

## **INFORME FINAL**

# **ASESORÍA PARA EL DISEÑO DE UN MECANISMO DE MERCADO PARA LA PARTICIPACION Y REMUNERACION DE LA DEMANDA ELECTRICA DESCONECTABLE**

**Universidad de los Andes**

**Bogotá, diciembre 29 de 2006**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>ANÁLISIS Y APORTES DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL .....</b>	<b>8</b>
2.1	LOS PROGRAMAS DE PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA .....	8
2.2	NEW YORK, NYISO .....	14
2.2.1	<i>Programas de confiabilidad</i> .....	14
2.2.2	<i>Programa económico</i> .....	14
2.2.3	<i>Resumen de los programas</i> .....	15
2.3	NEW ENGLAND, ISO-NE .....	16
2.3.1	<i>Programas de confiabilidad</i> .....	16
2.3.2	<i>Programas de precio</i> .....	17
2.3.3	<i>Resumen de los programas</i> .....	18
2.3.4	<i>Resultados de los programas</i> .....	20
2.4	CALIFORNIA, CAISO .....	22
2.4.1	<i>Programas Day-Ahead</i> .....	22
2.4.2	<i>Confiabilidad</i> .....	23
2.4.3	<i>Otros programas</i> .....	24
2.4.4	<i>Resultados de los programas</i> .....	25
2.5	PENNSYLVANIA, NEW JERSEY AND MARYLAND (PJM) .....	26
2.5.1	<i>Emergency Load Response Program</i> .....	27
2.5.2	<i>Economic Load Response Program</i> .....	27
2.5.3	<i>Resultados de los programas</i> .....	28
2.6	PROGRAMAS EN OTROS PAÍSES .....	28
2.7	SÍNTESIS DE LOS DIFERENTES PROGRAMAS .....	29
2.8	TECNOLOGÍA .....	34
2.9	LECCIONES PARA COLOMBIA .....	38
<b>3</b>	<b>DIMENSIÓN DEL PROGRAMA .....</b>	<b>41</b>
3.1	REVISIÓN DE INFORMACIÓN DISPONIBLE .....	42
3.1.1	<i>Encuesta Anual Manufacturera</i> .....	42
3.1.2	<i>Estudio de costos de racionamiento de electricidad y gas natural</i> .....	43
3.1.3	<i>Estudios de posibilidades de uso eficiente</i> .....	46
3.1.4	<i>Potencial de cogeneración del país</i> .....	47
3.1.5	<i>Estudio sobre cogeneración en el sector azucarero aplicando el enfoque ESCO</i> .....	48
3.1.6	<i>Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas-ANDI</i> .....	48
3.1.7	<i>Plantas de emergencia</i> .....	49
3.1.8	<i>Resumen de la información de los estudios</i> .....	51
3.2	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....	51
3.2.1	<i>Análisis preliminares</i> .....	52
3.2.2	<i>Curvas de oferta agregada</i> .....	55
3.2.3	<i>Análisis de dispersión</i> .....	58
3.3	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL .....	60
<b>4</b>	<b>PROGRAMA DE RESPALDO DE LAS OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME .....</b>	<b>62</b>
4.1	DEMANDA DESCONECTABLE DE POTENCIA O DE ENERGÍA EN EL EVENTO DE ESCASEZ HIDROLÓGICA .....	62
4.1.1	<i>Eventos que pueden ocasionar desconexión de demanda</i> .....	62
4.1.2	<i>Escasez de capacidad de generación de potencia eléctrica</i> .....	62
4.1.3	<i>Escasez de energía hidráulica</i> .....	62
4.1.4	<i>Pronóstico del déficit energético</i> .....	63
4.1.5	<i>Mitigación del impacto de déficit energéticos</i> .....	63
4.1.6	<i>Desconexión de demanda</i> .....	63
4.1.7	<i>Períodos hábiles para desconexión de demanda</i> .....	64
4.2	PROGRAMA DE RESPALDO DE LAS OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME .....	64
4.3	PROCEDIMIENTOS GENERALES .....	65
4.3.1	<i>Participantes y requisitos de participación</i> .....	66
4.3.2	<i>Inscripción de los participantes</i> .....	67

4.3.3	<i>Aprobación del registro de participación en el programa</i> .....	67
4.3.4	<i>Anuncio de un evento crítico</i> .....	67
4.3.5	<i>Activación y notificación del generador al comercializador y sus usuarios</i> .....	68
4.3.6	<i>Cálculo de la Línea Base de Consumo (LBC)</i> .....	68
4.3.7	<i>Proceso de medición y verificación</i> .....	70
4.3.8	<i>Liquidación de la participación en el programa</i> .....	72
4.3.9	<i>Pagos y Penalizaciones</i> .....	72
<b>5</b>	<b>PROPUESTAS DE OTROS PROGRAMAS</b> .....	<b>74</b>
5.1	PARTICIPACIÓN EN LA BOLSA .....	74
5.2	SUBASTA DOBLE .....	76
	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>78</b>
	<b>ANEXOS</b> .....	<b>79</b>

## 1 Introducción

Este documento corresponde al informe final del proyecto de asesoría para el diseño de un mecanismo de mercado para la participación y remuneración de la demanda de energía eléctrica desconectable en forma voluntaria.

En los mercados, la participación activa de la demanda desempeña un papel importante para el buen funcionamiento. En el caso de un mercado eléctrico, esta participación puede contribuir a aliviar las restricciones en generación y transmisión, disminuir la volatilidad del precio de bolsa, reducir el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores, y en general conduce a menores niveles de precio de la energía en general.

A nivel internacional se han implantado diferentes programas de respuesta de la demanda, como los precios dinámicos, las reducciones de carga voluntarias o interrumpibles y el suministro de servicios auxiliares. En la segunda categoría se incluyen los programas de participación mediante mecanismos de mercado. En el capítulo 2 se resume la revisión internacional de estos programas de desconexión voluntaria de demanda en diferentes mercados de energía. Se revisan programas puestos en marcha en algunos países europeos y en algunos mercados de los Estados Unidos. Se hace especial énfasis en las características, procedimientos diseñados y tecnología empleada en los mercados de New York, New England, California y PJM. A partir de allí, se identifican lecciones para Colombia.

En los Estados Unidos, los programas se pueden agregar en dos tipos principales: de confiabilidad y de precio. El primer tipo de programa, busca garantizar la confiabilidad del sistema, ante una situación de emergencia. Para el caso norteamericano, la principal contingencia, corresponde al déficit de capacidad, para atender la demanda de potencia, especialmente en periodo pico. En Colombia, 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. El segundo tipo programa, es el de precio, donde los usuarios participantes, presentan al sistema sus ofertas de disminución de consumo, especialmente cuando los precios del mercado spot son altos.

Antes de realizar la propuesta de un programa para Colombia, en el capítulo 3 se presenta el análisis de la revisión de la información disponible en las diferentes fuentes consultadas, entre las cuales se puede mencionar la de la Asociación Nacional de Industriales (ANDI), las Encuestas Anuales Manufactureras (EAM) del DANE, el Informe Final del Estudio de Costos de Racionamiento, los estudios de uso eficiente de energía adelantados por la UPME, el Estudio de cogeneración en la industria azucarera e información disponible sobre equipos de cogeneración, autogeneración y plantas de emergencia, instalados en el país e importados durante el periodo 1991-2000.

La ANDI cuenta con un inventario de equipos de autogeneración y cogeneración en los principales establecimientos industriales que totaliza 714 MW. Asumiendo un factor de planta de 0.85, estos equipos podrían generar 5510 GWh-año, que corresponde al 28% del consumo industrial y al 11% del total de energía eléctrica consumida en el país en el 2005. Adicionalmente, la Cámara de Gas Natural de la ANDI estima que en los establecimientos que consumen gas natural hay 70 MW instalados en plantas de emergencia.

A partir de los resultados del Estudio de Costos de Racionamiento en cuanto a costos índices y cantidades racionadas, bajo el esquema de racionamiento programado, se construyen curvas de oferta de reducción de consumo para los distintos niveles de racionamiento de las compras de electricidad a la red considerados. También se construyen diagramas de dispersión a fin de apreciar, para los distintos establecimientos analizados en el Estudio, una posible oferta de reducción de demanda según niveles de precios, e identificar las ramas industriales con mayor potencial de participar en programas de demanda desconectable.

Los sectores que tendrían viabilidad inmediata para participar en el programa serían aquellos con consumos importantes de electricidad y con disponibilidad de equipos de autogeneración, cogeneración y plantas de emergencia. En el capítulo 3 se detallan estos sectores atendiendo a la clasificación CIU.

Del análisis realizado se encontró que, para un precio en la bolsa de energía inferior al segundo escalón de racionamiento, existe una oferta mínima de 100 GWh-mes, en el caso de un racionamiento programado del 20% de las compras de electricidad. En términos generales, la oferta de un programa nacional de desconexión voluntaria de demanda estaría constituida por las reducciones de las compras a la red logradas gracias a una mayor autoproducción de electricidad o a reducciones progresivas de consumo de electricidad, resultantes de la implantación de prácticas eficientes de uso de energía o de medidas de ahorro de energía, los cuales estarían determinados por su competitividad frente a los niveles de precio en la bolsa de energía en situaciones de escasez. También se podrían considerar las inyecciones de energía eléctrica que pueden colocar en el mercado los usuarios no regulados acordes con su capacidad instalada excedente; sin embargo, de acuerdo con los términos establecidos para el desarrollo de este Estudio, esta opción sería considerada más adelante.

En el capítulo 4, se presenta la propuesta de participación de la demanda de energía como uno de los anillos de respaldo definidos por la CREG para en el cargo por confiabilidad. La demanda desconectable la define la Resolución CREG-071 de 2006, como la “demanda de energía de usuarios que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación”. Hace parte de los anillos de seguridad definidos por la CREG para “facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme” y esta 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.”.

El compromiso de energía firme de un generador se hace efectivo, “en condición de escasez y está ajustado a un patrón real de demanda horaria”. Esta condición se establece cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez.

El programa se denomina Demanda Desconectable Voluntariamente, como el anillo de seguridad definido en la Resolución 071, el cual se daría en caso de un déficit de energía o de capacidad en condiciones de hidrología crítica. En este caso se estaría hablando estrictamente de un mecanismo para garantizar la confiabilidad del sistema. Para este programa se presenta una propuesta detallada de procedimientos a aplicar, los cuales hacen referencia a: Participantes y requisitos de participación, inscripción, aviso, activación y notificación, medición y verificación, pagos y penalización.

El mecanismo de participación en este programa se haría mediante la firma de acuerdos bilaterales entre un generador y un comercializador, quien representa usuarios no regulados con capacidad de reducción neta de demanda de energía. Los generadores son demandantes de un servicio de respaldo de las obligaciones de energía firme y los comercializadores actúan como vendedores del servicio, el cual proviene de usuarios no regulados atendidos por ellos o no, los cuales deberán contar con frontera comercial registrada.

El comercializador deberá registrar a los usuarios no regulados que participarán en el programa ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) junto con una Línea Base de Consumo inicial para cada uno de ellos. En el caso en el cual el generador decida respaldar sus Obligaciones de Entrega de Energía Firme mediante este anillo de seguridad, informará al Operador del Sistema y este hará la verificación de la reducción neta de energía eléctrica con una Línea Base de Consumo construida con información histórica inmediatamente anterior a la ocurrencia del evento, siguiendo la misma metodología seguida para la construcción de la línea base inicial.

En síntesis, este programa sería liderado por los generadores, gestionado por los comercializadores y administrado por el Operador del Sistema.

Para terminar, en el capítulo cinco se discuten dos posibilidades adicionales de participación de la demanda en el mercado de energía. Se considera que mayores de niveles de generación propia para grandes usuarios en situaciones de escasez, y una mayor sensibilidad al precio de la energía por parte de los usuarios finales, se va a traducir en una menor demanda agregada para el mercado.

Un segundo programa, a implementar en un futuro, se ha denominado, Participación en la Bolsa de Energía. Este se daría cuando el precio de energía alcance niveles atractivos, a causa de hidrologías críticas o por una indisponibilidad de una planta o de la red de transmisión. En estos casos, usuarios con capacidad de autogeneración o cogeneración excedente, debidamente representados por un comercializador, podrían participar respaldando las obligaciones de energía firme de los generadores, actuando como generadores de última instancia, o directamente en la subasta de corto plazo del mercado de energía. También podrían participar usuarios, tanto no regulados como regulados, debidamente inscritos y representados, que cuenten con frontera comercial y ofertar reducciones de demanda. Estas alternativas tendrían como finalidad limitar la volatilidad del precio de bolsa en situaciones de escasez, mediante la participación de un mayor número de agentes en el mercado.

La segunda propuesta consiste en permitir la oferta de obligaciones de reducción de demanda de energía firme por parte de grandes usuarios con capacidad de autogeneración o cogeneración en la subasta de obligaciones de entrega de energía firme, del Cargo por Confiabilidad. La subasta no sufriría cambios significativos, puesto que la capacidad de reducción de demanda asociada con la autogeneración y cogeneración solo comenzaría a participar en la subasta cuando la diferencia entre el monto de energía firme ofrecido y el monto a contratar sea menor que la capacidad estimada de reducción de demanda. Esta propuesta podría tener menores “costos de transacción” que los otros esquemas planteados.

Estas dos alternativas son complementarias a las solicitadas en este estudio y podrían ser desarrolladas en un futuro, como parte de un programa más general de “Manejo de la demanda”. Es importante anotar que la participación activa de los autogeneradores implicaría un cambio en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994.

## 2 Análisis y aportes de la experiencia internacional

En este capítulo se discuten los programas de participación de la demanda. Se presenta en detalle la experiencia internacional en programas de respuesta de la demanda, considerada relevante para nuestro país. Se estudiaron los programas en funcionamiento en cuatro mercados de los Estados Unidos, New York, New England, California y Pennsylvania, New Jersey y Maryland. También se revisaron las experiencias en algunos países europeos. En estos mercados existen posibilidades de participación de los consumidores para apoyar servicios auxiliares, disminuir restricciones en la red, o contribuir al balance oferta y demanda; mediante acuerdos con los generadores o participación directa. Estos programas están agrupados en la estrategia de manejo de la demanda (Demand Side Management).

A partir de esta revisión, se identifican y describen las características fundamentales de estos programas de respuesta de la demanda, en cuanto a objetivos, participantes y requisitos de participación, cantidades de reducción, activación del programa y notificación, medición y verificación, pago y penalización, y tecnologías y procedimientos empleados, los cuales pueden servir como **lecciones para el caso colombiano**.

### 2.1 Los programas de participación de la demanda

La participación activa de la demanda de energía eléctrica juega un papel importante para el buen funcionamiento de los mercados de energía. Entre los beneficios de su participación se pueden mencionar:<sup>1</sup>:

- aliviar las restricciones en generación y transmisión,
- disminuir la volatilidad del precio de bolsa,
- reducir el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores,
- conducir a menores niveles de precio de la energía en general.

Un diseño del mercado de energía que contemple que el usuario final tome un papel activo en su consumo a través de la señal de precio del mercado o incentivos económicos que le ofrezcan agentes especializados permitirá alcanzar estos beneficios. Ante una señal de precio de mercado alta, la respuesta natural de los usuarios que tengan conocimiento de esta situación, será disminuir su consumo, logrando que el precio no siga su tendencia creciente y reduciendo los picos. Por otra parte, los incentivos económicos permiten que agentes como comercializadores y empresas de energía incorporen en sus portafolios nuevos servicios que contribuyan a aumentar la confiabilidad del sistema, además que pueden crear valor tanto para ellos como para sus usuarios.

Los programas de respuesta de la demanda, entendidos como un mecanismo de intercambio de información sobre precios y disponibilidad a pagar, entre los mercados mayorista y el minorista, con el fin de lograr cambios en el perfil de carga, pueden clasificarse en tres categorías<sup>2</sup>:

---

<sup>1</sup> S. Braithwaith, K. Eakin, L., The Role of Demand Response in Electric Power Market Design, Edison Electric Institute, October 2002.

<sup>2</sup> Referencia propuesta por E. Hirst y B. Kirby en 2001 y citada en S. Braithwaith, K. Eakin, L, ibid, pag. 15.



- Precios dinámicos: Los usuarios de energía, básicamente los grandes consumidores, enfrentan precios que reflejan los costos de mercado, mediante programas de tarificación en tiempo real (Real Time Pricing).
- Reducciones de carga voluntarias o interrumpibles: Los usuarios de energía tienen la posibilidad de ofertar su reducción de consumo a cambio de un pago. Las reducciones pueden ser voluntarias u obligatorias dependiendo del pago acordado. Los programas más conocidos en esta categoría son:
  - Controles directos de carga o carga interrumpible, que constituyen los programas tradicionales concebidos básicamente para mejorar la confiabilidad de los sistemas de energía. Los pagos son usualmente acordados y realizados anticipadamente.
  - Energy buy back, concebidos para reducir los incrementos significativos del precio de bolsa, mediante su activación cuando éste alcanza un valor determinado. Los pagos pueden ser acordados con anterioridad o pueden estar ligados al precio de bolsa. Los acuerdos pueden ser formales o informales.
  - Participación en la subasta de energía, mediante ofertas de reducciones que pueden ser hechas a través de un comercializador o de usuarios agregados, con un día u hora de anticipación. Estos programas van a ser descritos con detalle en las secciones siguientes.
- Suministro de servicios auxiliares: Algunos usuarios participan ofreciendo servicios de reserva.

Según la Comisión Federal de Regulación de Energía de los Estados Unidos (FERC por sus siglas en inglés), la respuesta de la demanda se refiere a los cambios en el consumo de energía eléctrica que realizan los usuarios finales, en respuesta a señales de precio, incentivos o por decisiones del operador del sistema<sup>3</sup>. Esta entidad proporciona el marco para el diseño de los programas de respuesta de la demanda en Estados Unidos, y plantea los lineamientos estructurales y las reglas de juego de cuatro tipos de programas de respuesta de la demanda, que pone a consideración de los distintos operadores de los mercados de electricidad, para que sean utilizados como mecanismos que garanticen la confiabilidad del sistema, la mitigación de la volatilidad de precios y demás beneficios que se buscan con la formulación e implementación de este tipo de programas.

Las variables que considera la FERC para el diseño de estos mecanismos pasan por la definición del responsable de administrar el (los) programa(s) de respuesta de la demanda, que generalmente es el operador del mercado. De igual modo procede a plantear la forma en que los usuarios pueden participar, ya sea de manera individual o representados por tercero, siempre y cuando cumplan con los requerimientos establecidos. Para algunos tipos de programa, los usuarios presentan ofertas de reducción de carga y son despachadas de manera similar a un recurso de generación adicional.

Las especificaciones de reducción de carga y su verificación, son aspectos esenciales para diseñar de manera exitosa un mecanismo de participación de la demanda. Por tal motivo se requiere la formulación de una metodología para el cálculo y la medición de la cantidad de

---

<sup>3</sup> FERC, Staff Report, "Assessment of Demand Response and Advanced Metering", August 2006.

reducción, dependiendo del tipo de programa que se esté aplicando. La FERC plantea una metodología para calcular una línea de consumo base por usuario<sup>4</sup>, que es contrastada con la reducción efectiva de energía, para determinar la cantidad que será remunerada. Es notoria la necesidad de contar con un sistema de medida y comunicación, que permita conocer para intervalos de tiempo (generalmente de 5 a 15 minutos) el consumo de un usuario.

El incentivo que busca el participante, en la mayoría de los casos, es obtener un beneficio económico por el cumplimiento de su oferta de reducción de carga, ya sea en condiciones de operación uniformes o en situaciones de emergencia, que son definidas por el operador de cada mercado eléctrico. Cada programa tiene su propia definición sobre la forma como se remunera su cumplimiento.

Finalmente los programas están dirigidos a usuarios o una agrupación de ellos representada por un tercero<sup>5</sup>, quienes cumplen los requisitos exigidos por el operador y participan de manera voluntaria u obligatoria, de tal modo que puedan ser remunerados por su cumplimiento, o sea factible aplicar una penalización en caso contrario.

Aunque no son los únicos programas que existen en los mercados de energía es Estados Unidos, los mecanismos de participación de la demanda que pone a consideración la FERC son<sup>6</sup>: Day-Ahead Demand Response Program, Real-Time Demand Response Program, Ancillary Services Markets y Emergency Demand Response Program.

Las variables fundamentales para el diseño de los programas son:

- Administración del (los) programa(s)
- Ofertas de la demanda (para emergencia, condiciones del sistema)
- Definición de su línea de carga base
- Cantidad de reducción
- Esquema de remuneración
- Requerimientos de medición
- Penalización por incumplimiento

La siguiente tabla resume las principales características de estos programas, que son de interés particular para considerarlos para el diseño del mecanismo en Colombia.

---

<sup>4</sup> Conocida como el Customer Base Load, CBL

<sup>5</sup> En la literatura del tema se habla de un LSE/DRRP (Load Service Entity/Demand Response Resource Provider) quienes pueden representar a los usuarios finales y realizar las ofertas al operador.

<sup>6</sup> "Recommended FERC actions to facilitate demand response resource programs" February 14, 2002 Washington, DC

Programas de respuesta de la demanda FERC				
	Day-Ahead DRP	Real-Time DRP	Ancillary Services	Emergency DRP
Administración	El programa es administrado por el operador del sistema en cooperación con el LSE (Load Service Entity) o el DRRP (Demand Response Resource Provider).			
Ofertas	<p>El operador del sistema aceptará la oferta donde un usuario o una agrupación de ellos (LSE/DRRP) que puedan ofertar una cantidad específica de corte de carga MW (incrementos mínimos de 100kW) en franjas continuas de una o más horas.</p> <p>La oferta es <i>voluntaria</i>, sin embargo si la oferta es presentada y aceptada, la penalidad por incumplimiento será cobrada a Real-Time Price por cualquier déficit o reducción de energía que había sido programada.</p>	<p>El operador del sistema aceptará la oferta donde un usuario o una agrupación de ellos (LSE/DRRP) que puedan ofertar una cantidad específica de corte de carga MW (incrementos mínimos de 100kW) en cualquier momento antes del inicio del corte de la Demand Response Resource, DRR.</p> <p>La oferta es <i>voluntaria</i>. La supervisión del mercado es confiada en desarrollar estrategias para mitigar y controlar el potencial "gaming"</p>	<p>El operador del sistema aceptará la oferta donde un usuario o una agrupación de ellos (LSE/DRRP) que puedan ofertar una cantidad específica de corte de carga MW (incrementos mínimos de 100kW) en cualquier momento antes del inicio del corte de la Demand Response Resource, DRR.</p> <p>El usuario puede ofertar en los siguientes mercados: 60 minutos, 30 minutos, 10 minutos "non-spinning reserves", 10 minutos "Spinning Reserves", replacement reserves, y regulación.</p>	<p>* En este caso el programa difiere por la declaración de emergencia por parte del operador.</p> <p>El operador iniciará la solicitud de reducción de carga siguiendo la declaración de generación de emergencia máxima (la implementación de este programa puede ser usada para emergencias regionales). El propósito de la generación de emergencia máxima, es incremental el control de generación del área, bajo un nivel económico máximo.</p>
Línea base de carga	El CBL (customer baseline load) da una referencia para verificar el compromiso con el corte programado, que se contrasta con el consumo en las horas de reducción de carga.			

Programas de respuesta de la demanda FERC				
	Day-Ahead DRP	Real-Time DRP	Ancillary Services	Emergency DRP
Cantidad de reducción	Para los usuarios (DRRP) que ofertan su corte de carga, la cantidad verificable será igual a su línea de consumo base (Customer Base Load, CBL) menos su medición, determinada por un método apropiado de verificación, mientras se realiza el corte específico de carga. Para generación local, la cantidad de corte de carga es igual a la generación local en MWh menos su CBL. Para el programa "Emergency DRP", el operador requiere que los datos de medición de reducción de carga, le sean enviados dentro de los 45 días después del evento. Si la información no es recibida en este plazo, no se entrega pago por la participación en este programa. Los datos de medición se deben realizar en la hora precedente al evento, y por supuesto, en las horas del evento.			
Remuneración	<p>Un usuario (LSE/DRRP) con una Demand Response Resource, DRR será pagado por el operador del sistema al Day-Ahead Locational Marginal Price, LMP.</p> <p>Si es necesario, se puede hacer un pago suplementario que permita recuperar los costos iniciales de corte.</p> <p>El operador pagará al LSE/DRRP por su compromiso dentro de 30 días después de recibir la apropiada verificación del evento.</p>	<p>Un usuario (LSE/DRRP) con una Demand Response Resource, DRR será pagado por el operador del sistema al Real-Time Locational Marginal Price, LMP.</p> <p>Si es necesario, se puede hacer un pago suplementario que permita recuperar los costos iniciales de corte.</p> <p>El operador pagará al LSE/DRRP por su compromiso dentro de 30 días después de recibir la apropiada verificación del evento.</p>	<p>Un usuario (LSE/DRRP) con una DRR que es desconectada será pagado por el operador al Day-Ahead "clearing price" por el servicio "ancillary" basado en las ofertas "Day-Ahead". Para las llamadas actuales para proveer energía por activar el servicio "ancillary" el operador pagará al Real-Time Locational Marginal Price.</p> <p>Si es necesario, un pago suplementario esté se realizará para recuperar el total de costos de inicio de corte de carga. El operador pagará al LSE/DRRP por su cumplimiento dentro de los 30 días después de recibir una apropiada verificación sobre el evento.</p>	<p>El operador pagará el mayor valor entre el LMP o un precio económicamente atractivo (i.e. USD 500/MWh) al usuario (LSE/DRRP), dentro de los 30 días siguientes al evento, luego de recibir la información apropiada sobre su cumplimiento.</p> <p>El operador determinará con la FERC, el nivel de los pagos, que sean económicamente atractivos.</p> <p>El pago para un "Emergency Demand Response Resource" será realizado por el operador del mercado a un tercero (LSE/DRRP) que puede representar a los usuarios.</p>
Repartición del Pago	La parte que será transferida de un tercero que representa a un usuario (LSE/DRRP) al usuario final está fuera del alcance del operador, y debe ser predeterminada entre el LSP/DRRP y la Demand Response Resource, DRR.			

Programas de respuesta de la demanda FERC				
	Day-Ahead DRP	Real-Time DRP	Ancillary Services	Emergency DRP
Requerimientos	Los usuarios deben disponer de un medidor de intervalos, y serán responsables de cualquier incremento en la implementación y administración de sistemas de medición y facturación, en concordancia con las tarifas aplicables por el comercializador. Los LSE/DRRP pueden agregar usuarios que pueden ofertar una cantidad menor a 100 kW, como una DRR usando procedimientos estadísticos, donde una muestra de usuarios son medidos para determinados eventos de corte de carga	Todos los DRRP sobre 100 kW requieren un medidor de intervalos, y serán responsables de cualquier incremento en la implementación y administración de sistemas de medición y facturación, en concordancia con las tarifas aplicables por el comercializador. Para el caso de usuarios agregados, los requerimientos son similares a los del programa Day-Ahead	Los usuarios (DRRP) que participan en el mercado de "ancillary service" deben tener un medidor con tecnología cercana al del programa Real-Time, que pueda ser leído directamente por el operador o supervisado por él.	Los usuarios deben disponer de un medidor de intervalos, y serán responsables de cualquier incremento en la implementación y administración de sistemas de medición y facturación, en concordancia con las tarifas aplicables por el comercializador.
Penalidades por incumplimiento	Un usuario (LSE/DRRP) que tenga una programación de un Demand Response Resource, DRR para un corte de carga que haya sido elegido para, pero que incumplió, será cobrado al más alto valor entre el Day-Ahead o el Real-Time Locational Marginal Price, por no hacer el corte de carga.	No deben existir penalidades por incumplimiento en este programa	No deben existir penalidades por incumplimiento en este programa	Tal como sucede en los programas de Real-Time y Ancillary, no deben existir penalidades por incumplimiento en este programa

Tabla 2.1 Comparación programas de respuesta de la demanda de la FERC.

## 2.2 New York, NYISO

En el 2001 el “New York Independent System Operator” implementó diferentes mecanismos con el objetivo de incrementar las oportunidades para que la demanda desconectable y la generación “standby” participaran en el mercado de energía eléctrica de NYISO<sup>7</sup>. Los programas de respuesta de la demanda, manejados en el sistema de NYISO se dividen en dos categorías: de confiabilidad y de precio. (Igual que ISO-NE).

### 2.2.1 Programas de confiabilidad

Existen dos programas de confiabilidad: el *Emergency Demand Response Program* (EDRP)<sup>8</sup>, que tiene como finalidad reforzar las reservas ante una emergencia del sistema eléctrico. Fue implementado inicialmente en el año 2001, creando una única categoría de “Ancillary Services”, destinados a mantener la confiabilidad del sistema en el corto plazo.

Los participantes del EDRP son notificados con dos horas de adelanto cuando las condiciones de emergencia en el sistema lo hacen inminente. A estos usuarios se les garantiza un precio mínimo por cualquier restricción de carga, de tal modo que se les paga al mayor valor entre el Locational Marginal Price (LMP) o USD 500/MWh.

El procedimiento de desconexión de este programa EDRP considera las siguientes etapas:

1. El usuario apto para participar, debe estar registrado en el programa.
2. Activación del programa: se ejecuta en respuesta a una condición de emergencia como un actual o un pronóstico de déficit de capacidad, definido por NYISO.
3. NYISO notifica con 2 horas de anticipación (o 30 minutos) a los usuarios participantes, para que realicen su desconexión de carga voluntaria.
4. Los usuarios pueden entregar reducción de consumo o generación de emergencia.
5. La participación es voluntaria, por lo tanto no se penaliza por incumplimiento.
6. Se mide el desempeño de reducción de consumo, basándose en la diferencia entre un consumo base y en su consumo durante las horas de desconexión.
7. Una vez medido y verificado, se le paga al máximo entre el precio marginal o 500 USD/MWh, por su cantidad de reducción de energía.

El otro programa es el *Installed Capacity Special Case Program*<sup>9</sup> (ICAP SCR), que da la oportunidad a los recursos de demanda de participar en el cumplimiento de los requerimientos de energía durante emergencias del sistema y según los periodos acordados. El participante recibe información del operador del sistema que su capacidad ha sido reservada con un día de anticipación.

### 2.2.2 Programa económico

El programa *Day-Ahead Demand Response Program*<sup>10</sup> (DA DRP), es un programa económico controlado por el usuario y les permite a industriales, comerciales y

---

<sup>7</sup> David J. Lawrence, “2001 Performance of New York ISO Demand Response Programs”, Senior Engineer, Analysis and Planning Dept. New York Independent System Operator.

<sup>8</sup> NYISO, “Emergency Demand Response Program Manual”, March 17 2004, N.Y.

<sup>9</sup> NYISO, “Installed Capacity Manual”, May 19 2004, N.Y.

<sup>10</sup> NYISO, “Day-Ahead Demand Response Program”, September 9 2003, N.Y.

residenciales agregados presentar una oferta de reducción de demanda en el mercado de día adelantado. Este programa tiene como meta la reducción de demanda global del sistema, así como la disminución del precio de la energía eléctrica.

El procedimiento para este programa tiene los siguientes pasos:

1. El usuario apto para participar, debe estar registrado en el programa.
2. El usuario envía su oferta a NYISO donde define: el precio (\$/MW), la cantidad de corte (MW), el tiempo de inicio, y la duración.
3. Se evalúa la oferta de reducción, y si es aprobada, se procede a programarla.
4. NYISO por un sistema automático, notifica al usuario a las 11am para que se programe para la desconexión.
5. La participación es obligatoria, ya que la oferta fue aceptada y programada por NYISO.
6. Se mide el desempeño de reducción de consumo, basándose en la diferencia entre un consumo base y en su consumo durante las horas de desconexión. La medición se hace con intervalos horarios y los medidores deben tener una precisión del 2%.
7. Una vez medido y verificado, se le paga al mayor entre el precio marginal o el precio de la oferta.

### 2.2.3 Resumen de los programas

En la tabla siguiente se resumen las principales características de los programas de respuesta de la demanda utilizados en NYISO<sup>11</sup>.

	<b>Programas de confiabilidad</b>		<b>Programa económico</b>
	<b>EDRP</b>	<b>ICAP</b>	<b>DADRP</b>
Reducción mínima	100 kW	100 kW	1 MW
Activación	En respuesta a pronósticos o deficiencia actual de recursos. Se activa luego del ICAP	En respuesta a pronósticos o deficiencia actual de recursos. Su activación es prioritaria con respecto al EDRP	Prioritario con respecto a EDRP. Los usuarios ofertan su corte de carga, tal como un generador, si son seleccionados pueden fijar el precio marginal. Oferta mínima de USD 75/MWh
Pago	Por reducción de energía (kWh), al mayor valor entre el Real-Time Marginal Price o USD 500/MWh	Pago por reducción de capacidad (kW) mas pago por energía (kWh), a Real-Time Market Price o Strike Price (máximo USD 500/MWh)	Pago por reducción de energía (kWh). Se le paga al mayor entre el precio marginal o su oferta
Notificación	Si es posible con 2 horas de anticipación	Avisado un día antes (Day-Ahead) y notificado 2 horas antes (in-day)	Notificado a las 11am, para el día siguiente

<sup>11</sup> NYMOC, NYISO's Demand Response Programs, March 1 2006.

	<b>Programas de confiabilidad</b>		<b>Programa económico</b>
	<b>EDRP</b>	<b>ICAP</b>	<b>DADRP</b>
Recurso	Disponibilidad de corte de carga, generación de respaldo	Disponibilidad de corte de carga, generación de respaldo	Solamente reducción de carga, no se incluye la generación
Participantes	Load Serving Entity, LSE, directamente a usuarios y agregados (Curtailment Service Provider, CSP)	Load Serving Entity, LSE, directamente a usuarios y agregados (Curtailment Service Provider, CSP)	Load Serving Entity, LSE, directamente a usuarios y agregados (Demand Response Providers, DRP)
Participación	Voluntaria	Obligatoria	Obligatoria
Penalización	No se penaliza por incumplimiento	Sujeto a penalidades por incumplimiento	Penalización por incumplimiento

Tabla 2.2 Resumen comparativo de los programas de respuesta de la demanda en el mercado de New York

## 2.3 New England, ISO-NE

Los programas de respuesta de la demanda fueron introducidos en marzo de 2003, simultáneamente con la introducción de un diseño estándar de mercado. Estos programas reemplazaron a los que estaban disponibles hasta el 2001 y se organizaron en dos categorías generales: los de confiabilidad y de precio<sup>12</sup>.

### 2.3.1 Programas de confiabilidad

En estos programas se entrega capacidad (kW) y energía (kWh) y las fuentes de reducción de la demanda deben estar disponibles en un periodo entre 30 minutos y 2 horas, después de los requerimientos de ISO-NE, durante los periodos de emergencia de la red eléctrica.

El primer programa, el *Real-Time Demand Response Program* (RT DRP), está diseñado para usuarios que puedan reducir su consumo de electricidad, 30 minutos o 2 horas, ante una solicitud realizada por ISO-NE. Estas peticiones son llamadas “Reliability Events” (eventos de confiabilidad). Los participantes que pueden reducir su consumo durante estos eventos son pagados al mayor entre el “Real-Time Locational Marginal Price, LMP” aplicable a su zona o a precio piso. Para participantes que estén de acuerdo en responder dentro de 30 minutos, el precio piso es USD 0.5/kWh y para aquellos que respondan dentro de 2 horas, el precio es de USD 0.35/kWh. El ISO-NE garantiza un mínimo de 2 horas de corte por cada “Reliability event”. Los participantes en este programa son elegibles para recibir créditos de “Installed Capacity” (ICAP).

Este programa es activado, dependiendo del tiempo de notificación del programa y según el tipo de tecnología que utilice el participante para cumplir con su reducción de carga. Los participantes deben contar con medidores especiales y sistemas de comunicación, con

<sup>12</sup> An Evaluation of the Performance of the Demand Response Programs Implemented by ISO-NE in 2005, Washington, D.C.



capacidad de registrar el consumo de electricidad en intervalos de cinco minutos y enviarlos al “Internet Based Communication System, (IBCS)”, de ISO-NE. Estos datos y la notificación de eventos, son transmitidos por Internet entre el ISO-NE, los “Enrolling Participants” y el usuario a través del IBCS.

Los “Enrolling Participants” pueden ser una empresa de distribución local, un Energy Service Provider, o un Demand Response Provider, independiente.

NEPOOL entrega subsidios financieros para ayudar a los participantes a compensar toda o una parte de los costos de comprar, instalar y mantener los sistemas de medición que satisfacen los requerimientos del IBCS. El incentivo puede llegar a USD 2.800 por “facility”, dependiendo los requerimientos de instalación del equipo y el nivel comprometido de reducción de carga.

El segundo programa, el *Real-Time Profiled Response Program* (RTP RP) está concebido para “Enrolling Participants” con carga susceptible de ser interrumpida en las 2 horas siguientes a recibir las instrucciones de ISO-NE. Los participantes de este programa no requieren de un equipo especial de medida, ni de facilidades de accesos al IBCS, sino disponer de un plan de monitoreo y verificación, bajo las instrucciones de ISO-NE. El valor a pagar es el mayor valor entre el Real Time LMP<sup>13</sup> en su zona o USD 0.1/kWh por la reducción de carga, determinada por su plan de monitoreo y control. Los “Demand Resources” que participan en este programa, son elegibles para las fuentes ICAP.

### 2.3.2 Programas de precio

Se orientan a reducir el consumo de energía (kWh) de los usuarios durante periodos de altos precios de energía “Real-Time” o “Day-Ahead”. Los usuarios se inscriben en un programa a través de un “Enrolling Participant”.

El primer programa, el *Real-Time Price Response Program*, entrega incentivos financieros a los usuarios que participan voluntariamente con reducciones de carga, cuando el ISO-NE lo dispone. El programa es activado, ya sea cuando en el Day-Ahead LMP<sup>14</sup> o en el pronóstico horario de LMP, éste sea mayor o igual que USD 0.1/kWh durante las horas de 7 a.m. y 6 p.m., en días no festivos. El ISO-NE hace las notificaciones por e-mail y normalmente toma la determinación con un día de anticipación al día del evento.

Una vez se inicia el programa, el ISO-NE está autorizado a realizar pagos por cualquier reducción de carga efectuada durante un periodo de 11 horas. Sin embargo, las reglas del programa le permiten a ISO-NE declarar un evento el mismo día o por un periodo más corto. A los participantes se les paga el mayor entre USD 0.1/kWh o el Real Time LMP en su zona, por su reducción de carga voluntaria durante el evento. A diferencia de los programas de confiabilidad, a estos participantes no se les paga por capacidad o crédito por ICAP.

Los participantes son notificados por e-mail o por “post” realizado por ISO-NE en su página web; a algunos participantes se les informa por llamadas telefónicas automáticas,

---

<sup>13</sup> Real-Time Locational Marginal Price.

<sup>14</sup> Day-Ahead Locational Marginal Price.

buscapersonas, u otros métodos. Las mediciones para este programa son realizadas diariamente o mensualmente por el “Enrolling Participant”.

El segundo programa, el *Day-Ahead Load Response Program*, también llamado Day-Ahead Option, permite a los “Enrolling Participants” con usuarios inscritos en uno de los programas de respuesta de la demanda Real-Time, enviar una oferta simultánea con el mercado Day-Ahead para disminuir su consumo de electricidad para el día siguiente.

La oferta debe especificar un precio en dólares por MWh no consumido y un costo opcional de iniciación de corte, “Curtailment Initiation Price” en dólares por corte de carga; la cantidad de corte de carga; y la duración mínima sobre la cual el usuario quiera reducir su consumo. A diferencia del Real-Time Demand Response Program (RT DRP), esta opción está basada sobre los precios de electricidad fijados en el mercado de energía Day-Ahead.

Las ofertas de los “Enrolling Participants” serán comparadas con los precios horarios del mercado de energía Day-Ahead en su zona. Si la combinación del precio de oferta (\$/MWh) y el promedio del precio “Curtailment Initiation” es menor o igual a los precios horarios del mercado de energía Day-Ahead, la oferta del “Enrolling Participant” será aceptada.

Las ofertas deben ser como mínimo 100kW por unidad de Demand Resource, y puede ser aumentada en incrementos de este mismo valor, hasta la cantidad de carga que fue registrada en el Real-Time Program o Demand Response Provider. El precio ofrecido debe estar entre USD 50 y USD 1000 por MWh incluyendo el costo promedio de iniciación de corte, “Curtailment Initiation Price”.

El mercado de energía Day-Ahead, cierra cada día en la noche y los resultados son presentados aproximadamente a las 4 p.m. Los “Enrolling Participants” pueden consultar el estado de sus ofertas y una vez que los resultados son presentados, pueden notificar a sus usuarios si su oferta individual fue aceptada.

Si la oferta es aceptada, el pago al “Enrolling Participant” será el mayor precio de oferta o el precio horario LMP<sup>15</sup> Day-Ahead (\$/kWh) multiplicado por su oferta de cantidad (MW) por cada hora. Si no se efectúa la reducción de consumo en por al menos la cantidad ofrecida cuando fue programada, el “Enrolling Participant” debe pagar la diferencia entre la reducción actual y la ofrecida a Real-Time LMP de la hora y de la zona. Si el “Enrolling Participant” reduce su consumo por una cantidad mayor a la carga ofrecida, se le pagará a la diferencia entre su cantidad ofrecida y su actual reducción al Real-Time LMP de la hora y de la zona.

### 2.3.3 Resumen de los programas

La siguiente tabla presenta una comparación de los programas de respuesta de la demanda del ISO-NE

---

<sup>15</sup> Locational Marginal Price.

Programas de confiabilidad RT y RTP DRP		Programas de precio RTP DRP Day-ahead	
Usuarios elegibles	Individuales o por grupos	Individuales o por grupos	Cualquier usuario inscrito en los programas anteriores
Reducción mínima	100 kW	100 kW	100 kW
Notificación	Notificado por la sala de control del ISO, por un problema regional de confiabilidad	Notificado por ISO-NE cuando los pronósticos de los precios del mercado mayorista superen USD 0,1/kWh la noche anterior o en la mañana del día del evento	Si la reducción de carga ofrecida es aceptada, en el mercado de "Day-Ahead", el usuario es notificado alrededor de las 4pm del día anterior
Tiempo de respuesta	Dentro de 30 minutos o 2 horas, de la petición del ISO. Los usuarios seleccionan con anticipación su elección, cuando se inscriben	El programa el 100% voluntario. Los usuarios deciden cuando y por cuanto tiempo participan	Si la oferta es aceptada, la reducción es programada para el día siguiente
Pago de energía	Superior al RT LMP o mínimo USD 0,5/kWh por 30 minutos de respuesta o USD 0,35/kWh por 2 horas de respuesta. Para el programa RTP el pago mínimo es de USD 0,1/kWh	El mayor entre el Real-Time LMP o un mínimo de USD 0,1/kWh	Se paga el máximo entre el precio de oferta o el "Day-Ahead" clearing price. Cualquier desviación (+/-) es comprada o pagada a el precio Real-Time
Pago de capacidad	Pago mensual (USD/kW) basado en la oferta de capacidad ICAP y/o en un acuerdo suplemental de carga	Ninguno	Igual al RTP
Duración mínima del evento	Mínimo 2 horas de interrupción garantizada	La ventana de respuesta al precio, puede ser abierta a las 7am y quedarse así hasta las 6pm	El usuario puede especificar un mínimo de duración de interrupción como parte de su oferta
Requerimientos de medida	Datos de consumo cada 5 minutos enviados a ISO-NE vía Internet o un plan de monitoreo y verificación	El requerimiento mínimo es un medidor capaz de grabar el consumo del usuario. Se pueden considerar planes de monitoreo y verificación	Igual a los programas RT y RTP

Tabla 2.3 Resumen comparativo de los programas de respuesta de la demanda en el mercado de New England

### 2.3.4 Resultados de los programas

- Resultados de los programas de respuesta de la demanda

La Figura 1, muestra la evaluación de la participación de usuarios en los distintos programas de respuesta de la demanda. La mayor participación se da en el programa Real-Time 30 min, seguido del programa Real-Time Price. Para Agosto de 2005, se tienen cerca de 470 MW inscritos en los programas de respuesta de la demanda en el mercado de New England. Desde Septiembre de 2004, a Agosto de 2005, el crecimiento en la capacidad “ready to respond” ha sido del 33%.

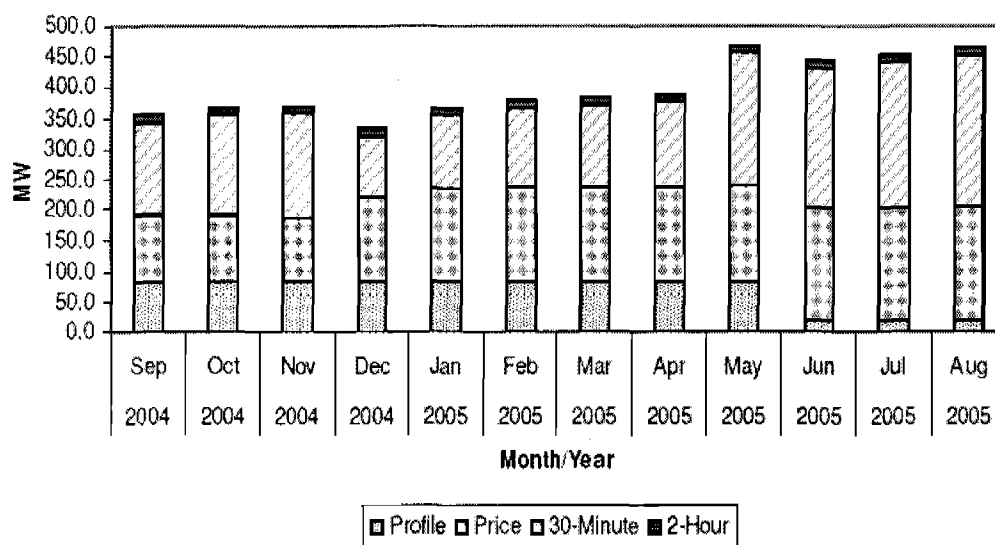


Figura 2.1 Participación en los programas de respuesta de la demanda, ISO-NE

- Beneficios de los programas de confiabilidad

Como una de las principales metas de estos programas es reducir la volatilidad de los precios y tener una capacidad susceptible de utilizar en periodos de escasez. La aproximación utilizada para evaluar el impacto de estos programas, fue la del cálculo del índice “supply price flexibility”, que es definido como el cambio porcentual en el LMP proveniente de un cambio del 1% en la carga servida. Los resultados de la metodología presentada por ISO-NE, se presentan a continuación<sup>16</sup>:

<sup>16</sup> An Evaluation of the Performance of the Demand Response Programs Implemented by ISO-NE in 2005, Washington, D.C, p. 40

Season	Market	Zone	Supply Price Flexibility		
			Min.	Ave.	Max.
Fall/Spr	DA	ME	-0.4	0.1	0.4
		NEMA	-0.8	0.5	1.9
		CT	0.2	0.9	3.6
		RONE	-1.0	0.3	1.5
	RT	ME	0.2	1.5	5.4
		NEMA	-0.1	1.7	7.9
		CT	0.0	1.3	4.6
		RONE	0.0	1.0	4.4
Winter	DA	ME	-0.3	0.2	1.6
		NEMA	0.5	1.3	3.1
		CT	0.4	1.7	7.9
		RONE	-0.6	0.7	3.9
	RT	ME	0.5	1.9	9.7
		NEMA	0.3	2.0	8.4
		CT	0.3	1.7	12.4
		RONE	0.3	2.0	13.0
Summer	DA	ME	-0.5	0.1	0.3
		NEMA	-0.2	0.3	1.8
		CT	0.2	0.8	2.4
		RONE	-0.1	0.4	0.9
	RT	ME	-0.1	0.9	2.5
		NEMA	-0.4	1.2	15.3
		CT	0.2	1.3	6.4
		RONE	0.2	1.2	4.5

Tabla 2.4 Evaluación de los programas de respuesta de la demanda (confiabilidad) de ISO-NE

El índice se calculó por mercado (Real-Time y Day-Ahead), para diferentes zonas que componen el mercado de ISO-NE, así como para distintas estaciones, de los años 2004-2005. Se observa el valor mínimo, promedio y máximo del índice. Para el verano, en el mercado Real-Time, en la zona NEMA, si se reduce en 1% la demanda, se puede producir una reducción máxima estimada en el precio de 15.3%. Las zonas de Connecticut, CT y NEMA son las que presentan mayores flexibilidades promedio y máximo, seguidas del “Rest of New England, RONE” y finalmente ME.

- Beneficios del programa Real-Time Price Response

Este programa para el 2005, tiene beneficios valorados en USD 9.278.185, y unos costos de USD 5.156.534, donde los beneficios superan a los costos en un 80%. La siguiente tabla contiene los beneficios estimados por zona de este programa<sup>17</sup>:

Zone	Performance (MWh)	Program Payments (\$)	Average RT LMP (\$/MWh)	Transfer Benefits			
				Average Price Reduction (\$/MWh)	Market Bill Savings (\$)	Hedge Contract Savings (\$)	Benefits to Payment Ratio
Maine	5,518	\$578,617	\$75.44	\$0.91	\$127,291	\$651,600	1.35
NEMA	18,555	\$2,169,036	\$86.65	\$1.95	\$1,010,490	\$4,504,929	2.54
CT	10,908	\$1,296,868	\$91.87	\$0.50	\$278,107	\$1,310,070	1.22
Rest of ISO-NE	10,455	\$1,112,012	\$81.83	\$0.28	\$229,146	\$1,166,551	1.26
	45,436	\$5,156,534	\$84.47	\$0.97	\$1,645,034	\$7,633,151	1.80

Tabla 2.5 Evaluación de los programas de respuesta de la demanda (precios) de ISO-NE

El total de los beneficios del ahorro en los contratos de cobertura es de USD 7.633.151, que sumados con el total ahorro en factura de USD 1.645.034, da la cifra de beneficio citada anteriormente, de más de nueve millones de dólares. El precio promedio de

<sup>17</sup> Ibid. p. 41. Datos de Junio a Septiembre de 2005

reducción de carga fue de USD 0.97/MWh, y el mayor precio promedio lo tiene la zona NEMA con USD 1.95/MWh

- Beneficios estimados del programa Day-Ahead Load Response Program

Este programa inició a comienzos del verano de 2005, y sus beneficios estimados fueron calculados utilizando dos métodos de aproximación: secuencial e integrado<sup>18</sup>.

Method	Scheduled Offers (MWh)	Additional Performance (MWh)	Total Payments (\$)	DALRP MWhs Affecting		Transfer Benefits		
				Day-Ahead Market (MWh)	Real-Time Market (MWh)	Market Bill Savings (\$)	Hedge Contract Savings (\$)	Benefits to Payment Ratio
Sequential	23	367	\$42,880	0	390	\$10,583	\$46,166	1.32
Integrated	23	367	\$42,880	23	367	\$11,324	\$47,377	1.37

Tabla 2.6 Evaluación de los programas de respuesta de la demanda (precios) de ISO-NE

Tal como se muestra en la tabla anterior, en este programa se tiene una oferta de 23 MWh, en el total del mercado Day-Ahead, pero con 367 MWh del mercado Real-Time, con lo cual ISO-NE, reporta un total de pagos de USD 42.880. Bajo el método secuencial, se tienen beneficios por ahorros en la factura de USD 10.853 y por ahorro en contratos de cobertura por USD 46.166, con lo cual los beneficios superan a los costos en un 32%. Para el método de estimación integrado, se mantiene que los beneficios superan a los costos en un 37%.

## 2.4 California, CAISO

En el estado de California, existen tres empresas principales que prestan los servicios de electricidad y gas (IOU<sup>19</sup>) que son: PG&E (Pacific Gas and Electricity), SDG&E (San Diego Gas and Electricity) y SCE (Southern California Edison). La Comisión de Energía pone a disposición de estas empresas los programas de respuesta de la demanda, que se clasifican en Day-Ahead, emergencia y otros.

Debido a la crisis energética que ha sufrido este estado, se han desarrollado una gran variedad de programas de respuesta de la demanda, buscando contrarrestar los efectos de la crisis y adoptar los beneficios de los programas de respuesta de la demanda, los cuales se clasifican en: Day-Ahead, Confiabilidad y Otros (flex your power)

### 2.4.1 Programas Day-Ahead

En el primer programa, el *Critical Peak Pricing* (CPP), los participantes reciben tarifas reducidas por la mayoría de las horas de verano en periodo pico, a cambio de pagar altas tarifas en periodo pico durante 12 periodos críticos. Para los usuarios de PG&E, los ahorros pueden ocurrir solamente en el verano, y para los de SDG&E y SCE, los ahorros

<sup>18</sup> Ibid. p. 43

<sup>19</sup> Investor Owned Utility.

pueden ocurrir a lo largo del año. En PG&E y SCE los usuarios deben tener una demanda anual mayor que 200kW, y en SDG&E una demanda de 20kW. La determinación de los días CCP, se realiza con base en el pronóstico de la temperatura en lugares específicos, de altos precios spot o para pruebas.

En el segundo programa, el *Demand Bidding Program* (DBP), los usuarios tienen la opción de declarar u ofertar reducciones de carga durante periodos críticos, para recibir a cambio una remuneración basada en incentivos predeterminados. Los programas en PG&E y SCE están abiertos a usuarios con una demanda superior a los 200 kW quienes son capaces de manera voluntaria, de comprometer reducciones de carga de al menos 50 kW por hora en periodos críticos. Para SDG&E, su programa DBP, está abierto a usuarios iguales o superiores a 20 kW que sean capaces de comprometer reducciones de carga de por lo menos el 10% de su promedio mensual de pico de demanda. Así mismo usuarios con carga superior a 20 kW, pueden participar como un grupo agregado y comprometer reducciones de carga de al menos 100 kW.

La tercera opción de participación de la demanda, es el *Demand Reserves Partnership* (DRP), mediante la cual los usuarios accedan directamente, si cumplen el requisito mínimo de tener una desconexión de carga mayor a los 200 kW. Como en el programa DBP, los usuarios envían sus ofertas de reducción de carga y reciben pagos por dichas reducciones. La principal diferencia entre el programa DRP y el DBP, consiste en que en el primero, se tienen opciones call, donde los participantes envían su cantidad de energía que pueden reducir, para ser llamados entre las 11 a.m. y las 7 p.m. Los “compromisos” de reducción de carga, son realizados con un mes de anticipación y pueden ser ajustadas. El CA-ISO, toma la decisión de llamar a los usuarios con compromisos, según los pronósticos de las condiciones del sistema o los precios del mercado spot. Los participantes del programa DRP, son notificados a las 3 p.m., para informarle los eventos del día siguiente. Los “compromisos” son para realizarse por un máximo de 24 horas por mes. El consumo base, que sirve para tener una referencia sobre la reducción de consumo, se realiza con base en los diez días anteriores al día del evento (no se incluyen los días de fines de semana).

#### **2.4.2 Confiabilidad**

Existen diferentes tipos de programas de confiabilidad en el mercado de California, algunos relativamente recientes y otros mas tradicionales.

El *BaseInterruptible Program* (BIP), es un programa relativamente nuevo desarrollado en el 2001 que ofrece a los participantes pagos por capacidad, por el compromiso de reducción de carga, en situaciones de emergencia. El programa está abierto a usuarios con un promedio de demanda pico de al menos 100kW en PG&E y SDG&E y al menos 200kW en SCE. Los participantes en el programa BIP, deben comprometerse con reducciones de mínimo 15% de su promedio mensual de carga pico o 100kW. En retorno los participantes reciben pagos de capacidad de aproximadamente USD 7/kW-mes. Si el participante incumple se le aplica una penalidad de USD 6/kW-mes en PG&E y SDG&E y USD 10/kW-mes en SCE. Los eventos se notifican con 30 minutos de anticipación, y los usuarios son notificados por e-mail. El ISO declara eventos ante situaciones de estado 2 o 3, dependiendo de las condiciones del sistema. Los cortes son limitados: un evento por día, durante 4 horas; 10 eventos por mes y 120 horas anuales.

El *Optional Binding Mandatory Curtailment Program* (OBMC), otro programa reciente, que surgió como resultado de la crisis de energía en el 2000-2001. En lugar de ofrecer incentivos financieros, el programa OBMC, ofrece protección ante situaciones de extrema emergencia, en retorno el usuario debe reducir 15% de su carga durante un evento. Este programa es único, enfocado en el circuito o en el alimentador, como base para la reducción de carga. Es un programa cooperativo en el cual los participantes en el programa, deben coordinar con su “load management” con otros usuarios del circuito, con el objetivo de cumplir el compromiso de corte de carga.

El programa requiere que el plan de corte sea enviado para ilustrar cómo será manejado el corte de carga, en porcentajes de 5% hasta llegar a 15%. El resultado del programa, se compara contra dos modos de calcular la línea base, una de 30 minutos y otra de un promedio de 10 días anteriores. Los cortes son llamados cuando el ISO declara la situación 3 del sistema, y los usuarios tienen 15 minutos para responder ante el llamado. No hay limitaciones sobre el número de eventos y su duración. Se aplica una penalidad de USD 6/kWh. Si la reducción de carga no llega al 5% en dos ocasiones al año, el usuario es retirado del programa y no se le permite regresar hasta dentro de 5 años.

Finalmente, cada una de las empresas del mercado eléctrico de California, PG&E E19/20, SCE I-6, SDG&E AL-TOU-CP, tiene un programa denominado *Traditional Interruptible Rates* (INTER) con las siguientes características:

PG&E E19/20	SCE I-6	SDG&E AL-TOU-CP
La tarifa entrega descuentos y penalizaciones en USD/kWh.	La tarifa entrega descuentos y penalizaciones en USD/kWh.	Es un programa “time of use” con periodos de precios críticos, 11am a 6pm
La participación es para usuarios con un pico promedio de demanda de mínimo 500kW, durante el periodo de verano	Los usuarios deben tener por lo menos 500kW, de demanda pico	Solo usuarios con autogeneración, son elegibles para este programa
Los cortes se realizan en situaciones 2 o 3, declaradas por el ISO, y con notificación de 30 minutos	Los cortes se realizan en situaciones 2 o 3, declaradas por el ISO, y con notificación de 30 minutos	Los usuarios deben operar su autogeneración en cualquier momento.
Las penalizaciones se cobran a USD 8.4/kWh	Las penalizaciones se cobran en un rango de USD/kWh 7.20 a 9.30	No hay penalidades

Tabla 2.7 Resumen comparativo de los programas INTER en el mercado de California

### 2.4.3 Otros programas

California ha concentrado un esfuerzo importante en incentivar el uso eficiente de la energía eléctrica en los usuarios de este Estado. A través de un programa denominado *Flex your power*, orienta a usuarios residenciales, comerciales, industriales, institucionales y agrícolas, sobre los diferentes programas de respuesta de la demanda, que están disponibles en las tres empresas de energía.



El *CA-ISO Voluntary Load Reduction Program* (VLRP), es un programa netamente voluntario, donde los participantes reducen su consumo de energía cuando el CA-ISO, declara una emergencia. El objetivo del programa es prevenir una emergencia de grandes dimensiones, que requeriría acciones más severas. El ISO declara la emergencia, cuando los recursos actuales son insuficientes mantener un nivel adecuado de las reservas. Se ha demostrado que el programa genera ahorros y ofrece mejoras en el medio ambiente<sup>20</sup>.

#### 2.4.4 Resultados de los programas

La tabla muestra la cantidad de carga que está inscrita en los diferentes programas de respuesta de la demanda, para varios tamaños de empresas, dependiendo si son comerciales, institucionales o industriales<sup>21</sup>.

		Programas de Respuesta de la Demanda						
		Day-Ahead			Confiabilidad			
		CPP	DBP	DRP	BIP	OBMC	INTER	Total DR (MW)
Tamaño	Extra pequeña (20-100kW)	0	0	0	0	0	0	1
	Muy pequeña (100-200kW)	1	2	0	0	0	2	6
	Pequeña (200-500kW)	52	139	73	2	0	12	268
	Mediana (500-1000kW)	101	244	16	31	0	126	450
	Grande (1000-2000kW)	104	296	25	33	2	273	618
	Extra grande (+2000kW)	121	927	825	185	418	1376	3089
Sector	Comercial	130	456	116	22	25	91	747
	Institucional	82	386	669	22	8	248	1275
	Industrial	168	759	154	200	387	1451	2402
<b>Total</b>		<b>379</b>	<b>1608</b>	<b>939</b>	<b>251</b>	<b>420</b>	<b>1789</b>	<b>4433</b>

Tabla 2.8 Resultados de los programas de California

El total de participación en el programa Day-Ahead es de 2822 MW y en el de confiabilidad es de 2353 MW. Se resalta que la mayor participación en el total de los programas es para el sector industrial, para empresas con una capacidad instalada superior a los 2000 kW. El total de carga para los programas de respuesta de la demanda es de 4433 MW, que se reparte 2094 MW para PG&E, 2171 MW para SCE y 167 MW en SDG&E.

La figura 2.1 ilustra para el año 2005<sup>22</sup>, la composición de la participación en el programa Day-Ahead, para cada IOU. Se presenta la cantidad de usuarios en cada subprograma, así como el porcentaje de usuarios comerciales, industriales e institucionales.

<sup>20</sup> California ISO, Voluntary Load Reduction Program VLRP, 2005.

<sup>21</sup> Evaluation of 2005 Statewide large nonresidential day-ahead and reliability demand response programs. Final Report. Quantum Consulting & Summit Blue Consulting. April 28, 2006, p. 40.

<sup>22</sup> Evaluation of 2005 Statewide large nonresidential day-ahead and reliability demand response programs. Final Report. Quantum Consulting & Summit Blue Consulting. April 28, 2006, p. 94

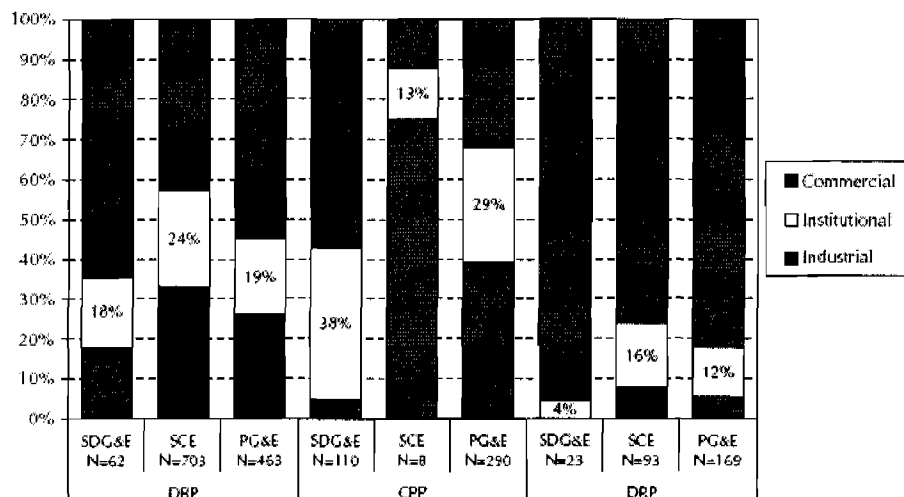


Figura 2.2 Composición de la participación en el programa Day-Ahead

La siguiente figura ilustra para el año 2005<sup>23</sup>, la composición de la participación en el programa de confiabilidad, para cada IOU. Se presenta la cantidad de usuarios en cada subprograma, así como el porcentaje de usuarios comerciales, industriales e institucionales.

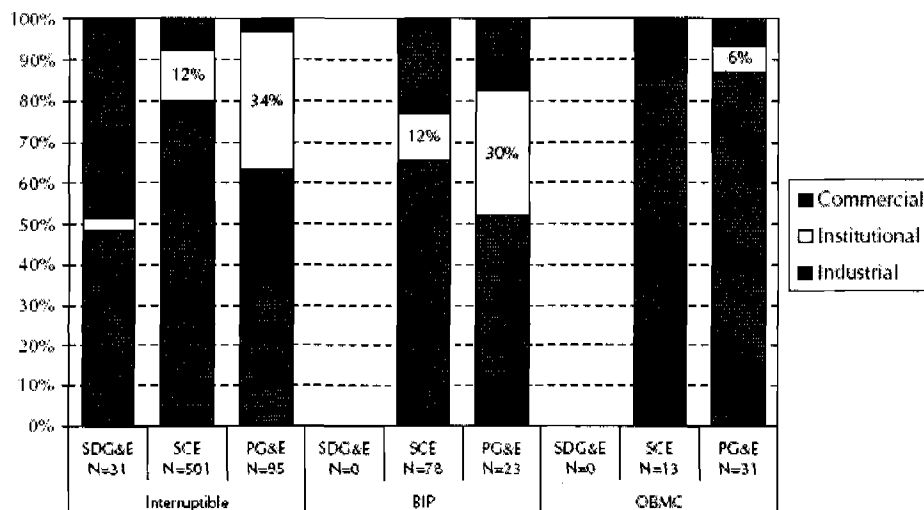


Figura 2.3 Composición de la participación en el programa de confiabilidad

En el programa de confiabilidad la mayor participación es para los usuarios industriales.

## 2.5 Pennsylvania, New Jersey and Maryland (PJM)

En el 2002, se implementaron programas de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico más grande de Estados Unidos, el PJM, los cuales se dividen en dos categorías: “Emergency Load Response Program” y “Economic Load Response Program”<sup>24</sup>

<sup>23</sup> Ibid., p. 95

<sup>24</sup> State of the Market Report, 2004 PJM, March 8 2005.

### 2.5.1 Emergency Load Response Program

Esta clase de programa está diseñado para que generadores o usuarios finales contribuyan durante eventos de emergencia, a cambio de una compensación económica. Pueden participar dos tipos de usuarios: i) generadores “On-site”, sincronizados o no con la red, y ii) proveedores de reducción parcial de carga, medible y verificable.

Para poder participar los usuarios deben ser capaces de reducir como mínimo 100 kW de carga y poder recibir la notificación de PJM para participar durante condiciones de emergencia. Además, deben contar con equipos de medición con posibilidad de registrar su consumo en kWh en forma horaria, y con la posibilidad de integrarse al sistema de medición de su Electric Distribution Company, EDC.

PJM requiere que la medición de reducción de carga, le sea enviada dentro de los 60 días después del evento. Si no se cumple con este plazo, no se realiza ningún pago. Se debe tener información de la medición una hora antes del evento y por supuesto durante las horas del evento.

La mínima duración de reducción de carga es de dos horas y la cantidad de reducción puede superar la carga que se declaró en el formato de registro del programa. El precio al cual PJM remunera, es el mayor entre el Locational Marginal Price (LMP) de la zona o USD 500/MWh<sup>25</sup>, incluyendo un ajuste por pérdidas.

### 2.5.2 Economic Load Response Program

El primer programa de esta clase, el *Economic Load Response Program*, no está basado en la declaración de condiciones de emergencia por parte de PJM, sino sobre decisiones económicas de los participantes del mercado<sup>26</sup>. Son ellos los responsables por determinar las condiciones en las cuales realizarán reducciones de carga. Se asume que el principal indicador de estas condiciones es, el LMP del sistema PJM. Los participantes quienes reducen carga cuando el LMP es menor que USD 75/MWh recibirán una remuneración pagada al precio LMP, menos los cargos de generación y transporte. Cuando el LMP es mayor que USD 75/MWh, los usuarios reciben una remuneración pagada al LMP sin descontar los cargos de generación y transporte.

Los usuarios finales que tienen contratos basados en el LMP con sus LSE (Load Service Entity), de tal modo que le pagan a su LSE por la entrega física de su energía acorde con el valor real en tiempo real horario, calculado por PJM pueden elegir reducir su carga y ser compensados por su reducción bajo circunstancias específicas.

En la opción, denominada *Economic LRP – Real-Time*, se crea un mecanismo por el cual cualquier LSE o CSP (Curtailment Service Provider) puede ofrecer a sus usuarios o a los usuarios finales miembros de PJM, la posibilidad de reducir carga durante periodos de altos precios y recibir pagos basados en el Real-Time LMP por su reducción.

Otra opción, denominada *Economic LRP – Day-Ahead*, crea la posibilidad de que cualquier LSE o CSP ofrezca a sus usuarios o a los usuarios finales miembros de PJM, el

<sup>25</sup> PJM, Emergency Load Response Program, March 1 2002.

<sup>26</sup> PJM, Economic Load Response Program, March 15 2002.

compromiso de reducir carga por adelantado a las operaciones Real-Time y ser remunerados al precio Day-Ahead LMP por su reducción.

### 2.5.3 Resultados de los programas

En septiembre de 2004, el “Emergency Load Response Program” contaba con un total de 1385 MW inscritos y el “Economic Load Response Program” con 724 MW inscritos. La siguiente tabla muestra el total de reducción en energía (MWh) y sus pagos asociados para este último programa.

	Total MWh	Pagos Totales USD	USD/MWh	MWh por MW (acumulado)
2001	50	13.994	283	-
2002	6.462	761.977	118	21
2003	19.290	827.179	43	33
2004	48.622	1.487.848	31	67

Tabla 2.9 Desempeño del programa Economic LRP

Se observa que hasta septiembre de 2004, la reducción de energía fue de 48.6 GWh, lo cual representa un incremento de 103%, con respecto al periodo anterior. Aproximadamente el 96% de las reducciones de energía, el 87% de los pagos y el 93% de las horas de corte de carga, provino de los participantes en el programa económico Real-Time. Tan sólo el 0.4% de las reducciones de energía, el 1% de los pagos y el 1% de las horas de corte de carga, fueron el resultado de los usuarios del programa económico Day-Ahead. El resto de la participación se debe a un plan piloto implementado por PJM.

El desempeño del programa es diferente según la zona del mercado de PJM. Las zonas PEPCO y RECO, no tienen participación en ninguno de los programas de respuesta de la demanda. Caso contrario ocurre en la zona AP, la cual concentra la mayor participación (85% de las reducciones de energía, 67% de los pagos, y 44% de las horas de corte de carga), entre las trece zonas que componen el mercado de PJM.

## 2.6 Programas en otros países

En países europeos también se han implementado algunos programas de respuesta de la demanda a medida que los mercados de electricidad se han ido liberalizando. Los resultados obtenidos difieren entre países, ante la diversidad de programas existentes<sup>27</sup>, y de acuerdo con la arquitectura del mercado.

Según la Agencia Internacional de Energía (*ieadsm*)<sup>28</sup>, los programas de respuesta de la demanda desarrollados en Finlandia, Holanda, Noruega, España, Suecia y Reino Unido son productos basados en Demand Side Bidding (DSB) y las categorías permitidas para la operación en estos países son:

<sup>27</sup> Heffner, Grayson. Configuring load as resource for competitive electricity markets-review of demand response programs in the U.S. and around the world. University of California. November, 2002.

<sup>28</sup> International Energy Agency Demand-Side Management Programme, Market participants views toward and experiences with demand side bidding. January, 2002.

- **Ancillary Services.** Son servicios auxiliares para generadores utilizados por el operador para dar mayor confiabilidad al sistema, e incluyen control de frecuencia, control de voltaje y capacidad de reserva.
- **Transmission Constraints:** En esta condición, la demanda participa en el mercado para aliviar restricciones de red ofreciendo reducciones de consumo en tales situaciones. El pago que recibe como contraprestación es asignado normalmente como un cargo nodal dependiendo el punto sobre la red en el que se hace la reducción.
- **Supply contracts:** Son contratos establecidos entre el generador y el usuario por el cual se establece una tarifa favorable en retorno por la interrupción del servicio en las situaciones que el sistema lo requiera.
- **Balancing markets:** Este mecanismo le permite a los usuarios realizar ventas de electricidad en el mercado para cubrir déficit de demanda de algunos generadores, especialmente en situaciones de periodo pico. Así mismo, bajo este mecanismo, el operador del sistema puede recibir ofertas de los usuarios por reducciones de consumo; de esta manera, balancear el mercado. Los pagos son determinados por las ofertas.
- **Spot Market:** En este mecanismo, la demanda realiza ofertas de electricidad y/o reducciones de consumo, teniendo una participación activa en el mercado (i.e.: Países nórdicos).

La siguiente tabla muestra las categorías de producto de Demand Side Bidding que operan en los países mencionados:

Country	Ancillary Services	Transmission Constraints	Supply Contracts	Balancing Market	Spot Market
Finland	✓		✓		
Netherlands					
Norway		✓	✓		
Spain			✓		✓
Sweden	✓				
UK	✓	✓	✓	(*)	(*)

Tabla 2.10 Operación de programas de DSM por países

\*Estos mecanismos se encuentran en un periodo inicial de implementación

## 2.7 Síntesis de los diferentes programas

Los cambios en el uso de la electricidad, están orientados a superar condiciones de escasez, centrados sobre horas críticas durante un día o un año, cuando la demanda es alta o cuando las reservas son bajas.

Los mecanismos de respuesta de la demanda, han sido usados primordialmente en los mercados de Estados Unidos, siendo los mercados líderes en la implementación de este mecanismo los de New York, New England, California y Pensilvania, New Jersey y

Maryland, PJM. La siguiente tabla presenta los programas de respuesta de la demanda, que han sido implementados en estos mercados:

Mercado	Programa	Subprograma
New York	Confiabilidad	Emergency Demand Response Program Installed Capacity Special Case Program
	Económico	Day-Ahead Demand Response Program
New England	Confiabilidad	Real Time Demand Response Program Real Time Profiled Response Program
	Precio	Real Time Price Response Program Day-Ahead Load Response Program
California	Confiabilidad	Traditional Interruptible Rates Base Interruptible Program Optional Binding Mandatory Curtailment Program
	Day-Ahead	Critical Peak Pricing Demand Bidding Program Demand Reserves Partnership
	Otros	Flex your Power Voluntary Load Reduction Program
PJM	Emergencia	Emergency Load Response Program
	Económico	Real Time Day-Ahead

Tabla 2.11 Resumen de los programas de respuesta a la demanda

Se observa que en términos generales los programas de respuesta de la demanda, en los mercados analizados, se dividen en dos categorías: de precio (económico) y de confiabilidad.

Los programas de confiabilidad, son diseñados por estos mercados, principalmente para solucionar los problemas de capacidad de sus sistemas. Su problema no consiste en un problema de energía como sucede en el caso colombiano, sino en un problema de capacidad, ya que es posible que la demanda de potencia pico, exceda la oferta de capacidad de las unidades de generación disponibles en estos mercados. Por esto crean este tipo de programa para contrarrestar, el posible déficit de capacidad, especialmente en situaciones de emergencia<sup>29</sup>, como cuando el pronóstico de demanda supera a la capacidad del sistema durante cierto periodo del día. El programa se enfoca a que el sistema mantenga la confiabilidad (con indicadores aceptables de VOLL, LOLP<sup>30</sup>), ante situaciones de emergencia, que por lo general se manifiestan a los participantes con una notificación de unas cuantas horas.

Los programas económicos o de precio, no se enfocan en una decisión unilateral del Independent System Operator, ISO, sino en una decisión del usuario, ante una señal de precios atractiva para participar en el mercado. En estos programas, los que toman la iniciativa a participar son los usuarios, a través de una oferta donde establecen un precio, una cantidad de reducción de consumo, y la duración. Estos programas están orientados

<sup>29</sup> Declaradas generalmente por el ISO.

<sup>30</sup> VOLL: Value of lost load, LOLP: Lost Of Load Probability.

principalmente a reducir la volatilidad de los precios del mercado spot y el poder de mercado de los generadores.

Los lineamientos de los programas de respuesta de la demanda en Estados Unidos, son realizados por la FERC<sup>31</sup>, pero es responsabilidad de cada mercado, diseñar su programa, dependiendo de las necesidades y características propias de su sistema. Como se aprecia en la tabla anterior, la mayoría de los programas presentan semejanzas, aunque correspondan a las necesidades particulares de su sistema. Cada programa queda definido a través de la caracterización de las variables que en común acuerdo tanto la FERC como cada mercado establecen.

La siguiente tabla, presenta para cuatro de los principales mercados de energía de Estados Unidos, su demanda pico de carga y la participación de capacidad, del total de los programas de respuesta de la demanda.

Mercado	Carga pico <sup>32</sup> (MW)	Demand Response (MW)	% Penetración DR
New England	25348	470	1.85
PJM	63732	2109	3.30
New York	30983	1700	5.48
California	43775	4433	10.13

Tabla 2.12 Participación respuesta a la demanda para algunos mercados

Se resalta que en el mercado de New England, donde la implementación de los programas de respuesta de la demanda son recientes, la participación para el pico de carga es el orden del 1.85%. El contraste en California, donde la crisis energética impulsó al mercado a buscar mecanismos para contrarrestar el déficit de capacidad del sistema, se ha alcanzado una participación de la demanda en el pico de carga de 10.13%. En el mercado con mayor tamaño (PJM), los programas de respuesta de la demanda tienen una participación del 3.30%. Y en el mercado de New York esta participación es del 5.48%.

Es interesante recordar que la FERC, establece que uno de los objetivos de los programas de respuesta de la demanda, es que la capacidad inscrita en ellos, llegue a representar como mínimo el 5% del pico de carga del mercado.

A continuación se presenta un pequeño resumen comparativo de las variables fundamentales de los distintos programas de los mercados de Estados Unidos.

- Objetivos de los programas: Como se mencionó, los dos propósitos importantes de los diferentes programas son: i) mantener la confiabilidad del sistema, ante situaciones críticas de suministro y/o en emergencias, y ii) permitir que la demanda participe en el mercado eléctrico. En ambos casos, se busca que la demanda pueda participar de manera activa y así obtener beneficios (entre ellos los económicos) planteados por los modelos teóricos de diseño de mercados eléctricos y la teoría de *demand response*<sup>33</sup>.

<sup>31</sup> FERC. Recommended FERC actions to facilitate demand response resource programs. February 2002.

<sup>32</sup> Datos tomados de: NYISO's Demand Response Programs, *Reduce Energy and Get Paid 2005*, para los mercados de energía de NY, NE y PJM. Para el mercado de California se consultó la página web: <http://www.caiso.com/outlook/SystemStatus.html>

<sup>33</sup> Ruff Larry, Economic Principles of Demand Response in Electricity. Edison Electric Institute. October 2002.

- **Participantes y requisitos de participación:** Existen tres tipos diferentes de participantes: i) el Load Serving Entity, que es una entidad, incluyendo un sistema eléctrico municipal o una cooperativa eléctrica, autorizada que tiene como finalidad entregar energía a usuarios finales; ii) usuarios agregados en un Curtailment Customers Aggregators (Aggregators), que es una compañía autorizada para representar usuarios minoristas con posibilidad de reducir carga y generar electricidad; iii) los usuarios directos con capacidad de generar electricidad o programar reducciones de carga.
- **Cantidades de reducción:** En general, las cantidades mínimas de reducción solicitadas a los usuarios que participan en los programas mencionados anteriormente, es de 100 kW, que según el mercado y el diseño de los programas corresponde al 10%-15% del total de la carga instalada de cada usuario.
- **Activación del programa y notificación:** Existen varias formas de activar los programas de confiabilidad y de precios en los mercados analizados. En resumen, estas pueden agruparse de dos maneras: i) un pronóstico de déficit de capacidad de generación, donde las condiciones del sistema no hacen posible se pueda atender la totalidad de la demanda y ii) precios spot altos. La notificación varía, para eventos de emergencia el requerimiento se puede realizar con 2 horas de anticipación y en otras condiciones se puede realizar con un día de anticipación. El medio por el cual se notifica al usuario, es generalmente utilizando los recursos tecnológicos disponibles, tales como teléfono, fax, e-mail e internet.

La siguiente tabla presenta una comparación entre los mercados analizados, de la activación del programa de respuesta de la demanda y la notificación.

New York	New England	California	PJM
En respuesta a pronósticos o deficiencia actual de recursos. Los usuarios ofertan su corte de carga, tal como lo haría un generador. Si son seleccionados pueden fijar el precio marginal.  Si es posible con 2 horas de anticipación	Ya sea cuando en el Day-Ahead LMP o el pronóstico horario de LMP, sea mayor o igual que USD 0.1/kWh durante las horas de 7 a.m. y 6 p.m. en días no festivos.  ISO-NE hace las notificaciones por e-mail y típicamente toma la determinación con un día de anticipación, al día del evento.  Una vez se abre el	Los "compromisos" de reducción de carga, son realizados con un mes de anticipación y pueden ser ajustadas.  El CA-ISO, toma la decisión de llamar a los usuarios con "compromisos", según pronósticos de las condiciones del sistema o sobre los precios del mercado spot. Los participantes del programa DRP, son notificados a las 3p.m., para informarle los eventos del día siguiente. Los "compromisos" son para realizarse por un máximo de 24 horas	En respuesta a pronósticos o deficiencia actual de recursos.  La mínima duración de reducción de carga es de dos horas y la cantidad de reducción puede superar la carga que se declaró en el formato de registro del programa.



	programa, ISO-NE está autorizado a realizar pagos por cualquier reducción de carga que es cortada durante el periodo de 11 horas.	por mes	
--	---	---------	--

Tabla 2.13 Resumen comparativo de los esquemas de activación y notificación en los mercados de E.U.

- **Medición y verificación:** En los mercados analizados, la medición se realiza de forma horaria, manteniendo los registros de consumo en periodos antes y durante el evento. Con esta información se establece una línea base de consumo y se compara con el consumo durante el evento. La diferencia entre estas dos, es la cantidad de energía a remunerar.
- **Pago y penalización:** Dependiendo si el programa es obligatorio o voluntario, al usuario se le cobra una penalización. La siguiente tabla muestra esta variable en los mercados analizados, así como los esquemas de pagos.

New York	New England	California	PJM
No se penaliza por incumplimiento en el caso del programa de confiabilidad	Superior al RT LMP o mínimo USD 0,5/kWh por 30 minutos de respuesta o USD 0,35/kWh por 2 horas de respuesta. Para el programa RTP el pago mínimo es de USD 0,1/kWh	Los participantes reciben pagos de capacidad de aproximadamente USD 7/kW-mes.	El precio al cual PJM remunera, es el mayor entre el Locational Marginal Price (LMP) de la zona o USD 500/MWh, incluyendo un ajuste por pérdidas.
Existe una penalización por incumplimiento en el caso del programa de precio	Si el "Enrolling Participant" no reduce su consumo por al menos la cantidad ofrecida cuando fue programada, se le cobra a la diferencia entre la reducción actual y la ofrecida a Real-Time LMP de la hora y de la zona	Si el participante incumple se le aplica una penalidad de USD 6/kW-mes en PG&E y SDG&E y USD 10/kW-mes en SCE	

Tabla 2.14 Resumen comparativo de los esquemas de pago y penalización en los mercados de E.U.

Los procedimientos utilizados para lograr una participación efectiva de los usuarios en las reducciones de consumo o aportes de energía, en los programas de respuesta de la demanda en Estados Unidos, contemplan los siguientes pasos:

1. El usuario se encarga de realizar los trámites para formalizar su proceso de registro (i.e. llenar formularios, documentación, certificación de los requisitos).

2. Si el programa es de confiabilidad, el ISO determina las condiciones para activar el programa (i.e. usualmente déficit de capacidad u otra condición de emergencia). Si el programa es de precio, los usuarios envían sus ofertas (generalmente con día anticipado) y son aceptadas como si fueran unidades adicionales de generación.<sup>34</sup>
3. El ISO se encarga de notificar a los usuarios para que inicien el proceso de desconexión. La notificación varía entre unas horas y hasta minutos, dependiendo del mercado.
4. Los usuarios cumplen con sus compromisos de reducción de consumo acorde con el programa en el cual estén participando. Dependiendo de esto, (y en ocasiones, del mercado al cual pertenezcan) pueden recibir una penalidad por incumplimiento.
5. Se mide el desempeño de reducción de consumo, basándose en la diferencia entre un consumo base y en su consumo durante las horas de desconexión. Los medidores son de intervalos, generalmente horarios.
6. Una vez medido y verificado, se procede a realizar el pago al usuario, dependiendo del esquema elegido en cada mercado.

## 2.8 Tecnología

Un requerimiento fundamental para el correcto desarrollo de los programas de respuesta de la demanda, corresponde a la tecnología disponible para realizar la medición y la verificación del desempeño del usuario. Para implementar los programas, generalmente los usuarios deben contar con medidores que graben el consumo, y que tengan una escala de medición horaria o menor. Otra tecnología consiste en los termostatos, que ajustan la temperatura automáticamente en respuesta a los cambios de los precios o a señales remotas del operador del sistema. Los avances en el desarrollo de circuitos integrados, sistemas de control y tecnología de telecomunicaciones, han incrementado significativamente la implementación de sistemas de medición avanzada (del inglés advanced metering) y otras tecnologías para la respuesta de la demanda<sup>35</sup>. Estos avances tienen el potencial de entregar mayor capacidad al sistema y el aprovechamiento de los beneficios, que se adquieren con la integración de la demanda al mercado eléctrico.

Algunos ejemplos de la tecnología disponible son<sup>36</sup>:

- Medidores de intervalos de dos vías de comunicación que permitan al usuario ver su actual patrón de consumo
- Comunicación al usuario para que se le notifique eventos de corte de carga
- Herramientas de información energética que de un acceso cercano a tiempo real sobre los datos medidos por intervalos, que analicen el desempeño del corte de carga relativo

---

<sup>34</sup> Si el precio spot es lo suficientemente alto, los usuarios se interesan en enviar sus ofertas, y es posible que sean “despachados” por el operador del sistema.

<sup>35</sup> FERC. Staff Report. “Assessment of Demand Response and Advanced Metering”. August, 2006

<sup>36</sup> Charles Goldman, Grayson Heffner, and Michael Kintner-Meyer, Do “Enabling Technologies” Affect Customer Performance in Price-Responsive Load Programs?, August 2002; LBNL-50328, 10. Tomado de ibid, p. 15.

a un consumo base y entregue un diagnóstico para facilitar la operación sobre carga potencial para ser desconectada

- Estrategias optimizadas de reducción de demanda para cumplir con los cortes en escenarios de altos precios o situaciones de emergencia
- Sistemas de control de manejo energético y controles de carga, optimizados para la respuesta de la demanda, los cuales faciliten estrategias de corte automático de carga, a nivel de usuario final
- Equipo de generación “on site” usado para entregar generación de respaldo para cumplir las necesidades primarias de generación.

Los sistemas avanzados de medición son aquellos que obtienen datos de consumo en intervalos de una hora (o menores), y que diariamente (o con mayor frecuencia), realizan la transmisión de esos datos a una central vía redes de comunicaciones<sup>37</sup>. La definición formal de “medición avanzada” es:

*“La medición avanzada es un sistema de medición que graba el consumo de un usuario (y posiblemente otros parámetros) de forma horaria o con mayor frecuencia, y entrega medidas diarias o con mayor frecuencia, que son transmitidas por una red de comunicación a un punto central de comunicación”.*

La medición no solo hace referencia a contadores sino también, a sistemas integrados de recolección y transmisión de datos, lo que implica que además de medidores de consumo, se utilizan redes de comunicaciones y centrales de manejo o recolección de datos. Estos sistemas internacionalmente son conocidos como AMI (*Advanced Metering Infrastructure*).

La importancia de estos sistemas en la implementación de mecanismos de respuesta de la demanda radica en la exactitud de las mediciones y en la rapidez con que se transmite la información a usuario, de tal manera que se le permitan tomar decisiones en el mercado de corto plazo, por ejemplo, participar en la oferta de electricidad al hacer reducciones de consumo en escenarios de precios de bolsa suficientemente altos.

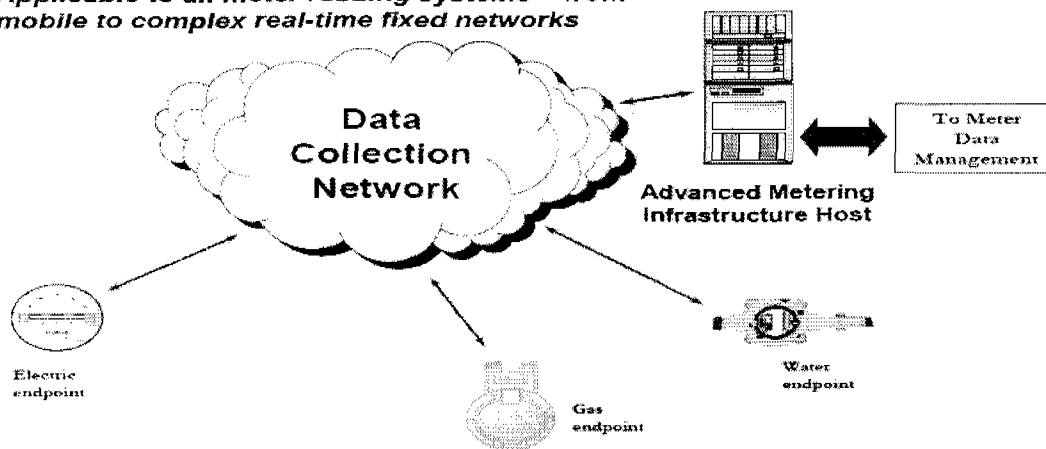
Como se muestra en el último reporte de la FERC sobre “Assessment of Demand Response and Advanced Metering”, (citado en el pie de pagina 7), un sistema AMI consta básicamente de tres componentes: medidores con capacidad de transmisión de datos, una red de recolección de datos y una central de bases de datos. La siguiente figura preparada por *UtiliPoint Internacional*, presentada en la página 19 del documento mencionado, muestra esta composición general.

---

<sup>37</sup> Ibidem<sup>7</sup>, p.17

**Figure III-1. Building blocks of advanced metering**

*Applicable to all meter reading systems – from mobile to complex real-time fixed networks*



Source: UtiliPoint International

**Figura 2.4 Componentes del AMI, tomada de (FERC, 2006) (ver pie de página 7)**

Los medidores de consumo tradicionales toman el consumo en kWh acorde con el período de facturación, usualmente mensual. Recientemente se ha venido presentando un cambio de los medidores tradicionales electromecánicos a medidores electrónicos, impulsado por la creciente inversión en sistemas AMI.

Esta transición de mediciones manuales hacia una medición remota donde los datos se transmiten a un centro de control, se traduce en mayor eficiencia y reducción de costos, razones principales de la implementación de sistemas AMI. Así, aunque los medidores electromecánicos se pueden ajustar a los sistemas AMI a través de la instalación de un módulo de medición electrónica, podrían haber discrepancias entre lo que los dos medidores reporten pues las mediciones son independientes.

De esta manera, inicialmente se ha señalado como objetivo para la implementación, usuarios de grandes consumos que requieren de gran precisión en sus mediciones ya que desviaciones representarían potenciales errores en el desarrollo de programas de respuesta de la demanda.

La siguiente etapa en la implementación de los sistemas AMI es la recolección y transmisión de datos. Este proceso se realiza a través de redes fijas que suprimen las visitas físicas de medidores. Actualmente existen cuatro tipos de sistemas: *Broadband over Power Line (BPL)*, *Power Line Communications (PLC)*, *Fixed Radio Frequency (RF) Networks* y Sistemas que utilizan redes de telecomunicaciones públicas.

El primer tipo de sistema, BPL, funciona a través de un proceso de modulación de ondas de altas de frecuencia con señales digitales de Internet. Estas ondas de alta frecuencia se insertan en la red de la planta, usualmente en las subestaciones. Las subestaciones disminuyen el nivel de tensión que a través de circuitos de media tensión es conducido a transformadores de distribución que convierten la onda a los niveles de tensión utilizados en la mayoría de los hogares y negocios (110/220V). Entre los grandes proveedores se encuentran Ambient, Amperion, Current Technologies, Main.net y PowerComm Systems.

El segundo tipo de sistema, PLC, se vale de las líneas de potencia para inyectar la información en el voltaje, la corriente o en una nueva señal. Esto lo hace a través de una ligera perturbación de la corriente o el voltaje cuando cruza el punto cero, o adicionando una nueva señal. Normalmente en este sistema existen equipos en cada subestación que permiten la recolección de datos provenientes de los usuarios finales, que luego son transmitidos a través de las redes públicas o de la empresa a la central de datos.

Los sistemas PLC inicialmente estaban orientados a atender el sector residencial y de pequeños comerciantes, pero recientemente se han venido utilizando en grandes consumidores satisfactoriamente. Entre los grandes proveedores se encuentran Cannon Technologies, DCSI y Hunt Technologies.

Para el tercer tipo de sistema, redes fijas de radio frecuencia, los medidores se comunican por señales de RF a través de redes privadas. Cada medidor se conecta a la red directamente a un recolector de datos o a un repetidor. El repetidor canaliza la señal de varios usuarios finales a un recolector de datos. Estos recolectores de datos guardan la información de los medidores dentro de un rango, y luego la cargan a la central de datos en ciertos tiempos preestablecidos.

Generalmente la comunicación entre el recolector y la central de datos es bidireccional, lo que permite al controlador de la red a hacer peticiones recientes de las mediciones y verificar el estado de cada uno de los medidores. Inclusive ha habido recientes avances que permiten que el medidor se conecte directamente a la red, lo que hace más eficiente el proceso de transmisión de datos ya que elimina el paso de la información a través del recolector de datos, como se puede ver en la figura 2.4.

#### TYPICAL METER DATA ACCESS SYSTEMS

A critical element of smart meters is the ability to communicate data. Though not all meters can communicate directly with microprocessors, some meters can emulate smart-meter technology by transmitting "pulse" outputs to a datalogger. These dataloggers transmit load data directly to a personal computer on site or, via modem, to a remote database. It is important to note, however, that each communication point can represent a potential opportunity for data degradation. Customers and other designated parties can gain access to this data on site or remotely, depending on communications configuration.

The diagram (at right) outlines consumption data as it travels from the meter (1) through a datalogger (2) [or directly, if the meter is so equipped] through an intranet, internet, or modem (3) to a remote PC (4). To get the most value out of his metering, the customer needs to be able to analyze and evaluate the information as it is received and respond in near real-time.

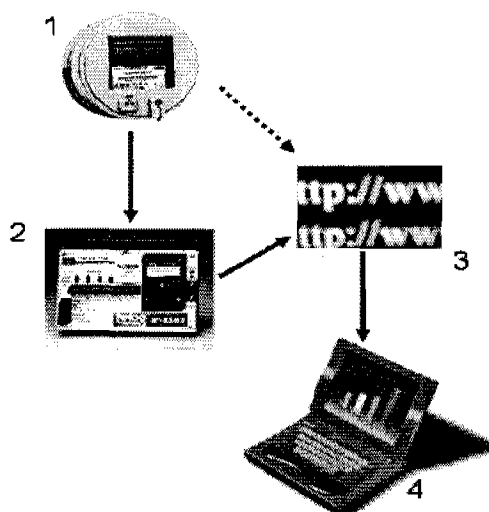


Figura 2.5 Estructura Proceso de transmisión y recolección de datos de un sistema de medición avanzada

Una de las ventajas de este tipo de nuevas tecnologías es que poseen una propiedad de autoadaptación, es decir, que tienen la capacidad de decidir entre los caminos disponibles el mejor para transmitir la información. Esto toma gran importancia en la actualidad si tenemos en cuenta que existe un proceso de cambio constante, es decir, cada día se construyen nuevos edificios, crecen árboles o sale de servicio algún tramo por reparación o

surge alguna contingencia. Entre los proveedores de este tipo de tecnología se encuentran: Cellnet, Elster, Hexagram, Itron, Sensus/ADMS, Silver Spring Networks, Tantalus y Trilliant.

El último sistema se vale de las redes públicas existentes de satélite, mensajería SMS, Internet y telefonía (celular y fija) para establecer la comunicación entre los medidores de los usuarios y las empresas que los atienden. Una de las grandes ventajas de este sistema es su facilidad de puesta en marcha en áreas de gran cobertura y bajas densidades, y el posible ahorro en costos de instalación, pues de existir cobertura en la zona, los costos se reducirían a la instalación del nuevo medidor en el usuario final y poner en funcionamiento el servicio.

El hecho que las redes estén previamente instaladas agiliza el proceso de ampliación de la red. Sin embargo existen tres limitaciones claves para estos sistemas: están condicionados a la cobertura de las redes públicas; cambios en protocolos; y, costos operacionales.

Por último quedan las centrales de manejo de datos, lugar donde se almacenan toda la información proveniente de los medidores. Por lo general las compañías que invierten sistemas AMI adquieren este tipo de centrales, pues la cantidad de datos que reciben es de gran magnitud, teniendo en cuenta que una empresa que realiza mediciones horarios del consumo de sus usuarios tendrá alrededor de 8760 mediciones por año por usuario.

## 2.9 Lecciones para Colombia

Una diferencia fundamental entre el caso norteamericano y el colombiano, consiste en los motivos para formular e implementar programas de respuesta de la demanda. En los mercados de energía eléctrica en Estados Unidos, el problema radica en un déficit de capacidad en un periodo de alta demanda, especialmente en periodo pico.

En Colombia actualmente nuestro sistema cuenta con un exceso de capacidad y los déficit son de energía. Para Julio de 2006 la capacidad efectiva de generación del sistema colombiano fue de 13.304 MW<sup>38</sup>, mientras la máxima demanda de potencia para el mismo periodo fue de 8.225 MW<sup>39</sup>. Debido a que el parque de generación hidráulico es predominante en nuestro sistema, con un porcentaje en la generación de energía de 81.8%<sup>40</sup>, el problema radica esencialmente en contar con una hidrología que permita aprovechar las de unidades generación hidráulicas disponibles en Colombia. Por estas razones, actualmente nuestro problema no es de capacidad, sino un problema de energía.

La consecuencia derivada de esta diferencia entre el sistema eléctrico norteamericano y el nacional, es que la definición del evento por el cual se recurre a la respuesta de la demanda, es diferente.

	Estados Unidos	Colombia
<i>Evento</i>	Originado principalmente ante picos imprevistos de demanda, asociados con temperaturas muy altas en la estación de	Originado principalmente ante condiciones de hidrología crítica. En estas situaciones se presenta una escasez de energía o balance

<sup>38</sup> Fuente UPME [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)

<sup>39</sup> Fuente XM. Informe del mercado de energía mayorista. Julio de 2006

<sup>40</sup> *Ibíd.*



verano. El incremento en la demanda se debe al uso generalizado de equipos de aire acondicionado.

deficitario entre la demanda y la disponibilidad de fuentes primarias (agua) para atender dichos requerimientos.

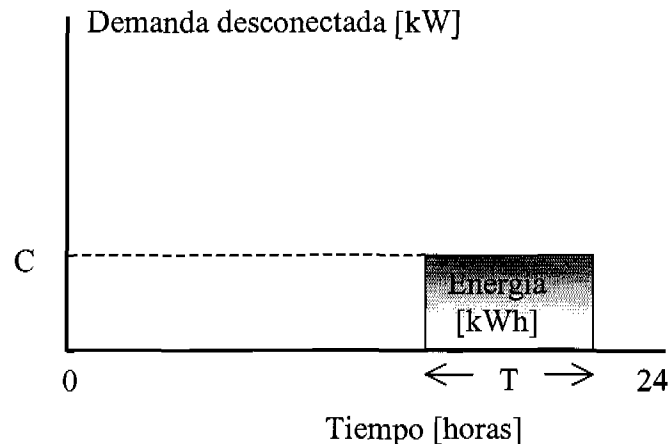
El evento generalmente se manifiesta en el corto plazo, lo cual ocasiona que los programas de respuesta de la demanda, respondan muy rápidamente.

El evento dura en general varios meses. Bajo el racionamiento que se vivió en 1992, los anuncios de cortes se realizaron con bastante anticipación y en un gran número de casos, los racionamientos fueron de grandes cantidades y programados.

Tabla 2.15 Comparación eventos respuesta de la demanda para Estados Unidos y Colombia

La definición del evento es fundamental, ya que es el punto de partida para precisar las características de los programas de respuesta de la demanda, en variables como la notificación (largo o corto plazo) y la activación entre otras.

Además de la caracterización del evento, es necesario definir cual será el bien tranzado en los programas de respuesta de la demanda. Este bien, puede ser un bloque de energía como se ilustra en la siguiente figura:



La expresión que define el bloque de energía es:

$$E = C \cdot T$$

Donde:

- E Energía [kWh] desconectada por el usuario, en un periodo T [h]
- C Cantidad de capacidad (potencia) que el usuario desconecta [kW]
- T Periodo de tiempo de la desconexión [h]

En el contexto internacional analizado, el rango de capacidad que los usuarios desconectan de su carga, está entre los 50 y 100 kW, que es aproximadamente el 10% o 15% del total de su carga. La duración del corte de carga no es uniforme entre los mercados, pero usualmente es de mínimo 2 horas.

La participación de los usuarios en los programas internacionales, está sujeta a una serie de requisitos y al establecimiento de un compromiso, donde el usuario se responsabiliza a realizar una disminución en su consumo de energía y determina la forma cómo se realiza la desconexión física de la carga, ya sea efectuada de forma automática por su LSE/ISO o por el usuario. En términos generales en el contexto internacional, en algunos programas donde los usuarios libremente ofertan sus posturas de reducción de carga, la participación es voluntaria, pero en programas especialmente los de emergencia, la participación es obligatoria. Sin embargo una vez es asignada una desconexión, si el usuario incumple se ve sometido a una penalización dictaminada en un proceso legal por fraude, según Código de procedimiento para resolución de disputas del mercado.

De la revisión de la experiencia internacional, se encuentra un conjunto de variable que deben ser consideradas en los programas de demanda desconectable, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Variable	Definición
Objetivo	Definir lo que busca el programa
Característica	Tipo de cobertura de cada programa
Participantes	Quienes pueden participar y cuál es su papel
Requisitos	Qué debe cumplir el participante
Participación	Definir si es voluntaria u obligatoria, y el papel del operador del sistema
Contrato/Mecanismo	Definición del tipo de contrato Agente – Usuario o el tipo de subasta o forma de participación
Cantidad de reducción	Definir la cantidad mínima
Evento	Definir la duración, la hora y el número de eventos por periodo
Activación	Condiciones para iniciar el programa
Notificación	Información al usuario para que realice la reducción de consumo
Verificación	Determinar la cantidad efectiva de reducción de energía
Pago	Definir la remuneración por concepto de la reducción de energía
Penalización	Si hay incumplimiento definir la acción a tomar

Tabla 2.16 Variables caracterización programas respuesta a la demanda



### 3 Dimensión del programa

En este capítulo se caracterizan los usuarios no regulados en Colombia que pueden participar en el programa de demanda desconectable voluntaria y se presenta una estimación de la posible oferta de reducción de demanda o desconexión de carga y algunos esquemas de formación de precios para esas ofertas, a partir de una revisión de la información disponible en el país.

Para comenzar se presenta una descripción detallada de la información de la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) y del Estudio “Costos de racionamiento de electricidad y gas natural”. Se resumen también los estudios de Uso Eficiente de Energía adelantados por la UPME para algunos subsectores y ramas industriales; así como los resultados del Estudio de cogeneración realizado en 1996 por la misma entidad. Para terminar la primera sección de este capítulo se consigna la información sobre importaciones de plantas de emergencia reportada por el DANE para el período 1991-2005.

A partir de esta revisión, se hace un análisis detallado, tratando de identificar elementos que faciliten una estimación precisa del potencial posible. Desafortunadamente, la agregación de mucha de esta información o los objetivos de los estudios revisados no permiten sino una estimación preliminar que deberá ser precisada con estudios y encuestas posteriores. La información de la EAM está agregada por sectores CIU a 4 dígitos<sup>41</sup> y no permite identificar en forma individual, ni agregada, la capacidad disponible de generación en aquellos establecimientos con excedentes para venta a la red.

La metodología empleada y por ende, la forma como se seleccionaron los establecimientos a ser encuestados en el Estudio de Costos de Racionamiento no hicieron posible utilizar la información detallada de las encuestas. El diseño de la muestra empleada en este estudio no permite expandir las cantidades obtenidas y menos estimar unos posibles precios de electricidad para reducciones de demanda o generación adicional de los usuarios no regulados. Por el objeto del Estudio, tampoco hay información relacionada con las áreas operativas que permita precisar las cantidades que se pueden desconectar realmente, aunque el Estudio presenta una estimación por regiones.

La Asociación Nacional de Industriales (ANDI) cuenta con un inventario de equipos de autogeneración y cogeneración en los principales establecimientos industriales agrupados en esta institución, que totaliza 714 MW. También cuenta con un inventario de plantas de emergencia en aquellos establecimientos industriales que consumen gas natural, que totaliza 70 MW.

A pesar de las dificultades para estimar un potencial preciso de participación en programas de desconexión voluntaria de la demanda se puede concluir que el potencial preliminar estaría en un rango mínimo del 1.98% al 4.88% de la demanda nacional de energía. En estas cifras no se incluyen las plantas de emergencia, cuya capacidad instalada puede llegar a los 1000 MW, ni posibilidades de reducción del consumo de electricidad, logrado mediante inversiones en mejoras en eficiencia energética.

---

<sup>41</sup> CIU: Revisión 2 y 3.

### 3.1 Revisión de información disponible

#### 3.1.1 Encuesta Anual Manufacturera

La Encuesta Anual Manufacturera (EAM) describe el comportamiento del sector manufacturero del país para un año determinado, a partir de estadísticas de personal ocupado, remuneraciones causadas, producción bruta, consumo intermedio, valor agregado, consumo de energía eléctrica, inversión en activos fijos, costos y gastos indirectos de fabricación, inventarios, materias primas, materiales y empaques consumidos y productos elaborados durante el año<sup>42</sup>.

La información sobre consumos, generación y ventas de energía eléctrica se presenta agregada para los establecimientos agrupados en los sectores CIU a cuatro dígitos, 92 en total. También se encuentra para estos sectores el valor total del gasto en otros energéticos, diferentes a la electricidad, utilizados por la industria, de manera agregada para todos los energéticos sean estos utilizados para el consumo final (incluida generación de vapor o calor) o para la producción de electricidad.

En el Anexo A1.1 se presenta el consumo de electricidad y generación propia de las actividades industriales energo-intensivas<sup>43</sup> en los años 1996 - 2003. La información está organizada en orden decreciente de acuerdo al consumo de electricidad.

La tabla 3.1 muestra los sectores con mayor consumo de electricidad, ordenados de mayor a menor según la encuesta del año 2003. Se presentan también los valores máximo y mínimo de generación propia sobre el total consumido en el período 1996 – 2003. Estos sectores representan el 72.83% del consumo total de electricidad de la industria manufacturera y 20.1% del consumo nacional. Excluyendo el sector de refinación de petróleo, los porcentajes son de 67.6% y 18.6% respectivamente.

Se puede notar que la mayoría de estos sectores tienen proporciones significativas de generación propia para su consumo. En principio, los sectores de hierro y acero, fabricación de cemento, cal y yeso, así como la industria química, azucarera, de papel y de textiles, serían potenciales participantes en un programa de reducción de demanda mediante inyección de energía. La participación de las refinerías en algún programa como los de desconexión voluntaria, habría que estudiarlo en detalle, a pesar de tener generaciones que superan su consumo.

---

<sup>42</sup> DANE, Encuestas Anuales Manufactureras, 1996 a 2000, y archivos 2001 a 2003.

<sup>43</sup> Actividades energo-intensivas hacen referencia a sectores industriales con los mayores consumos de electricidad (macro-consumidoras).

CIU	Rama Industrial	No. Establecimientos	Consumo Año 2003 (GWh)	% Consumo Total Industria	Rango Gen/Cons	
3710	Industrias básicas de hierro y acero	26	2.081,0	16,38%	17%	28%
3411	Producción de pulpa	53	986,1	7,76%	37%	51%
3692	Fabricación de cemento, cal y yeso	25	918,9	7,23%	18%	51%
3560	Fabricación de productos plásticos	88	737,5	5,81%	0%	3%
3530	Refinerías de petróleo	99	655,4	5,16%	98%	123%
3511	Fabricación de sustancias químicas industriales básicas, excepto abonos	50	621,2	4,89%	0%	23%
3118	Ingenios y refinerías de azúcar	33	477,5	3,76%	84%	88%
3216	Tejidos y manufacturas de algodón y sus mezclas	466	410,1	3,23%	15%	48%
3620	Fabricación de vidrio y productos de vidrio	53	258,1	2,03%	0%	20%
3211	Hilados, tejidos y acabados de textiles	58	229,0	1,80%	16%	26%
3610	Fabricación de objetos de barro, loza y porcelana	13	226,7	1,78%	0%	2%
3116	Productos de molinería	152	224,5	1,77%	0%	2%
3112	Fabricación de productos lácteos	131	215,6	1,70%	1%	5%
3111	Matanza de ganado, preparación y conservación de carnes	136	194,6	1,53%	0%	1%
3133	Bebidas, malteada y malta (proceso elaboración cerveza)	50	194,1	1,53%	1%	16%
3819	Fabricación de productos metálicos, nep, excepto maquinaria y equipo	85	18,5	0,15%	0%	3%
3220	Fabricación de prendas de vestir, excepto calzado	133	177,0	1,39%	1%	7%
3115	Extracción y refinación de aceites vegetales	822	170,7	1,34%	9%	12%
3419	Fabricación de artículos de pulpa-cartón (papel)	27	155,4	1,22%	0%	49%
3213	Fabricación de tejidos de punto	84	151,9	1,20%	2%	9%
3134	Fabricación de bebidas no alcohólicas y aguas gaseosas	53	128,5	1,01%	0%	8%
3512	Fabricación de abonos y plaguicidas	7	19,7	0,15%	0%	74%

Tabla 3.1 Relación de generación propia y consumo en principales ramas industriales de la EAM, Fuente: EAM 1996- 2003, cálculos propios

### 3.1.2 Estudio de costos de racionamiento de electricidad y gas natural

El objetivo planteado en el Estudio de costos de racionamiento fue el de hacer una actualización de los costos unitarios de racionamiento de electricidad por tipo de consumidor y elaborar la curva de costos mínimos agregados de racionamiento de la electricidad por niveles de racionamiento<sup>44</sup>.

Este Estudio optó por definir algunas variables de análisis, empleando los resultados de la Encuesta Anual Manufacturera del año 2000 (EAM-2000), para regionalizar los costos de electricidad de diferentes industrias con actividades de consumos elevados y de mayor intensidad en el uso de energía, ante situaciones de escasez.

Las variables tenidas en cuenta por el Consultor para seleccionar de la EAM el subconjunto de actividades industriales a analizar a nivel de costos de racionamiento, fueron<sup>45</sup>:

- Producción bruta: Corresponde a la “sumatoria de los valores de los productos, subproductos elaborados durante el año, más, el valor de los trabajos de carácter industrial realizados para terceros, más, el valor de la energía eléctrica vendida, más, el valor de los ingresos causados por Cert, más el inventario de productos en proceso de fabricación al finalizar el año, menos, el inventario final de productos en proceso de

<sup>44</sup> UPME, UNIS. Estudio “Costos de racionamiento de electricidad y gas natural”. 2004.

<sup>45</sup> Ibid, pp. 17-27.

*fabricación al iniciar el año, más el valor de los ingresos por concepto de alquiler, instalación, reparación y mantenimiento de productos fabricados por el establecimiento”.*

- Consumo intermedio: Representado por el “consumo de materias primas, materiales y empaques, costo de los obsequios y muestras gratis de productos, pagos por trabajos de carácter industrial realizados por terceros, pagos realizados a trabajadores a domicilio, honorarios y servicios técnicos, arrendamientos de bienes muebles e inmuebles, seguros, consumo de energía eléctrica y de otros energéticos, servicios públicos y, mantenimiento y reparación de la maquinaria y equipo industrial”.
- Valor agregado: Corresponde al valor de “los ingresos recibidos por el uso de los factores productivos (tierra, trabajo, capital); participantes en el proceso de producción durante el periodo estudiado. El DANE obtiene el valor agregado de la industria manufacturera deduciendo del valor de la producción bruta el consumo intermedio”.

Ante la situación de dependencia entre las variables mencionadas, se usó la variable “Valor agregado” para explicar los efectos del racionamiento sobre la estructura de costos de la industria de los racionamientos.

Se establecieron los siguientes indicadores de intensidad energética<sup>46</sup> para la selección de las actividades industriales, midiendo la cantidad de energía consumida (eléctrica, térmica y de gas natural) por cada peso utilizado en el proceso. Ejemplo:

- Intensidad eléctrica: Intensidad eléctrica/valor agregado
- Intensidad calórica: Energía térmica (calórica) /valor agregado
- Consumo de gas natural/ valor agregado

La tabla 3.2 resume los indicadores para las ramas industriales más representativas en cuanto a generación propia con relación a su consumo de electricidad, mencionadas anteriormente.

CIIU	CONSUMOS			VALOR AGREGADO MILLONES\$	INDICADORES DE INTENSIDAD		
	CONSUMO ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh)	CONSUMO DE GAS NATURAL (Tcal)	ENERGÍA CALÓRICA (TÉRMICA) CONSUMIDA (Tcal)		INTENSIDAD ELÉCTRICA (kWh/m\$)	INTENSIDAD CALÓRICA (TÉRMICA) CONSUMIDA Cal/\$	INTENSIDAD DEL USO DEL GAS NATURAL Cal/\$
3710	1.486.735	396	3846	834.552	1.781	4.608	475
3692	829.867	2.333	7481	954.449	869	7.838	2.444
3411	795.626	1.176	3285	520.435	1.529	6.312	2.260
3530	686.875	1.983	2000	2.039.817	337	980	972
3118	436.990	0	7021	690.551	633	10.167	0
3216	334.241	36	1060	333.894	1.001	3.175	108
3419	240.587	13	816	425.091	566	1.920	31
3512	128.157	1.213	1232	551.930	232	2.232	2.198
3211	303.049	254	1376	352.055	861	3.908	721

Tabla 3.2 Consumos e indicadores de utilidad de las principales ramas de utilidad de la EAM-2000, cálculos propios

<sup>46</sup> Intensidad energética: es la relación entre el consumo de energía y el valor agregado.

Del conjunto de las 92 actividades industriales (sectores CIU a 4 dígitos) analizadas en la EAM-2000, el consultor seleccionó 39 de éstas como objeto de revisión, dado que ellas representaban en su momento el 93.5% del consumo total de energía eléctrica de la industria nacional. En el Anexo A1.2 se contrasta el número de establecimientos de la EAM-2000 y el número de establecimientos visitados para la realización de encuestas técnicas y análisis de los costos de racionamiento.

Para las 39 ramas industriales del CIU, se seleccionaron entre 3 y 4 establecimientos que representaran diferentes procesos industriales. A cada uno de estos establecimientos se les realizó una visita técnica detallada por personal debidamente calificado. En total se adelantaron 190 entrevistas. A manera de ejemplo, se muestra en la siguiente figura el detalle de los procesos para la industria de producción de pulpa.

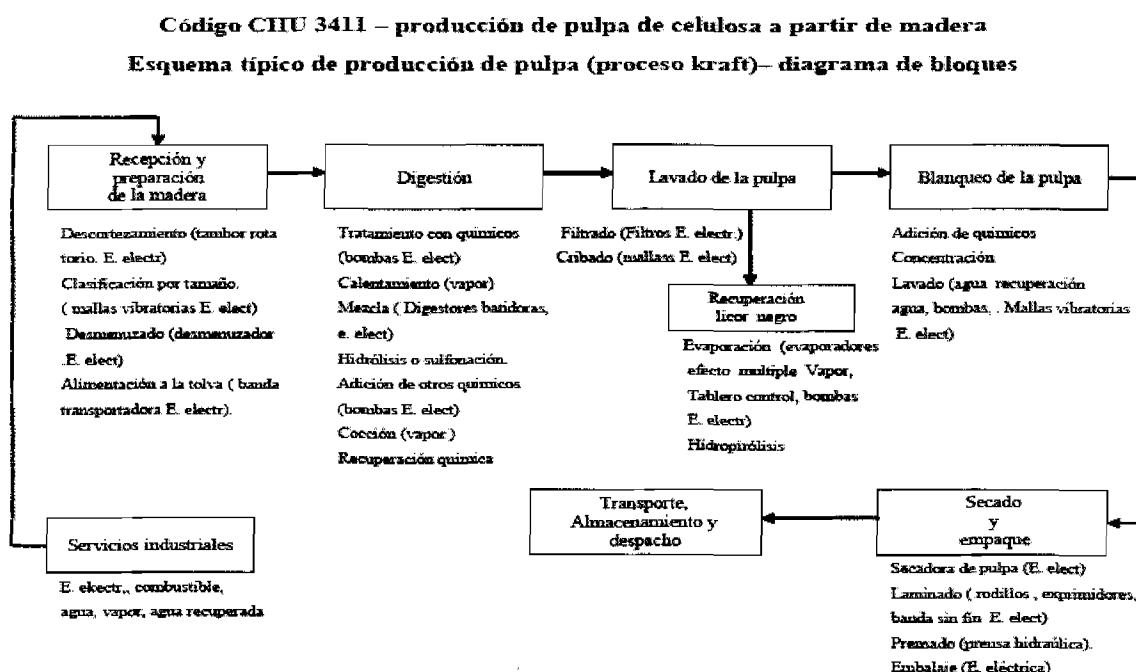


Figura 3.1 Características generales del proceso industrial asociado al CIU 3411. Fuente: Estudio “Costos de racionamiento de electricidad y gas natural”

La información solicitada a las empresas analizadas fue la siguiente:

ITEM
Descripción
Convenciones para el uso del modelo
Factores de conversión y poderes caloríficos
Costos de racionamiento no programados calculados por la U. Nacional en 1997 (US\$/kWh)
Costos de racionamiento programados calculados por Econometría Ltda. en 1986 (US\$/kWh)
Datos generales de la empresa entrevistada
Cálculo del costo total y promedio de racionamiento de electricidad no programado
Impacto del lado de ingresos. Costos fijos y variables
Impacto del lado de costos. Costos fijos y variables
Costos de reinicio después de un corte (parada)-Caldera
Costos de reinicio después de un corte (parada)-Horno
Productos a ser reprocesados en función de la duración del corte

Costos de mano de obra extra para racionamientos no programados
Productos en proceso perdidos en función de la duración del corte
Cálculo del costo total y promedio de racionamiento de electricidad programado
Programa de racionamiento (duración y frecuencia de los cortes)
Costos de autogeneración con carbón
Costos de autogeneración con turbina de gas
Costos de autogeneración con planta diesel
Decisiones de reducción de costos fijos por tener planta de emergencia
Costos de racionamiento

Tabla 3.3 Variables de análisis costos de racionamiento Fuente: Estudio Costos de racionamiento

A partir de las visitas a la industria, el consultor desarrollo un modelo para estimar costos índices de racionamiento en situaciones de racionamiento eléctrico programado (RP) y no programado (RNP). Estos costos se calcularon teniendo en cuenta los efectos netos sobre los ingresos de las empresas, en las situaciones de racionamiento consideradas frente a situaciones de operación normal.

Los niveles de racionamiento programado evaluados fueron del 5%, 10%, 15% y 20% de la energía eléctrica comprada a la red del establecimiento, y los no programados de 0.08h, 0.5h, 1h y 4h de duración de corte durante un periodo mensual.

Para el presente informe, se estudiaron los resultados de estimación del racionamiento programado para los distintos niveles, que relacionan las siguientes variables:

- Costos índices: Costo promedio (unitario) de racionamiento programado, correspondiente a un porcentaje de racionamiento, teniendo en cuenta los costos fijos y variables (del corte) en la estructura de flujo de caja de los establecimientos analizados.
- Energía racionada: El consultor la define como el área bajo la curva de la demanda de potencia (o curva de carga) de cada establecimiento.

### 3.1.3 Estudios de posibilidades de uso eficiente

A nivel sectorial, la Unidad de Planeación Minero-Energética ha adelantado estudios para identificar posibilidades de uso racional y eficiente de energía en subsectores y ramas industriales acordes con la clasificación CIIU. Tales estudios se enmarcan dentro de los objetivos de la política energética propuestos en el Plan Energético Nacional 1997-2010, definidos como la gestión eficiente de la demanda y del uso racional de energía (URE).

En los diversos estudios se desarrollaron indicadores sobre consumos específicos de energía, precio de los energéticos y programas de eficiencia energética para las actividades industriales de textiles, pulpa y papel, hierro, ladrillo, vidrio, cerámica, entre otros.

Aunque los análisis de la UPME para los sectores señalan la existencia de algún potencial de cogeneración a nivel nacional<sup>47</sup>, especialmente en las actividades de pulpa, papel y

<sup>47</sup> Cogeneración: "...Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas

textiles, con ahorros de electricidad para la industria de generación eléctrica en el país; factores relacionados con los precios de los energéticos, en los estudios realizados se concluye que restricciones para el apalancamiento financiero de los proyectos y dificultades regulatorias para la venta de excedentes de electricidad, no incentivan esta opción en el sector industrial.

Así por ejemplo, sobre la industria correspondiente al CIU 3411, el Estudio “Determinación de la Eficiencia Energética del subsector Industrial de Pulpa y Papel”, concluye para el sector que *“...en cuanto a la autogeneración y cogeneración, en el ámbito nacional se cuentan con cinco plantas que operan de manera continua para abastecimiento energético en sus propios procesos. Solo una de estas plantas genera la capacidad requerida por la planta, las demás, compran al sistema eléctrico el faltante de energía para cubrir la demanda interna de sus procesos...”*.

### 3.1.4 Potencial de cogeneración del país

El Estudio “Desarrollo del potencial de cogeneración en el país” realizado por la empresa consultora AENE calculó el potencial de cogeneración a nivel nacional sobre aquellas industrias que demandan energía eléctrica y energía térmica en sus procesos, y se hizo con base en una encuesta representativa realizada a nivel nacional.

Como resultado de la evaluación del potencial de cogeneración, se obtuvo un potencial técnico de cogeneración de 248 MW. La siguiente gráfica ilustra las ramas industriales sobre las que el consultor identificó las posibilidades de cogeneración a partir de la información analizada sobre sectores que demandan energía eléctrica y energía térmica en sus procesos:

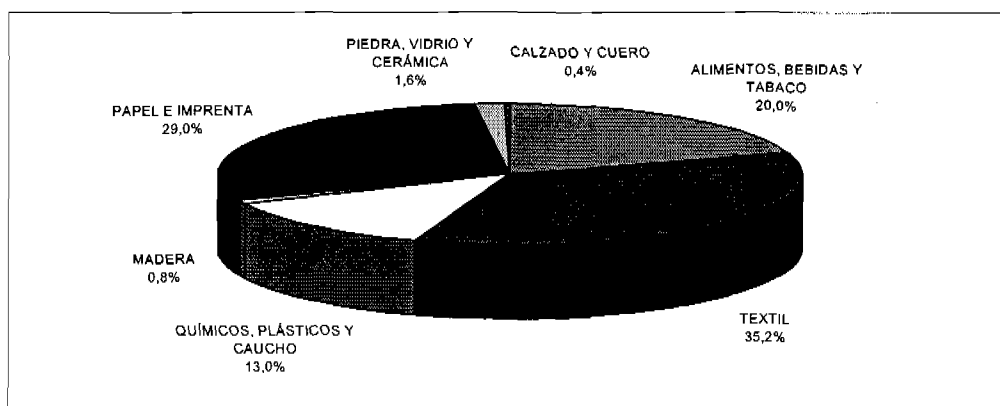


Figura 3.2 Potencial de cogeneración por sectores. Fuente: AENE: 1996.

Para nuestro caso, la pertinencia en el uso de los resultados de este estudio está relacionada con las recomendaciones que se realizan acerca de la contribución a la oferta de generación de energía por parte del sector industrial, con potenciales efectos sobre la disminución de la demanda y ahorros de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), destacando, mayores posibilidades de autogeneración y/o venta de excedentes de electricidad a la red, por parte de las actividades de textiles y papel.

### 3.1.5 Estudio sobre cogeneración en el sector azucarero aplicando el enfoque ESCO

El Ministerio de Ambiente, vivienda y Desarrollo Territorial y el Ministerio de Minas y Energía a través de la UPME, con el apoyo del Fondo global *Environmental Facility* del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), realizaron un estudio para actualizar el potencial de contribución de cogeneración al suministro de energía en el país y precisar las barreras que encuentran estos sistemas tecnológicos para su penetración. Como sector piloto para la identificación de proyectos de cogeneración de energía con miras a la venta de excedentes de electricidad a la red, se seleccionó el azucarero por tener el mayor potencial para la instalación de este tipo de sistemas<sup>48</sup>.

El estudio plantea la identificación del potencial técnico y económico de la cogeneración en el sector azucarero, con una evaluación financiera de diferentes proyectos, considerando modalidades de acceso a capital, así como incentivos ambientales y tributarios disponibles en el país. Se encontró que en los ingenios piloto<sup>49</sup>, es posible instalar una capacidad entre 93 MW y 141 MW para el consumo propio y ventas a la red de electricidad entre 47 MW y 90 MW. De esta manera, con algunos incentivos adicionales a los existentes, estos sistemas podrían aportar a la red, una generación de energía eléctrica que oscila en un rango entre 190 GWh-año y 475 GWh-año.

Por otra parte, el estudio evalúa el marco regulatorio y organizacional en el cual se deben desarrollar los proyectos de cogeneración en Colombia, haciendo algunas recomendaciones para la remoción de las principales barreras y para la implantación de incentivos.

### 3.1.6 Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas-ANDI

De acuerdo con el inventario realizado por la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI, la industria no eléctrica colombiana tiene instalados más de 714 MW de energía eléctrica. De las plantas instaladas, el 64% corresponde a plantas de autogeneración (430.5 MW) en donde se destacan como combustible el gas natural y el carbón; y el 36% corresponde a cogeneración (284 MW)<sup>50</sup> con participación de la biomasa, el gas natural y el carbón como combustibles<sup>51</sup>.

En la siguiente tabla se ilustran los sectores CIUs correspondientes a empresas con potencial de cogeneración y autogeneración, a partir de la información de la ANDI:

<sup>48</sup> PNUD, ASOCAÑA, Ministerio de Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, UPME. Cogeneración en el sector azucarero aplicando el enfoque ESCO, 2005.

<sup>49</sup> El análisis y evaluación de proyectos de cogeneración se realizó en cuatro ingenios piloto: Cauca, La Cabaña, Manuelita y Mayagüez.

<sup>50</sup> Cifra comparable con la del Estudio "Desarrollo del potencial de cogeneración en el país": 248 MW.

<sup>51</sup> Fuente: ANDI, Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas





		No. Est.	Cogeneración	No. Est.	Autogeneración
3118	Ingenios y refinerías de azúcar	3	X		
3121	Elaboración de productos alimenticios diversos	1	X		
3411	Producción de pulpa	3	X	1	X
3419	Fabricación de artículos de pulpa-cartón (papel)			1	X
3216	Tejidos y manufacturas de algodón y sus mezclas	1	X		
3511	Fabricación de sustancias químicas industriales básicas, excepto abonos	3	X	1	X
3512	Fabricación de abonos y plaguicidas			1	X
3530	Refinerías de petróleo			4	X
3620	Fabricación de vidrio y productos de vidrio			1	X
3692	Fabricación de cemento, cal y yeso			2	X
3710	Industrias básicas de hierro y acero	1	X	1	X
<b>Capacidad (MW)</b>			<b>284</b>		<b>430,5</b>

Tabla 3.4 Auto y Cogeneración sectores industria no eléctrica. Fuente: ANDI, 2006.

### 3.1.7 Plantas de emergencia

De acuerdo con la cifras de importaciones de motores y equipos de generación eléctrica entre 1991 y 2005, se estima que se han instalado alrededor de 1400 MW, distribuidos entre generadores de corriente alterna y grupos electrógenos<sup>52</sup>.

Como se muestra en la siguiente gráfica, de esta información se destaca el aumento en las compras de equipos de generación durante los años de racionamiento 1991 y 1992, y en los años 1997 y 1998, en donde se presentó el fenómeno del Niño.

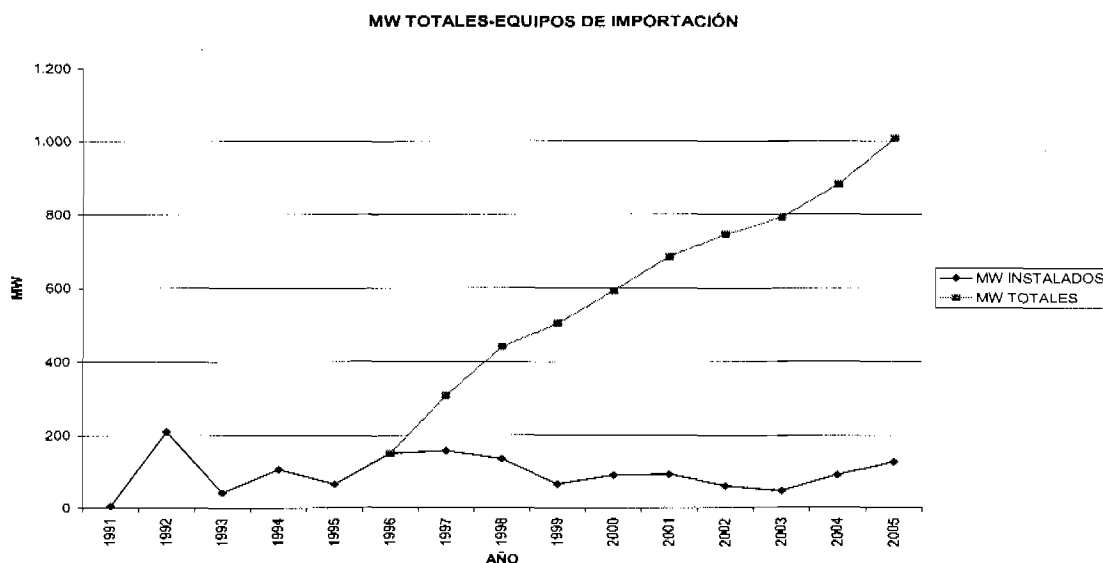


Figura 3.3. Evolución MW instalados-Importaciones en equipos de generación (1991-2005). Fuente: DANE

La siguiente tabla muestra el detalle de los tipos de equipos importados a nivel de partida arancelaria.

<sup>52</sup> Fuente: DANE, Importaciones de equipos de generación eléctrica por partida arancelaria, 1991-2005.



PARTIDA ARANCELARIA	Caracterización equipos de generación
8501.611000	Generadores de corriente alterna (alternadores) de potencia inferior o igual a 18,5 kva.
8501.612000	Generadores de corriente alterna (alternadores) de potencia superior a 18,5 kva pero inferior o igual a 30 kva.
8501.619000	Los demás generadores de corriente alterna (alternadores) de potencia inferior o igual a 75 kva, con exclusión de los grupos electrogenos.
8501.620000	Generadores de corriente alterna (alternadores), de potencia superior a 75 kva, pero inferior o igual a 375 kva.
8501.630000	Generadores de corriente alterna (alternadores), de potencia superior a 375 kva, pero inferior o igual a 750 kva.
8501.640000	Generadores de corriente alterna (alternadores), de potencia superior o igual a 750 kva.
8502.101000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), CA de potencia inferior o igual a 18 kVA
8502.102000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), CA de potencia superior a 18 kVA pero inferior a 30 kVA.
8502.103000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), CA de potencia superior a 30 kVA.
8502.109000	Los demás grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel)
8502.110000	Grupos electrógenos con motor de embolo (pistón) de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), de corriente alterna, de potencia inferior o igual a 75 kva.
8502.119000	Los demás grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), de potencia inferior o igual a 75 kva.
8502.121000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), de corriente alterna, de potencia superior a 75 kva pero inferior o igual a 375 kva.
8502.129000	Los demás grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), de potencia superior a 75 kva pero inferior o igual a 375 kva.
8502.130000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), de corriente alterna, de potencia superior a 375 kva.
8502.139000	Los demás grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por compresión (motor diesel o semidiesel), de potencia superior a 375 kva.
8502.201000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por chispa (motor de explosión), CA de potencia inferior o igual a 18 kVA.
8502.202000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por chispa (motor de explosión), de corriente alterna.
8502.203000	Grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por chispa (motor de explosión), CA de potencia superior a 30 kVA.
8502.209000	Los demás grupos electrógenos con motor de embolo de encendido por chispa (motor de explosión).
8502.301000	Los demás grupos electrógenos de corriente alterna, de potencia inferior o igual a 18,5 kVA.
8502.302000	Los demás grupos electrógenos de CA con potencia superior a 10 kVA.
8502.303000	Los demás grupos electrógenos de CA con potencia superior a 20 kVA.
8502.309000	Los demás grupos electrógenos.
8502.310000	Los demás grupos electrógenos de energía eólica.
8502.391000	Los demás grupos electrógenos de corriente alterna.
8502.399000	Los demás grupos electrógenos.
8502.400000	Convertidores rotativos eléctricos.

Tabla 3.5. Caracterización equipos de generación eléctrica por importaciones (Partida Arancelaria). Fuente: DANE

Con una vida útil de 10 años para estos equipos el potencial acumulado a 2005, estaría del orden de 1000MW. El Estudio de costos de racionamiento de electricidad realizado por la Universidad de Antioquia en el año 1996, reporta una capacidad instalada en equipos de emergencia de 959 MW, distribuidos así: 822 MW en el sector industrial y 137 en el sector comercial, hasta la fecha del Estudio.

La Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI realizó recientemente una encuesta sobre capacidad de plantas de emergencia en las industrias consumidoras de gas natural, encontrando una capacidad de 70 MW.

Vale la pena señalar que la competitividad de estas plantas está asociada tanto al precio de escasez como al precio del combustible. Con un heat rate de 0.0625 galones/kWh para estas plantas y un valor del diesel de 4170 \$/galón<sup>53</sup>, el kWh generado con estas plantas tendría un costo mínimo (originado en el combustible) de \$ 260. Con un valor del diesel de 8000 \$/gal<sup>54</sup>, el costo del kWh ascendería a \$499.98.

<sup>53</sup> Septiembre de 2006

<sup>54</sup> Precio de referencia para la gasolina corriente excluyendo la doble tributación, calculada por Roberto Albán (2006).

### 3.1.8 Resumen de la información de los estudios

De los estudios anteriormente caracterizados, se podrían destacar las siguientes observaciones:

- La selección de las actividades objeto de análisis tanto en el Estudio de “Costos de racionamiento de electricidad” como del Estudio “Desarrollo del potencial de cogeneración en el país” muestra que en principio, sectores industriales energo-intensivos tienen grandes posibilidades de cogeneración (i.e.: pulpa, hierro, textil, azúcar).

Sin embargo, la precisión en la estimación de los excedentes y precios de electricidad para cada actividad depende en gran medida del detalle de la información suministrada por las empresas observadas en cada sector, situación que se dificulta en la medida en que existe dispersión en el tamaño y en los tipos de tecnología empleada en los procesos industriales, y por ende, llevando a inestabilidad en las estructuras de costos de las empresas, así los procesos de producción sean similares para la misma actividad.

- El Estudio “Desarrollo del potencial de cogeneración en el país” y los estudios realizados por la UPME para identificar posibilidades de uso racional y eficiente de energía en ramas industriales, coinciden en que no obstante existen sectores con potencial de cogeneración, dificultades regulatorias para la venta de excedentes de electricidad, no incentivan esta opción para el sector industrial.

No obstante, de la información relacionada de la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI se aprecia que sectores intensivos en consumo de electricidad, que incorporan combustibles como gas natural, carbón y biomasa para alimentar sus procesos industriales (i.e. producción de vapor), tienen proporciones significativas de generación propia (autogeneración y cogeneración); por lo tanto, existiría una oferta de electricidad adicional para venta a red o a generadores.

- Del análisis de la información del Estudio de cogeneración del sector azucarero y del Estudio de costos de racionamiento de electricidad se aprecia que la valoración de los precios de venta de electricidad por cada sector industrial (o empresa relacionada) en el mercado, está asociada al impacto sobre el flujo de caja (ingresos, egresos), o bien, por venta directa de excedentes de electricidad a la red, ó, por reducción de demanda.

## 3.2 Análisis de la información

A partir de la información del Estudio de costos de racionamiento, para las situaciones de racionamiento no programado estimadas, se realizaron los siguientes análisis:

1. Cantidades racionadas en Racionamiento Programado (RP) por niveles de costos índice, denominado curvas de oferta agregada.

## 2. Análisis de dispersión entre los datos de costos índices y energía racionada, por tamaño de empresa y actividad industrial.

Antes de presentar los resultados de estos análisis, a continuación se muestra la evolución de la generación propia y los consumos de algunas ramas industriales de acuerdo con la información de la EAM y el comportamiento de los costos asociados a cada porcentaje de racionamiento en cada actividad industrial, teniendo en cuenta los establecimientos que componen cada sector, en la muestra tomada por el consultor en el Estudio.

### 3.2.1 Análisis preliminares

En general para las diferentes ramas industriales energo-intensivas y con capacidad de generación propia, se encuentra que esta última constituye una generación de base, esto es, las cantidades generadas permanecen constante, frente a reducciones de las compras a la red, ocasionadas, por ejemplo, por situaciones de recesión económica, como fue el caso de 1999. Lo que si se encuentra es que en épocas de escasez o altos precios de energía, como fue el caso de 1997, la generación propia tiende a incrementarse en la medida en que la capacidad instalada así lo permita.

La figura 3.4 muestra la evolución de consumo y generación propia para el sector CIU 3411. En el Anexo A1.3 se presenta la evolución para otros sectores energo-intensivos.

CIU	Sector		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3411	Producción de pulpa	Consumo (KWh)	823.041.518	933.353.083	951.660.720	760.552.450	795.625.549	940.374.385	883.596.383	986.050.022
		Generación (KWh)	301.788.091	368.370.282	374.647.618	307.020.676	376.778.680	475.161.564	381.230.619	374.155.228
		Gen/Con	36,66%	39,47%	39,37%	40,37%	47,36%	50,53%	43,15%	37,94%

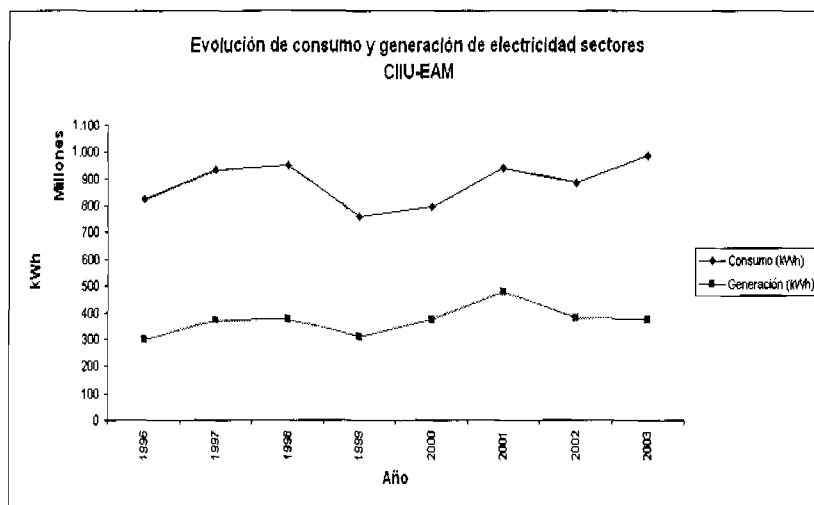


Figura 3.4 Consumo y generación propia del sector de producción de pulpa

Con relación al comportamiento de los costos índices y las cantidades racionadas de energía, del Estudio de costos de racionamiento se adelantaron los siguientes análisis, que nos permitieron extraer conclusiones de economías de escala o patrones entre de correlación entre precios y cantidades.

Para el CIU 3411 correspondiente a la actividad industrial de fabricación de pulpa de madera, papel y cartón, en el Estudio se analizaron seis establecimientos (E44, E46, E77, E92, E93, E141). Exceptuando al establecimiento E46 que presenta una cantidad de

energía racionada muy inferior con relación al promedio de los establecimientos que componen la rama industrial, se aprecia en el sector, una curva de costos índice similar para cada nivel de racionamiento, lo cual, sería explicado en principio por la homogeneidad en el proceso tecnológico de la industria.

La siguiente figura muestra a modo de ejemplo la curva de costos asociados a cada nivel de racionamiento programado del establecimiento E77, correspondiente al CIU 3411.

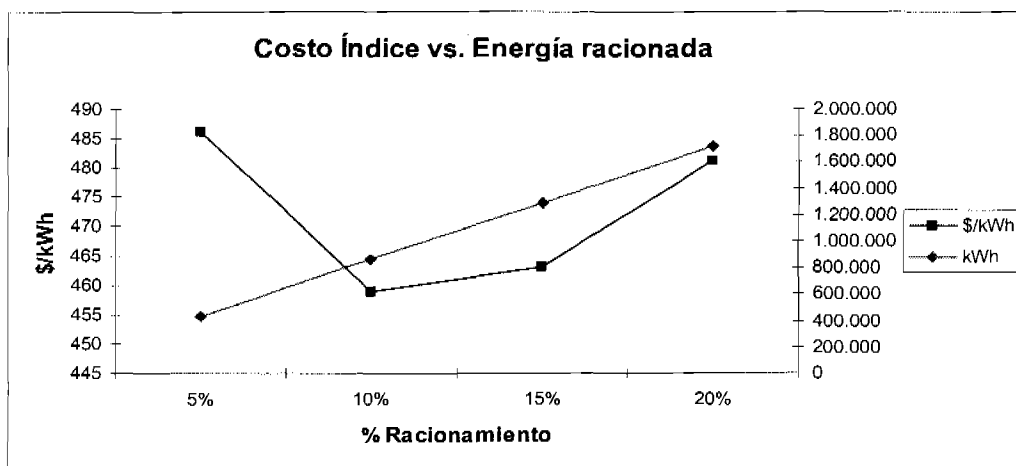


Figura 3.5 Costo índice y energía racionada E77-CIU 3411

Las figuras 3-6 y 3-7 muestran las mismas curvas para los establecimientos E169 y E57, correspondientes a los CIUs 3710 y 3692 respectivamente<sup>55</sup>.

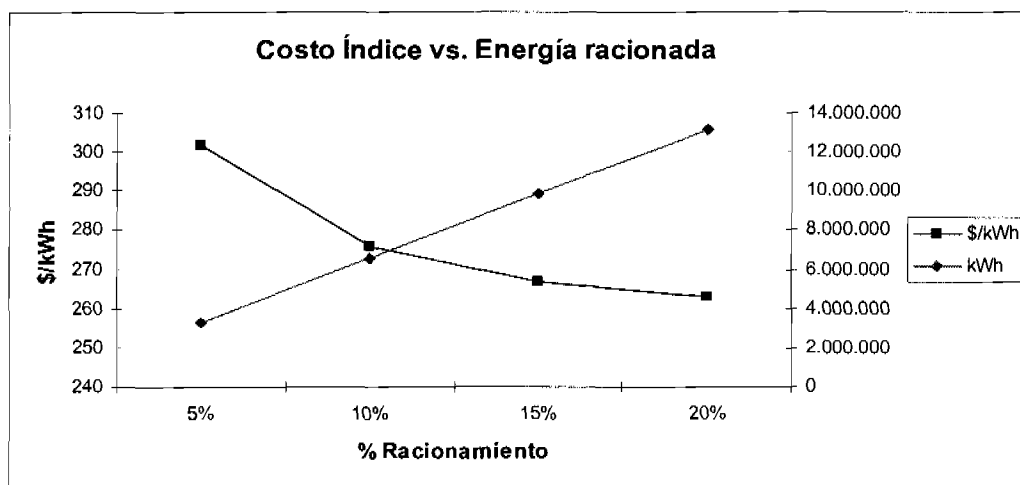


Figura 3.6 Costo índice y energía racionada E169-CIU 3710

<sup>55</sup> Las figuras que se ilustran en el Anexo A1.4 muestran las curvas de costos índices para otros establecimientos de algunas ramas industriales de altos consumos. La figura A1.4.3 muestra a modo de ejemplo la curva de costos asociados a cada nivel de racionamiento no programado del establecimiento E57, correspondiente al CIU 3692. La figura A1.4.4 muestra a modo de ejemplo la curva de costos asociados a cada nivel de racionamiento no programado del establecimiento E129, correspondiente al CIU 3211. Y la figura A1.4.5 muestra a modo de ejemplo la curva de costos asociados a cada nivel de racionamiento no programado del establecimiento E19, correspondiente al CIU 3419.

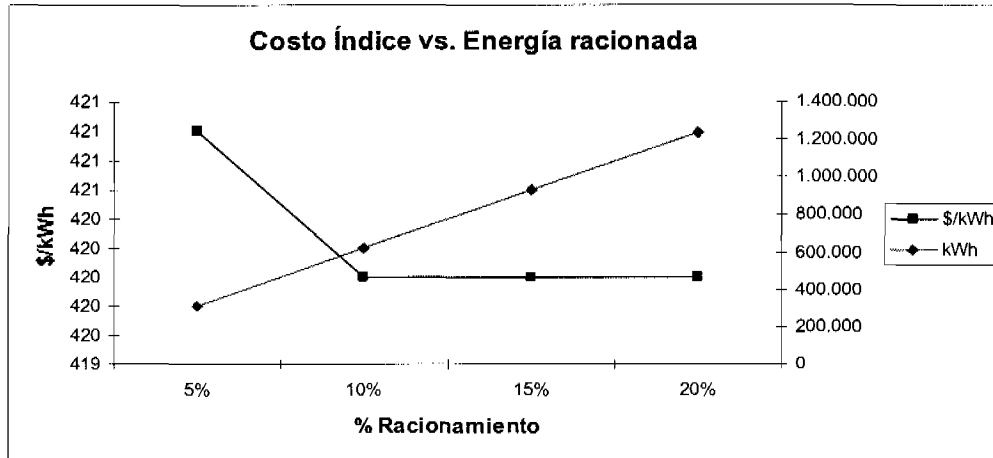


Figura 3.7 Costo índice y energía racionada E57-CIU 3692

Como se puede observar, no hay un patrón claro de comportamiento en los costos índices y las cantidades racionadas en un racionamiento programado en establecimientos de distintas ramas industriales. Muy seguramente, este comportamiento se debe a los diferentes tipos de procesos industriales, tecnologías de producción empleadas y variables propias de cada sector.

Por otra parte, si se analizan los resultados obtenidos en todos los establecimientos encuestados en una misma rama, tampoco se encuentra un patrón claro de comportamiento entre las cantidades finalmente racionadas y los costos índices, para un mismo nivel de racionamiento programado. La figura 3.8 muestra que en el caso de los establecimientos del sector CIU 3411 se presentan economías de escala; mientras que la figura 3.9 no permite identificar patrones al interior del sector CIU 3710.

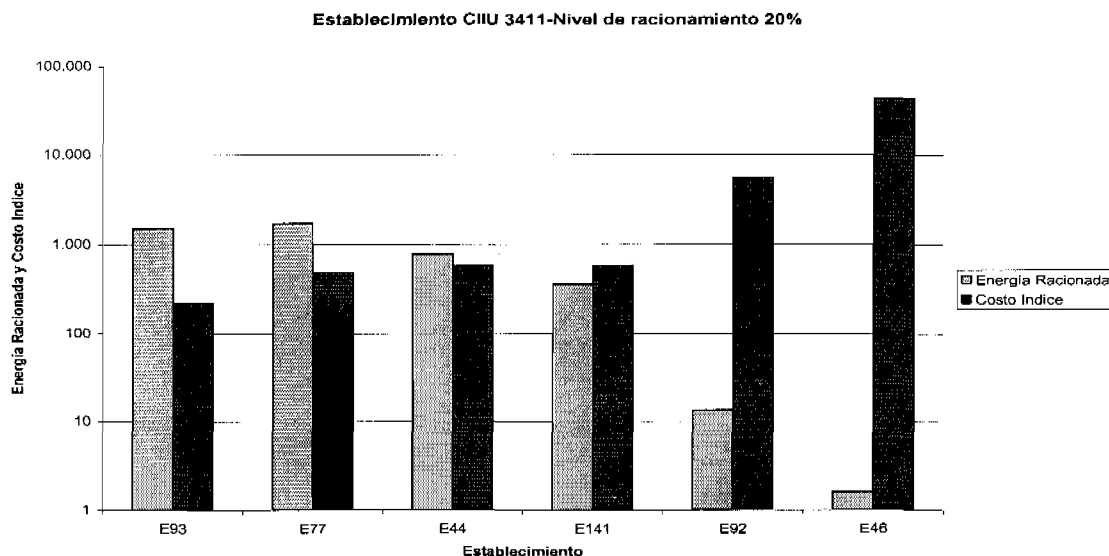


Figura 3.8 Costo Índice y Energía Racionada- Nivel de racionamiento 20%-CIU 3411

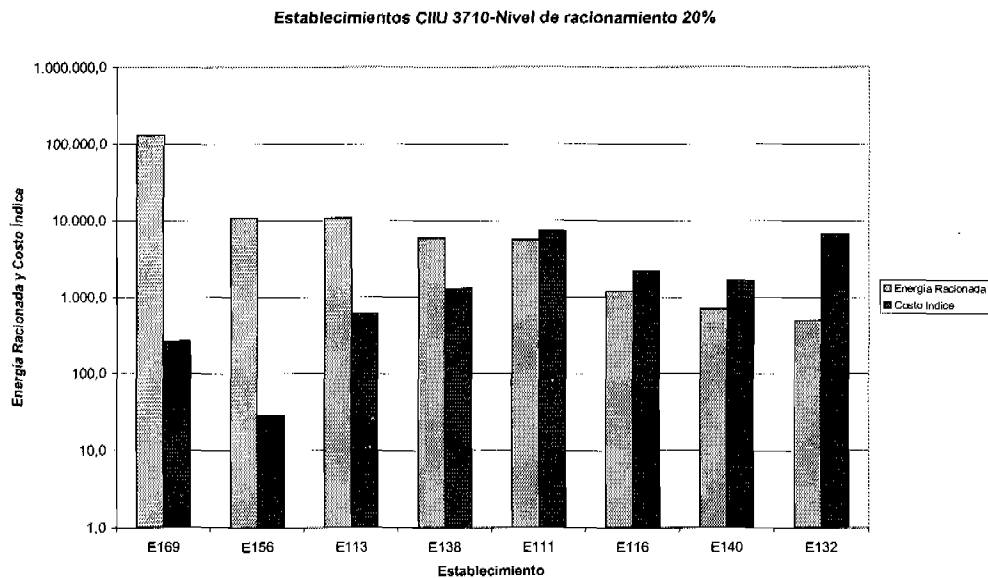


Figura 3.9 Costo Índice y Energía Racionada- Nivel de racionamiento 20%-CIU 3710

### 3.2.2 Curvas de oferta agregada

A partir de la información de costos de racionamiento programado del Estudio de Costos de racionamiento de electricidad y gas natural, se elaboraron curvas de cantidades de electricidad racionada ordenadas por costos índices en las situaciones de racionamiento programado, es decir, para valores de 5%, 10%, 15% y 20% de racionamiento de las compras de electricidad a la red.

Se propusieron los intervalos de precios para los diferentes niveles de racionamiento programado, que muestra la Tabla 3.6<sup>56</sup>.

Precios Nov/06 (\$/kWh)	Energía Racionada (kWh)-Racionamiento Programado			
	5%	10%	15%	20%
113-251	817.623	1.635.245	2.452.868	3.270.491
252-472	1.310.287	3.533.282	5.299.922	7.117.763
473-683	6.261.629	12.548.859	18.823.288	25.091.154
684-1.190	7.483.555	16.447.089	24.671.008	32.945.877
1.191-1.554	13.200.126	26.425.852	39.638.779	52.845.141
1.555-2.312	15.033.685	31.547.348	47.321.396	63.765.443
2.313-3.507	21.650.621	44.026.842	65.481.035	87.301.483
3.508-4.287	24.295.606	50.208.521	75.913.156	102.142.288
4.287	31.379.589	63.555.408	95.029.932	126.700.013

Tabla 3.6 Intervalos de racionamiento programado

<sup>56</sup> El Anexo A5-1 ilustra los CIUs que determinan el costo índice de referencia asociado a cada escalón de racionamiento.

Los rangos de costos índices oscilan entre 0 y 128.000 \$/kWh para el caso de un racionamiento programado y entre 0 y 394.713 \$/kWh para el caso de un racionamiento no programado.

La figura 3.10 muestra el comportamiento de los costos índices de racionamiento encontrados por el consultor en las simulaciones hasta un valor inferior a 4287 \$/kWh (según el último intervalo de precios definido y relacionado con el cuarto umbral de costo de racionamiento<sup>57</sup>), para un racionamiento programado del 20%, a nivel de los 119 establecimientos correspondientes a las 39 actividades encuestadas, que se ha denominado curva de oferta agregada.

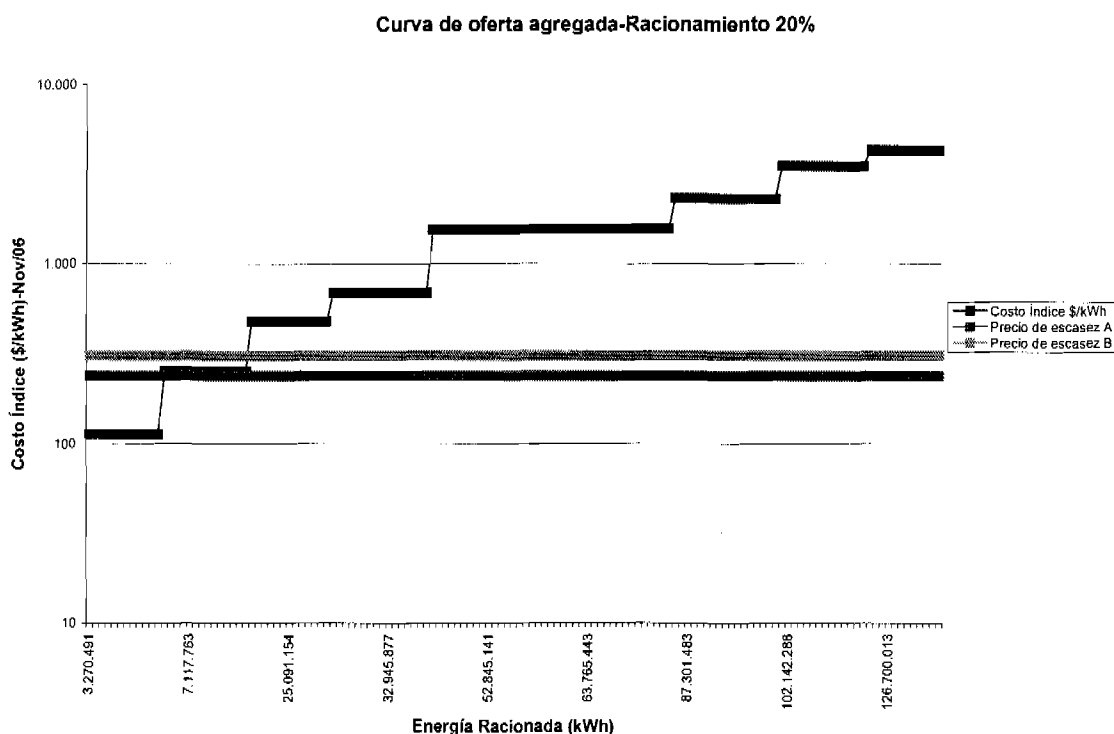


Figura 3.10 Curva de oferta agregada nivel de racionamiento 20%

En esta curva de oferta agregada se incluye como referencia el valor del precio de escasez establecido en la metodología de remuneración del Cargo por Confiabilidad, esto es 237 \$/kWh (denominado precio de escasez A), que es el valor vigente a noviembre 2006. También se ilustra un precio de referencia de 300 \$/kWh (denominado precio de escasez B), con el fin de evaluar la sensibilidad en la posible oferta de demanda desconectable frente a incrementos en el precio del fuel oil o de la tasa de cambio<sup>58</sup>.

Es así como, para un nivel de racionamiento del 20%, y un precio de escasez de 237 \$/kWh, 20 establecimientos encuestados, que representan 8 GWh-mes, tienen costos

<sup>57</sup> Fuente: [www.upme.gov.co/Accesos directos/ Costos de Racionamiento de energía](http://www.upme.gov.co/Accesos directos/ Costos de Racionamiento de energía).

<sup>58</sup> La actualización del precio de escasez es mensual y tiene en cuenta las variaciones del nivel de tasa de cambio en el mercado (TRM) y los cambios en el índice *New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price*, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos. A junio de 2006, el valor del precio se estimó en 307 \$/kWh, y actualmente su valor se encuentra por el orden de 237.4 \$/kWh (Fuente: XM)



índices inferiores a este valor. Si el precio de escasez se sitúa en 300 \$/kWh, el número de establecimientos encuestados sube a 22 y la cantidad a 20.3 GWh-mes. Esta situación se explica por el consumo de electricidad del establecimiento E169, correspondiente a la industria de hierro y acero, el cual, ante un racionamiento programado de 20% deja de consumir cerca de 13 GWh-mes, con un costo índice asociado de 263 \$/kWh.

Lo anterior da indicios que el valor en el cual se situó el precio de escasez es determinante para la cantidad de demanda que podría participar en el programa. Este señalamiento había sido hecho por S. Oren y consignado en el documento propuesta del cargo por confiabilidad<sup>59</sup>.

En las figuras A1.5.1 a A1.5.4 del Anexo A1.5, se presentan las curvas de oferta agregada para los otros niveles de racionamiento considerados en el Estudio y las mismas ramas industriales.

La figura 3.11 muestra la curva de oferta para un racionamiento del 20% sobre 75 establecimientos que presentan un costo índice inferior a 4287 \$/kWh. El último de estos determina el precio del escalón final de la curva de oferta agregada, identificado para este caso, con el CIU 3116-productos de molinería, correspondiente al establecimiento E12.

En esta figura se ha incluido el comportamiento del precio de bolsa nacional desde julio de 1995 hasta noviembre de 2006, puesto que dado que el mecanismo de cargo por confiabilidad funciona con base en un precio de bolsa horario, se revisó el comportamiento de los precios a nivel horario durante el periodo comprendido entre 1995 y lo corrido de 2006.

Se destaca que para algunas horas del periodo pico de algunos días durante meses con racionamiento se alcanzaron valores máximos que oscilan entre 341 y 534 \$(nov-06)/kWh, lo que señala que durante el periodo de operación del mercado eléctrico colombiano, efectivamente se ha alcanzado el precio de escasez vigente dentro de la metodología del Cargo por Confiabilidad.

---

<sup>59</sup> Ver Documento adjunto de la Resolución CREG 043 de 2006, pag. 28.

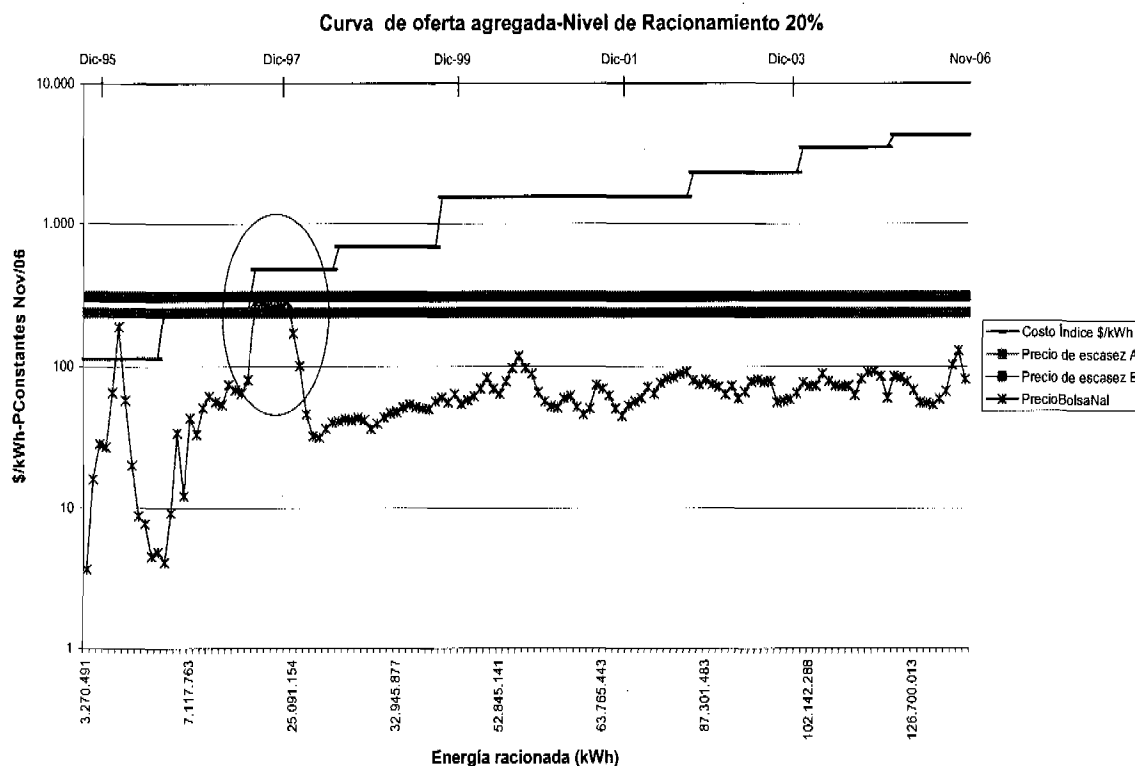


Figura 3.11 Curva de oferta agregada nivel de racionamiento 20% y precios de bolsa

### 3.2.3 Análisis de dispersión

En el presente informe, se desarrolla un análisis de dispersión entre las variables “costos índice” asociados a cada nivel de racionamiento y “energía racionada” de los CIUs utilizados en el Estudio “Costos de racionamiento de electricidad y gas natural”, con el objeto de apreciar a cuales actividades industriales corresponden costos de racionamiento acordes con valores de referencia del Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía.

En las figuras A1.6.1 a A1.6.4 del Anexo A1.6 se aprecian los diagramas de dispersión para los niveles de racionamiento 10% y 20%. El rango de costos índice se ha acotado a los establecimientos con valores inferiores a 4287 \$/kWh, igual que con las curvas de oferta agregada.

No obstante, la mayoría de los establecimientos con altos consumos de electricidad, tienen unos costos índice que oscilan en un rango no superior al precio del segundo escalón de racionamiento, no existe mayor grado de dependencia entre las variables mencionadas, ya que no se aprecia para los sectores vistos algún patrón en el comportamiento de los costos (i.e.: economías de escala), exceptuando como se mencionó anteriormente, a la industria de producción de pulpa.

De los diagramas de dispersión se obtiene que establecimientos correspondientes a los CIUs 3112, 3115, 3116, 3119, 3133, 3134, 3211, 3411, 3511, 3512, 3513, 3692, 3710 y

3819, presentan costos de racionamiento que no superan el valor máximo del segundo escalón de racionamiento programado (948.5 \$/kWh):

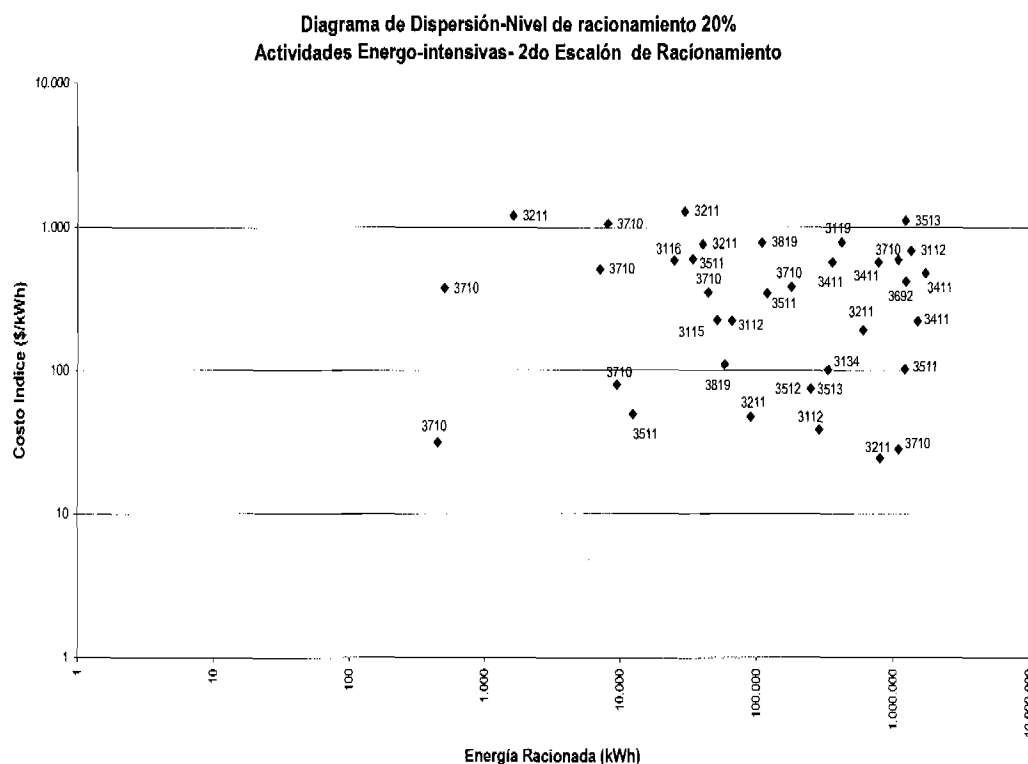


Figura 3.12 Diagrama de dispersión-actividades energo-intensivas para un nivel de racionamiento de 20%.

De las cantidades de racionamiento asociadas a los costos índices de los CIUs observados en la figura anterior, se aprecia que la reducción en las compras de electricidad de cada establecimiento considerado, oscila entre 100.000 y 1.500.000 de kWh-mes.

De esta manera, dados los menores costos índice, asociados a reducciones significativas en el consumo de electricidad para un racionamiento programado del 20% de las compras a la red, se aprecia que los sectores 3112, 3115, 3116, 3119, 3133, 3134, 3211, 3411, 3511, 3512, 3513, 3692, 3710 y 3819 serían los que en principio, tendrían factibilidad de participar en programas de demanda desconectable, o bien, por acuerdos con generadores con obligaciones de entrega de energía firme, ó, con ventas de energía directa en el mercado de energía.

Con relación a los sectores identificados en la Tabla 3.2 como grandes consumidores de energía, algunos de estos con generación propia significativa, se puede apreciar que los CIUs 3560, 3216, 3121, 3620, 3213, 3610, 3111 y 3220, presentan en general altos costos de racionamiento<sup>60</sup>, por lo cual, fueron excluidos del análisis de este informe.

De este subconjunto de actividades industriales, se excluyen los CIU 3118 y 3530, correspondientes a refinerías de azúcar y de petróleo, que no obstante presentan un alto consumo en electricidad, la media del costo índice para todos los niveles de racionamiento es 0 \$/kWh, dada su alta componente de generación propia.

<sup>60</sup> Con relación al costo de racionamiento de electricidad.

Así mismo, el CIU 3119 que no se presenta en la Tabla 3.2 por su bajo consumo de electricidad, presenta costos de reducción de consumo potencialmente atractivos para el programa.

### 3.3 Estimación del potencial

De los análisis anteriores se puede observar que las ramas industriales 3112, 3115, 3116, 3119, 3133, 3134, 3211, 3411, 3511, 3512, 3513, 3692, 3710 y 3819, serían candidatos potenciales para programas de desconexión voluntaria de la demanda.

Para un nivel de racionamiento del 20% de las compras a la red, aquellos sectores incluidos en el Estudio de Costos de Racionamiento, que presentan un costo índice inferior a 948.5 \$/kWh son aquellos que se muestran en la Tabla siguiente.

Potencial DD (kWh-mes)-2000		
3710	18.521.278	20% %
3692	8.338.375	3659,05 GWh
3411	6.980.781	
3511	5.644.887	
3513	5.813.001	
3211	3.883.068	
3133	4.170.192	
3116	3.900.710	
3112	3.065.553	
3115	2.299.210	
3512	722.479	
3819	2.083.409	
3134	1.713.181	
3119	1.794.875	
100 GWh-mes		

Tabla 3.7. Potencial Demanda Desconectable Voluntaria de sectores identificados ECR-EAM-2000

Si se agrega la cantidad de electricidad correspondiente, se obtiene un total de 100 GWh-mes. Estas cantidades corresponden al 2.74% del consumo de energía del año 2000 y del 1.71% de la potencia pico del sistema nacional. Aproximadamente hasta el 80% de esta cantidad estaría por debajo del precio de escasez, de acuerdo al análisis realizado en la curva de oferta agregada para un nivel de racionamiento del 20%, nuevamente, destacando la importancia en la participación en el programa de sectores industriales macro-consumidores.

De la información de la EAM-2000 se puede observar que las 39 ramas industriales seleccionadas por el consultor del Estudio de costos de racionamiento podrían contribuir con el 3.07 % de la demanda desconectable, y los 92 sectores de la EAM-2000 podrían contribuir con el 3.63%.

A partir de la información de la ANDI y con los datos de la EAM de 2003, se calculó que los 714 MW, con un factor de planta de 0.85, podrían dejar una capacidad disponible para generar 4.88% de la demanda de energía del país y contribuir con 3.35% del pico de

potencia<sup>61</sup>. Sin incluir la capacidad de las empresas petroleras estos porcentajes se reducirían a 1.98% y 1.36% respectivamente.

La tabla siguiente resume los potenciales calculados a partir de las diferentes fuentes de información analizadas.

POTENCIAL DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIA				
SECTOR INDUSTRIAL				
SECTORES	Energía (GWh- mes)	% Demanda	Potencia (MW)	% Potencia Pico
ECR-14 sectores identificados (EAM2000)	100	2,74%	139	1,71%
ECR-39 sectores (2000)	112	3,07%	156	1,92%
EAM (EAM2000)	133	3,63%	185	2,28%
Información ANDI (EAM 2003)	199	4,88%	276	3,35%
información ANDI-Sin Refinerías	81	1,98%	111	1,36%

Tabla 3.8. Potencial Demanda Desconectable Voluntaria incorporando información ANDI

<sup>61</sup> Demanda de potencia máxima: 8228 MW. Fuente: SIEL-UPME

## **4 Programa de Respaldo de las Obligaciones de Energía Firme**

### **4.1 Demanda desconectable de potencia o de energía en el evento de escasez hidrológica**

Antes de presentar las características y procedimientos para hacer operativo este mecanismo de respaldo de las Obligaciones de Energía Firme de los generadores, es conveniente agregar unas reflexiones sobre las características de evento de escasez en Colombia.

#### **4.1.1 Eventos que pueden ocasionar desconexión de demanda**

En el caso de la mayoría de los sistemas eléctricos como el que opera NYISO los eventos críticos de desconexión de demanda ocurren cuando la demanda de potencia excede la capacidad de generación de potencia. No son causados por escasez de fuentes de energía primaria como carbón, gas etc., como sí ocurre en el caso frecuente en Colombia cuando se presenta una escasez hidrológica. Esta diferencia tiene consecuencias importantes al implementar programas de desconexión de demanda, voluntaria o no, con el fin de mitigar el impacto del evento de escasez.

#### **4.1.2 Escasez de capacidad de generación de potencia eléctrica**

En el caso del NYISO el evento crítico esta asociado con una situación de corto plazo, de duración limitada a unas pocas horas en las cuales la demanda de potencia de punta es mayor que la capacidad de generación. La solución de este problema, debido a que la potencia eléctrica no se puede almacenar como tal, exige que haya una respuesta rápida durante el período en que ocurre el evento para disminuir la demanda de potencia o aumentar la capacidad de generación. Si el problema no se puede resolver en el lapso de tiempo en que ocurre el evento por medio de acciones específicas del operador del sistema o desconexión de demanda de potencia acordada previamente con los consumidores el operador tiene que recurrir a la desconexión no avisada de carga o a otras medidas más drásticas que conllevan el deterioro de la calidad del servicio: reducción del voltaje de suministro, etc.

#### **4.1.3 Escasez de energía hidráulica**

En el caso colombiano, por el contrario, el evento crítico esta asociado con situaciones de mediano plazo que duran en general varios meses de la estación de verano durante los cuales el balance de energía eléctrica demandada y de energía disponible en las fuentes primarias de energía eléctrica durante todo el período del evento crítico resulta deficitario debido principalmente al fenómeno de escasez de energía hidráulica. En particular estos eventos ocurren cuando el potencial de energía eléctrica de las reservas de agua de los embalses de las plantas hidráulicas al comienzo del período crítico, mas los pronósticos de la energía eléctrica contenida en los caudales de los ríos que las alimentan durante el período, mas la energía eléctrica máxima disponible de las plantas térmicas es menor que la energía eléctrica total demandada en todo el período.

#### **4.1.4 Pronóstico del déficit energético**

El pronóstico de los caudales de los ríos durante el período crítico es una variable incierta que tiene una variación grande de año a año y está afectado por la ocurrencia de eventos globales como el llamado fenómeno del "niño". En consecuencia, la estimación del déficit energético también es incierta.

La predicción del déficit depende además del horizonte de tiempo considerado. Cuando ocurre un período de escasez el déficit no se observa siempre durante el primer mes de la estación de verano y su magnitud crece a medida que se consideran más meses de la estación y después disminuye y desaparece a medida que el período considerado comienza a incluir meses de la estación de invierno. Además, a medida que avanza la estación de verano se cuenta con información nueva sobre el estado de los embalses y los caudales de los ríos la cual hace posible actualizar los pronósticos del déficit. Esto permite también que los operadores del sistema puedan anticipar la ocurrencia del período crítico con cierto grado de certeza y tomar las decisiones necesarias para mitigar su impacto.

#### **4.1.5 Mitigación del impacto de déficit energéticos**

En principio las decisiones de operación son sencillas de tomar. En condiciones de hidrología normal el recurso hidráulico se despacha primero que el recurso térmico puesto que su costo marginal es menor. En situaciones de escasez hidrológica el costo de oportunidad del recurso hidráulico resulta mayor que el costo térmico y se despachan primero las plantas térmicas. Cuando la escasez hidrológica es crítica y se está despachando toda la energía térmica disponible, y además el balance energético arroja déficit en los siguientes meses los operadores pueden recurrir, y lo hacen como ocurrió en el sistema colombiano durante 1992, a programar racionamiento o desconexión preventiva de demanda justificando esta decisión con el argumento de que un racionamiento de igual cantidad de energía pero de menor magnitud de potencia desconectada y de mayor duración es menos costoso para la sociedad.

#### **4.1.6 Desconexión de demanda**

Para que la desconexión de demanda sea efectiva debe llevar a una reducción del déficit energético, es decir, de la cantidad de energía eléctrica demandada durante el período de escasez hidrológica. Dado que la demanda de potencia es variable en el tiempo con un ciclo diario muy pronunciado es importante distinguir en qué momentos del día es posible reducir el déficit y en cuales no. Como el déficit es causado por escasez hidrológica es posible reducirlo disminuyendo la demanda en las horas en que es necesario utilizarlo después de haber despachado el máximo recurso térmico disponible, es decir, cuando la demanda excede la máxima capacidad térmica disponible. En el caso contrario la desconexión de demanda no es efectiva ya que es demanda que esta siendo cubierta con energía térmica necesariamente y no ayuda a reducir la energía hidráulica requerida por el sistema durante el período de escasez hidrológica.

#### **4.1.7 Períodos hábiles para desconexión de demanda**

Dependerán de la potencia mínima demandada y de la capacidad térmica instalada. Si esta es superior a la potencia mínima, en casos de un evento crítico, además de programas que incluyan inyección de energía generada o reducciones de carga, se pueden contemplar programas de desplazamiento de carga a estos periodos, hasta utilizar plenamente la capacidad térmica.

#### **4.2 Programa de Respaldo de las Obligaciones de Energía Firme**

Este programa se dará en caso de un déficit de energía en condiciones de hidrología crítica. Tiene como objetivo contribuir a mejorar la confiabilidad del sistema, como respuesta a una situación en la cual un generador no pueda cumplir con su obligación de entrega de energía firme. De esta manera, reducciones netas de la demanda de usuarios no regulados representados por un comercializador, contribuirán a respaldar los compromisos de entrega de energía firme contraídos por los generadores.

El mecanismo de participación en este programa puede hacerse mediante la firma de acuerdos bilaterales entre un generador y un comercializador, quien representa usuarios no regulados con capacidad de reducción neta de demanda de energía. Las condiciones bajo las cuales los usuarios no regulados respaldarían la obligación de entrega de energía firme del generador, se establecerían en contrato de compra venta de energía firmados entre dichas partes<sup>62</sup>. Estos contratos son de entrega física.

El comercializador deberá inscribir en el ASIC los usuarios no regulados que participarán en el programa, los cuales deberán contar con frontera comercial registrada y un sistema de medición en condiciones adecuadas. Para cada uno de ellos, el comercializador deberá registrar una Línea Base de Consumo (LBC) inicial.

El programa se activaría en los casos de situación de escasez y cuando el generador no le sea factible o conveniente cumplir su Obligación de Energía Firme. Este informará al Centro Nacional de Despacho (CND) sobre la utilización de este mecanismo de respaldo y notificará al comercializador sobre la puesta en marcha del proceso de reducción de consumo.

El Administrador de Mercado efectuará la verificación de la reducción neta de consumo de electricidad de cada usuario no regulado, que haya respaldado las obligaciones del generador, mediante una comparación del consumo real con una Línea Base de Consumo (LBC) construida con información histórica inmediatamente anterior a la declaratoria del evento, empleando la misma metodología para la elaboración de la línea base registrada.

Si el comercializador incumple con su compromiso de reducción de consumo, será sometido a las penalidades establecidas en el contrato suscrito con el generador. .

La siguiente tabla presenta un resumen con la caracterización del programa de Respaldo de Obligaciones de Energía Firme, que se detallan en las secciones siguientes:



Variable	Definición
Objetivo	Permitir que un generador pueda cumplir con su compromiso de energía firme en situaciones de escasez
Característica	Opera como una garantía para que el generador respalde su Obligación de Energía Firme
Participantes	Oferente directo: Comercializador. Los oferentes indirectos son los Usuarios No Regulados inscritos. Comprador: Generador con Obligaciones de Entrega de Energía Firme
Requisitos para los UNR	Contar frontera comercial registrada Estar inscrito en el programa Contar con un sistema de medición en correctas condiciones Potencial de reducción superior a un valor establecido
Participación de UNR	Voluntaria – Obligatoria cuando confirma su participación mediante un contrato
Contrato / Mecanismo	Contrato entre el generador y el comercializador
Cantidad de reducción	Cantidad de reducción superior al error típico de los consumos de la LBC
Evento	Situación de escasez
Activación	Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez y el generador anuncie al ASIC que hará uso de este anillo para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme
Notificación	Realizada por el generador al Administración del mercado sobre el anillo de seguridad a utilizar para obtener el respaldo. Realizada por el generador al comercializador y este a sus usuarios no regulados, cuando requiera este respaldo.
Verificación	Medición de la cantidad efectiva de reducción de energía frente a la LBC construida en el periodo inmediatamente anterior al evento
Pago	Definido en los contratos entre el generador y el comercializador, y entre este y los usuarios no regulados.
Penalización	Definida entre las partes

Tabla 4.2 Programa de respuesta de la demanda de confiabilidad

### 4.3 Procedimientos generales

A continuación se detalla el procedimiento de participación en el Programa de Desconexión de Demanda Voluntaria (PDDV) como respaldo a las obligaciones de energía firme contraídas por los generadores en la subasta del Cargo por Confiabilidad<sup>63</sup>. En el Anexo A2 se presenta un diagrama de flujo que resume el procedimiento propuesto.

<sup>63</sup> Algunos de los apartes fueron inspirados en el documento New York – ISO, Emergency Demand Response Program Manual, Revision 5.0, April 2004. También fueron muy útiles los comentarios de expertos en el funcionamiento del mercado de energía colombiano y de funcionarios de XM.

#### 4.3.1 Participantes y requisitos de participación

Los agentes que participan en este programa son los generadores quienes son los demandantes de un servicio de respaldo de las obligaciones de energía firme y los comercializadores quienes actúan como vendedores de este servicio de respaldo. A su vez, los comercializadores contarán con la oferta de los usuarios no regulados con frontera comercial registrada y con posibilidades de reducción neta de energía eléctrica.

El generador podrá obtener respaldo a través de su comercializador, o de otro comercializador, que agrupe usuarios no regulados. Esta relación deberá suscribirse para que pueda ser tenida en cuenta en la verificación del cumplimiento del generador de su Obligación de Energía Firme.

Un comercializador que desee inscribir Usuarios No Regulados representados por él, sean o no atendidos en forma directa, debe cumplir los siguientes requisitos<sup>64</sup>:

1. Estar registrado como agente ante el SIC (Sistema de Intercambios Comerciales).
2. Estar a paz y salvo con el SIC, inclusive en la presentación de las garantías.
3. No ser objeto de la sanción establecida en el artículo 8° de la Resolución CREG 116 de 1998.

Los Usuarios No Regulados inscritos por el Comercializador deberán cumplir con los siguientes requisitos:

1. Contar con una frontera comercial debidamente registrada por un comercializador de acuerdo con procedimiento establecido por el MEM<sup>65</sup>. De todos los aspectos y formatos mencionados, vale la pena resaltar los siguientes:
  - Informar la curva típica de carga en el caso de fronteras que serán registradas por primera vez de conformidad con el procedimiento establecido para tal efecto.
  - Estar a paz y salvo con el SIC, inclusive en la presentación de las garantías.
  - Contar con un certificado de calibración de los equipos de medición (contador, transformador de voltaje y tensión) según lo establecido en el Anexo CM-1 del código de Medida, numeral A.2.4.
2. Agregar información sobre la cantidad mínima de reducción con la cual podrán participar en el programa, y la anticipación con la cual deberá notificársele la activación de su participación en este programa. Es deseable que el Usuario No Regulado que inscriba el Comercializador, cuente con una cantidad mínima de reducción, que supere el error típico de su LBC, el cual se calculará como resultado del procedimiento presentado más adelante.

---

<sup>64</sup> Numeral 4.1 del Documento MEM-066-03 "Procedimientos y Plazos para registro de información en el SIC". Medellín, Enero de 2006.

<sup>65</sup> Numeral 4.2.4 del Documento MEM-066-03 "Procedimientos y Plazos para registro de información en el SIC". Medellín, Enero de 2006.

### **4.3.2 Inscripción de los participantes**

El comercializador que desee inscribirse en el programa de demanda desconectable voluntaria deberá seguir el siguiente procedimiento:

1. Proveer la información general sobre los usuarios no regulados que participarán en programa de demanda desconectable voluntaria, en un módulo adicional incluido en el formato SIC 010 (Información básica – registro de agentes): Nombre del usuario no regulado, código de la frontera comercial y fecha de registro.
2. Registrar una Línea Base de Consumo inicial para cada uno de los usuarios no regulados que inscriba en el programa, según la metodología presentada más adelante, en un formato, tipo SIC 50.
3. Diligenciar el formato en el cual detalla la información de cada usuario no regulado que inscribe en el programa, sea o no atendido por el.

A su vez, el generador, deberá enviar los contratos de demanda desconectable voluntaria suscritos y registrar la información con los términos de las cantidades, precio, duración, y garantías en un formulario de registro de contratos entre agente.

### **4.3.3 Aprobación del registro de participación en el programa**

El ASIC estudiará la solicitud del comercializador y en un plazo entre 5 y 10 días emitirá un concepto sobre la viabilidad de participación de este y de cada uno de los usuarios no regulados que inscriba. Un día después de aprobada la solicitud, el comercializador podrá participar en el programa

### **4.3.4 Anuncio de un evento crítico**

El generador ante la posible presencia de un evento crítico de disponibilidad de energía, avisará con la debida anticipación a los comercializadores, con los cuales haya suscrito un contrato bilateral sobre las posibles cantidades de reducción de energía requeridas y la duración del requerimiento. Los comercializadores a su vez alertarán a los usuarios no regulados sobre la posible puesta en marcha del programa y tomarán nota sobre las disponibilidades y restricciones de participación de estos.

Si como respuesta de los comercializadores, el generador prevé que va a requerir respaldo adicional podrá acudir a una lista de comercializadores inscritos al ASIC y suscribir el contrato respectivo. Como ya se mencionó, los eventos críticos en Colombia no son estrictamente de corto plazo, en consecuencia se ve factible que el generador pueda anticipar la presencia de un evento crítico y programar la forma en que va cumplir con sus Obligaciones de Entrega de Energía Firme<sup>66</sup>.

---

<sup>66</sup> En el caso de la mayoría de los sistemas eléctricos, como el que opera el NYISO (New York Independent System Operator), los programas de reducción de demanda ocurren cuando la demanda de potencia excede la capacidad de generación de potencia. Lo anterior se puede asociar con una situación de corto plazo, de duración limitada a unas pocas horas en las cuales la demanda de potencia de punta es mayor que la capacidad de generación. Por esta razón, los avisos y notificación se dan muy cercanos en el tiempo.

#### **4.3.5 Activación y notificación del generador al comercializador y sus usuarios**

Como se mencionó, el compromiso de energía firme de un generador se hace efectivo, en condición de escasez, la cual se establece cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez. Bajo esta condición, el generador será llamado a cumplir con sus Obligaciones de Entrega de Energía Firme. Según la concepción del funcionamiento del mecanismo de Cargo por Confiabilidad, el generador será el responsable de informar al CND la forma en la cual cumplirá con sus obligaciones de Entrega de Energía Firme.

En el caso de requerir la participación del anillo de seguridad de demanda desconectable voluntaria, el generador informará a su vez a los comercializadores con los cuales haya suscrito un contrato, sobre los requerimientos del servicio de respaldo, la fecha de iniciación de este servicio y la fecha estimada de terminación. El procedimiento que seguirá el generador puede ser el siguiente:

1. Activación del programa de demanda desconectable: El generador informa al comercializador la programación de la reducción neta de demanda requerida para respaldar, en cantidades, duración, inicio y terminación, con una anticipación de una semana o un día, según el contrato bilateral.
2. Extensión de un evento del programa de reducción de la demanda: Si se requiere una extensión de la participación programada, dentro de los términos de disponibilidad acordados, el generador hará un anuncio a los comercializadores para lograr su aceptación.
3. Terminación de un evento del programa de reducción de la demanda: El generador notificará al comercializador sobre la fecha y hora a partir de las cuales no se requerirá el respaldo de los comercializadores.

Los comercializadores seguirán un procedimiento similar con cada uno de los usuarios no regulados que hayan inscrito en el programa y que hayan respondido al anuncio del evento crítico.

Es importante que esta participación conduzca a una reducción efectiva de energía por las características del evento crítico nuestro. No será suficiente con que el consumo de unas horas en particular se traslade a otras horas, pues no se estaría ahorrando el recurso escaso del período, es decir, el agua; a menos que la capacidad térmica en ciertas horas supere la demanda.

A continuación se propone una metodología para la construcción de la LBC frente a la cual el Operador del Sistema va a verificar el respaldo real ofrecido por el PDDV. Este procedimiento será el mismo que debe seguir el comercializador para inscribir la LBC inicial.

#### **4.3.6 Cálculo de la Línea Base de Consumo (LBC)**

La LBC se define como la serie de consumos de electricidad de referencia frente a la cual se contrastará la reducción neta de energía y por lo tanto la verificación de la Obligación de Energía Firme. A continuación se hace una propuesta para esta estimación de esta LBC, comenzando por las definiciones y supuestos requeridos:

- Definiciones y supuestos:

- **Serie de tiempo del consumo:** Conjunto de  $N$  mediciones de consumo en fronteras comerciales. Se propone seleccionar una ventana de tres meses. De esta manera la serie de tiempo para los días ordinarios estaría formada por los 12 consumos diarios de los 12 últimos mismos días de la semana, excluyendo aquellos días en los cuales se haya declarado un evento y festivos. Para los días de fines de semana o festivos, la ventana sería la misma y la serie estaría compuesta por los 12 últimos días (sábados o domingos), sin excluir los festivos, pero si los día en los cuales se haya declarado un evento. En el caso de los lunes festivos, se tomará una ventana correspondiente a 12 consumos de este tipo de día.<sup>67</sup>, excluyendo los días en los cuales se ha declarado un evento.
- **Línea de Base de Consumo para estimar la reducción de la demanda:** Conjunto de las  $N$  primeras mediciones de la serie de tiempo de la demanda.

- Cálculo de la Línea Base de Consumo

- **Línea de Regresión de la Base:** Función lineal del período  $k$  que representa el promedio del consumo en cada período y que minimiza la suma de los cuadrados de las desviaciones de las mediciones de la línea base con respecto a dichos promedios:

$$\bar{D}_k = \bar{D}_0 + (k)a : k = 1, \dots, N \quad (1)$$

Donde  $a$  es la pendiente que representa la tendencia de crecimiento durante los  $N$  períodos de la línea base y  $\bar{D}_0$  es el promedio en el primer período. Los parámetros  $\bar{D}_0, a$  se calculan entonces de tal manera que minimicen la expresión siguiente:

$$\sigma^2 = \sum_{k=0}^N (D_k - \bar{D}_k)^2 \quad (2)$$

- **Error típico:** Es la desviación típica de la distribución muestral de un estadígrafo para muestras aleatorias de tamaño  $N$  se llama error típico del estadígrafo.

$$\sigma / \sqrt{n} \quad (3)$$

<sup>67</sup> Inspirada en la propuesta realizada en: New York – ISO, Emergency Demand Response Program Manual, Revision 5.0, April 2004, pag: 6-2 – 6-8.

que es el error normal de la media muestral. En nuestro caso el error típico de la línea de regresión de la base será el valor mínimo a partir del cual se aceptará una reducción neta de energía.

#### 4.3.7 Proceso de medición y verificación

Una vez ocurrido el evento y finalizada la participación del comercializador en el programa, este tendrá un plazo de 15 días para remitir los datos al Operador del Sistema sobre la reducción neta de consumo de energía eléctrica realizada. Como se estableció en los requisitos, los comercializadores y usuarios no regulados deberán contar con sistemas de medición en correcto estado de funcionamiento.

Para la verificación de las reducciones netas, El ASIC comparará los datos de consumo reales, y por ende de reducción neta, durante el período en el cual se declaró un evento con la LBC anterior al evento, para lo cual tendrá un plazo de 30 días.

La estimación de esta LBC se hace ex-post utilizando una serie de tiempo de mediciones de energía (o potencia) en las fronteras comerciales que participaron en el evento, en períodos de tiempo de un día (o si es necesario de una hora, una semana o un mes) para la ventana de tiempo ya definida, más el período del evento crítico en el cual se desea establecer la reducción de la demanda se toma como último elemento de la serie. Las mediciones deben ser homogéneas, es decir corresponder a períodos similares (misma hora del día, mismo día de la semana, etc.), verificables y auditables, y estar acordadas previamente.

A continuación se hace una propuesta para esta estimación de esta LBC, comenzando por las definiciones y supuestos requeridos:

- Definiciones y supuestos:

- **Serie de tiempo de la demanda:** Conjunto de  $N + 1$  mediciones de demanda:

$$D_k : k = 1, 2, \dots, N + 1 \quad (4)$$

- **Período Crítico de la serie:** Último elemento  $N + 1$  de la serie correspondiente al período en el cual se hace la hipótesis de que ocurre una reducción estadísticamente significativa de la demanda. El valor esperado de la reducción de consumo se estima con base en las mediciones anteriores al período crítico.
- **Demanda presuntamente reducida:** Demanda  $D$  en el período crítico  $N + 1$ .
- Línea Base de Consumo y estimación del ahorro efectuado
  - **Línea de Regresión de la Base:** Función lineal del período  $k$  que representa el promedio del consumo en cada período y que minimiza la suma de los cuadrados de las desviaciones de las mediciones de la línea base con respecto a dichos promedios:

$$\bar{D}_k = \bar{D}_1 + (k-1)a : k = 1, \dots, N \quad (5)$$

Donde  $a$  es la pendiente que representa la tendencia de crecimiento durante los  $N$  periodos de la línea base y  $\bar{D}_1$  es el promedio en el primer periodo. Los parámetros  $\bar{D}_1, a$  se calculan entonces de tal manera que minimicen la expresión siguiente:

$$\sigma^2 = \sum_{k=1}^{N-1} (D_k - \bar{D}_k)^2 \quad (6)$$

- **Distribución de probabilidad de la demanda en el periodo crítico:** Distribución de probabilidad de la demanda en el periodo crítico basada en las mediciones de los  $N$  periodos de la línea base. Se supone que la distribución en el periodo crítico está dada por la función de densidad  $f(x)$  con media  $\mu = \bar{D}$  y desviación estándar  $\sigma$  igual al valor mínimo de la expresión (3) y donde:

$$\bar{D} = \bar{D}_1 + Na \quad (7)$$

Corresponde a extrapolar la línea de regresión al periodo crítico.

- **Probabilidad de que el consumo se haya reducido con respecto a la tendencia de la línea Base:** Probabilidad  $P$  de que el valor esperado del consumo en el periodo crítico sea inferior al valor real medido  $D$  suponiendo que la distribución de probabilidad de la medición es la descrita en el numeral anterior:

$$P = \int_D^{\infty} f(x) dx \quad (8)$$

Si la función  $f(x)$  es simétrica alrededor de  $\bar{D}$  y si  $D = \bar{D}$  el valor de  $P$  es igual a 0,5; si  $D$  es mucho mayor que  $\bar{D}$  la probabilidad tiende a cero y si  $D$  es mucho menor que  $\bar{D}$  la probabilidad tiende a uno. Valores de  $P$  cercanos a 1 significan una alta probabilidad de reducción del consumo.

- **Valor esperado de la reducción del consumo:** Valor esperado  $\bar{R}$  de la reducción del consumo correspondiente a la distribución de probabilidad descrita arriba:

$$\bar{R} = \int_{-\infty}^{\infty} (x - D) f(x) dx = \bar{D} - D \quad (9)$$

El valor esperado  $\bar{R}$  no depende de la función de densidad de probabilidad  $f(x)$  pero sí del valor esperado  $\bar{D}$ , el cual asume a su vez que se satisfacen los supuestos de la regresión lineal.

- **Valor esperado de la reducción del excedente del consumidor:** La reducción de consumo  $\bar{R}$  implica una reducción en el excedente del consumidor  $Ex$ . Esta reducción se calcula estimando el aumento en precio  $\Delta p$  necesario para reducir el consumo en  $\bar{R}$  utilizando la elasticidad de la demanda  $\varepsilon$ :

$$\varepsilon = \bar{R}p / \bar{D}\Delta p \quad (10)$$

La reducción en el excedente del consumidor es entonces:

$$Ex = (1/2)\bar{R}\Delta p = (1/2\varepsilon)(\bar{R}/\bar{D})(\bar{R}p) \quad (11)$$

En esta expresión  $\bar{R}/\bar{D}$  es el porcentaje de reducción del consumo (en por unidad) y  $\bar{R}p$  es el costo adicional si el usuario hubiese consumido la cantidad  $\bar{R}$  en lugar de reducir el consumo.

- Procedimiento propuesto

- Tomar para cada frontera comercial los consumos de los últimos tres meses de consumo de energía eléctrica inmediatamente anteriores al cual se vaya a realizar el pronóstico, identificando días hábiles, de fines de semana y festivos. Se excluirán datos espurios y aquellos en los cuales se haya declarado un evento.
- Correr una aplicación regresión con los datos de la línea base de cada frontera. De esta aplicación se obtiene información además de los estimadores de los coeficientes de la recta y sus estadísticos, los errores típicos.
- Con la información obtenida se calcula el pronóstico de la demanda y el valor esperado del ahorro. Si el ahorro es superior al error típico de los residuos de estimación, este ahorro será aceptado por el Operador del Sistema.

En el Anexo A3 se presenta un ejercicio de estimación de una LBC para algunas fronteras comerciales, con información suministrada por XM. Del análisis se obtuvo que el número de fronteras que podrían incluirse en un programa de desconexión de demanda, que son aquellas para las cuales el error de la estimación no sería superior a la meta de ahorro, son muy pocas, 4 de 10, de las cuales solo una corresponde a una frontera no regulada. Es necesario adelantar un estudio mas completo de fronteras comerciales para identificar las reducciones mínimas requeridas y las posibilidades de alcanzarlas.

#### 4.3.8 Liquidación de la participación en el programa

Para cada una de las horas de duración del evento crítico, el ASIC determinará el valor de las desviaciones, para cada uno de los generadores con obligaciones de entrega de energía firme respaldados por los comercializadores participantes en el programa. Será responsabilidad de éstos últimos la liquidación de estas desviaciones con el comercializador.

#### 4.3.9 Pagos y Penalizaciones



Los pagos por los servicios de respaldo que recibe el generador estarán estipulados en los contratos bilaterales suscritos por este con los comercializadores.

En el caso de desviaciones en el cumplimiento de las obligaciones de entrega de energía firme por parte del comercializador, será responsabilidad del generador hacer efectivas las garantías pactadas o penalizaciones acordadas.

## 5 Propuestas de otros programas

En este capítulo se hace una propuesta de otros posible programas de respuesta de la demanda, los cuales harían parte de un programa más general de participación de la demanda en el mercado de energía eléctrica y podrían ser desarrollados por la CREG como parte integrante de un programa “Manejo de la Demanda”.

El primero de los programas propuestos corresponde a la participación de usuarios no regulados o regulados con capacidad de ofertar excedentes de generación o reducciones de energía al sistema. El segundo corresponde a un complemento a la subasta de energía firme del cargo con confiabilidad, con la cual se esperaría lograra la participación de usuarios con generación excedente en esta subasta. Bolsa de energía - Precio

### 5.1 Participación en la Bolsa

Este programa tiene como objetivo permitir que en casos de situaciones críticas o de precios atractivos, la demanda pueda participar en la bolsa de energía, con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema y reducir la volatilidad de los precios de bolsa. Esta participación consistiría en la oferta de excedentes de usuarios con capacidad de autogeneración incluyendo plantas de emergencia o de cogeneración o de reducciones de demanda. El precio de bolsa estaría entonces determinado por la oferta y la demanda, y correspondería al más alto de las ofertas aceptadas o al más bajo de las demandas aceptadas. Es importante señalar que la participación de los autogeneradores requeriría una modificación de la Ley 143 de 1994.

En el primer caso se podrían implementar dos opciones de participación. Una de más corto plazo, que haría posible que usuarios con capacidad de generación excedente de energía, debidamente representados, operen como generadores de última instancia y respalden los compromisos de entrega de energía firme de los generadores. Una segunda opción, de mediano plazo, sería posibilitar la participación de esta generación en la subasta de corto plazo del mercado de energía. Esta es una opción interesante de explorar si se tiene en cuenta que la generación distribuida es un esquema de suministro de energía que se esta imponiendo en el mundo. En estos casos, se estaría dando la posibilidad a autogeneradores y cogeneradores, inicialmente representados por un comercializador, pudiesen inyectar nueva oferta de energía que sea competitiva con la energía hidroeléctrica marginal, o incluso con la energía térmica marginal, cuando sea el caso.

En el segundo caso se estaría proponiendo la participación usuarios no regulados debidamente representados e inscritos, en la subasta de corto plazo del mercado de energía, mediante ofertas de reducciones de energía, como respuesta a incrementos de los precios de bolsa, evitando la incorporación de generación altamente costosa o posibles racionamientos de energía o potencia.

En un inicio, el comercializador de energía sería el encargado de hacer las ofertas en la bolsa de energía tanto para la nueva oferta de generación como de reducción neta de demanda. En el mediano plazo, se espera que, los autogeneradores o cogeneradores o la generación distribuida, puedan participar en forma directa cuando el precio de bolsa este por encima del precio de escasez. En el largo plazo, se esperaría que la demanda pueda tener una participación activa en el en la bolsa, y de esta manera lograr que aquellos

usuarios con sistemas de medición adecuados, puedan realizar ofertas de reducción en forma individual o agregada.

Se debe definir si la oferta de venta de excedentes o de reducción de la demanda, se hará con la misma anticipación y en los mismos términos establecidos para los generadores según el funcionamiento actual de la bolsa de energía; así mismo, se debe considerar si se aceptarían ofertas con anticipaciones inferiores a 24 horas y con disponibilidades y precios horarios.

Se debe definir el procedimiento de verificación de energía entregada al sistema para aquellos usuarios que no dispongan de sistemas de medición de doble vía; se puede pensar en perfiles de demanda típicos para verificar la venta de excedentes o la reducción de consumo que efectúe el usuario sin el equipo adecuado.

El precio al cual va a ser remunerado el usuario no regulado que hace su oferta directamente en bolsa por su participación en el programa, quedará determinado como resultado de las ofertas en el mercado, siguiendo los lineamientos de la Resolución CREG 119 de 1998.

La siguiente tabla presenta un resumen con la caracterización del programa de respuesta de la demanda de precio:

Variable	Definición
Objetivo	i) Permitir que generador cumpla con su compromiso de energía firme ii) Reducir la volatilidad de los precios spot
Característica	i) Cobertura contra el riesgo de incumplimiento del compromiso de entrega de energía firme ii) Participación activa de la demanda en el mercado
Participantes	Compradores: i) generadores no cubiertos contra el incumplimiento de energía firme o el sistema o ii) sistema Oferentes: i) Comercializadores / usuarios no regulados con capacidad de venta de excedentes (cogeneración, autogeneración y/o plantas menores con telemida) o ii) reducción de consumo
Requisitos	Contar frontera comercial registrada Estar inscritos en el programa Contar con un sistema de medición en condiciones adecuadas Aportan una cantidad mínima de energía o de reducción de demanda
Participación	Voluntaria
Contrato / Mecanismo	Bolsa de energía
Evento	i) Situación de escasez ii) Señal de precios
Activación	i) Cuando el precio de bolsa supere al precio de escasez ii) Cuando el precio de bolsa sea atractivo para el inscrito
Notificación	i) La realiza el generador
Verificación	Medición de la cantidad efectiva de i) generación adicional o

Variable	Definición
	ii) reducción neta de energía
Pago	Definido como resultado de las ofertas en bolsa
Penalización	Acorde con el procedimiento de tratamiento de desviaciones definida por regulación

Tabla 4.3 Programa de respuesta de la demanda de precio

## 5.2 Subasta doble

Las economías de escala en generación de electricidad y las ventajas de ubicación espacial han hecho que en la mayoría de sistemas de potencia en el mundo, la mayor parte de la generación no esté ubicada cerca de los grandes centros de consumo. Sin embargo, y por razones diversas, como por ejemplo la necesidad de garantizar confiabilidad, muchas grandes consumidores disponen de recursos de “generación distribuida” ó local.

Aunque hay gran diversidad de tratamientos regulatorios para la generación distribuida, la cuestión de fondo generalmente se relaciona con el cobro del acceso al sistema de transmisión a la energía producida localmente. Dejando de lado esta discusión, a continuación se presenta una propuesta sencilla para incorporar la generación distribuida en el mecanismo de pagos por confiabilidad.

El actual para cargo por confiabilidad consiste en la implementación de una sucesión de subastas de obligaciones de suministro de energía bajo una contingencia pre-definida (e.g. cuando el precio spot excede precio de escasez).

De la misma forma, la generación distribuida en cabeza de grandes consumidores podría participar en esta subasta, al adquirir éstos, un compromiso contractual consistente a reducir su consumo (medido en frontera comercial de STN) a un nivel predefinido cuando el precio spot exceda el precio de escasez mencionado anteriormente.

El formato de subasta es descendente, comenzando con un valor elevado para la capacidad (i.e. un múltiplo del CONE<sup>68</sup>). Dado que el monto efectivo de generación distribuida es relativamente pequeño, las ofertas por parte de los grandes consumidores para asumir obligaciones de reducción de demanda sólo se activarían cuando la diferencia entre la oferta agregada por parte de los generadores y la demanda de energía firme (modelada a través del CONE y sus múltiplos) esté por debajo de la capacidad estimada de generación distribuida K (ver figura 4.1). Las ventajas de este formato son;

- El efecto de la generación distribuida se concentra en las últimos “rounds” de la subasta. De esta forma el comportamiento de los generadores se vería marginalmente afectado. Aunque se les induce a los generadores un riesgo de demanda, éste estaría acotado en el valor K, y dado un elevado número de “rounds”, cualquier tipo de comportamiento estratégico por parte de los generadores tendría una posibilidad muy pequeño de ser sostenible a medida que transcurre la subasta.

<sup>68</sup> Cost of new entry

- Las subastas “dobles” son eficientes<sup>69</sup>, particularmente cuando hay un gran número de participantes.

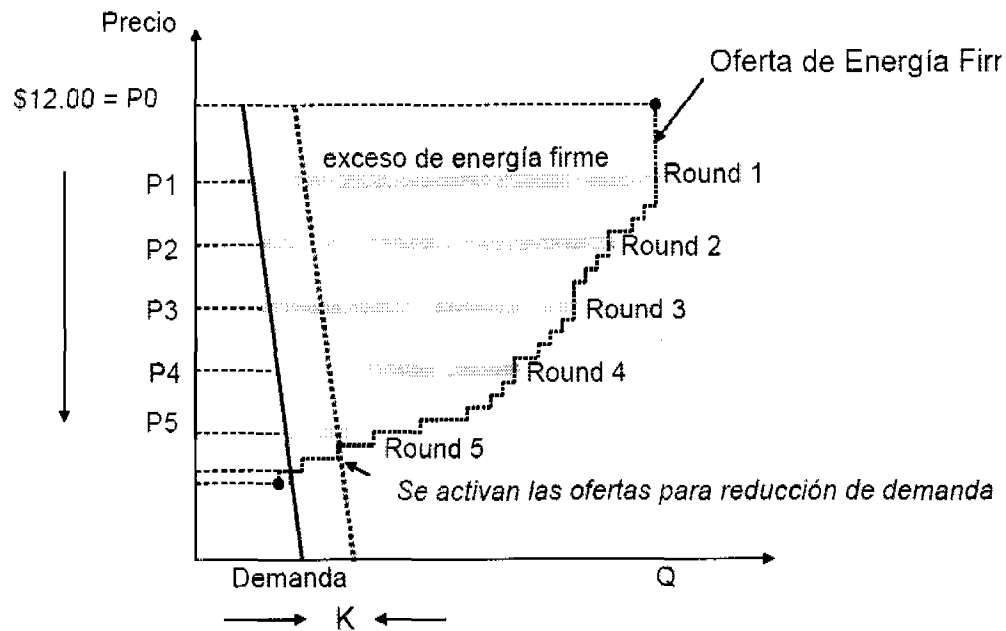


Figura 4.1 Una subasta “doble”

<sup>69</sup> Ver Wilson (1985) y Cason y Friedmand (1992).

## Referencias

AENE-CREG. Estudio sobre el "Desarrollo del potencial de cogeneración en el país", 1996

ANDI, UPME. Análisis comparativo internacional de precios de electricidad, 2004

Cason T. and Friedman D. (1992) "An Empirical Analysis of Price Formation in Double Auction Markets" en The Double Auction Market: Institutions, Theories, and Evidence (Daniel Friedman and John Rust, Editors) Santa Fe Institute

California ISO, Voluntary Load Reduction Program VLRP. 2005

DANE, Encuesta Anual Manufacturera 1996-2000 y 2000-2003.

Evaluation of 2005 statewide large nonresidential day-ahead and reliability demand response programs. Final Report. Quantum Consulting & Summit Blue Consulting. April 28, 2006.

FERC. Recommended FERC actions to facilitate demand response resource programs. February 2002

FERC. Staff Report. "Assessment of Demand Response and Advanced Metering". August, 2006

Flex Your Power. California Demand Response Programs. June 23, 2006.

KANESHIRO, Bruce. McAULIFFE, Pat. HUNGERFORD, David. "Demand response in California: An update on successes, challenges and barriers.". California Public Utilities Commission & California Energy Commission. August 8, 2006.

New York – ISO, Emergency Demand Response Program Manual, Revision 5.0, April 2004.

PJM, Emergency Load Response Program, March 1, 2002.

PJM, Economic Load Response Program, March 15, 2002.

PJM, State of the Market Report, 2004 PJM. March 8, 2005.

Ruff, Larry, Economic Principles of Demand Response in Electricity, Edison Electric Institute, October 2002.

UPME, UNIS. Estudio "Costos de racionamiento de electricidad y gas natural". 2004

UPME, Si3EA Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas:

Wilson, Robert (1985) "Incentive Efficiency of Double Auctions," Econometrica 53, 1101-1115.

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1. RESUMEN DE LA INFORMACION**



### CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y GENERACIÓN PROPIA (MWh)

Sector	Consumo 1996	Generación 1996	Gen.Con 1996	Consumo 1997	Generación 1997	Gen.Con 1997	Consumo 1998	Generación 1998	Gen.Con 1998	Consumo 1999	Generación 1999	Gen.Con 1999	Consumo 2000	Generación 2000	Gen.Con 2000	Consumo 2001	Generación 2001	Gen.Con 2001	Consumo 2002	Generación 2002	Gen.Con 2002	Consumo 2003	Generación 2003	Gen.Con 2003	Consumo 2004	Generación 2004	Gen.Con 2004
Industrias básicas de hierro y acero	1.350.344.013	386.424.463	28,62%	1.497.012.458	415.976.256	27,78%	1.358.044.177	353.556.400	26,02%	1.290.343.503	354.581.802	27,48%	1.406.735.405	375.453.720	26,75%	1.771.990.349	371.539.078	20,92%	2.002.864.396	352.731.080	17,61%	2.087.013.909	361.176.000	17,33%			
Producción de papa	823.041.516	301.769.051	36,66%	933.353.093	368.370.292	39,47%	961.660.720	374.647.616	38,97%	780.552.450	307.020.876	39,37%	795.625.549	378.776.680	47,36%	940.374.365	475.187.564	50,53%	885.596.383	381.230.819	43,15%	996.050.022	374.155.229	37,54%			
Fabricación de cemento, cal y yeso	1.066.097.840	191.056.029	17,92%	1.013.980.675	208.538.557	20,57%	957.288.177	176.691.676	18,36%	759.419.894	283.924.825	37,39%	829.857.130	329.564.603	39,71%	831.647.948	362.761.635	43,62%	881.843.558	436.313.163	49,36%	918.304.695	471.047.830	51,26%			
Fabricación de productos plásticos	495.562.586	12.902.634	2,60%	566.851.004	13.381.266	2,36%	593.936.399	3.014.711	0,54%	545.303.640	3.848.617	0,71%	614.819.172	3.836.130	0,62%	631.999.697	842.076	0,13%	700.734.730	999.057	0,14%	757.458.805	942.376	0,12%			
Refinerías de petróleo	687.285.412	857.371.794	122,96%	682.903.307	803.814.969	117,71%	660.046.399	784.483.528	118,85%	781.075.177	822.556.895	105,33%	886.875.210	811.282.822	91,41%	693.738.522	864.551.265	116,03%	719.416.673	829.937.552	115,37%	655.382.790	644.864.436	98,40%			
Fabricación de sustancias químicas industriales básicas, excepto abonos	463.169.814	133.583.413	28,84%	428.245.499	82.136.182	19,19%	372.562.129	51.339.800	13,78%	314.312.398	33.413.280	10,63%	440.436.325	101.743.118	23,10%	311.032.325	190.545	0,06%	361.885.546	38.523.013	10,76%	621.228.288	185.500	0,03%			
Ingenios y refinerías de azúcar	402.380.187	337.964.959	83,99%	369.792.322	323.997.695	87,65%	405.320.911	354.924.757	87,57%	471.687.124	413.823.806	87,70%	436.989.764	387.624.829	88,70%	406.726.850	393.162.315	89,31%	445.517.812	388.265.750	87,17%	477.464.634	399.059.590	83,59%			
Tejidos y manufacturas de algodón y sus mezclas	347.264.398	151.268.282	43,56%	341.283.321	138.728.125	40,34%	306.806.788	45.645.681	14,86%	284.759.449	111.546.779	41,26%	334.240.513	161.473.288	48,31%	396.624.867	145.252.227	36,60%	401.079.657	164.834.038	40,40%	410.059.159	196.387.711	47,70%			
Fabricación de vidrio y productos de vidrio	167.853.192	36.678.501	19,53%	231.185.877	43.746.722	19,71%	238.936.206	35.864.495	15,04%	214.192.447	37.977.244	17,73%	222.357.185	38.825.627	16,56%	226.591.563	60.680	0,03%	258.969.211	35.368.875	13,65%	258.147.772	36.953.404	14,31%			
Hilos, tejidos y acabados de textiles	265.045.319	69.257.693	26,15%	253.788.030	65.618.274	25,86%	276.743.252	64.874.932	23,44%	254.336.219	53.444.810	20,88%	304.122.803	71.138.735	23,39%	195.649.558	38.297.889	19,57%	212.317.582	37.242.034	17,54%	228.822.854	35.837.483	15,65%			
Fabricación de objetos de barro, loza y porcelana	145.189.265	2.057.953	0,00%	135.041.612	0	0,00%	138.328.802	7.324	0,01%	133.078.317	0	0,00%	147.568.271	0	0,00%	195.008.157	341.800	0,18%	208.446.562	862.820	0,41%	126.212.477	575.782	0,25%			
Productos de metalería	130.961.471	990.862	0,52%	211.272.788	3.878.590	1,84%	240.873.158	3.358.939	1,38%	222.229.212	3.156.142	1,42%	236.281.074	2.232.469	0,95%	201.455.137	20.385	0,01%	212.451.292	1.043.618	0,48%	224.538.401	989.623	0,41%			
Fabricación de productos lácteos	151.422.215	4.378.808	2,75%	176.646.646	7.126.147	4,04%	204.567.592	11.057.597	5,41%	185.803.894	10.164.146	5,47%	194.197.162	10.263.988	5,29%	197.533.940	6.907.303	3,50%	207.152.675	1.609.368	0,78%	215.337.994	6.188.279	2,87%			
Matanza de ganado, preparación y conservación de carnes	99.178.276	1.425.198	1,45%	104.765.837	916.262	0,87%	119.015.030	212.511	0,18%	124.638.350	1.732.121	1,39%	128.758.939	817.093	0,63%	144.837.570	1.727.825	1,19%	174.607.308	2.348.270	1,34%	184.814.622	1.574.356	0,81%			
Bebidas, maltería y mella (proceso elaboración cerveza)	287.252.685	42.387.853	15,06%	272.805.490	28.316.737	10,38%	269.781.521	17.568.080	6,51%	266.447.011	12.407.767	4,68%	263.051.517	12.820.013	4,87%	212.793.383	2.331.589	0,95%	186.018.342	3.041.808	0,95%	154.143.339	2.732.336	1,41%			
Fabricación de prendas de vestir, excepto calzado	110.873.267	704.309	0,64%	185.691.684	1.620.859	1,33%	139.687.205	1.903.931	1,74%	102.251.369	7.343.126	7,18%	110.267.351	7.727.853	7,01%	190.335.931	8.005.244	5,32%	156.323.376	6.816.155	4,36%	176.996.946	5.470.378	3,08%			
Extracción y refinación de aceites vegetales	154.358.225	15.262.069	9,89%	154.358.225	15.262.069	9,89%	143.858.549	14.785.543	10,28%	145.301.479	16.742.835	11,51%	152.741.199	14.786.576	9,68%	158.038.987	19.706.574	12,46%	181.212.381	14.804.379	8,05%	170.724.675	15.818.335	9,25%			
Fabricación de artículos de pulpa-cartón (papel)	64.771.210	1.494.800	2,31%	63.273.902	1.682.855	2,66%	65.488.243	489.730	0,75%	213.306.688	105.436.448	49,46%	240.536.858	116.485.375	48,42%	94.181.608	0	0,00%	72.384.413	0	0,00%	155.438.753	0	0,00%			
Fabricación de tejidos de punto	128.336.802	7.477.377	5,83%	132.829.574	8.641.075	6,51%	145.349.093	9.667.844	6,65%	130.639.024	11.886.465	9,10%	152.025.289	7.350.792	4,83%	137.889.909	3.585.578	2,54%	143.557.553	3.223.847	2,25%	151.896.987	3.315.173	2,51%			
Fabricación de bebidas no alcohólicas y aguas gaseosas	122.838.713	6.484.756	5,28%	131.085.683	10.154.293	7,75%	125.228.072	8.272.365	6,59%	107.372.883	8.352.487	7,78%	108.216.354	5.425.528	5,01%	135.043.149	8.770.003	6,49%	133.782.279	4.546.984	3,40%	128.504.951	27.712	0,02%			
Fabricación de abonos y plaguicidas	133.765.346	82.008.401	61,31%	127.865.277	83.324.867	65,17%	237.383.628	174.269.997	73,41%	229.382.145	169.793.537	74,02%	126.156.591	84.886.180	66,18%	21.369.025	1.212	0,01%	28.559.309	7.476	0,04%	19.666.795	1.908	0,01%			
Fabricación de productos metálicos, rep. excepto maquinaria y equipo	147.332.573	3.886.488	2,64%	141.883.829	1.950.756	1,37%	136.759.590	1.990.202	1,45%	115.680.016	1.927.551	1,67%	126.883.064	1.878.518	1,46%	13.114.584	0	0,00%	15.229.754	0	0,00%	18.531.178	0	0,00%			
Fabricación de resinas sintéticas, materias plásticas y fibras artificiales	359.120.040	4.138.893	1,16%	369.281.209	9.395.442	2,52%	331.207.489	11.281.551	3,40%	342.237.227	19.398.168	5,67%	362.413.215	13.633.683	3,76%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Elaboración de productos alimenticios diversos	202.802.980	40.926.378	20,20%	210.581.504	71.511.095	34,00%	237.890.598	25.247.243	10,60%	225.515.788	24.056.665	10,66%	241.547.300	32.209.936	13,33%	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Anexo A1.1 Consumo de electricidad y generación propia. Fuente: EAM-1996-2000 (CIU 4 Rev 2) y EAM-2001-2003 (CIU 4 Rev 3)



CIU	EAM-2000	MUESTRA	%EST.EN MUESTRA
3118	29	4	13,79%
3513	28	6	21,43%
3530	7	1	14,29%
3692	29	5	17,24%
4200	3	3	100,00%
3523	98	5	5,10%
3720	24	2	8,33%
3113	63	6	9,52%
3620	42	2	4,76%
3211	99	9	9,09%
3710	74	19	25,68%
3112	120	5	4,17%
3231	42	5	11,90%
3511	89	11	12,36%
3512	40	3	7,50%
3131	31	3	9,68%
3134	60	2	3,33%
3114	15	2	13,33%
3819	178	4	2,25%
3839	77	2	2,60%
3411	32	6	18,75%
3115	54	2	3,70%
3116	252	7	2,78%
3217	7	1	14,29%
3829	67	1	1,49%
3119	72	2	2,78%
3559	65	2	3,08%
3133	21	3	14,29%
3699	178	2	1,12%
3320	177	1	0,56%
3117	478	2	0,42%
3213	163	1	0,61%
3560	461	2	0,43%
3311	101	1	0,99%
3610	11	1	9,09%
3844	30	1	3,33%
3551	22	3	13,64%
3111	136	1	0,74%
3140	6	1	16,67%
3691	111	2	1,80%
3121	195	2	1,03%
3813	156	1	0,64%
3219	21	1	4,76%
3419	52	1	1,92%
3220	746	1	0,13%
3420	441	2	0,45%
3233	60	1	1,67%
3845	5	1	20,00%
3904	87	1	1,15%
3812	125	1	0,80%
3240	205	1	0,49%
3824	60	1	1,67%
3811	34	1	2,94%
3412	100	1	1,00%
3212	53	1	1,89%
3909	68	1	1,47%
3529	100	1	1,00%
3122	78	1	1,28%
3221	54	1	1,85%
3843	174	3	1,72%
3831	70	1	1,43%
3540	42	1	2,38%
3827	83	1	1,20%
3521	35	1	2,86%

Anexo A1.2 Tamaño de la muestra del Estudio de costos de racionamiento.

### Anexo A1.3 Evolución de consumos y generación propia sectores intensivos

CIIU	Sector		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3710	Industrias básicas de hierro y acero	Consumo (kWh)	1.350.344.013	1.497.012.498	1.358.644.177	1.280.343.503	1.468.735.406	1.777.990.349	2.002.864.396	2.081.013.309
		Generación (kWh)	388.424.463	415.976.236	353.556.400	354.561.802	375.458.720	371.933.878	352.701.000	361.176.000
		Gen/Con	28,62%	27,79%	26,02%	27,38%	25,25%	20,92%	17,61%	17,36%

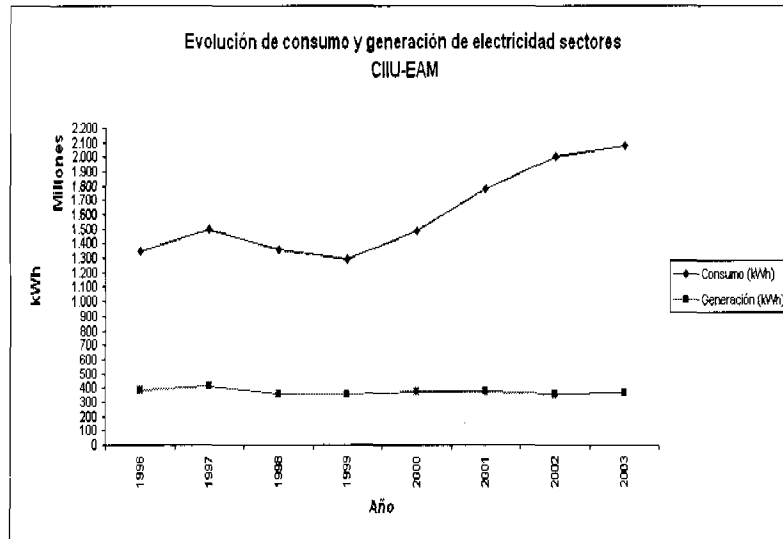


Figura A1.3.1 Consumo y generación propia del sector de Industrias básicas de hierro y acero

CIIU	Sector		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3892	Fabricación de cemento, cal y yeso	Consumo (kWh)	1.066.097.840	1.013.980.875	957.288.177	759.419.894	829.867.130	831.647.948	881.843.558	918.904.695
		Generación (kWh)	191.056.023	206.538.557	176.091.676	283.924.825	329.564.603	362.761.635	435.313.183	471.047.830
		Gen/Con	17,92%	20,57%	18,39%	37,39%	39,71%	43,62%	49,36%	51,26%

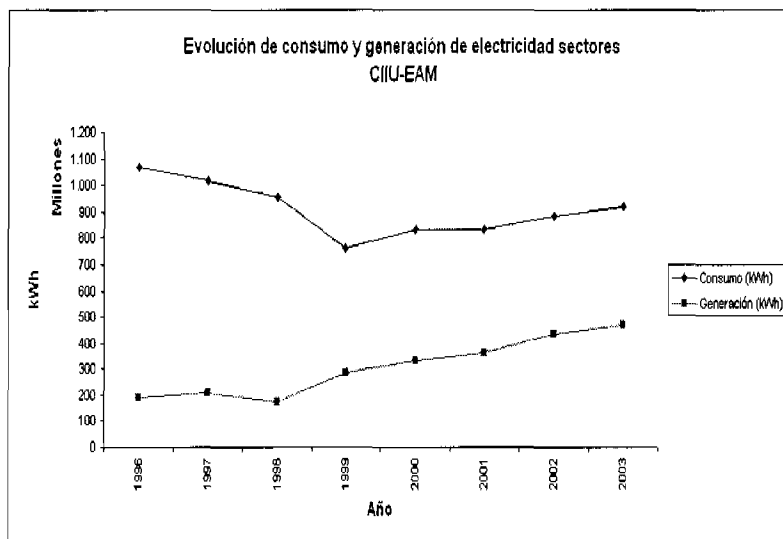


Figura A1.3.2. Consumo y generación propia del sector de fabricación de cemento, cal y yeso

CIU	Sector		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3411	Producción de pulpa	Consumo (kWh)	823.041.516	933.353.083	951.660.720	780.552.450	795.625.549	940.374.365	883.536.383	986.050.022
		Generación (kWh)	301.798.091	368.370.292	374.647.616	307.020.676	376.778.680	475.181.554	381.230.819	374.155.229
		Gen/Con	36,66%	39,47%	39,37%	39,37%	47,36%	50,53%	43,15%	37,94%

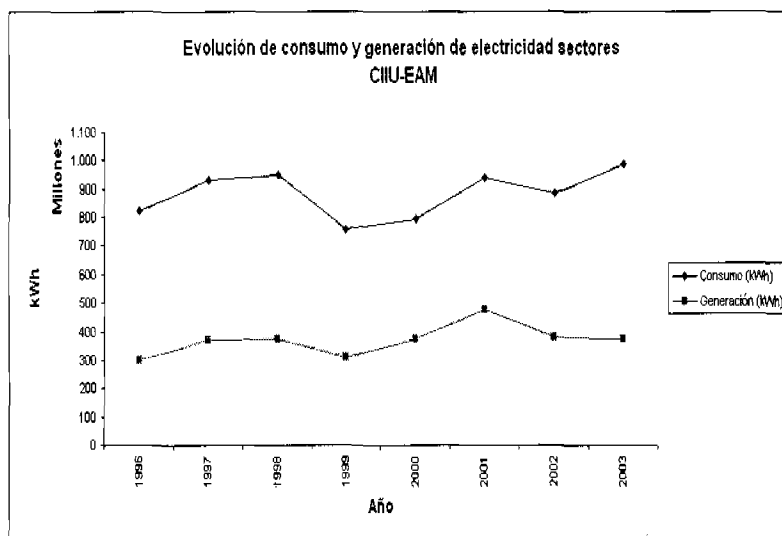


Figura A1.3.3 Consumo y generación propia del sector de producción de pulpa

CIU	Sector		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3530	Refinerías de petróleo	Consumo (kWh)	697.285.412	682.903.307	680.046.398	701.075.177	686.675.210	693.736.522	719.416.673	655.382.760
		Generación (kWh)	857.371.734	803.814.969	784.483.528	822.536.895	811.290.802	804.951.296	829.977.552	644.864.436
		Gen/Con	122,96%	117,71%	118,85%	117,33%	118,11%	116,63%	115,37%	98,40%

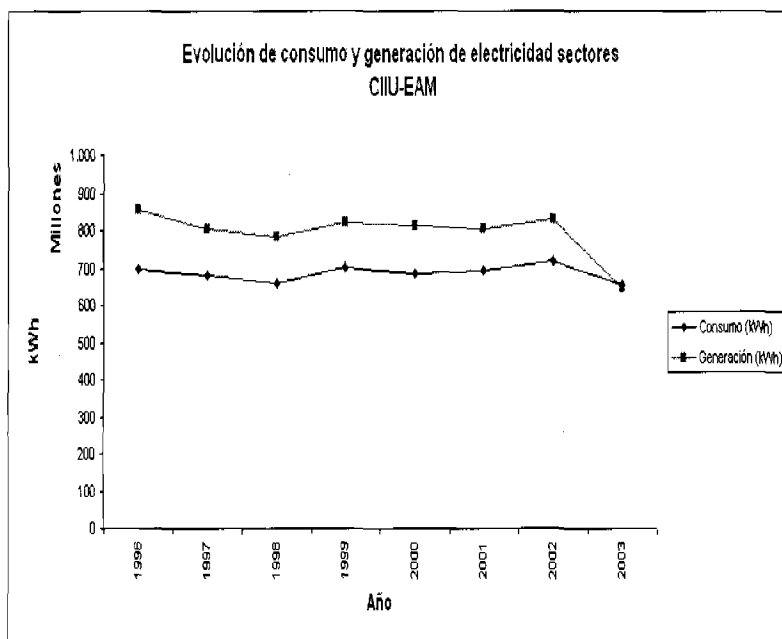


Figura A1.3.4 Consumo y generación propia del sector de refinerías de petróleo

CIIU	Sector		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3560	Fabricación de productos plásticos	Consumo (KWh)	465.562.686	566.851.004	583.938.699	545.303.640	614.819.172	631.999.697	700.794.730	737.458.805
		Generación (KWh)	12.902.634	13.361.266	9.014.711	3.948.617	3.836.136	942.076	999.057	942.076
		GenUCon	2,64%	2,36%	1,54%	0,71%	0,62%	0,15%	0,14%	0,13%

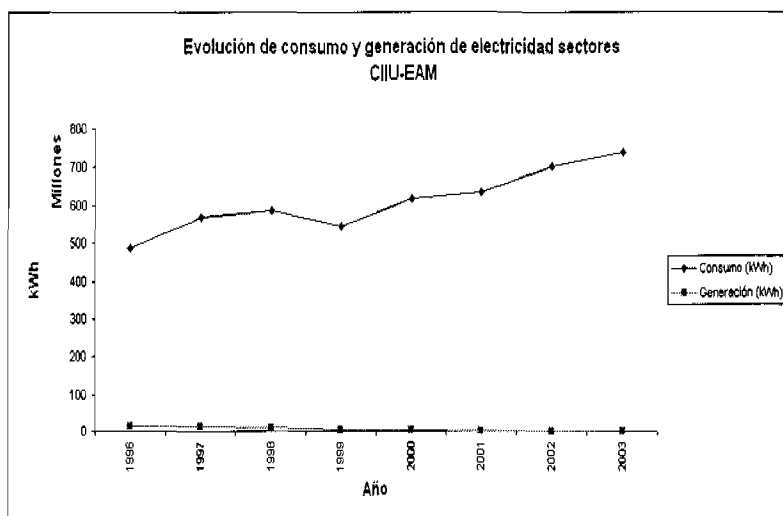


Figura A1.3.5 Consumo y generación propia del sector de fabricación de productos plásticos

### Anexo A1.4 Costos índice (\$/kWh) y energía racionada (kWh)

Establecimiento	CIUU	Sector		5%	10%	15%	20%
E77	3411	Producción de pulpa	\$/kWh	486	459	463	481
			kWh	430.000	860.000	1.290.000	1.720.000

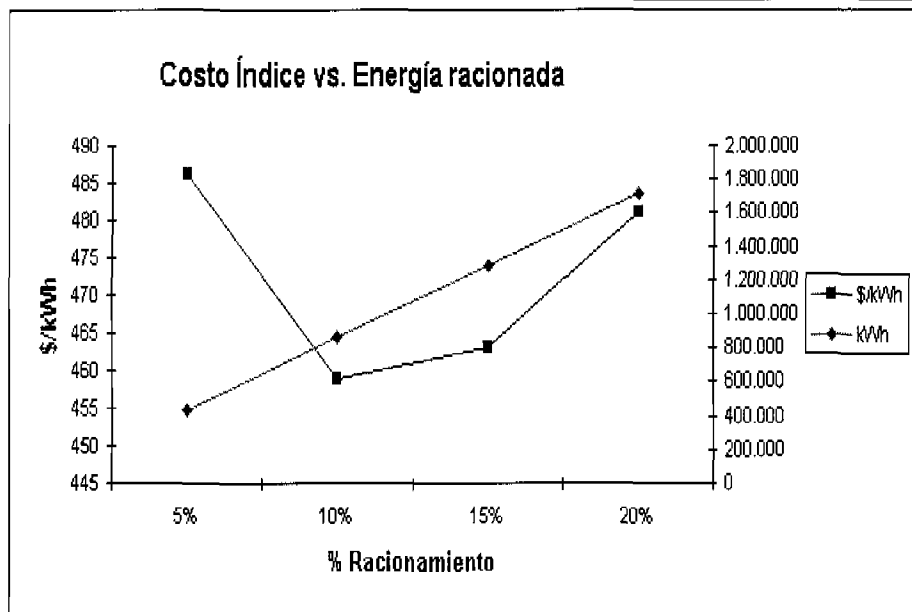


Figura A1.4.1 Costo Índice y Energía Racionada E77

Establecimiento	CIUU	Sector		5%	10%	15%	20%
E169	3710	Industrias básicas de hierro y acero	\$/kWh	302	276	267	263
			kWh	3.279.600	6.559.200	9.838.800	13.118.400

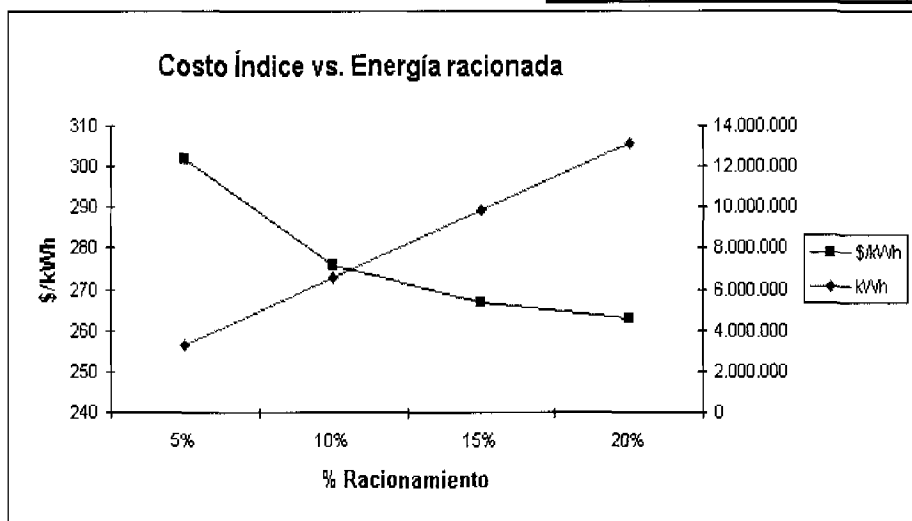


Figura A1.4.2 Costo Índice y Energía Racionada E169

Establecimiento	CIUU	Sector		5%	10%	15%	20%
E57	3592	Fabricación de cemento, cal y yeso	\$/kWh	421	420	420	420
			kWh	310.000	620.000	930.000	1.240.000

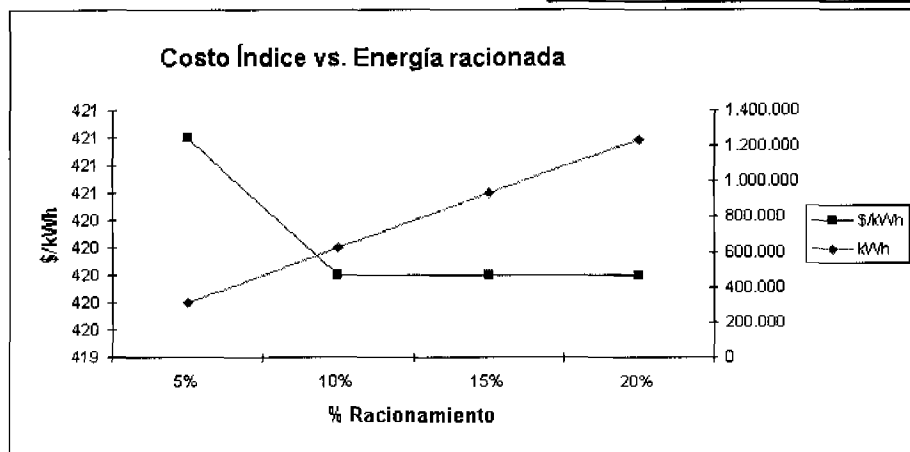


Figura A1.4.3 Costo Índice y Energía Racionada E57

Establecimiento	CIUU	Sector		5%	10%	15%	20%
E129	3211	Hilados, tejidos y acabados de textiles	\$/kWh	3.270	3.212	3.219	3.267
			kWh	33.750	67.500	101.250	135.000

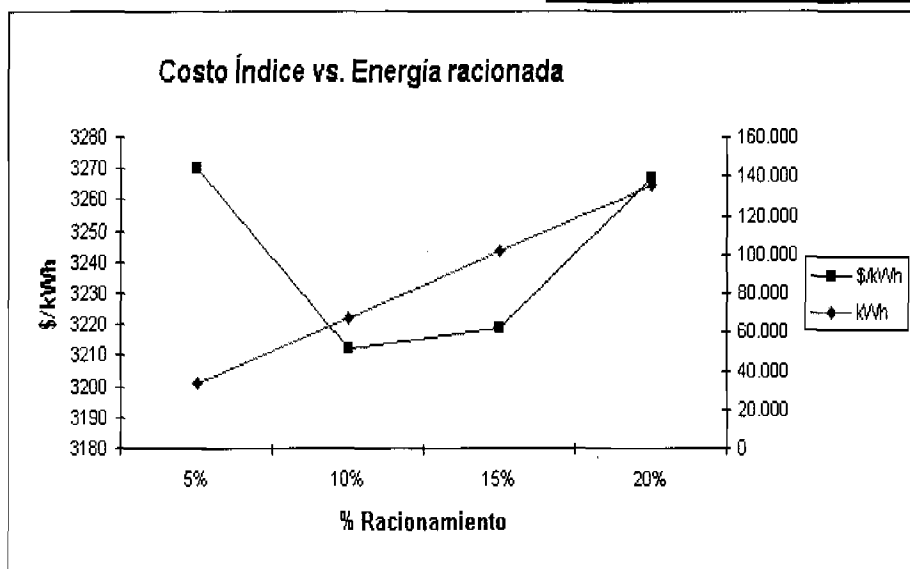


Figura A1.4.4 Costo Índice y Energía Racionada E129

Establecimiento	CIUU	Sector		5%	10%	15%	20%
E19	3419	Fabricación de artículos de pulpa-cartón (pap)	\$/kVh	4.687	4.687	4.687	4.687
			kVh	3.200	6.400	9.600	12.800

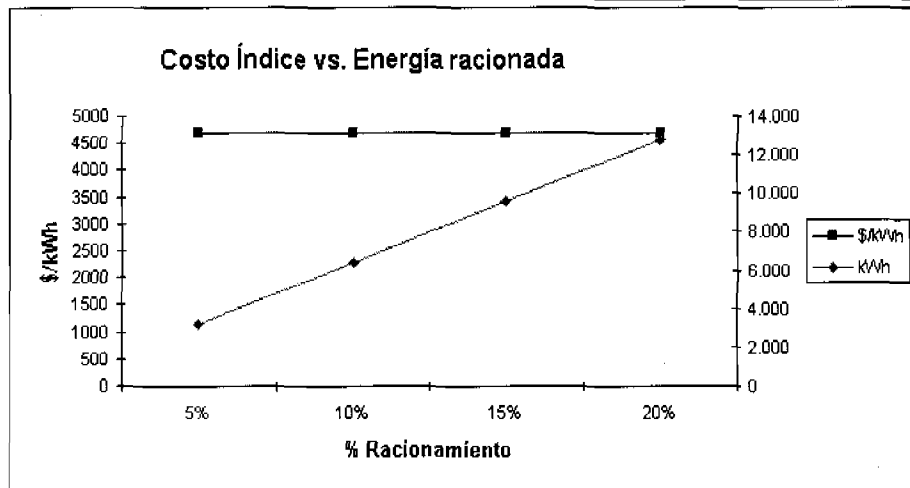


Figura A1.4.5 Costo Índice y Energía Racionada E19



## ANEXO A1.5 Curvas de oferta agregada

### Curva de oferta agregada-Racionamiento 5%

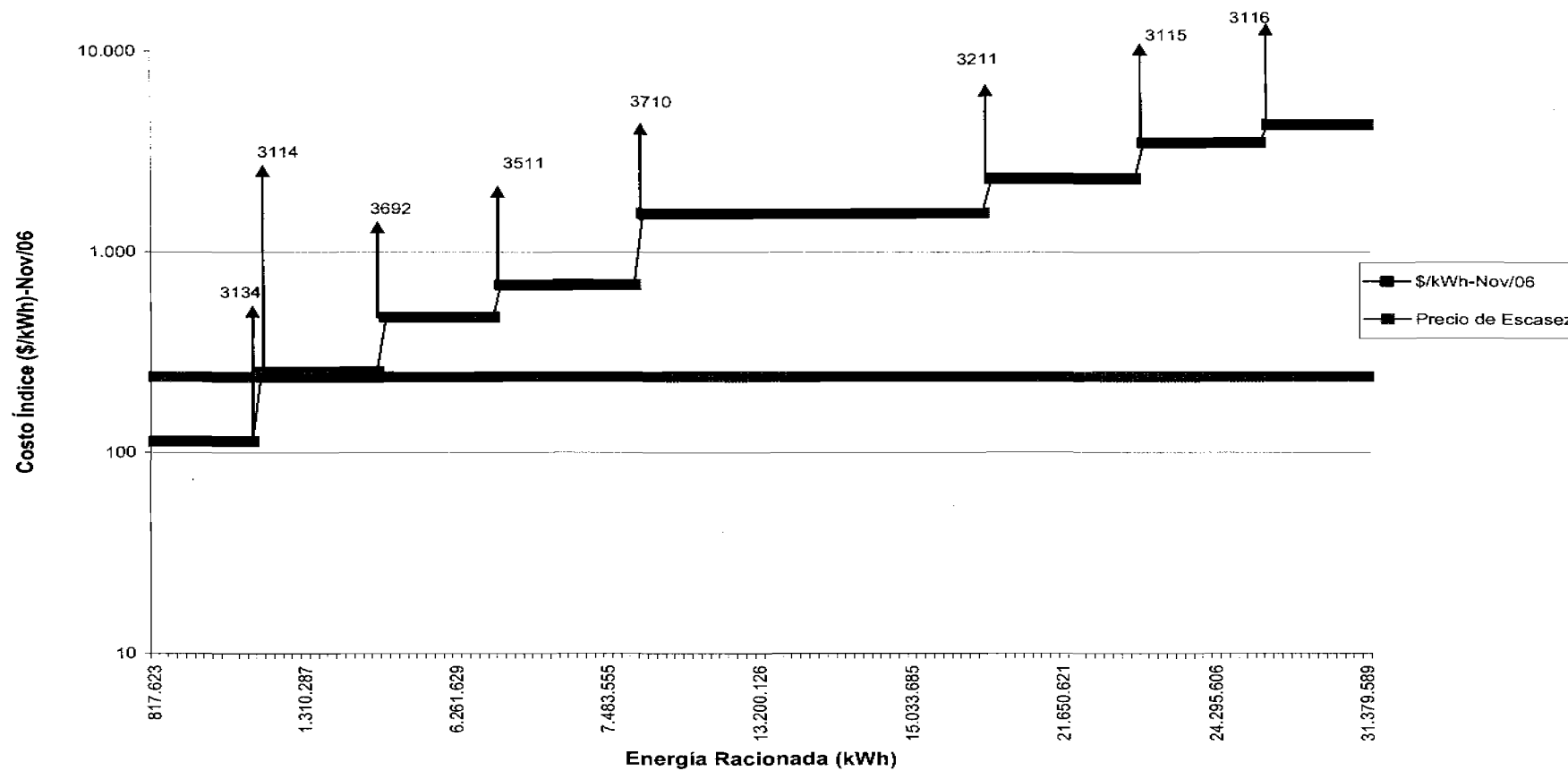


Figura A1.5.1 Curva de Oferta Agregada-Racionamiento 5%

### Curva de oferta agregada-Racionamiento 10%

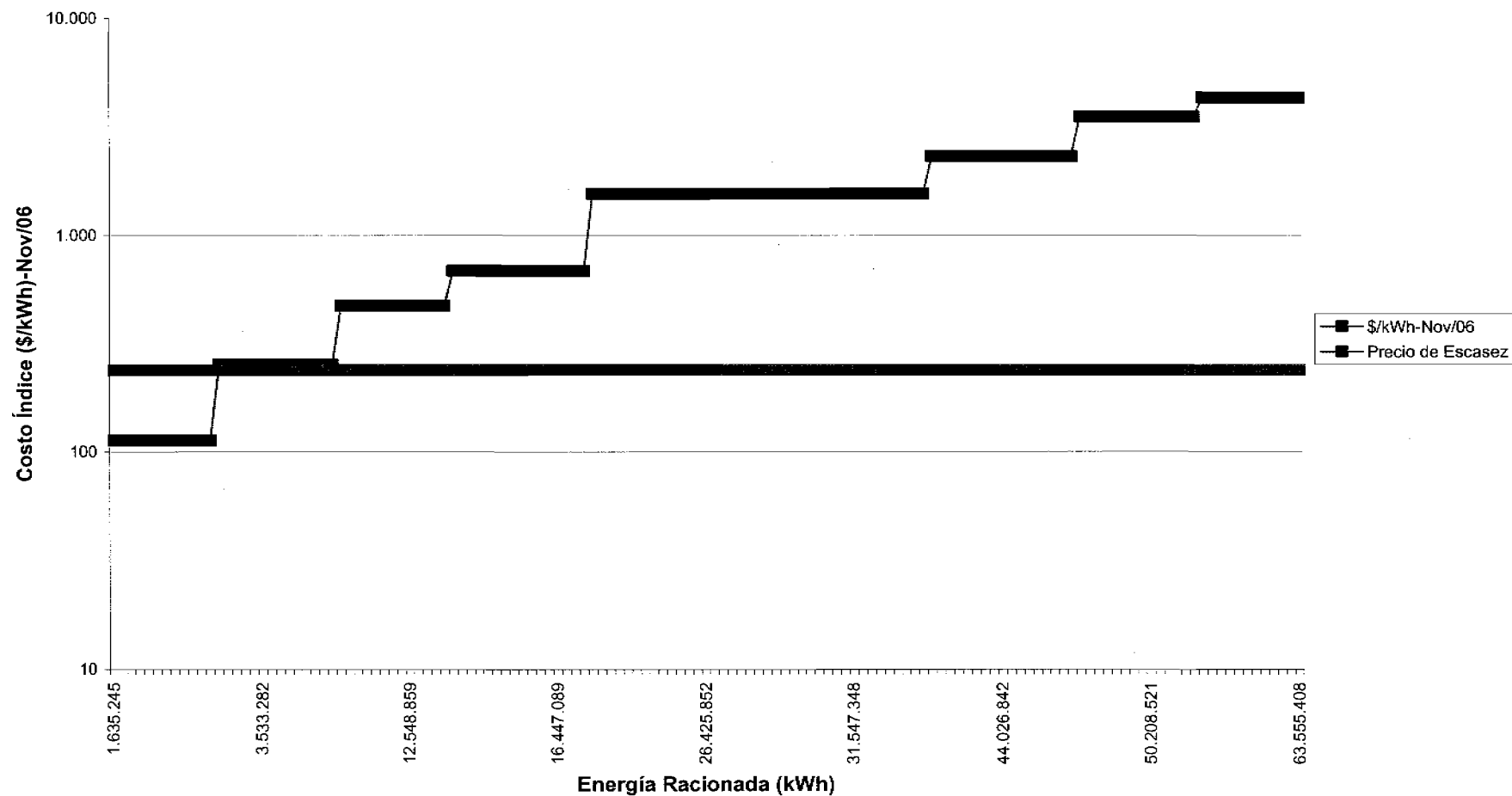


Figura A1.5.2 Curva de Oferta Agregada-Racionamiento 10%

### Curva de oferta Agregada-Racionamiento 15%

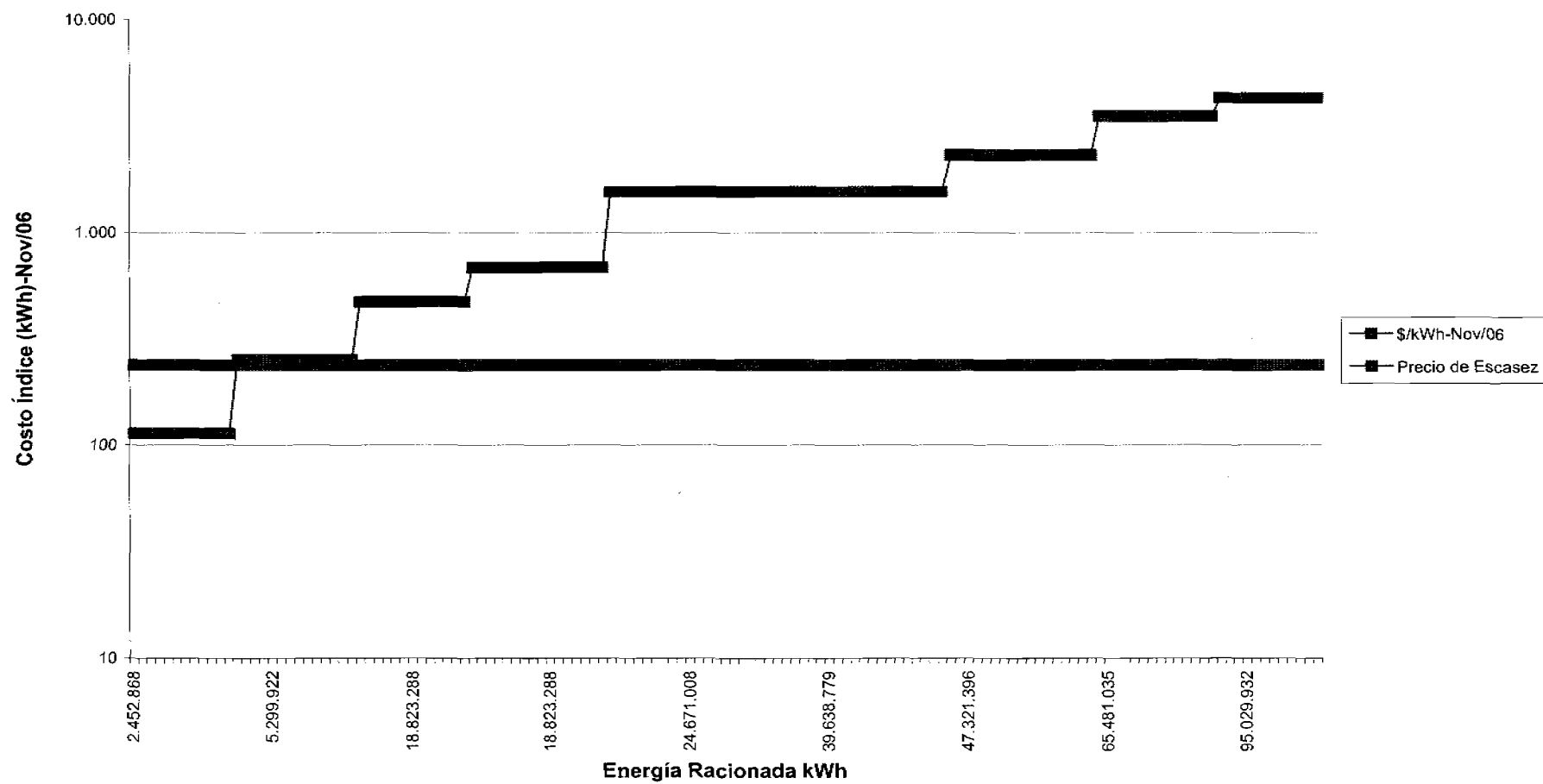


Figura A1.5.3 Curva de Oferta Agregada-Racionamiento 15%

### Curva de oferta agregada-Racionamiento 20%

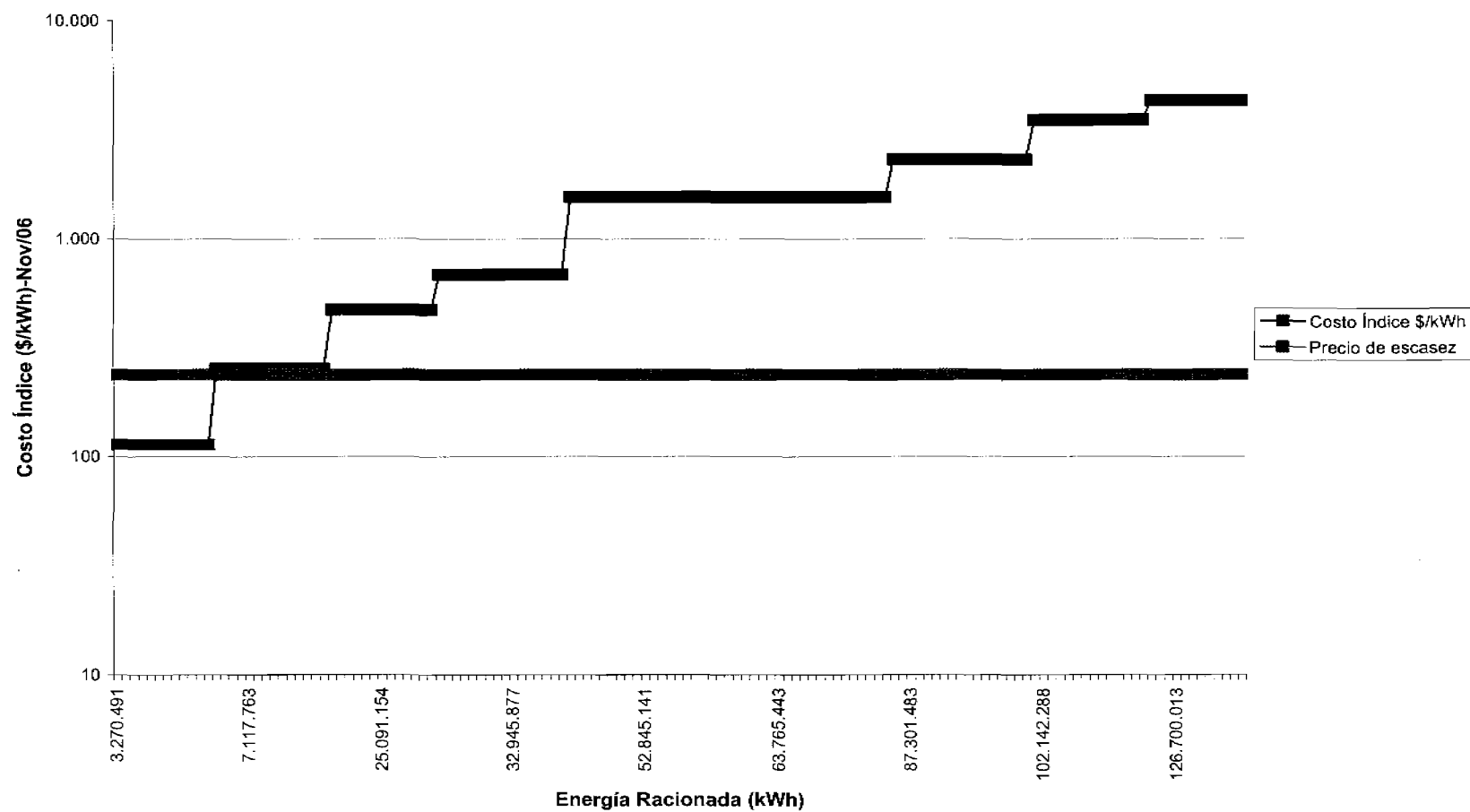
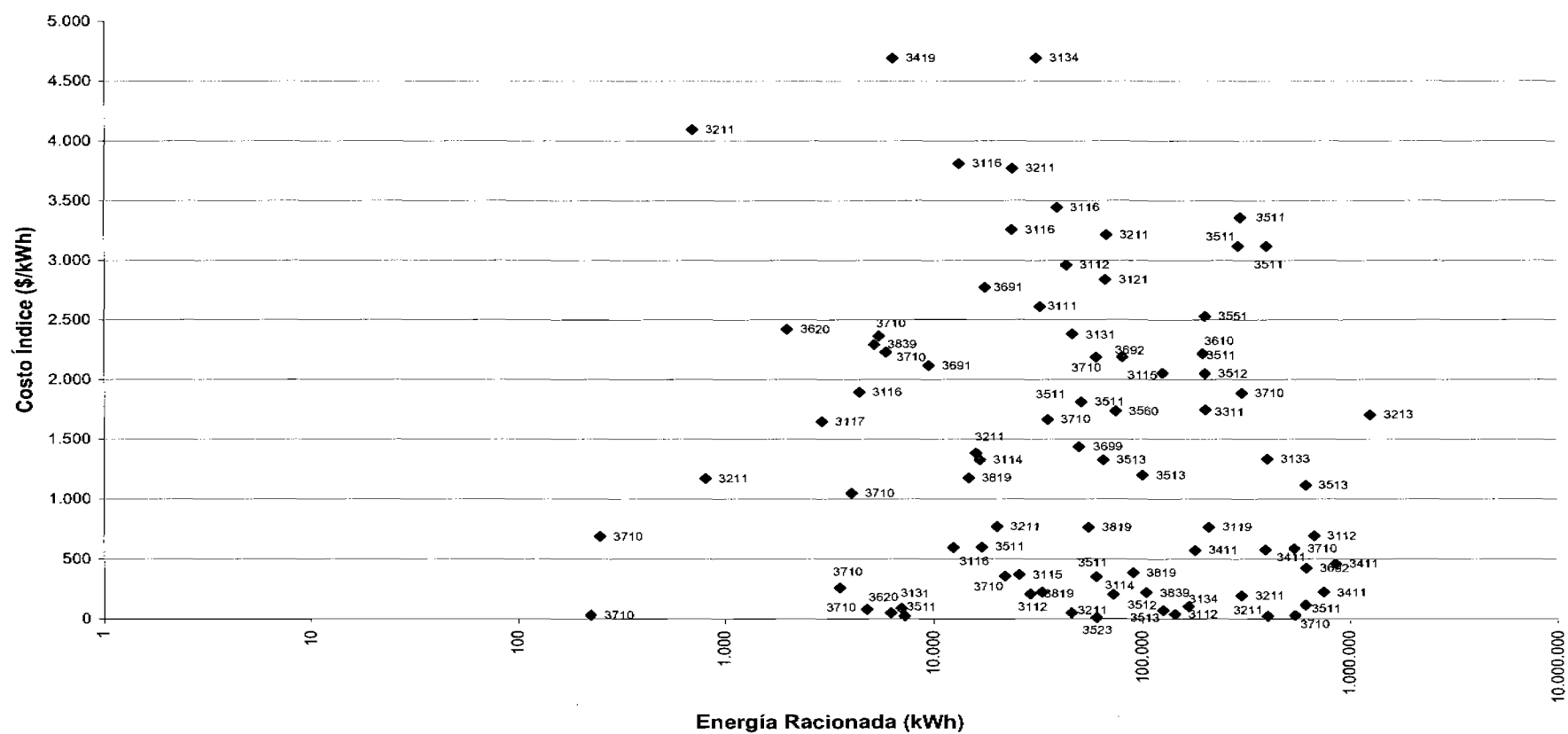


Figura A1.5.4 Curva de Oferta Agregada-Racionamiento 20%

## Anexo A1.6 Diagramas de dispersión

### Diagrama de dispersión-Nivel de racionamiento 10%





**Diagrama de Dispersión-Nivel de racionamiento 20%**  
**Actividades Energo-intensivas- 4to Escalón de Racionamiento**

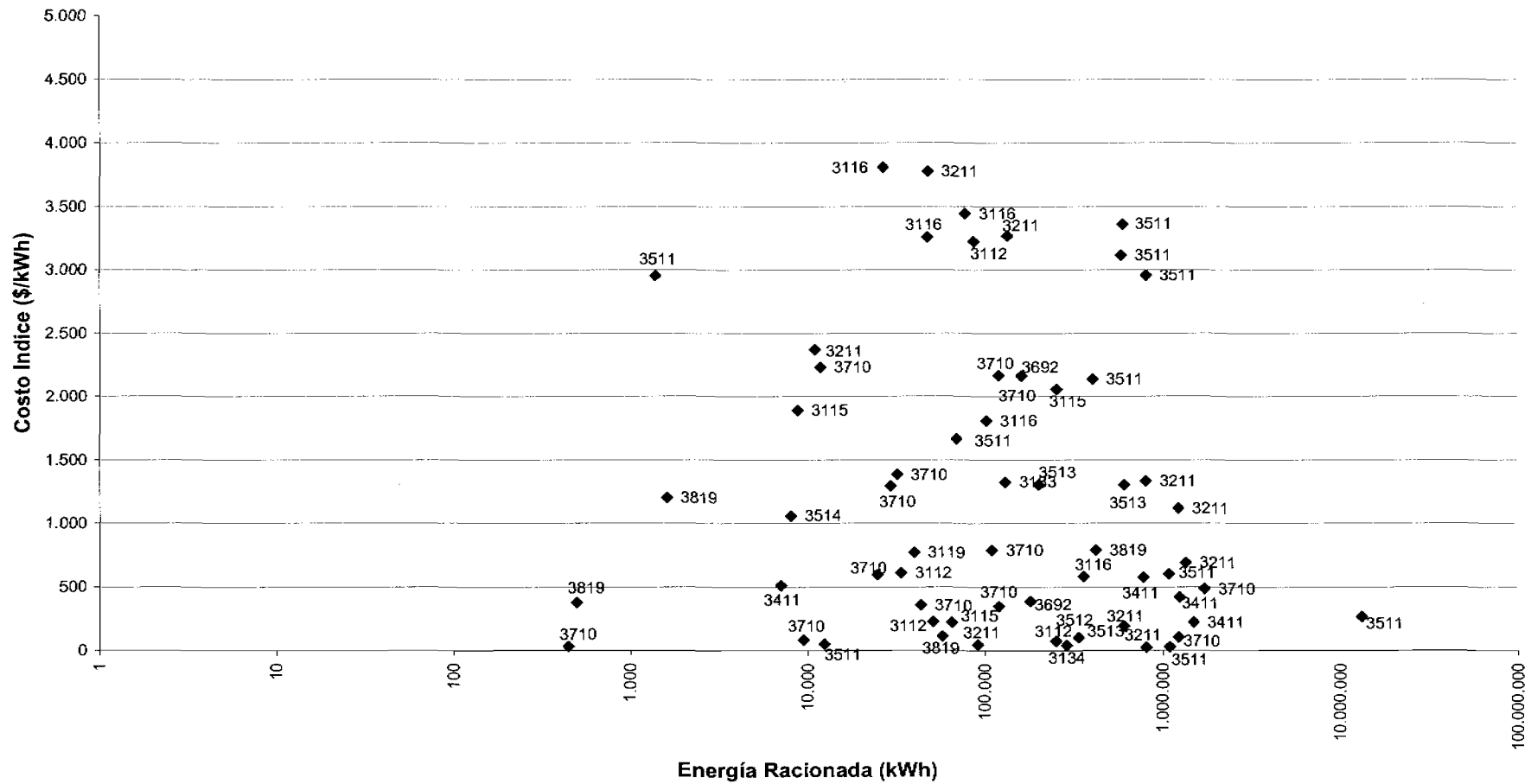


Figura A1.6.3 Diagrama de dispersión de actividades energo-intensivas para un nivel de racionamiento 20% (4do escalón de racionamiento)

**Diagrama de Dispersión-Nivel de racionamiento 20%**  
**Actividades Energo-intensivas- 2do Escalón de Racionamiento**

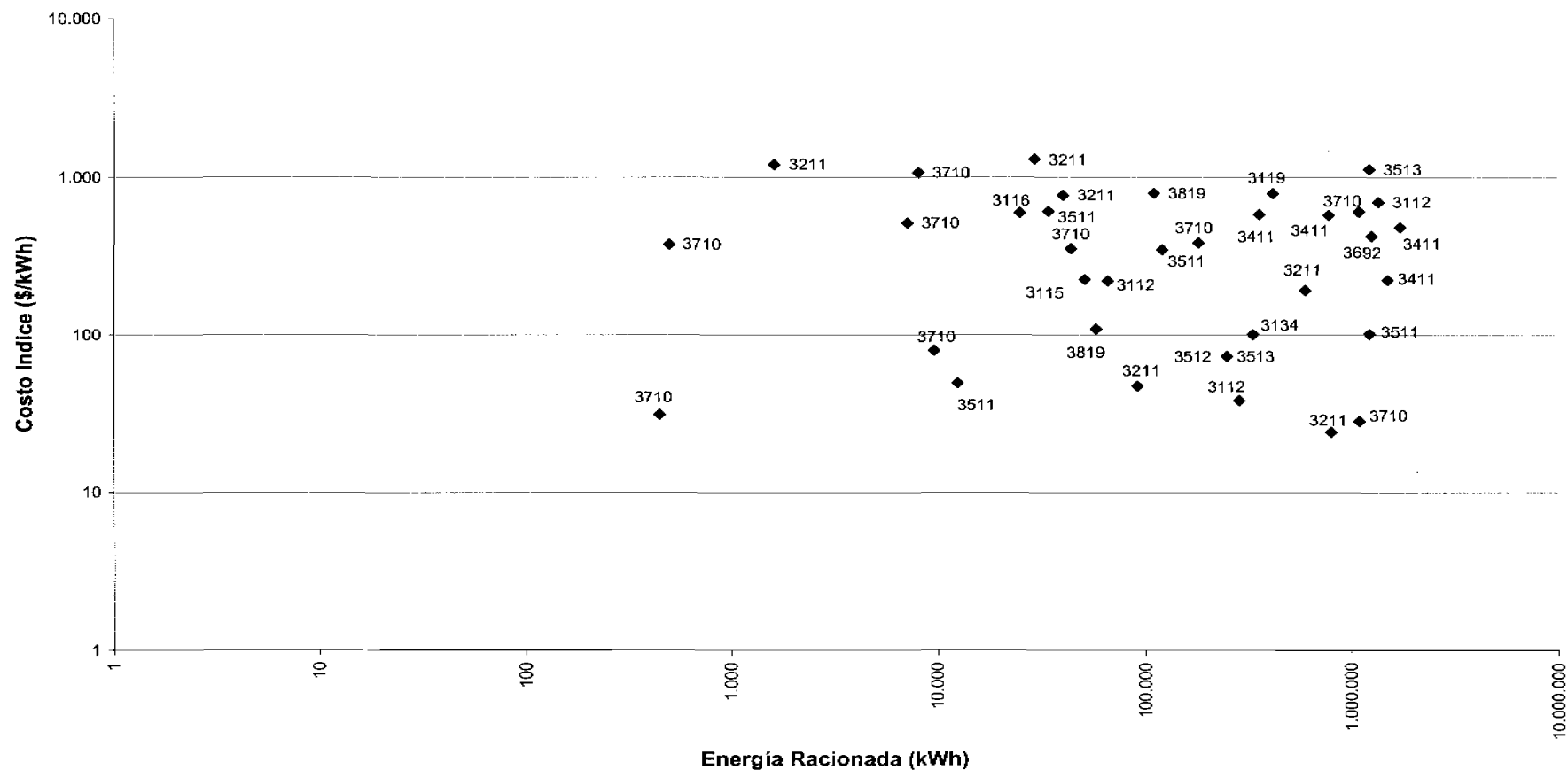


Figura A1.6.4 Diagrama de dispersión de actividades energo-intensivas para un nivel de racionamiento 20% (2do escalón de racionamiento)



## **ANEXO 2. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO DEL PROGRAMA DE DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIA**

## PROGRAMA DE DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIA (PDDV)

### REQUISITOS

Un comercializador que desee inscribir usuarios representados por él, sean o no atendidos en forma directa, debe cumplir los siguientes requisitos:

1. Estar registrado como agente ante el SIC por medio del formulario correspondiente.
2. Estar a paz y salvo con el SIC, inclusive en la presentación de las garantías.
3. No ser objeto de la sanción establecida en el artículo 8° de la Resolución CREG 116 de 1998.

Cada uno de los UNR que inscriba el comercializador en este programa deberán cumplir con los siguientes requisitos:

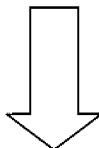
1. Contar con una frontera comercial debidamente registrada ante el MEM por un comercializador.
2. Agregar información sobre el código de SIC de la frontera comercial y la cantidad mínima de reducción con la cual podrían participar en el programa, en el formato SIC 060.
3. Sería deseable que el usuario no regulado contase con una cantidad mínima de reducción superior al error típico de la línea de regresión que forma la Línea Base de Consumo.

### 1. PROCESO DE REGISTRO (EX ANTE DEL EVENTO)

#### INSCRIPCIÓN

El comercializador que desee inscribirse en el programa de demanda desconectable voluntaria deberá cumplir el siguiente procedimiento:

1. Proveer la información general sobre UNRs que participarán en el PDDV, (Formato tipo SIC 010).
2. Registrar una Línea Base de Consumo (Formato tipo SIC 050).
3. Detallar la información de cada UNR que inscribe en el programa (Formato SIC 070).
4. Enviar los contratos de DDV suscritos con el generador y registrar la información con los términos de las cantidades, precio, duración, y garantías (Formato de registro contratos entre agentes, tipo SIC 110).



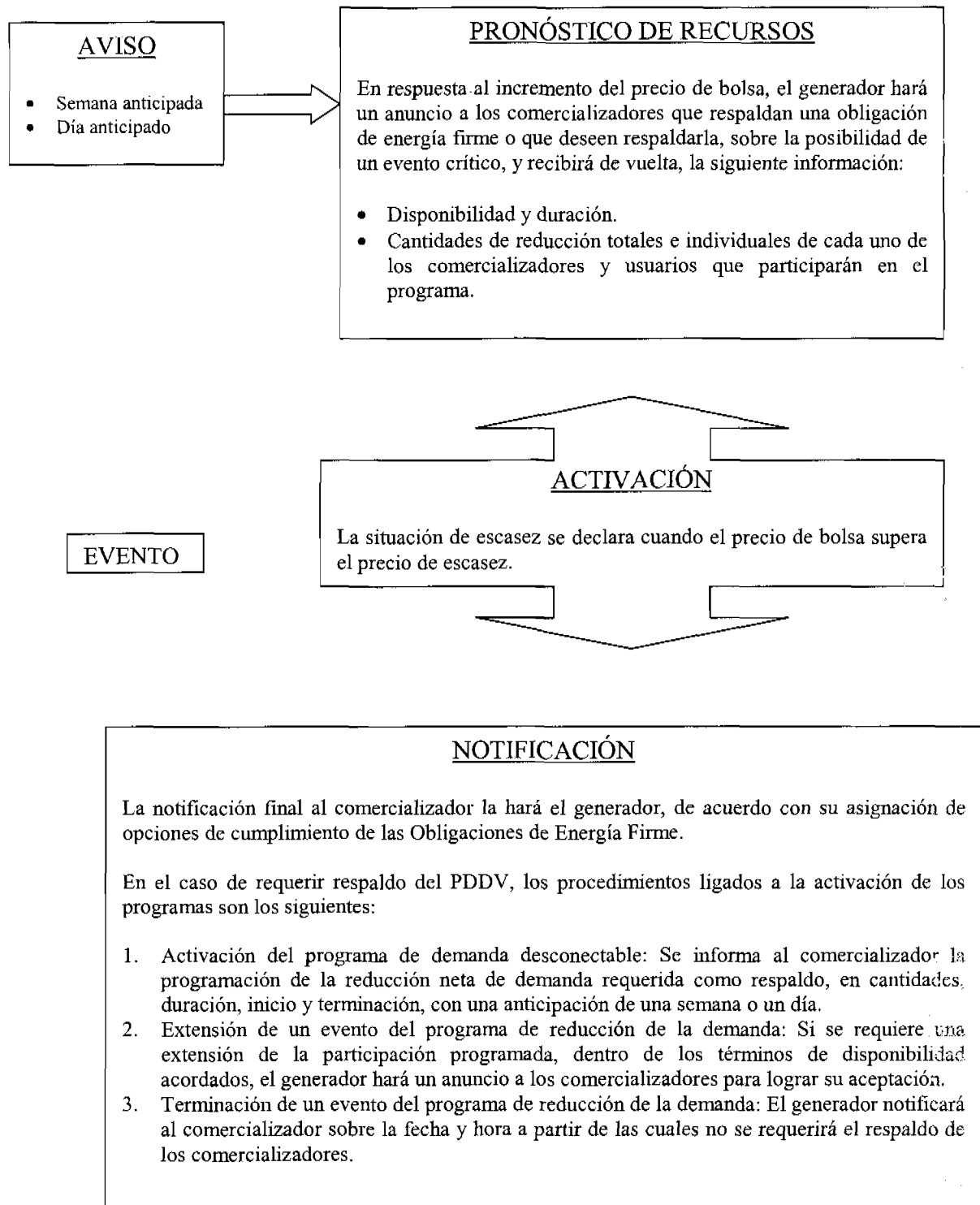
5 - 10 DIAS

#### APROBACIÓN DEL REGISTRO

El ASIC estudia la solicitud de registro y en un plazo máximo de 10 días emite un concepto. En este lapso hará una estimación de las LBC iniciales y de los valores mínimos recomendados por usuario inscritos, para participar en el programa.

Un día después de ser aprobada la solicitud, los comercializadores podrán participar en el programa.

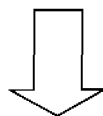
## 2. SITUACIÓN DE ESCASEZ (EVENTO)



### 3. PROCESO DE ESTIMACION DE LA LÍNEA BASE DE CONSUMO, VERIFICACIÓN Y LIQUIDACION (POST EVENTO)

#### ENVÍO DE DATOS

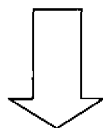
Una vez ocurrido el evento y finalizada la participación del comercializador en el programa, este tendrá un plazo de 15 días para remitir los datos al Operador del Sistema sobre la reducción neta de consumo de energía eléctrica realizada.



#### MEDICIÓN Y VERIFICACIÓN

El ASIC comparará los datos de consumo reales, y por ende de reducción neta, durante el período en el cual se declaró un evento con la Línea Base de Consumo, para lo cual tendrá un plazo de 30 días.

La estimación de la Línea Base de Consumo de verificación se hace ex-post utilizando una serie de tiempo de mediciones de energía en fronteras comerciales claramente establecidas, en períodos de tiempo de un día (o una hora, semana o mes, si es el caso), incluido el período del evento crítico en el cual se desea establecer la reducción de la demanda y el cual se toma como último elemento de la serie. Las mediciones deben ser homogéneas, es decir corresponder a periodos similares (misma hora del día, mismo día de la semana, etc.), verificables y auditables, y estar acordadas previamente.



#### LIQUIDACIÓN, PAGOS Y PENALIZACIONES

Para cada hora de duración del evento crítico, el ASIC determinará el valor de las desviaciones, para los generadores con obligaciones de entrega de energía firme respaldados por los comercializadores.

Los pagos (y penalizaciones) estarán estipulados en los contratos bilaterales suscritos entre el generador y el comercializador y se realizarán entre estos agentes.

En caso de incumplimiento del comercializador, será responsabilidad de generador hacer efectivas las garantías o penalizaciones a que haya lugar por el incumplimiento de las obligaciones del comercializador, establecidas en los contratos.

## ANEXO 3. EJERCICIO DE ESTIMACION DE LA LÍNEA BASE DE CONSUMO

### RESULTADOS DE APLICACION DE METODOLOGÍA A DATOS DE FRONTERAS COMERCIALES SUMINISTRADOS POR XM.

Para ilustrar la metodología y comparar con casos estudiados y suministrados por XM se escogieron resultados de medición diaria de energía en diferentes días hábiles, no hábiles y festivos. Se tomó como período en que se quiere pronosticar la demanda el último de la serie correspondiente a cada frontera. Como línea base se tomaron los últimos tres meses de datos inmediatamente anteriores al del pronóstico.

El procedimiento seguido fue el siguiente:

1. Se escogieron 13 mediciones de la información suministrada. En algunas fronteras como la I2B57 y la I2COZ, se excluyeron los 2 y 3 primeros datos por considerarlos como espurios.
2. Se corrió la aplicación "regresión" de análisis de datos con los datos de la línea base de cada frontera.
3. En la página de Excel se transcriben los siguientes resultados de cada regresión:
  - Períodos: número de períodos de la línea base.
  - Error típico: desviación estándar de los residuos de la línea base.
  - Intercepción: constante en la fórmula de regresión.
  - Variable X 1: coeficiente que se multiplica por el valor de la variable independiente de cada dato, correspondiente a la pendiente de la línea de regresión.
4. Con la información anterior se calcula el pronóstico de la demanda y el valor esperado del ahorro.

Los resultados obtenidos para las fronteras analizadas se obtuvieron los resultados mostrados en siguiente tabla.

Fronteras	I2AZ2	I2B6S	I2A4T	I2COZ	I2GHJ	I2B57	I2COZ	I1AA6	I2C98	I2D4D
Día	Jueves	Sábado	Lunes	Miercol.	Viernes	Sábado	Lun. F.	Domingo	Lunes	Martes
Periodos	13	13	13	13	13	11	13	10	13	13
Error típico	2.31	3.85	37.05	1.08	14.27	56.45	5.14	104.04	85.76	2.93
Intercepción	47.91	18.71	148.99	50.75	-144.1	2428.32	33.67	985.68	497.15	35.15
Variable X1	-0.016	0.696	10.39	-0.133	2.999	-15.428	0.3	-4.669	-2.424	-0.15
Estimado	45.95	100.14	1136.1	35.12	107.83	623.25	40.28	439.39	266.85	17.48
Ahorro	-1.96	3.47	268.24	-2.58	-0.66	46.28	4.99	-60.22	-116.7	1.29

Tabla A3.1 Estimación de la Línea Base de Consumo

En la gráfica siguiente se muestran los errores típicos, el ahorro y error típico sobre el pronóstico para las fronteras I2AZ2-Jueves, I2B6S-Sábado, I2COZ-Miércoles, I2GHJ-Viernes, I2COZ-Lunes festivo y I2D4D-Martes.

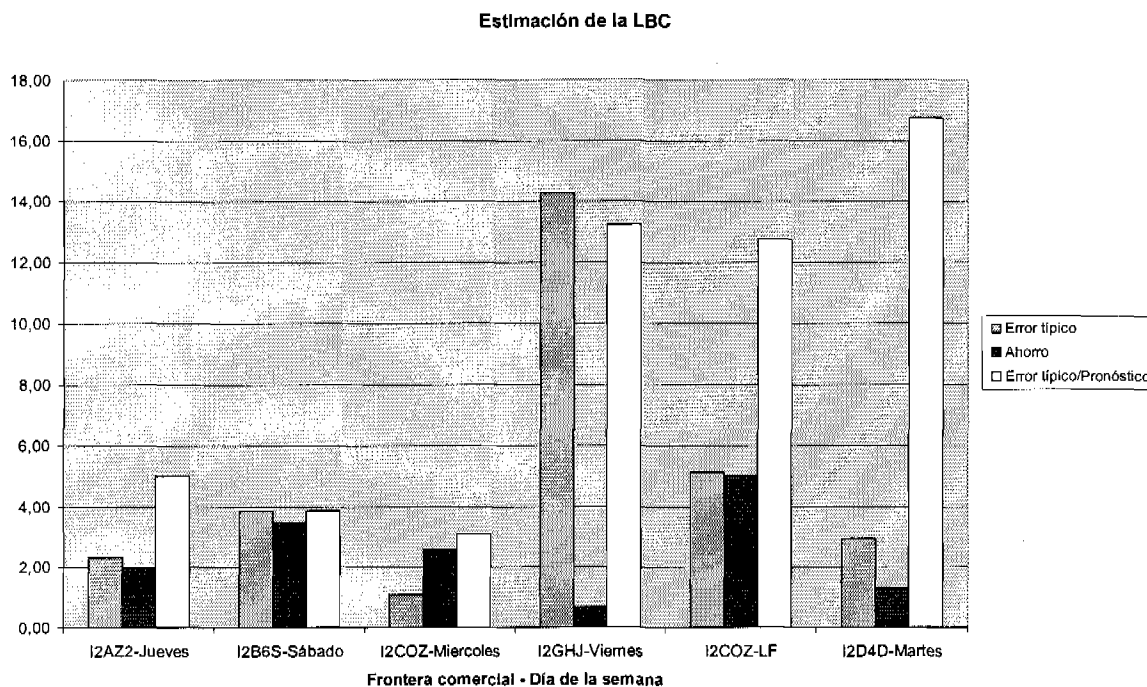


Figura A3.1 resultados de la estimación de la Línea Base de Consumo

Para cada frontera se hacen los siguientes análisis:

**I2AZ2:** El error típico representa el 5% del pronóstico y es aparentemente aceptable como comportamiento del consumo. La demanda subió a un valor de 47,91 con respecto al pronóstico de 45,9. El ahorro sería en este caso negativo, igual a -1,96 pero estaría dentro del error típico. Como en la serie no se esperaba que hubiese una reducción significativa del consumo el resultado es aceptable.

**I2B6S:** El error típico es 3,85 % del pronóstico. El ahorro es ligeramente menor que el error típico. El resultado es aceptable.

**I2A4T:** El error típico es del 3,3 % del pronóstico. Esto significa una variación aceptable. El pronóstico da un ahorro de 268,2 contra un error típico de 37,0 lo cual significa una disminución del 24 %. Si este caso se hubiese presentado en un período de necesidad de ahorro habría sido un ahorro muy importante.

**I2COZ:** El error típico es 3,1 % del pronóstico. En este caso el consumo aumentó dos y media veces por encima del error típico.

I2GHJ: El error típico es 13,2 % del pronóstico. Incluir esta frontera en un programa de desconexión de demanda significaría un riesgo alto para el comercializador, pues el error podría ser superior a la meta de ahorro.

I2B57: El error típico es del 9% del pronóstico. Similar al caso anterior.

I2COZ: El error típico es 12,7 % del pronóstico. Similar a la frontera I2GHJ.

I1AA6: 23,6% de error. Frontera con riesgo de ser inscrita.

I2C98: 32,1% de error. Frontera con riesgo de ser inscrita.

I2D4D: 16,7% de error. Frontera con riesgo de ser inscrita.