 492.119	\$ 2.544.913	\$ 3.331.116	\$ 28.647.786
Industria papelera	\$ 83.970	\$ 1.372.035	\$ 619.549	\$ 1.715.044	\$ 2.614.373	\$ 17.493.449
Manufacturas	\$ 298.593	\$ 3.158.254	\$ 579.085	\$ 3.947.817	\$ 4.424.588	\$ 40.267.738
Transporte y comunicaciones	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Metalmecánica	\$ 18.731	\$ 278.605	\$ 180.223	\$ 348.257	\$ 709.252	\$ 3.552.220
Agrícola	\$ 48.276	\$ 3.044.868	\$ 766.744	\$ 3.806.085	\$ 2.734.714	\$ 38.822.063
Financiero	\$ 13.911	\$ 352.192	\$ 123.769	\$ 383.889	\$ 496.505	\$ 4.321.398
Educación	\$ 107.097	\$ 1.743.029	\$ 443.238	\$ 2.004.484	\$ 2.293.590	\$ 21.700.713
TOTAL	\$ 3.872.734	\$ 17.855.406	\$ 6.803.636	\$ 21.715.039	\$ 55.265.511	\$ 225.843.774

Así mismo, se hace el cálculo de los costos variables, tomando como base el costo mensual por cliente correspondiente a lo mencionado en el numeral 4.1.1. Para este cálculo no se tuvieron en cuenta los 4 sectores resaltados en la tabla anterior, los cuales por sus restricciones en curva de carga u otros aspectos, no les permiten participar en estos programas de DR. El costo se calcula tomando como referencia un análisis realizado por Neenan (2005) y asumiendo que los costos de mano de obra en Colombia son inferiores a los de países como EEUU. De todas maneras se aclara que estos costos son una estimación y dependerán de la infraestructura que se requiera según el programa de DR seleccionado y los clientes que vayan a participar del mismo.

Tabla 5. Costos variables – Caso de estudio

SECTOR	Número de clientes	Costo unitario mensual	Costo total anual
Textil	54	\$ 28.384	\$ 18.393.013
Alimentos	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Comercio	85	\$ 28.384	\$ 2.412.664
Industria papelera	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Manufacturas	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Metalmecánica	54	\$ 28.384	\$ 1.532.751
Agrícola	49	\$ 28.384	\$ 1.390.830
Financiero	39	\$ 28.384	\$ 1.106.987
Educación	15	\$ 28.384	\$ 425.764
TOTAL			\$ 29.860.262

Adicional a estos costos variables, dentro del balance general de beneficios se presenta un costo fijo que corresponde a los costos de implementación de software de información de precios y de facturación el cual solo se tiene en cuenta una vez dentro de los costos anuales.

Por lo anterior, teniendo en cuenta los beneficios y los costos asociados a la implementación de estos programas se tendría que los beneficios anuales de la implementación de un programa de DR en el caso bajo estudio son:

Tabla 6. Balance general de beneficios económicos – Caso de estudio

BALANCE GENERAL		
	Escenario 2009	Escenario 2010
BENEFICIOS TOTALES	\$ 55.265.511	\$ 225.843.774
COSTOS VARIABLES	\$ 29.860.262	\$ 29.860.262
COSTO FIJO	\$ 21.000.000	\$ 21.000.000
BENEFICIO NETO	\$ 19.405.249	\$ 189.983.512

4.2.2 Beneficios en la Reducción de Picos de Demanda

Así como hay beneficios económicos generados por las reacomodaciones de consumo, también se dan beneficios por la reducción en los picos de demanda, los cuales además de las ventajas económicas, representan mejoras en la confiabilidad del sistema.

La reducción en el pico se calcula a partir de la Ecuación 5. A continuación se resumen los valores estimados de reducción de picos de demanda encontrados para los sectores económicos bajo estudio. Se puede observar de la Tabla 7 que las reducciones oscilan entre un 1% y un 4% mensual, consiguiéndose los mayores valores en el Escenario 2 que corresponde al año 2010.

Tabla 7. Reducción pico de demanda por sector económico – Caso de estudio

SECTOR	Reducción pico demanda		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Textil	3.0	3.1	2.6
Alimentos	3.0	3.1	2.6
Comercio	0.7	1.6	0.8
Industria papelera	1.0	3.0	2.1
Manufacturas	1.7	4.0	1.9
Metalmecánica	1.0	2.4	2.0
Agrícola	0.8	4.4	2.5
Financiero	0.3	1.7	0.6
Educación	1.1	3.0	1.7
VALOR PROMEDIO	1.4	2.9	1.9

De igual forma se hizo el cálculo de reducción de pico global para el Mercado de Clientes No Regulados del caso de estudio, encontrándose que bajo los 3 escenarios, la reducción en los dos picos del sistema analizados (12 m y 8 pm), la reducción oscila alrededor de un 1%, según se observa en la Tabla 8. Para esto se calculó la demanda total diaria inicial en

las horas pico analizadas y se calculo la demanda final una vez hechas las reacomodaciones de consumo. Teniendo estos dos datos se aplicó la Ecuación 5.

Tabla 8. Reducción pico de demanda agregada – Caso de estudio

Hora	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
12 m	1.1	1.4	1.1
8 pm	0.4	0.8	0.4

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de los resultados obtenidos del caso de estudio se puede concluir lo siguiente:

- La desconexión que existe actualmente entre el mercado minorista y mayorista de compra/venta de energía eléctrica, hacen que no sea un mercado completamente eficiente porque no permite la participación de todos los agentes de manera directa en la formación del precio. La falta de volatilidad en los precios que enfrenta el consumidor final hacen que la asignación y uso de este recurso no se haga de una manera eficiente. La implementación de programas de DR tienen su fundamento en buscar una asignación y uso eficiente de la energía a través de un mecanismo de respuesta ante los cambios en precios.
- No todos los tipos de clientes pueden involucrarse en los programas de respuesta de la demanda. Para determinar esto, es importante en primera instancia revisar las curvas de carga, para ver si es viable o no una reacomodación del consumo. En el caso de estudio revisado se encontraron cuatro sectores que por sus características de perfil de carga inicialmente no podrían participar en estos programas. Estos son: Sector servicios públicos, Minas y Canteras, Transporte y comunicaciones y Plásticos. Sin embargo, queda abierta la posibilidad a que su participación en estos programas no sea haciendo una reacomodación de su consumo sino reduciendo el consumo en horas pico y supliéndolo con equipos más eficientes o con generación propia “on-site”.
- Las empresas comercializadoras han detectado que la falta de respuesta de los clientes a los precios, es ocasionada en parte por las asimetrías de información existentes en el mercado. Los clientes no toman las decisiones más acertadas sobre los contratos porque se basan en precios históricos de la energía y en algunos

casos creen que la recesión económica afectará la demanda de energía reduciendo los precios, sin embargo este escenario no se ha presentado en los últimos meses. Adicional a estas asimetrías de información, según se pudo observar en el numeral 3.3, el comportamiento en el tiempo de los precios de bolsa de energía se ha vuelto bastante impredecible por los fenómenos climáticos. Esto hace que las proyecciones de precios que se hagan de un año a otro tengan un factor de error bastante significativo, lo cual se constituye en un incentivo para la implementación de programas de DR, frente a un modelo de asignación de precios fijos en los contratos de compra/venta de energía de largo plazo.

- Un aspecto importante a resaltar es que el éxito de estos programas de DR, radica esencialmente en la participación de los clientes. En el caso estudiado se asumió una participación cercana al 64% de los clientes y bajo este escenario se obtuvieron los beneficios ilustrados en las Tablas 6 y 7. En la medida en que esta participación sea menor los beneficios a su vez serán menores para la empresa. Así mismo, viéndolo a nivel agregado como beneficios potenciales en reducción de precios de bolsa y mejora de confiabilidad en horas pico, será aún más relevante este porcentaje de participación en los programas de DR.
- En este estudio se hizo un cálculo estimado de los beneficios obtenidos a nivel de compra/venta de energía en el mercado mayorista y de reducción de picos de demanda. En el marco teórico se señalaron otros beneficios adicionales que trae la implementación de estos programas, pero no fueron cuantificados para el caso de estudio porque implican un nivel de información más detallado, como es el caso del desplazamiento en inversiones por necesidades de nueva infraestructura.
- Tal como se indicó en el numeral 2, es importante que las empresas reguladoras empiecen a dar incentivos a las empresas comercializadoras para la implementación de los programas de DR. En el caso de la reducción de los picos de demanda, es importante señalar que esta reducción no está siendo un beneficio

puntual para la empresa sino está aportando como un beneficio global al sistema no solo minimizando restricciones en potencia y/o energía sino dando una mayor confiabilidad en la operación del sistema nacional ante una situación de contingencia.

- Es importante aclarar que para este estudio se asumieron valores de elasticidad tomados de estudios internacionales. Este parámetro es fundamental en la determinación de los beneficios del programa con lo cual es importante que para definir si se implementa o no el programa en un caso particular, se hagan estudios previos con los clientes, ya sea a partir de encuestas o estudios de mercado, para determinar de esa forma la disponibilidad de los clientes de reprogramar sus rutinas de consumo ante un incentivo en precios.
- Una vez se decida la implementación de un programa de DR, la siguiente decisión que debe tomar la empresa comercializadora es el tipo de programa a implementar. En este proyecto se mencionaron algunos de los programas que existen actualmente y que han sido implementados de manera exitosa en países de EEUU y Europa, sin embargo es claro que el programa debe estar adaptado a las condiciones particulares tanto de los clientes como de la empresa y que deben ser claros los requerimientos tanto de recurso humano como tecnológico (por ejemplo de comunicaciones) que exige cada uno de estos programas.
- Tal como se señaló en el numeral 3.4 es importante que la empresa comercializadora establezca metas concretas al inicio de estos programas, para que le permita hacer una medición real de los beneficios a través de unos indicadores. Así mismo, estos indicadores permitirán determinar la viabilidad de invertir en la masificación de este tipo de programas, por ejemplo extenderlos al nivel residencial.

Se recomienda para futuros estudios:

- Analizar el impacto en los beneficios del programa de DR, si la propuesta de resolución CREG 179/2009, que reduce la franja límite para que un consumidor entre a hacer parte del mercado no regulado, es aprobada. En el caso bajo estudio, se tiene una perspectiva aproximada de 2000 a 2500 nuevos clientes, lo cual significaría un incremento significativo en los beneficios del programa. Adicional a lo anterior, es importante señalar que los grandes clientes cada vez más buscan reducir las asimetrías de información y ser más partícipes en la gestión de la demanda. Esto se convierte en un reto para las empresas comercializadoras de buscar hacer atractivos los contratos de venta de energía, ya que esto será un parámetro determinante en la selección de la empresa comercializadora por parte de los consumidores.
- Evaluar en los programas de DR las incidencias que podría tener esta reacomodación de consumo en los precios de bolsa, ya que se podría trasladar el pico en los precios de bolsa de una hora a otra. En el caso colombiano, la forma de la curva de demanda está dada básicamente por el consumo residencial, con lo cual, los cambios en los patrones de consumo de los grandes clientes que pertenecen al mercado no regulado no generan una incidencia tan significativa que pudiera impactar los precios de bolsa. Básicamente el objetivo de estos programas no es trasladar la hora pico de una hora del día a otra, porque no se estarían obteniendo los beneficios esperados.

6 BIBLIOGRAFIA

Andersen, F et al (2006). “Analyses of Demand Response in Denmark”. Riso National Laboratory. Recuperado el 5 de Agosto/2009 del sitio web:

<http://130.226.56.153/rispubl/SYS/syspdf/ris-r-1565.pdf>

Braithwait, S. y Eakin, K, (2002). “The Role of Demand Response in Electric Power Market Design”. Edison Electric Institute. Recuperado el 5 de Agosto/2009 del sitio web:

http://www.eei.org/about_EEI/advocacy_activities/U.S._Department_of_Energy/051122D_OE-DR-Comments-v4.pdf

Cadena, A., Duran, H. y Correal M.E. “Asesoría para el diseño de un mecanismo de mercado para la participación y remuneración de la demanda eléctrica desconectable”. Informe Final, Bogotá: Diciembre 2007.

Cappers, P et al. (2009) “Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence”. LBNL-2124E. Recuperado el 31 de Agosto/2009 del sitio web:

http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html

Escobar, L. “Simulación de ganancias en bienestar derivadas de la implementación de programas de demanda participativa basados en precios para la carga no regulada en Colombia”. Tesis Maestría en Regulación Universidad de los Andes, Bogota: Agosto 2008.

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (2008). “Assesment of Demand Response and Advance Metering - Staff Report”. Recuperado el 5 de Septiembre/2009 del sitio web:

<http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>

Hooper, N. et al (2006) “Demand Response from Day-Ahead Hourly Pricing for Large Customers”. LBNL-59630. Recuperado el 31 de Agosto/2009 del sitio web: http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html

Neenan B, et al. (2005) “Improving linkages between Wholesale and retail markets through dynamic retail pricing”. Neenan Associates. Recuperado el 11 de Octubre/2009 del sitio web: http://www.iso-ne.com/genrtion_resrcs/dr/rpts/improving_linkages_12-05-2005.pdf

Ruff, L. (2002) “Economic Principles of Demand Response in Electricity”. Edison Electric Institute. Recuperado el 5 de Agosto/2009 del sitio web http://ksgwww.harvard.edu/hepg/Papers/Ruff_economic_principles_demand_response_eei_10-02.pdf

Saini, S. (2004) “CONSERVATION V. GENERATION. The Significance of Demand Side Management (DSM). It’s Tools and Technique. Recuperado el 5 de Agosto/2009 del sitio web <http://www.sciencedirect.com/science>

Siddiqui, A. “Price Elastic Demand in Deregulated Electricity Markets”. LBNL-51533. Recuperado el 31 de Agosto/2009 del sitio web: http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/EMS_pubs.html

ANEXO 1

Curvas de carga por sector económico

