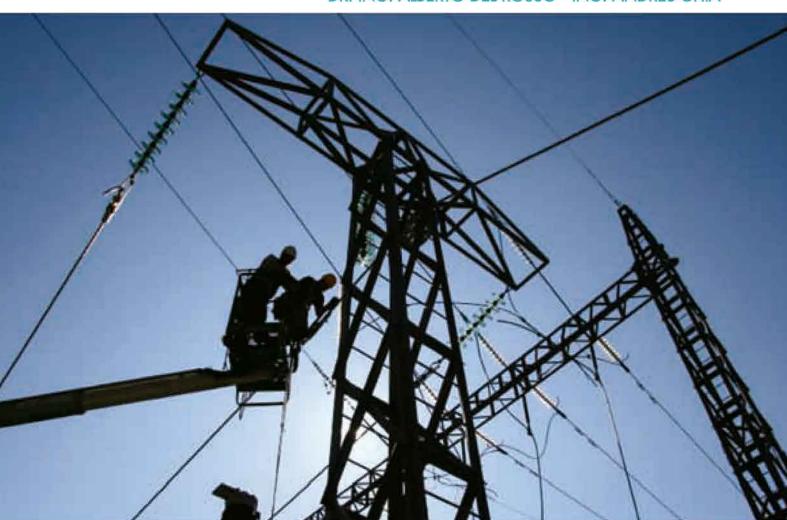
# ANÁLISIS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

DR. ING. ALBERTO DEL ROSSO - ING. ANDRÉS GHIA





## ANÁLISIS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

APLICACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

ING. ALBERTO DEL ROSSO ING. ANDRÉS GHIA ÁREA PENSAMIENTO ESTRATÉGICO

Noviembre, 2009



#### Ghia, Andres

Análisis de respuesta de la demanda para mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos / Andres Ghia y Alberto Del Rosso. - 1a ed. - Buenos Aires : FODECO, 2010.

48 p.; 30x21 cm.

ISBN 978-987-25874-2-0

1. Recursos Energéticos. I. Del Rosso, Alberto II. Título CDD 333.79

## Indice

Informe Técnico	5
1. Introducción y Objetivo del trabajo	5
1.1. Conceptos Generales	5
1.2. Objetivos y Alcance del Trabajo	7
2. Descripción de Mecanismos de Respuesta de la Demanda	7
2.1. Mecanismos de Tarifas Variables o Temporales (Time-Based Rate DR Mechanisms)	7
2.1.1. Tiempo de Uso (TDU)	8
2.1.2. Tarifa de Pico Crítico (TPC)	10
2.1.3. Precio de la Energía en Tiempo Real (PTR)	11
2.1.4. Condiciones para la Implementación de Programas de Tarifa Variable	12
2.2. Planes de Incentivo	13
2.2.1. Control Directo de la Carga (CDC)	13
2.2.2. Programas de Oferta/Recompra (Demand Bidding/Buyback Programs)	14
2.2.3. Programas de Disponibilidad (Capacity-Market Programs)	14
2.3. Programas de Manejo de la Demanda por Confiabilidad	15
3. Aspectos Relevantes de los Programas RD	16
3.1. Beneficios Potenciales del Uso de RD en Sistemas Eléctricos	16
3.2. Resultados de la Aplicación de Programas RD	18
3.3. Ejemplos de Aplicacion de Programas RD para diferir Inversiones	21
3.3.1. Consolidated Edison	21
3.3.2. Mad River Valley Project	21
3.3.3. Bonneville Power Administration (BPA)	22
3.3.4. Nueva Gales del Sur. Australia	23
3.4. Costos y Evaluacion Economica de los Mecanismos Respuesta de la Demanda	23
4. Elementos para la Consideración de Mecanismos RD en la Expansión de los Sistemas Eléctricos	24
4.1. Identificación y Caracterización de las Necesidades del Sistema	26
4.1.1. Impacto de la Tasa de Crecimiento de una Sobrecarga	27
4.1.2. Impacto de la Duración de la Sobrecarga	28
4.2. Identificación y Caracterización de la Respuesta de la Demanda	30
4.2.1. Carga de Aire Acondicionado Residencial y de Pequeños Comercios	30
4.2.2. Ejemplo de Carga Industrial - Planta de Aluminio	32
4.3. Identificacion de la Solución	32
5. Experiencia de Mecanismos Eficiencia Energética y Respuesta	
de la Demanda en el Sistema Eléctrico Argentino	33
5.1. Introducción	33

5.2. Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE)	34
5.2.1. Quienes reciben Bonificaciones	34
5.2.2. Cálculo de las Bonificaciones	34
5.2.3. Quienes pagan Cargos Adicionales	35
5.2.4. Cálculo de los Cargos Adicionales	35
5.2.5. Excepciones	35
5.2.6. Diferencias	36
5.2.7. Resultados	37
5.3. Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONURE)	38
5.3.1. Tarjetas Identificadoras	38
5.3.2. Reemplazo de Lámparas	39
5.3.3. Cambios en el Huso Horario	40
5.3.4. Alumbrado Público	41
5.4. Generación Distribuida (Delivery Energy)	42
5.5. Sistema de Medición de Distribución (SMED)	44
6. Conclusiones sobre la Aplicación de Mecanismos de Respuesta	
de la Demanda como Recurso para T&D	44
6.1. Experiencia internacional	44
6.2. Experiencia en el Sistema Eléctrico Argentino	47
7. Referencias	50

### **INFORME TÉCNICO**

### 1. Introducción y Objetivo del Trabajo

En este trabajo se propone realizar un análisis de la posibilidad de aplicar mecanismos de manejo de la demanda en el sistema eléctrico argentino, para reducir o aplazar la necesidad de inversiones en generación, transmisión y distribución.

### 1.1. Conceptos Generales

Se describen a continuación tres conceptos básicos relativos a la problemática de este trabajo:

- Eficiencia Energética (EE): El uso eficiente de la energía se refiere al mejoramiento del rendimiento de los procesos que utilizan energía eléctrica y que se traduce en una reducción del consumo pero sin afectar el nivel del servicio. El espectro de la instrumentación de medidas para lograr estándares exigentes de eficiencia energética es amplio, e involucra acciones tanto de parte de la demanda como del suministro (actividades de generación, transmisión y distribución). Desde el punto de vista de la demanda, el uso de equipamiento e instalaciones de alta tecnología es un elemento clave para mejorar la eficiencia energética de los consumidores. Como ejemplos pueden mencionarse el uso de iluminación y electrodomésticos eficientes, sistemas de climatización automáticos, motores de alto rendimiento con controladores electrónicos, uso de aislamiento y sistemas constructivos que reducen las pérdidas de energía.
- Conservación Energética (CE): Se refiere al menor uso de recursos energéticos mediante cambios en el comportamiento de los usuarios. Lo que se busca fundamentalmente es cambiar ciertos patrones de consumo de los usuarios de modo de evitar el uso innecesario de energía. Como ejemplos simples de esta acción se pueden mencionar la regulación térmica de la temperatura ambiente y el apagado de luces en ambientes desocupados.
- Respuesta de la Demanda (RD): Se refiere a mecanismos por los cuales los clientes de un sistema eléctrico cambian su consumo de electricidad en respuesta a una señal de precio, incentivos, o directamente mediante la intervención del operador de la red. Los cambios en el consumo eléctrico se diseñan para ser aplicados en periodos críticos de máxima demanda o cuando las reservas del sistema eléctrico son escasas.

Los mecanismos de control o manejo de la demanda se categorizan en tres grupos principales: mecanismos basados en tiempo (time-bases mechanism), mecanismos de incentivo, y programas de confiabilidad. Cada una de estas categorías incluye varias opciones, las cuales se describen brevemente a continuación:

Mecanismos de relación de tiempo (Time-Based Rate DR Mechanisms). Dentro de esta categoría se incluyen los siguientes:

- 1) Precio de la energía en tiempo real: Básicamente consiste en ofrecer a los consumidores un precio de la energía que varía continuamente (típicamente hora a hora), en relación al precio de la energía en el mercado mayorista. Diferentes modalidades de este tipo de mecanismos se han implementado en EEUU.
- 2) Tiempo de uso (Time of Use). Es una aproximación del precio en tiempo real, en el cual el precio de la energía para el cliente varía en diversos momentos, por ejemplo en horas de pico, de valle, etc.

• 3) Precio de Pico Crítico (Critical Peak Pricing): Es relativamente nuevo y se presenta como una variación del anterior. Se define un precio de pico muy elevado en situaciones críticas. El número de horas en que puede ser decretado este precio crítico está limitado para no afectar severamente a los clientes.

Planes de incentivo: En estos mecanismos, la empresa eléctrica (transmisor o distribuidor según el tipo de cliente) tiene la capacidad para desconectar en forma remota parte de la carga de un cliente, por razones de seguridad de suministro o económicas. El cliente recibe a cambio una compensación directa o un crédito para las facturas futuras.

Manejo de la Demanda por confiabilidad: Están destinados a proveer reservas para el sistema desde el lado de la demanda, para afrontar contingencias que originen déficit de generación. El uso de este recurso permite reducir inversiones en generación y transmisión impuestas para satisfacer los requerimientos de confiabilidad. Este mecanismo se ha utilizado históricamente en muchos países. En Argentina incluso este mecanismo está tipificado en la regulación, con la denominación de reserva instantánea.

Si bien estos tres conceptos están en teoría claramente diferenciados, existe en algunos casos una estrecha relación entre los mismos, la implementación de ciertas medidas afecta simultáneamente más de un aspecto. Los conceptos de eficiencia y conservación energética en algunos casos están estrechamente ligados, en efecto, evitar el consumo innecesario ciertamente es un asunto de comportamiento individual del usuario, pero a menudo, también es un asunto del uso de equipamiento adecuado, regulación térmica de la temperatura ambiente, o apagado automático de luces en habitaciones de hotel desocupadas, son buenos ejemplos de cómo el equipamiento tecnológico puede reducir la influencia del comportamiento individual en la conservación energética.

Con respecto a la Respuesta de la Demanda en principio, el consumidor acepta voluntariamente una reducción en el nivel de calidad de suministro a cambio de cierta compensación. Sin embargo, la Respuesta de la Demanda también puede utilizar tecnología y procesos de control para lograr el manejo de la demanda requerido sin sufrir degradación de la calidad del servicio. Esto típicamente involucra la utilización de almacenadores de energía del algún tipo. Por ejemplo, el almacenamiento de energía térmica en edificios con tecnología de aislamiento avanzada y control óptimo de temperatura, permite a los clientes proveer 30 minutos de reserva rotante, por medio de la disminución del consumo de aire acondicionado, sin ningún efecto detectable para el usuario.

Los beneficios de los programas de eficiencia energética y respuesta de la demanda son diferentes debido fundamentalmente al marco temporal en que estos actúan. Las medidas de eficiencia energética generalmente reducen el consumo durante muchas horas en forma permanente. En efecto, una vez instalados generalmente no requieren para actuar de la acción del usuario o del operador del sistema.

Por otro lado, los mecanismos de Respuesta de la Demanda están diseñados fundamentalmente para reducir el consumo en determinado momento crítico a los efectos de aliviar las exigencias sobre el sistema eléctrico, pero no para lograr una reducción neta del consumo de energía en un período de tiempo determinado (la RD en general hace que el usuario traslade su consumo de las horas de pico a otras horas durante el día). Sin embargo, se han llevado a cabo extensos estudios estadísticos sobre mecanismo de RD en otros países que demuestran que estos mecanismos proveen, además de una reducción de la demanda de pico, un ahorro energético neto.

Los beneficios futuros de los programas de eficiencia energética pueden ser pronosticados con mayor facilidad y precisión que los beneficios provistos por los mecanismos de RD. Esto es debido al carácter de acción permanente y definida que representa una medida de eficiencia energética. La acción de los mecanismos RD por el contrario es temporal y depende del accionar del usuario

o del operador en respuesta a ciertos eventos en el sistema, por lo que presenta mayor grado de incertidumbre y dificultad para la elaboración de proyecciones de beneficios futuros. Este aspecto es de suma importancia en la consideración de mecanismos RD como recursos alternativos a la expansión de las redes. En efecto, debido a esta incertidumbre y dificultad para estimar el grado de respuesta de los programas RD, hace que los planificadores no consideren, o consideren solo en forma parcial, el impacto de la RD para la planificación de la expansión de las redes de transmisión y distribución.

#### 1.2. Objetivos y Alcance del Trabajo

Este trabajo tiene por objeto realizar un estudio cualitativo general de la aplicación de mecanismos de Respuesta de la Demanda en el sistema eléctrico argentino, y su consideración como recurso de capacidad alternativo.

En la Sección 2 se realiza una descripción de la experiencia internacional de países que hace un uso extensivo de la gestión de la demanda, especialmente se trata el caso de los sistemas eléctricos en Estados Unidos. Se describen las características generales de algunos de los tipos de programas de Respuesta de la Demanda más importante, y se presentan algunas conclusiones sobre los resultados de los mismos.

La Sección 3 describe algunos de los aspectos relevantes de la Respuesta de la Demanda, fundamentalmente relacionados con la utilización como recurso alternativo para la expansión de las redes de transmisión y distribución. En la Sección 4 se analizan los elementos principales a tener en cuenta para la consideración de mecanismos RD en la expansión de los sistemas eléctricos. La Sección 5 trata sobre el relevamiento sintético de la implementación de mecanismos RD en Argentina, y de los efectos netos que estos programas han tenido sobre la conservación energética y la utilización de las redes.

Finalmente, la Sección 6 presenta conclusiones sobre la experiencia internacional con el uso de mecanismos RD como recursos alternativos para la expansión de las redes, y un análisis general de las posibilidades de implementar en el sistema eléctrico nacional mecanismos de RD más sofisticados o que no se hayan implementado anteriormente en el país, destacando los posibles beneficios y las barreras que podrían limitar su implementación.

## 2. Descripción de Mecanismos de Respuesta de la Demanda

#### 2.1. Mecanismos de Tarifas Variables o Temporales (Time-Based Rate Dr Mechanisms)

Históricamente las tarifas de energía eléctrica para consumidores domiciliarios, pequeños comercios e industrias pequeñas, han sido determinadas como tarifas planas y constantes durante un período de tiempo determinado, en Argentina durante un período estacional.

En este sentido, el precio de la energía eléctrica que pagan los consumidores finales no refleja la variación momento a momento del precio en el mercado mayorista eléctrico (ni el costo real de generación), sino que es un valor promedio temporal que compensa las variaciones reales. El principal objetivo de este mecanismo, es reducir la exposición de clientes finales a la volatilidad del precio real de la energía y simplificar el proceso de lectura y facturación del consumo.

Se han esgrimido por parte de economistas y analistas de servicios públicos argumentos a favor de

utilizar tarifas variables en el tiempo para consumidores finales, de modo de vincular más directamente el consumo con el mercado. El objetivo principal es producir señales a los usuarios finales que reflejen el costo real de producción de la energía, de modo que el usuario final pueda acomodar su consumo en función del costo, como ocurre normalmente en otro tipo de mercados. Un mecanismo de precios de energía de este tipo ayuda a que puedan utilizarse y asignarse los recursos en forma más eficiente. En efecto, cuando los consumidores están sometidos a precios promedio de la energía, estos pueden tender a consumir más en períodos en que el costo de producción es alto y consumir menos en períodos en que el costo es menor, originando una solicitación adicional sobre el mercado de generación. Por el contrario, con mecanismos de precios variables las compañías de electricidad y/o el ente regulador, pueden manejar en alguna medida la demanda para balancear de un modo más eficiente el consumo con los recursos disponibles y el costo total de producción.

Los mecanismos de precios variables o temporales se presentan en varias modalidades, siendo las más comunes las siguientes:

- Tiempo de uso (Time of Use).
- · Tarifa de Pico Crítico (Critical Peak Pricing).
- · Precio de la energía en tiempo real.

Estos mecanismos de control de la demanda se describen en detalle en los siguientes puntos.

#### 2.1.1. Tiempo de Uso (TDU)

Los mecanismos de Tiempo de Uso (TDU) son en realidad una aproximación a un sistema de tarifas en tiempo real. En los TDU el precio de la energía para el cliente final varía en diversos momentos del día, por ejemplo en horas de pico, de valle, etc. La tarifa no sigue exactamente las variaciones horarias del precio en el mercado, pero si refleja los mayores costos de generación que se producen en horas de máximo consumo o uso del sistema. Esta diferenciación de tarifas puede ser diaria, semanal, mensual o incluso estacional, y puede incluir precios diferenciales para horas de pico y valle, sino también para diferentes horas de resto. Los TDU son los mecanismos de tarifa variable más comúnmente utilizados, especialmente para clientes residenciales.

Las tarifas mensuales o estacionales son en realidad una simplificación al proceso de tarifación variable, su implementación es más sencilla y se lo utiliza para optimizar el uso de las instalaciones del sistema en el mediano plazo. Generalmente relaciona las variaciones estacionales de la capacidad del sistema de generación (especialmente en sistemas con importante componente hidráulico), así como condiciones de demanda extrema, por ejemplo consumo en horas de pico en verano.

En mecanismos TDU más sofisticados, se establecen dos o más períodos diarios con una tarifa mayor en las horas de máxima demanda (pico). Las horas en que se producen los picos de demanda dependen del patrón de consumo de cada sistema en particular, pero por lo general se presenta un pico en horas del medio día y otro pico mayor en las primeras horas de la noche. A los efectos del sistema de tarifación variable sin embargo, se establecen generalmente dos períodos en el día. El período de horas de pico con tarifa diferencial puede abarcar desde las 8:00 hasta las 20:00 o 21:00 horas, el resto de las horas del día comprende el período de fuera pico y tiene una tarifa más baja. La Figura 2-1 ilustra este concepto. La forma en que se definen los períodos de tarifas diferenciales puede variar sustancialmente de una empresa a otra. Por ejemplo, en la referencia [2] se destaca el caso de una compañía eléctrica en Estados Unidos, Kansas City Power and Ligh, que implementa tarifas de pico entre las 13:00 y las 19:00 horas.

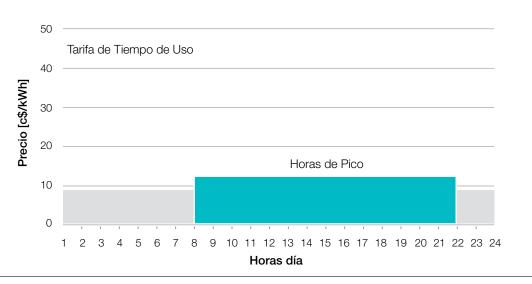


Figura 2-1: Ejemplo de tarifas diferenciales en mecanismos de TDU [2].

Muchas compañías eléctricas en ese país requieren que grandes clientes industriales y comerciales subscriban este tipo de sistema tarifario. Este sistema también es común en otros países, por ejemplo en Francia, Electricité de France (EDF) ha ofrecido sistemas de tiempo de uso por varios años.

A modo de ejemplo de este tipo de mecanismo de control de la demanda, se destaca el caso de una empresa eléctrica en el estado de Washington, la compañía Puget Sound Energy (PSE). Esta empresa comenzó con un programa piloto en Junio de 2001. Instaló medidores avanzados con capacidad de registrar la hora en que se produce cada nivel de demanda. 240.000 clientes subscribieron a este programa, pasando de tarifa plana a TDU.

Durante el horario diurno, de 10:00 a 17:00 horas, estos clientes pagaban la misma tarifa que los clientes comunes, 5.8 ¢/kWh (centavos de dólar por kWh). En el horario comprendido entre los periodos 6:00 a 10:00 y 17:00 a 21:00 horas, los clientes asociados al programa de TDU pagaban un centavo más por kWh. En el primer año de aplicación del programa se registro una disminución de la demanda de aproximadamente el 5%. A partir del segundo año la empresa comenzó a cobrar a los clientes en el programa, un cargo mensual para recuperar el costo de inversión de los nuevos medidores, lo cual tuvo impacto sobre el ahorro que percibían estos clientes. En efecto, los clientes recibían con la factura una comparación de lo que pagaban estando en el programa, con lo que pagarían si continuaran en el régimen de tarifa plana. En la mayoría de los casos se observaba que el ahorro era menor que el cargo adicional que se les cobraba por los medidores. El programa se discontinuo en noviembre de 2002.

Se llevaron a cabo varios análisis respecto de la efectividad y desempeño del programa y de las causas que provocaron su interrupción. Entre estas causas se encontró que esta empresa tiene un pico de demanda en invierno (a diferencia de otras en las cuales el verano es la época más crítica), con temperaturas moderadas y precio de la energía sustancialmente inferior al promedio nacional. También se encontró entre las posibles causas la poca dispersión de precio entre horas de pico y horas fuera de pico.

La comisión de energía y transporte del estado de Washington aprobó la extensión del programa hasta septiembre de 2003, y ordeno la creación de un grupo de trabajo que siguiera la evolución del mismo. Se detecto que uno de los elementos fundamentales para el éxito de un programa de

este tipo es la educación de los clientes. Por este motivo se implemento un servicio de información y consulta a través de la página web de la empresa. Por ejemplo, recomienda que para desplazar consumo de las horas de pico a las horas de tarifa más baja, los clientes utilicen el lavaplatos en horas de la noche en lugar de hacerlo inmediatamente después de la cena. Otras recomendaciones incluyen hacer el grueso del lavado de ropa los domingos e instalar un timer en el termotanque para que caliente el agua durante las horas de fuera de pico.

#### 2.1.2. Tarifa de Pico Crítico (TPC)

Los mecanismos de Tarifa de Pico Crítico (Critical Peak Pricing - CPP) es una forma relativamente nueva dentro de los mecanismos de tiempo de uso, que se basa en la aplicación de tarifas muy altas en ciertos periodos de pico considerados por la empresa como críticos. Estos periodos críticos pueden deberse a contingencias o condiciones de falla en el sistema eléctrico, o bien a condiciones en que por razones extraordinarias los costos de generación se vuelven inusualmente altos. A diferencia de los sistemas de tiempo de uso, donde la tarifa de pico se aplica por periodos de 6 a 8 horas todos los días, durante un año o periodo estacional, en este mecanismo la cantidad de días en que se aplica la tarifa de pico diferencial está limitada. Normalmente, se informa al cliente de la aplicación de esta tarifa con poco tiempo de anticipación.

Estos mecanismos se los puede utilizar conjuntamente con otros sistemas de respuesta de demanda, como por ejemplo mecanismos de tiempo de uso. El hecho de que este sistema se aplica en condiciones extremas o de contingencias, hace que el mismo se asemeje a los mecanismos de manejo de la demanda por confiabilidad.

Existen varias variantes en su implementación. Una de las variantes denominada de periodo fijo (Fixedperiod CPP), el tiempo y duración en que se aplica el incremento de precio están predeterminadas, pero los días en que la empresa puede llamar a su aplicación no se fija de antemano. Puede existir sin embargo, un límite en la cantidad al año en que la empresa puede implementar la tarifa crítica. En otra de las variantes, los clientes permanecen siempre a una tarifa fija, pero pueden recibir descuentos o créditos si reducen el consumo en los periodos de pico crítico.

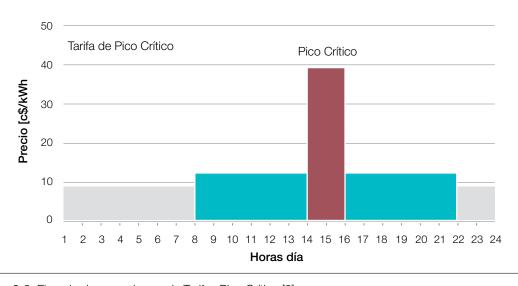


Figura 2-2: Ejemplo de mecanismos de Tarifas Pico Crítico [2].

Los mecanismos de Tarifas Pico Crítico no son muy comunes en EEUU, la primera aplicación tuvo lugar en el año 2000 en Florida. La compañía de electricidad Gulf Power comenzó a ofrecer un programa de este tipo en marzo de 2000, después de varios años de experimentación. Para fines de 2003 se habían incorporado al mismo alrededor de 6.000 participantes. En realidad se trata de un programa que ofrece una combinación de mecanismos de tarifa variable, con la aplicación de medidores y controles avanzados que permiten a los clientes programar el consumo de ciertos dispositivos. Dentro de este programa, el componente de tarifa de pico crítico no se puede invocar más del 1 % de horas del año. La aplicación de este programa permitió a la empresa importantes ahorros en infraestructura, estimados en \$ 35 millones de dólares, además de \$ 2,5 millones en operación y mantenimiento [2].

Si bien la aplicación de este tipo de tarifas variables es relativamente reciente en EEUU, en otros países, como es el caso de Francia (la compañía de electricidad estatal Electricite de France - EdF), se vienen aplicando desde fines de la década del 80.

#### 2.1.3. Precio de la Energía en Tiempo Real (PTR)

Los mecanismos de Precio de la Energía en Tiempo Real (PTR), básicamente consisten en ofrecer a los clientes un precio de la energía que varía continuamente (típicamente hora a hora), en relación al precio de la energía en el mercado mayorista. Los mecanismos PTR vinculan el costo de la energía a nivel del mercado mayorista con los precios a nivel de consumidor final, lo cual sirve para introducir señales económicas que motiven una respuesta del consumo a las variaciones de precios, e indirectamente a las variaciones del costo de producción de la energía eléctrica. Diferentes modalidades de este tipo de mecanismos se han implementado en EEUU y otros países.

Una de estas modalidades denominada day-ahead pricing, consiste en suministrar a los consumidores los precios de la energía con un día de anticipación, en lugar de recibir información de los precios en el mismo momento en que estos son efectivos. Es decir, se informa a los clientes cual va a ser el precio estimado de la energía del siguiente día. De esta forma los clientes pueden programar su consumo conforme a la variación horaria de la tarifa, generalmente los clientes tratan de mover consumos en la hora de pico hacia las horas de resto o valle, donde la tarifa es por lo general menor.

También sirve a algunos clientes industriales y comerciales para tomar recaudos en cuanto a los costos de sus productos o servicios, en caso de que no pueden desplazar consumo de las horas pico y deban por lo tanto afrontar elevadas tarifas. Existen muchos ejemplos de aplicación de este mecanismo de precios en EEUU. Por ejemplo una compañía de la región noreste del país, denominada Niágara Mohawk implementó este sistema en 1998. El sistema consistió en aplicar esta modalidad de tarifas para usuarios con demandas mayores a 2 MW. La experiencia de esta empresa resultó positiva, sin embargo algunos clientes manifestaron que sería conveniente implementar cierto tipo de protección para morigerar los efectos de la posible volatilidad de precios, ya sea mediante contratos de suministro a una tarifa acordada o bien mediante instrumentos financieros.

Dos compañías que operan en el área de Chicago, Community Energy Cooperative y Commonwealth, implementaron en 2003 un plan piloto para aplicar mecanismos de precio de la energía en tiempo real a clientes residenciales. Los aplicación de este mecanismo a clientes residenciales era optativa, mas de 1.200 clientes habían optado por este plan en 2006. Los participantes pueden recibir información sobre las tarifas del día siguiente llamando por teléfono o visitando la página web de la compañía. En este caso también se implementaron mecanismos de protección de riesgo: "si los precios de pico del día siguiente superan cierto umbral, los clientes son notificados ya sea por teléfono, fax o email". El éxito de este programa y la experiencia acumulada a través de su implementación, motivo que compañías de otros lugares propiciaran la implementación de programas de tarifa en tiempo real.

La Figura 2-3 muestra en forma esquemática la variación horaria de tarifa eléctrica en un mecanismo de tarifa en tiempo real.

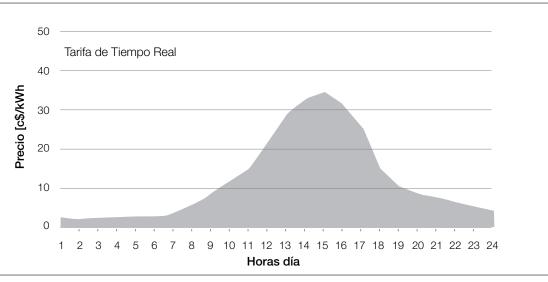


Figura 2-3: Ejemplo de tarifas en tiempo real en mecanismos de TDU [2].

En algunos sistemas se han implementado una variante interesante de los mecanismos Precio de la Energía en Tiempo Real (PTR), que permite a los clientes aprovechar las variaciones de precio de la energía a la vez que los protege de la volatilidad de la variación de estos precios. La denominación en inglés de esta variante es "Two-Part Real-Time Pricing". En este mecanismo se define para el cliente un consumo base basado en el consumo histórico. Los clientes ven el precio variable solamente cuando se apartan del consumo base. Si el cliente consume más de consumo base paga el excedente al precio de la energía en ese momento, si por otro lado consume menos, o desplaza demanda del pico a las horas de resto y valle recibe un crédito.

Georgia Power, una compañía eléctrica en la región sudeste de los EEUU, implemento este programa en 1992, fundamentalmente para clientes con demanda mayor a 900 kW. Más de 1.700 clientes industriales y comerciales subscribieron al programa. Este mecanismo le permite a la empresa reducir la demanda de pico en 750 MW. Esto a su vez permitió a la empresa reducir la capacidad de generación de pico, lo que produjo cuantiosos beneficios que son trasladados a los clientes. Efectivamente, al ser una empresa verticalmente integrada, las tarifa que pasan a los usuarios contemplan todos los gastos en los que incurre la empresa para prestas el servicio, si estos gastos se reducen por la aplicación de mecanismos de manejo de la demanda, dichos ahorros deben ser reflejados en los costos de la energía.

#### 2.1.4. Condiciones para la Implementación de Programas de Tarifa Variable

Los programas de tarifa de tiempo real con una frecuencia de medición y tarifado relativamente alta, horaria e incluso diaria o semanal, requieren del uso de medidores avanzados que permitan el registro no solo de la cantidad de energía consumida, sino también la potencia en un determinado momento y el registro del día y hora de tal medición. La inversión que se requiere para actualizar los medidores puede ser cuantiosa, dependiendo de la cantidad y del tipo de clientes que participen en el programa. Es muy importante en el diseño de estos planes determinar qué frecuencia de medición es realmente relevante para los objetivos del plan, de modo de no encarecer innecesariamente los costos de inversión asociados al programa. Las frecuencias de medición pueden ser por ejemplo: dos mediciones

diarias en pico y fuera de pico, pico y fuera de pico en fines de semana, pico semanal, etc. La diferencia de precios en los periodos relevantes de medición, debe ser importante para que el cliente vea realmente la señal de precio y ajuste su demanda de acuerdo a lo que sea conveniente para el sistema.

Resulta claro que los avances en las tecnologías de comunicación y control, han incrementado sustancialmente las funcionalidades de los medidores y registradores que pueden aplicarse para el manejo de la demanda. Esto avances permiten que sea más flexible y segura la interacción de la empresa con el usuario en materia de la administración y control de la demanda de los clientes. Como ejemplos de las ventajas y prestaciones que permiten los avances tecnológicos al manejo de la demanda, se pueden mencionar los siguientes:

- Medidores con comunicación bidireccional que permiten registrar y facturar el perfil de consumo real, en lugar de valores medios o integrales correspondientes a un periodo de medición.
- Múltiples vías de comunicación para notificar a los clientes sobre eventos de corte de demanda.
- Planificar y ejecutar en tiempo real estrategias de reducción de demanda conforme a variaciones de precio o eventos en el sistema.
- Control de generación distribuida.
- Sistemas integrales de control de demanda de energía de edificios que permiten no solo la optimización del uso energético del edificio, sino también el control de la demanda en forma remota o pre-programada, de acuerdo a las características del programa de manejo de la demanda ofrecido por la empresa eléctrica.

#### 2.2. Planes de Incentivo

En este tipo de planes el cliente recibe una compensación económica por reducir su demanda cuando es requerido por la empresa eléctrica. A diferencia de los mecanismos de tarifa variable, en este caso el cliente no responde a variaciones de precios. Dado que estos mecanismos no dependen de la respuesta del usuario a la variación de los precios de la energía, lo que es difícil de medir y anticipar, los planes de incentivo proveen a la empresa de un mecanismo más confiable y predecible para el control de la demanda.

Se distinguen fundamentalmente dos variantes de este tipo planes: control directo de la carga y planes oferta y recompra (demand bidding/buyback). Algunas publicaciones incluyen dentro de esta categoría a planes destinados al control de la demanda en situaciones de emergencia, como por ejemplo, control de cargas interrumpibles, o programas de carga de emergencia. Si bien en esos casos el cliente también recibe una compensación por el control de su demanda, los mismos están destinados a aliviar situaciones de sobrecarga o problemas de estabilidad del sistema ante situaciones de contingencia, por ese motivo en este trabajo se agrupa a esos planes dentro de otra categoría, a saber; Planes de Respuesta de la Demanda por Confiabilidad.

#### 2.2.1. Control Directo de la Carga (CDC)

Se refiere a programas de manejo de la demanda en los cuales la empresa de electricidad tiene la capacidad para variar o desconectar cargas de los clientes en forma remota. El cliente recibe a cambio una compensación.

Estos programas se focalizan generalmente en equipos de acondicionamiento de aire y calefactores de agua, que la empresa puede apagarlos completamente por un periodo de tiempo dado, o modificar su ciclo de operación durante un cierto horario (por ejemplo apagarlo durante unos 15 minutos por cada hora pico).

Claramente, la reducción de demanda que puede lograrse depende del tipo de equipamiento que se controle y del ciclo de operación. En el caso típico de un sistema de aire acondicionado central residencial la reducción de demanda es del orden de 1 kW, mientras que en calefactores de agua está alrededor de 0,6 kW.

Los sistemas antiguos de CDC eran unidireccionales y operaban generalmente mediante señales de radiofrecuencia. Más recientemente, los avances tecnológicos en materia de comunicación han permitido el desarrollo de controladores remotos mucho más sofisticados, bidireccionales, que no solo permiten el envío de señales de control, sino que también información de estado y medición de variables. Estos sistemas además de acceder al control del tipo on/off, permiten manipular ciclos de operación por medio de otras variables. Por ejemplo, en algunos casos se controla en forma remota el ajuste de temperatura de termostatos de aire acondicionado y calefactores de agua.

Desde el punto de vista del uso de Respuesta de la Demanda como alternativa de expansión de los sistemas, los mecanismos CDC resultan más valiosos y confiables que otros mecanismos, ya que la empresa tiene mayor certeza sobre la respuesta del programa. Estos planes no son 100 % confiables, ya que en la mayoría de los casos el cliente tiene la posibilidad de anular la señal de control o corte. Por supuesto, que en ese caso no recibe la compensación, y en algunos casos incluso puede recibir penalidades.

#### 2.2.2. Programas de Oferta/Recompra (Demand Bidding/Buyback Programs)

En este sistema los grandes clientes ofrecen reducir demanda a un precio determinado, recibiendo el pago correspondiente cuando se efectiviza el corte. En realidad permite a los usuarios dos alternativas diferentes: el cliente puede ofertar un precio por el cual está dispuesto a reducir su demanda, o bien puede especificar la cantidad de demanda que estaría dispuesto a cortar a los precios especificados por la empresa.

En el primer caso, si la oferta del cliente es menor que el costo de suministro, la empresa puede optar por exigir la reducción de la demanda y el cliente está obligado a cortar. Este sistema resulta atractivo a grandes clientes, porque permite a los mismos mantenerse a una tarifa fija y a su vez ajustar su demanda si el precio del mercado es muy alto.

En EEUU estos programas suelen ser operados en los sistemas eléctricos desregulados, es decir donde existe un mercado mayorista eléctrico. En esos casos, los programas son operados por el operador independiente del sistema (Independent System Operator), bajo alguna de las siguientes modalidades:

- En la primera modalidad el operador incorpora las ofertas de corte directamente en la programación de la operación del día siguiente (day-ahead market). Las ofertas se expresan con el precio que el cliente está dispuesto a cortar y la cantidad (kW). Si alguna oferta es seleccionada en el proceso de programación de la operación, el cliente está obligado a cortar al día siguiente en el momento en que el operador le indique.
- En la otra modalidad el cliente actúa como tomador de precio, cuando reduce su demanda, es recién ahí que se le paga al precio de mercado.

#### 2.2.3. Programas de Disponibilidad (Capacity-Market Programs)

Los programas de capacidad son en realidad una variante de programas de confiabilidad. El cliente se compromete a reducir una cantidad especificada de demanda cuando es requerido (normalmente ante contingencias) y a cambio recibe un pago de un premio fijo.

Estos programas pueden ser vistos como una póliza de seguro donde la empresa oficia de tomador.

En efecto, el cliente recibe un pago aunque no se requiera que corte demanda. Muchos clientes prefieren este tipo de programas dado que les asegura un monto fijo, y les evita la incertidumbre de posibles pagos. Por otro lado, las empresas también encuentran este sistema atractivo por que les representa un recurso seguro al que pueden acceder rápidamente y a un valor fijo.

#### 2.3. Programas de Manejo de la Demanda por Confiabilidad

Los programas de gestión de la demanda por confiabilidad tienen por objeto proveer reservas adicionales al sistema eléctrico, para soportar contingencias que producen un desbalance de generación/demanda. Históricamente las empresas eléctricas verticalmente integradas, han procurado recursos de generación, para obtener las reservas necesarias para hacer frente a situaciones de contingencia en el sistema. El costo de tales recursos era incluido en el costo total de la empresa, que luego era recuperado a través de las tarifas del servicio. La reducción coordinada de la demanda en situaciones de emergencia, provee la misma capacidad de reserva que la generación. La cantidad de clientes que están dispuestos a reducir su demanda ante este tipo de situaciones, varía notablemente de un sistema a otro y de cliente a cliente dentro de un mismo sistema eléctrico.

Si bien los mecanismos de gestión de demanda por confiabilidad no representan un alivio al sistema en condiciones normales de operación, proveen una marcada reducción de las necesidades de reserva del sistema para hacer frente a condiciones de contingencia, reduciendo por tanto la necesidad de inversión en el sistema para mantener los niveles de confiabilidad.

Existen varias variantes de este tipo de mecanismos, entre ellos se mencionan los siguientes: Tarifas de Carga Interrumpibles (Interruptible/Curtailable Rates), programas de Respuesta de Demanda de Emergencia (emergency demand response programs) y programas de Servicios Complementarios (ancillary service programs).

En el primer caso, "Cargas Interrumpibles", el cliente recibe un descuento o crédito a cambio de aceptar reducir su demanda durante situaciones de contingencia. El cliente recibe una penalización si no hace efectivo el corte cuando es requerido. Generalmente se aplica a grandes clientes. La definición de gran cliente varía notablemente de un sistema a otro y puede comprender por ejemplo, clientes de 200 kW o más. Típicamente, el tiempo de notificación para que el cliente corte demanda varía entre 30 y 60 minutos. Generalmente se especifica un límite a la cantidad de veces u horas en que se puede requerir corte a un cliente en particular, por ejemplo, la empresa American Electric Power que opera en la región de Ohio, no puede reclamar corte a sus clientes interrumpibles más de 50 horas por temporada.

En los programas de "Respuesta de Demanda de Emergencia" por otro lado, se aplican incentivos a los clientes para que reduzcan demanda en situación de emergencia, sin embargo, a diferencia del programa anterior, la aplicación de la reducción por parte del usuario es voluntaria. En efecto, el cliente puede optar por renunciar al pago del incentivo y mantener su nivel de demanda. El nivel o tarifa de pago por corte normalmente se especifica de antemano, de modo que el cliente toma su decisión basado en información certera.

Claramente, la naturaleza voluntaria de este tipo de programas tiene implicancias en su uso como recurso alternativo a las ampliaciones del sistema. Dado que no hay obligación contractual de corte de demanda, el operador del sistema no puede pronosticar con certeza cuál será la respuesta de los clientes en el momento que se requiera el corte. Desde el punto de vista de la planificación de la expansión del sistema, el grado de in-certeza es aún mayor, dado que se trata de largo plazo, por lo que resulta muy difícil para el planificador considerar este mecanismo como recurso alternativo.

Un ejemplo de aplicación de este tipo de programa en Estados Unidos, es el programa de Respuesta de Demanda de Emergencia implementado por el operador independiente del sistema de New York

(NYISO – New York Independent System Operator). El programa ha sido aplicado con éxito y ha tenido un elevado grado de participación, siendo un elemento clave durante periodos de escasez de reserva.

Es importante destacar, que en todos los sistemas eléctricos se implementan medidas de corte de carga para balancear el sistema y evitar la pérdida de estabilidad ante condiciones de falla. Ejemplos de esto son los esquemas de carga por subfrecuencia, subtensión, y automatismos especiales que responden a una lógica de control más compleja (esquemas de protección especiales). Estos esquemas representan la última línea de defensa del sistema ante situaciones de falla cuando se han agotado las reservas de generación y transmisión, o ante fallas tan severas y de tan baja probabilidad de ocurrencia, que no resulta razonable procurar reservas para tolerar las mismas. A diferencia, los programas de gestión de la demanda por confiabilidad están destinados a contrarrestar contingencias de mayor duración, para los cuales los tiempos de actuación de las medidas de control son mucho más holgados, y los mecanismos de control de demanda resultan alternativas económicas a niveles de reserva del sistema.

## 3. Aspectos Relevantes de los Programas RD

#### 3.1. Beneficios Potenciales del Uso de RD en Sistemas Eléctricos

En la sección anterior se describieron las características principales de algunos de los tipos de programas RD implementados en algunos sistemas eléctricos, especialmente en Estados Unidos.

Pueden existir en realidad muchas variantes de este tipo de programas, cada uno con características únicas o particulares adaptados a una necesidad específica. Por ejemplo, pueden diseñarse programas RD con características específicas para ser utilizados como recursos alternativos para la expansión del sistema, permitiendo diferir inversiones en capacidad de generación, transmisión o distribución. También pueden diseñarse e implementarse programas RD para responder a necesidades de corto plazo, tales como salida de componentes eléctricos, problemas de suministro de combustible, etc. La expansión y distribución geográfica de los programas RD, también pueden variar considerablemente de un programa a otro. En efecto, un programa RD extendido geográficamente a todo el sistema eléctrico va a tener un impacto significativo en las necesidades de capacidad de generación, al permitir reducir el pico de demanda del sistema. Por otro lado, pueden diseñarse programas para ser aplicados a una región particular del sistema, para atender un déficit de capacidad del sistema de distribución o subtransmisión.

La efectividad de un programa RD va a depender de la forma en que la capacidad de control del programa responda o concuerde con las necesidades del sistema.

Los siguientes son algunos de los beneficios que un programa RD puede aportar a un sistema de distribución de energía eléctrica:

- Aplazar en el tiempo o reducir ciertas inversiones de ampliación del sistema.
- Reducir los costos de O&M asociados con las inversiones pospuestas.
- Reducir pérdida de energía en la red.
- Reducir la necesidad de generación local (generación forzada por control de tensión o confiabilidad).
- Beneficios ambientales (por ejemplo, reducir impactos ambientales de las ampliaciones de la red, reducir emisiones producidas por la generación de pico, etc.).

Estos beneficios son el resultado principalmente de la demanda de pico que estos programas permiten reducir, y de la posibilidad que ofrecen algunos programas RD de proveer una respuesta controlada de la carga cuando es requerido por el sistema. Los beneficios son evaluados por los efectos económicos que ellos producen. Así por ejemplo, el hecho de posponer, reducir o eliminar ampliaciones de las redes, trae aparejado una reducción del costo de capital, de los costos de ope-

ración y mantenimiento de esas ampliaciones y los costos asociados con los impactos ambientales. Al reducir la dependencia de la generación en centros de carga, reduce los costos asociados con generación forzada (generación de despacho por razones de confiabilidad, pero que esta fuera del despacho económico por ser más cara y menos eficiente), las emisiones y contaminación sonora producidas por esta generación, y otros impactos ambientales.

En Estados Unidos los programas RD se han implementado extensamente en distintas regiones del país, permitiendo importantes reducciones de la demanda de pico. La comisión federal de regulación de la energía de ese país (The Federal Energy Regulatory Commission - FERC), publicó en 2005 un estudio exhaustivo sobre los programas de Respuesta de la Demanda en ese país. El estudio presenta resultados sobre la reducción de demanda potencial que podría obtenerse con la aplicación de programas RD a nivel de todo el país. Se presentan en el estudio dos tipos de resultados, uno basado en encuestas realizadas por la FERC a empresas y entidades del sector, y otro en base a estimaciones de la propia FERC, basados en los resultados de las encuestas e información de otras fuentes.

En el primer caso, la reducción potencial de demanda pico mediante la aplicación de mecanismos RD estimada para todo el sistema del país, es aproximadamente 30.000 MW. Ese valor representa aproximadamente el 4 % de la demanda máxima de todo el país proyectada para el año 2006 (el estudio se publico en 2005). El valor estimado por la FERC en el segundo caso es mayor y asciende a 37.000 MW.

La Figura 3-1 muestra la reducción potencial de demanda por región¹ y por tipo de usuario. El estudio muestra que las regiones RFC (Reliability First), MRO (Midwest Reliability Organization) y SERC, presentan un potencial de reducción de demanda de aproximadamente el 20 % de su demanda máxima.

En las otras regiones el potencial es menor, oscilando entre 3 % y 7 %.

Es interesante el resultado respecto de la reducción potencial de demanda por tipo de consumidor. Los programas RD destinados a clientes industriales representan el 32 % del potencial total de reducción a nivel de todo el país.

El aporte potencial de clientes residenciales es de aproximadamente 20 %, mientras que el de los clientes comerciales es del 16 %. El 22 % restante está dado por los programas implementados a nivel de operador regional del sistema (RTO) y otros tipos de clientes, como clientes agrícolas.

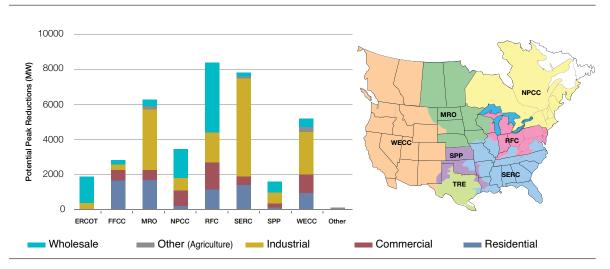


Figura 3-1: Reducción potencial de demanda por región de EEUU por medio de programas RD.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Regiones definidas por el North American Reliability Council (NERC)

El trabajo de la FERC también incluye un análisis comparativo de los recursos potenciales de Respuesta Manejo de la Demanda para Optimizar las Ampliaciones de un Sistema Eléctrico 15 de la Demanda versus el recurso actualmente utilizado. Los resultados se muestran en la Figura 3-2.

Se observa que en algunas regiones el recurso RD está siendo muy poco utilizado. El estudio señala sin embargo, que la información sobre los programas reales esta subestimada la reducción experimentada de la demanda de pico, debido a inconsistencias en la información provista por las empresas (por ejemplo, los operadores independientes ISO/RTO no reportaron a la encuesta de la FERC, información sobre la reducción de demanda pico en sus sistemas debido a los programas RD.

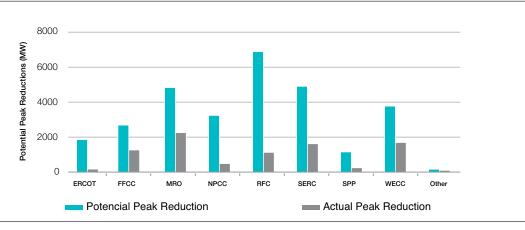


Figura 3-2: Recursos de RD potenciales vs realmente implementados.

#### 3.2. Resultados de la Aplicación de Programas RD

Existe evidencia experimental que demuestra que los clientes efectivamente responden a los mecanismos de tarifa variable, desplazando demanda hacia los periodos donde el precio es más bajo.

Ver referencias [14][19].

La referencia [21], presenta un estudio del resultado de 14 programas pilotos de Respuesta de la Demanda llevados a cabo en EEUU, Canadá, France y Australia. Los resultados del estudio de los programas piloto, revelan que los mecanismos de precios dinámicos de la energía eléctrica son efectivos para la reducción de la demanda de consumos residenciales. Los programas RD analizados son identificados a continuación por su denominación en ingles:

- California Anaheim Peak Time Rebate Pricing Experiment.
- California Automated Demand Response System Experiment (ADRS).
- · California Statewide Pricing Pilot (SPP).
- Florida The Gulf Power Select Program.
- France Electricite de France (EDF) Tempo Program.
- · Idaho Idaho Residential Pilot Program.
- Illinois The Community Energy Cooperative's Energy-Smart Pricing Plan (ESPP).
- Missouri Ameren UE Residential TOU Pilot Study.
- · New Jersey GPU Pilot.
- New Jersey Public Service Electric and Gas (PSE&G) Residential Pilot Program.
- New South Wales / Australia Energy Australia's Network Tariff Reform.
- Ontario / Canada Ontario Energy Board Smart Price Pilot.
- Washington (Seattle Suburbs) Puget Sound Energy (PSE)'s TOU Program.
- · Washington Olympic Península Project.

La Figura 3-3 presenta los porcentajes de reducción de demanda estimados para cada uno de estos programas RD piloto. Estos experimentos no son perfectamente comparables, debido a que las características y condiciones que presentan los distintos sistemas donde fueron aplicados, varían considerablemente entre ellos. No obstante esto, los resultados son indicativos de lo que puede esperarse de mecanismos RD de tarifa variable.

Se observa que la mayor reducción (entre 20 % y 50 %) se produce con los mecanismos de Tiempo de Uso (TDU) y mecanismos de Tarifa de Pico Crítico (TPC), con tecnologías que facilitan la respuesta del cliente2).

Los mecanismos TPC y de Descuento Temporal de Pico (DTP), sin tecnologías que faciliten la respuesta del usuario, presentan reducciones sensiblemente menores. Una excepción de esto es el programa TPC de Idaho.

Se observa también que los mecanismos TDU sin tecnologías apropiadas, presentan menores porcentajes de reducción de demanda en pico.

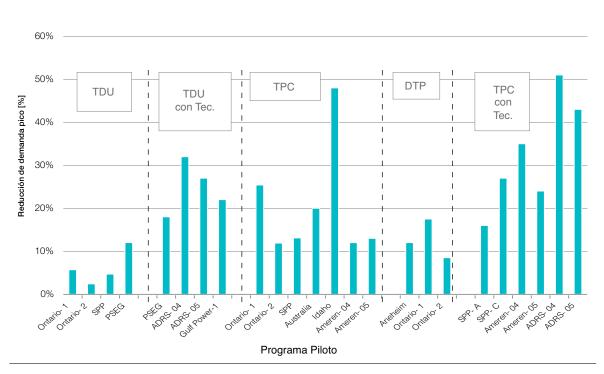


Figura 3-3: Reducción de demanda estimada de programas RD piloto.

Un parámetro importante para evaluar el funcionamiento y resultado de la aplicación de programas RD, es la medida en que los clientes realmente aplican la reducción de demanda que ellos prometen.

La Figura 3-4 presenta resultados estadísticos sobre la reducción real aplicada por clientes, en relación con la reducción prometida o subscripta en programas de respuesta de la demanda, implementados por el operador independiente del sistema de Nueva York (New York ISO) y la autoridad

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Las tecnologías aplicadas a los mecanismos RD, permiten un control más específico de la demanda, limitando la intervención directa del usuario. Ejemplos de estas tecnologías RD son los termostatos programables, medidores avanzados con comunicación bidireccional con la empresa eléctrica, electrodomésticos con control a distancia (desde la empresa).

de investigación y desarrollo de energía del estado de Nueva York. Esta figura muestra resultados desagregados por sector.

Se observa en la figura que en algunos casos los programas tuvieron reducciones efectivas de la demanda cercanas, e incluso superando el 100 % de la reducción prometida. En otros casos la respuesta real fue baja, llevando a tan solo el 20 % (por ejemplo en programas implementados en el sector salud – Health).

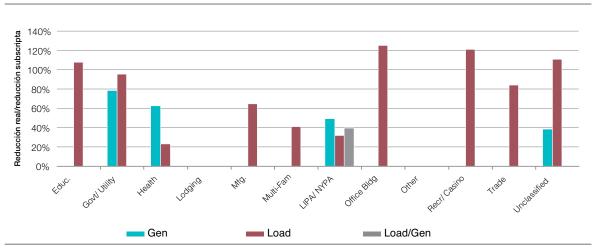


Figura 3-4: Reducción real de demanda, relativa a la reducción especificada en la subscripción de programas RD.

Otro caso interesante, son los programas de Respuesta de la Demanda de Emergencia implementados en Nueva York. En verano de 2006 el porcentaje de respuesta de estos programas estuvo entre el 32 % y el 60 % en el curso de cinco eventos [22].

Por otro lado, estadísticas de programas RD implementados en la región de Nueva Inglaterra en Estados Unidos (New England), muestran que la respuesta relativa – reducción real vs reducción prometida – en mecanismos del tipo de planes de incentivo y programas RD de confiabilidad, es siempre superior a la respuesta de los mecanismos de tarifa variable. Esto se debe a que en los primeros mecanismos toda la demanda subscripta es demanda interrumpible, mientras que en los mecanismos de tarifa variable la reducción es a discreción del usuario. De aquí, que la reducción real en los casos planes de incentivo y de confiabilidad se acerque al 100 % de la reducción subscripta, mientras que en el caso de tarifa variable, la reducción real es solo una fracción [22].

Casos similares han sido reportados para programas RD en otras regiones de EEUU. En California por ejemplo, durante un pico de demanda producido el 24 de julio de 2006, se registró que la respuesta en programas RD del tipo de planes de incentivo y confiabilidad (Interruptible Rates and Demand Reserves Partnership programs) fue del 83 %, mientras que la respuesta de programas de Tarifa de Pico Crítico (TPC), fue del 56 %. Aparentemente los dos primeros tipos de programas tenían penalidades muy fuertes por incumplimientos, cosa que no sucedía en el caso de los TPC [22].

De estas estadísticas se desprende en primer lugar, que los mecanismos RD efectivamente proveen alivio de demanda. La cantidad de reducción de carga experimentada, depende fuertemente del tipo de programa, del tipo de cliente involucrado, de las condiciones climáticas y de las circunstancias al momento en que la reducción de demanda es requerida. Se observa sin embargo que en general los programas de tarifa en tiempo real, presentan tasas de aplicación inferiores a mecanismos de incentivo y de confiabilidad.

#### 3.3. Ejemplos de Aplicación de Programas RD para Diferir Inversiones

Si bien existen muchos casos de aplicación de diferentes programas de RD en sistemas eléctricos, hasta la fecha solo pueden encontrarse unos pocos ejemplos donde la aplicación de los mismos este considerada explícitamente como alternativa a la expansión de redes de transmisión y distribución. Dada la gran variedad de mecanismos RD cada uno con características particulares, es difícil identificar programas destinados específicamente a este fin. Se presentan en estas secciones algunos ejemplos de programas RD en sistemas eléctricos de Estados Unidos, que por sus características impactan directamente en las necesidades de ampliación de las redes, proveyendo ya sea alivio de carga en condiciones normales de operación o recursos para mantener la estabilidad ante situaciones de contingencia.

#### 3.3.1. Consolidated Edison

ConEdison es una compañía que presta servicio eléctrico a aproximadamente 3,2 millones de clientes y servicios de gas a 1,1 millones de clientes en la ciudad de Nueva York, Nueva Jersey y la parte este de Pensilvania. Territorialmente el área de servicio está dividida en 80 redes y zonas de carga, con demandas de pico entre 50 MW y 460 MW. Con Edison tiene programas de RD que pueden considerarse explícitamente orientados a proveer alternativas para la expansión de las redes. Esta empresa implementó en 2006 el programa RD denominado Programa de Alivio de Carga de Distribución (Distribution Load Relief Program – DLRP), que permite cortar cargas a los clientes subscriptos en casos de contingencias o situaciones de riesgo para la red. El programa está abierto a clientes que puedan reducir carga por al menos 50 kW, y los clientes pueden optar por la modalidad obligatoria o voluntaria. Los clientes tienen que tener medidores digitales con comunicación vía línea telefónica. El medidor registra y salva los valores de consumo en cada hora y los datos son luego utilizados por la empresa para calcular el pago del incentivo correspondiente. La empresa instala los medidores a pedido de los clientes, a un costo de entre \$US 1000 y \$SD 1200 [24].

Existen dos modalidades para los pagos de incentivos a los clientes subscriptos al programa DLRP: En la opción voluntaria se pagan incentivos por la energía no utilizada. En este caso los clientes reciben un crédito por un valor que resulte del máximo entre \$US 0,5 por kW reducido o el precio marginal local de la energía en el momento del corte. La cantidad de carga efectivamente reducida, se calcula como la diferencia entre el consumo promedio en 5 días con iguales características al día donde se produce el corte (temperatura, día de la semana, etc.) y el consumo real durante el corte. Los 5 días de referencia se eligen dentro de los últimos 30 días antes del día de corte. En la opción obligatoria el cliente también recibe el pago por efectuar el corte, pero además recibe un incentivo mensual por garantizar disponibilidad para el corte. Este caso puede oscilar entre de \$US 3 y \$US 6 por kW-mes. Cuando se aplica el corte de carga a un cliente, el cliente debe mantener el corte por al menos 4 horas.

En 2006 el programa contaba con 80 MW de alivio de carga disponible mediante la modalidad voluntaria y nada disponible en la modalidad obligatoria. En 2008 el volumen disponible mediante la opción voluntaria se extendió a 50 MW y se lograron 180 MW a través de la opción obligatoria.

#### 3.3.2. Mad River Valley Project

Green Mountain Power es una compañía eléctrica que pertenece al grupo Northern New England Energy Corporation. Provee servicio eléctrico en el estado de Vermont en el noreste de Estados Unidos, sobre un territorio con aproximadamente un cuarto de la población de este estado y sirve a aproximadamente 90.000 clientes.

En 1989 Green Mountain Power necesitaba ampliar el sistema de distribución para alimentar un centro turístico en la zona central de Vermont (Sugarbush Resort in the Mad River Valley). Para atender el crecimiento esperado de la carga en esa región, se necesitaba construir una nueva línea de transmisión de 34,5 kV. El costo de la línea en ese momento era de 5 millones de dólares americanos. En lugar de esta ampliación, Sugarbush instaló un sistema de control de su demanda que permitía monitorear y controlar su carga, de modo tal de no superar la capacidad de transmisión de la línea existente (30 MW).

Otros clientes que recibían carga mediante este alimentador se sumaron a esta alternativa. La compañía posteriormente abandonó este mecanismo una vez que los problemas de capacidad de la red fueron resueltos [6].

#### 3.3.3. Bonneville Power Administration (BPA)

La Bonneville Power Administration (BPA) es una agencia federal que depende del departamento de energía de los Estados Unidos. BPA provee servicio eléctrico a una extensa región del noroeste de ese país. Opera una extensa red de transmisión y cuenta con generación nuclear, hidroeléctrica y eólica. La administración central está ubicada en la ciudad de Portland en el estado de Oregon. BPA evalúa mecanismos de RD como opciones para ampliaciones de redes (non-wire options) en proyectos superiores a 2 millones de dólares. Ha desarrollado un proceso para identificar posibles proyectos RD que sirvan como alternativas de expansión de las redes. El proceso examina los requerimientos de potencia de un programa RD, así como el tiempo de puesta en servicio y la velocidad de respuesta. Desde 2001 se han implementado una serie de proyectos pilotos, pero hasta la fecha no se han concretado en diferimientos reales de expansiones de la red.

Uno de los casos más interesantes considerados es el de alternativas de suministro para la región denominada Olympic Península en el estado de Washington. Esta área es servida mediante dos líneas de transmisión, una de 230 kV y otra de 115 kV. En condiciones de carga invernal muy elevada, la salida de una de estas líneas produce un colapso de tensión en el área. La solución definida para ese problema es la construcción de una línea de 500 kV. En 2004 se llevo a cabo un estudio destinado a evaluar posibles alternativas para aplazar lo más posible la construcción de esta línea [25]. En el estudio se consideraron como alternativas el uso de generación distribuida (GD), eficiencia energética (EE) y respuesta de la demanda (RD). Los resultados del estudio indicaron que la GD basada en instalaciones de cogeneración con motores diesel era económicamente efectiva. Con respecto a mecanismos de RD el estudio concluyó que pueden resultar efectivos ante ciertas condiciones y que se requiere mayor información de programas piloto para identificar las posibilidades ciertas de esta opción. A partir de los resultados de los programas piloto, se obtendría una visión más clara de cuantos MW de respuesta podrían esperarse y a que costo. El estudio determina que se necesitan 50 MW de Respuesta de la Demanda para poder diferir la ampliación en 5 años, y que el incentivo no debería ser inferior a \$SD 150/MWh. Se asumió en el estudio, que BPA pagaría como incentivo el 50 % del costo evitado de transmisión al diferir las inversiones.

A partir del ese estudio se continuo con la evaluación de proyectos RD piloto. Las opciones consideradas para obtener los 50 MW de respuesta de demanda requerida, son las siguientes:

- Control directo de carga: 20 MW de calefactores de agua eléctricos, bombas de agua de piscinas, bombas de calor, circuito de aire forzado en hornos.
- Respuesta de Demanda (programas de incentivo): 16 MW de electrodomésticos del tipo "Grid-FriendlyTM appliances" y cargas residenciales.
- Eficiencia energética: 15 MW.

Al 2007 se continuaba con la compilación de datos y se estableció como acciones futuras la realización de un estudio detallado que compilara las lecciones aprendidas y que permite identificar con claridad las fortalezas, debilidades de estos programas así como las oportunidades reales que estos ofrecen.

#### 3.3.4. Nueva Gales del Sur. Australia

La legislación eléctrica en Nueva Gales del Sur (NGS) exige a las empresas distribuidoras investigar programas de RD como alternativas para la expansión de las redes. Este requerimiento se estableció en 1995 en el acta de suministro de electricidad (Electricity Supply Act), sin embargo hasta la fecha solo en unos pocos proyectos se han considerado programas de RD y eficiencia energética como alternativas viables. En la mayoría de los casos se ha encontrado que la solución mediante RD no es efectiva [29][30].

Para determinar si las soluciones mediante mecanismos RD son alternativas factibles, los distribuidores estudian y publican los requerimientos de la red para los próximos cinco años. Cuando se encuentran limitaciones en la red para suplir la demanda estimada para esos años, el planificador debe determinar si es razonable requerir programas de RD. El regulador provee guías y recomendaciones de cómo el planificador debe analizar las opciones basadas en RD. El regulador también provee guías sobre como evaluar propuestas de respuesta de la demanda. Las soluciones decididas son posteriormente publicadas.

#### 3.4. Costos y Evaluación Económica de los Mecanismos Respuesta de la Demanda

La implementación de programas RD tienen una serie de costos asociados que deben ser cuidadosamente evaluados para determinar la eficiencia económica de los mismos. El costo depende claramente del tipo de programa que se implemente. En los mecanismos de tarifa variable recae directamente sobre los clientes subscritos, quienes deben pagar mayores tarifas si aumentan su consumo en horas de precios elevados. En el caso de mecanismos de incentivo, el costo es asumido directamente por la empresa (por supuesto finalmente es recolectado por todos los clientes). Pueden mencionarse en general las categorías de costos asociadas a la implementación de un sistema de RD:

- Diseño y desarrollo del programa.
- · Costo de reclutamiento de clientes que subscriban al programa.
- Costo de capital del equipamiento (medidores avanzados, medios de comunicación, sistemas de procesamiento de la información, etc.)
- Costos de administración del programa.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Incentivos ofrecidos a los clientes (en el caso de mecanismos de incentivo).

Existen varias metodologías para la evaluación económica costo-beneficio de programas de respuestade la demanda, que se diferencian entre sí fundamentalmente por la perspectiva desde la cual se analiza la relación costo / beneficio. Entre estas metodologías se pueden mencionar las siguientes:

Test del costo de la empresa (Utility Cost Test): Esta metodología mide el impacto sobre los ingresos de la empresa. Los beneficios incluidos en este caso son los costos de transmisión evitados incluyendo los costos de O&M. Los costos están dados por los pagos de incentivos (en los programas de incentivo) y los costos administrativos. Algunas variantes de este mecanismo incluyen en los costos la pérdida de venta de energía cuando se disminuye la demanda. Estos costos tienen mayor impacto en el caso de programas de eficiencia energética, donde hay una reducción neta de la energía que la empresa vende a un cliente.

Test de costo del participante (Participant Cost Test): Este test mide el beneficio neto para el cliente asociado al programa durante el ciclo de vida del mismo. Los beneficios incluidos en este test son los incentivos recibidos por el cliente y las reducciones en las facturas de energía. Los costos incluyen el gasto para el cliente si no participa. Este test es un buen indicador de cuan aceptable puede ser un programa determinado para los clientes, y por lo tanto ayuda a determinar la probabilidad de aceptación por parte de los clientes.

Costo total del recurso (Total Resource Cost Test - TRC): Este test mide la relación beneficio / costo en una perspectiva más amplia, e incluye todos los costos y beneficios asociados con un programa RD. Los beneficios incluyen los costos evitados de transmisión, distribución, generación de energía y capacidad, incluyendo pérdidas. Los costos incluyen los costos de las medidas durante el ciclo de vida, costos de O&M, costos administrativos, y la pérdida de oportunidad de reducir pérdidas en las redes si las mismas se amplían. Una variante de este test es el denominado Costo Social Total, que es incluso más amplio que el TRC, ya que incluye todos los costos considerados en este último, más externalidades como costos ambientales por disminución de emisiones.

Claramente el último de estos test – TRC y su variante Costo Social Total – es el único que mide realmente si el costo total se reduce mediante la aplicación de programas RD, y por lo tanto si es beneficioso para la sociedad en su conjunto. Los otros test son medidas de quien paga y quien recibe los beneficios. Esto es, miden como los costos y beneficios son distribuidos entre la empresa, los participantes en el programa y el conjunto de los clientes. Estos son útiles para medir el grado de dificultad que puede resultar para la aceptación e implementación de un programa determinado. Por ejemplo, si el programa beneficia a ambos, empresa y clientes, resultará más sencillo la implementación del mismo. Si por otro lado el cliente individual resulta perjudicado o con mínimos beneficios, aún cuando el test social sea positivo para la región, resultará muy difícil conseguir la aceptación y subscripción al programa.

## 4. Elementos para la Consideración de Mecanismos RD en la Expansión de los Sistemas Eléctricos

Históricamente los sistemas eléctricos se han diseñado, construidos y operados de modo tal de satisfacer la demanda de los usuarios con niveles de confiabilidad especificados, cualquiera que sea la demanda. Es decir, el sistema eléctrico "reacciona" a las necesidades del cliente. En términos generales, las alternativas de Respuesta de la Demanda toman la dirección contraria, en el sentido que tienden a ajustar el consumo en función de las condiciones del sistema y no exclusivamente en respuesta a los deseos del usuario.

Si bien, como se describió en las secciones anteriores, los mecanismos de respuesta de la demanda se han venido implementando en los sistemas eléctricos durante muchos años, no existe mucha evidencia específica del resultado de aplicación de RD como alternativa a la expansión de los sistemas eléctricos.

La evaluación de estos mecanismos como alternativas para la expansión de las redes eléctricas es un proceso complejo. Uno de los elementos que en alguna medida atentan contra un uso más difundido de esta alternativa, es la falta de confianza o certidumbre que tiene el planificador respecto de la respuesta que puede esperar de los usuarios asociados a programas RD en los momentos requeridos. En efecto, mientras que las soluciones convencionales para la expansión de las redes (nuevas líneas de transmisión, subestaciones transformadoras, etc.) son perfectamente conocidas y controladas por el planificador, y en definitiva la compañía eléctrica, el comportamiento de los mecanismos RD depende en definitiva de los deseos y necesidades del usuario, que pueden variar con el tiempo y la circunstancias.

Claramente, los mecanismos en los cuales la respuesta es voluntaria o no hay penalidades cuando el usuario no aplica la disminución de demanda requerida, son los que presentan mayor incertidumbre para el planificador y mayor riesgo.

Los mecanismos como control directo de la carga y programas de incentivo con penalidades por otro lado, presentan mayor certeza y su resultado puede ser cuantificado con mayor precisión. Sin embargo, aún este tipo de programas RD presentan un nivel de riesgo elevado para la planificación de largo plazo, no tanto por la calidad de la respuesta en momentos críticos, sino por la continuidad de la aplicación del programa. Efectivamente, ciertos clientes asociados a un programa RD pueden decidir por diversas circunstancias cancelar su suscripción después de algún tiempo. Tal comportamiento es difícil de predecir, y si efectivamente ocurre va a ocasionar una situación difícil para la empresa eléctrica y si esta planificó su sistema futuro considerando que iba a disponer de la respuesta de la demanda por un tiempo determinado. El diseño de los programas RD deben contar con elementos que permitan mitigar o morigerar los efectos que pueden tener este tipo de situaciones. Por ejemplo, si especificar un tiempo mínimo de subscripción a un programa RD, o un tiempo mínimo razonable de aviso de cancelación, puede permitir a la empresa actualizar su plan de reforzamiento de la red, o procurar intensificar los programas RD.

Por lo tanto, las capacidades de los programas RD existentes o potenciales deben ser identificadas y entendidas, incluyendo cambios o alteraciones esperadas, adiciones y retiros de servicio durante el horizonte de planificación. Las características más relevantes de los programas RD a considerar incluyen: cantidad de reducción de demanda, duración, velocidad y confiabilidad de respuesta, tiempo de mínimo de aviso para obtener la respuesta, coincidencia de la respuesta con la demanda pico del sistema, inversión y costo de operación y manteniendo del programa.

Normalmente los programas RD son diseñados por sectores y departamentos de una empresa eléctrica, no directamente ligados a la planificación. Es por lo tanto necesario que toda la información relevante sobre los programas RD implementados o estudiados por la empresa, sean transferidos al departamento de planificación. El planificador debe asimilar y entender las características y potencialidades de los programas RD, entes de poder considerarlos como opciones validas para la expansión del sistema.

Generalmente, tal como se describió en el caso de BPA – Olympic Peninsula, es necesario implementar programas pilotos por un tiempo considerable para poder obtener información relevante sobre el comportamiento estadístico de los mismos.

La experiencia de otros sistemas eléctricos sin duda es muy valiosa y debe ser documentada y analizada apropiadamente, sin embargo no es suficiente para evaluar el uso potencial de mecanismos RD en el sistema en cuestión, ya que cada sistema eléctrico y sus usuarios tienes características y patrones de consumo únicos.

Una vez que el planificador ha obtenido suficiente información que le permita cuantificar las características relevantes de la RD como proveedor de capacidad al sistema, esta información debe ser contrastada con los requerimientos del sistema. Si las capacidades de la RD son adecuadas para cubrir las necesidades del sistema, ésta puede considerarse como alternativa dentro de la gama de posibles soluciones. Típicamente, para que las soluciones sean comparables, estas deben especificarse de forma tal que las mismas permitan lograr el mismo grado de confiabilidad. De ese modo, la comparación resulta directa y estará basada en el costo de cada solución.

En términos generales entones, la consideración de mecanismos RD en la planificación de un sistema eléctrico involucra tres componentes principales:

· Identificación y caracterización de las necesidades del sistema.

- Identificación de la capacidad de la Respuesta de la Demanda.
- · Identificación de la solución Compatibilización de los requerimientos con las capacidades.

#### 4.1. Identificación y Caracterización de las Necesidades del Sistema

Las necesidades de ampliación del sistema están determinadas fundamentalmente por el crecimiento de la demanda, que tiene una dimensión temporal y espacial. Las limitaciones del sistema para suplir la demanda, se ven reflejadas en la capacidad del sistema de generación para producir la cantidad necesaria de energía y potencia, y de las redes de transmisión y distribución (T&D) para llevar la energía generada hasta el consumo. La falta de capacidad de la T&D se manifiesta en varios tipos de problemas, tales como sobrecargas de líneas y transformadores, inadecuados niveles de tensión e insuficiente capacidad de potencia reactiva.

Una vez que se han identificado los requerimientos y carencias del sistema, resulta necesario caracterizar las mismas de acuerdo a una serie de parámetros, de modo tal de poder evaluar las distintas alternativas de solución en forma consistente. Los siguientes son algunos parámetros que caracterizan los requerimientos de un sistema:

- > Cantidad (MW y MVar): Este es el parámetro básico que caracteriza los requerimientos del sistema. Si bien en principio cualquier reducción de la demanda es beneficiosa para aliviar las restricciones del sistema, en general una cantidad mínima de respuesta de la demanda es necesaria para eliminar o aplazar en el tiempo la necesidad de una ampliación de red.
- > **Tiempo:** Se pueden identificar varias dimensiones del tiempo involucrado en las necesidades del sistema:
- Fecha de instalación y tiempo de uso: La fecha en la se requiere que la capacidad adicional esté disponible por primera vez, define el tiempo disponible para implementar la solución. La identificación de las necesidades, se debe efectuar con la antelación suficiente de modo tal que exista el tiempo material para completar la implementación de la misma. Cuando la solución es una ampliación convencional (nueva línea o transformador), esta permite cubrir el crecimiento de la demanda por varios años. En efecto, la capacidad de las nuevas instalaciones excede ampliamente los requerimientos en el primer momento de la instalación, ya que las ampliaciones se diseñan para cubrir el crecimiento de la demanda por una cierta cantidad de años. En el caso de la RD por el contrario, se aplica en la mínima medida necesaria para cubrir el requerimiento de capacidad en un momento determinado (capacidad incremental), por lo que los requerimientos de respuesta de la demanda se van a ir incrementando año a año, conforme crezcan la demanda y las solicitaciones del sistema.
- Velocidad de respuesta y predecibilidad: Los siguientes cuestionamientos definen los requerimientos de velocidad de respuesta y necesidad de predecir la misma: ¿Se puede predecir la respuesta de la demanda con un día o más de anticipación?; ¿La respuesta de la demanda, se requiere en forma instantánea y o el operador puede requerirla con algún tiempo de anticipación?
- Duración y frecuencia de la respuesta: ¿Por cuantas horas se extiende el requerimiento de respuesta de la demanda?; ¿Cuántas veces al año se requiere su actuación?
- > Localización: Algunas necesidades del sistema, como por ejemplo el déficit de generación, son más flexibles en cuanto a la localización de los recursos de capacidad (ya sea nueva generación o RD). Otros casos, como por ejemplo ampliaciones de líneas y estaciones transformadoras debidas al déficit de capacidad de transmisión, tienen una localización específica. Cuando se analiza la RD como solución alternativa en estos casos, se debe identificar la localización geográfica del área donde el alivio de carga es efectivo, para reducir las sobrecargas de los componentes identificados.

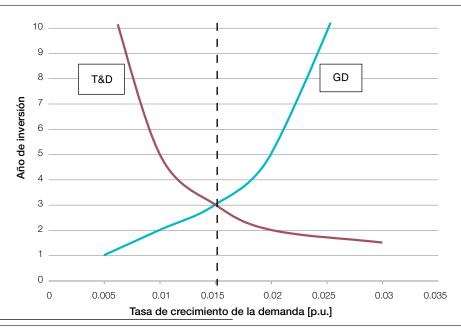
Cada sistema y cada proyecto de ampliación tienen sus propias características y las alternativas de solución deben estudiarse específicamente caso por caso. No obstante esto, puede identificarse la naturaleza de la sobrecarga, como el elemento principal que define la aplicabilidad de una solución para la adecuación del sistema basada en mecanismos RD. Los factores principales que caracterizan una sobrecarga son los siguientes: la tasa de crecimiento de la carga que origina la sobrecarga y la duración de la sobrecarga.

#### 4.1.1. Impacto de la Tasa de Crecimiento de una Sobrecarga

La factibilidad técnica y económica de utilizar la RD como alternativa para la expansión de una red, depende en forma sustancial del crecimiento que presente la componente de sobrecarga que afecta a las instalaciones existentes. En general, mientras menor sea la tasa de crecimiento de la sobrecarga mayor será la factibilidad de que la solución basada en RD sea factible y económicamente atractiva. En efecto, una solución incremental basada en RD³ puede cubrir una deficiencia del sistema en un tiempo determinado, pero si ésta deficiencia se incrementa con el tiempo, más y más requerimientos de respuesta van a ser requeridos, hasta un punto en el cual va a resultar conveniente implementar una solución convencional.

La Figura 4-1 muestra el resultado de un análisis de planificación de un área de red delimitada por tres subestaciones [33]. En este caso en realidad se trata de una solución alternativa basada en el uso de generación distribuida. Si bien las características de la generación distribuida como proveedora de capacidad a las redes difieren de la RD, el ejemplo es útil para ilustrar este concepto.

En esta figura se representa la sensibilidad de la decisión de planificación (ampliación de la estación transformadora vs generación distribuida), graficando el año en el cual cada opción resulta económica en función de la tasa de crecimiento de la sobrecarga. Si la tasa de crecimiento es de solo el 0,5 %, resultaría económico invertir in generación distribuida en el año 1, mientras que para este crecimiento tan reducido no habría incentivo económico para invertir en mayor capacidad de las subestaciones en más de 10 años. El punto de indiferencia ocurre para una tasa de 1,5 %. Para tasas de crecimiento mayores, la opción de ampliar las subestaciones resultaría más económica.



គ្នាប្រាស់ នៅក្នុង មានក្រុម នៅ មានក្រុម មានក្រាម មានក្រុម មានក្រ

#### 4.1.2. Impacto de la Duración de la Sobrecarga

Además de la tasa de crecimiento de la demanda o sobrecarga, otro factor que tiene influencia significativa en la factibilidad de uso de mecanismos RD es la duración de la sobrecarga [33].

Básicamente, mientras menor sea la cantidad de horas en que se produce una sobrecarga, mayor será la probabilidad de que una solución basada en RD sea más eficiente que una solución convencional, basada en ampliaciones de líneas de transmisión o subestaciones.

La Figura 4-2 muestra una representación de una sobrecarga sobre una instalación en particular, que puede ser una estación transformadora o una línea de transmisión.

La superficie graficada representa la energía acumulada de la sobrecarga agregada por hora del día y por mes del año. Este es un ejemplo típico de una condición de sobrecarga, para la cual una solución incremental basada en mecanismos RD puede resultar económicamente atractiva. En efecto, se trata de un pico de sobrecarga de relativamente corta duración, que dura unas pocas horas al día, unos pocos días al año.

La Figura 4-3 muestra otro tipo de sobrecarga, para el cual es menos factible que una solución basada en RD sea económicamente viable.

La sobrecarga se produce durante muchas horas del día, desde el mes de mayo al mes de septiembre.

Esta situación de sobrecarga generalmente representa suficiente energía como para evidenciar una justificación convencional basada en ampliaciones de la red.

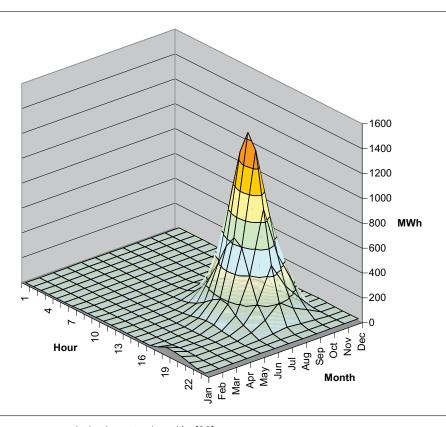


Figura 4-2: Sobrecarga pronunciada de corta duración [33]

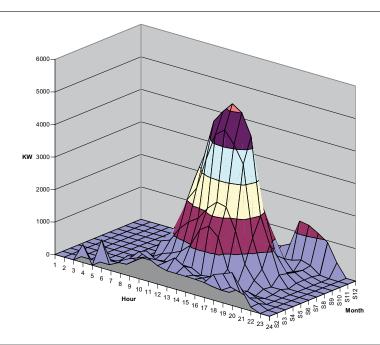


Figura 4-3: Sobrecarga extendida de larga duración [33]

En los dos ejemplos anteriores la duración de la sobrecarga se identificó para un año en particular. En realidad, la aplicabilidad de una solución determinada que permita adecuar el sistema a los requerimientos de una demanda creciente depende de estos dos efectos combinados, esto es; la duración de la sobrecarga en el año base y la tasa son la misma y crece a largo de los años. Estos parámetros van a definir la duración de las condiciones de sobrecarga en los años del horizonte de estudio.

La Figura 4-4 representa gráficamente, como crecen con el correr de los años los requerimientos de capacidad de una instalación en particular. Una alternativa basada en RD, debe ser capaz de satisfacer los requerimientos en cada uno de los años del horizonte considerado, para poder ser una solución viable.

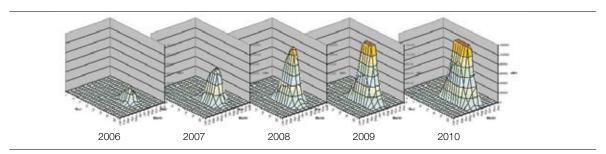


Figura 4-4: Ejemplo de sobrecarga creciente con los años [33]

De lo anterior se desprende que en términos generales, la aplicación de mecanismos RD como alternativas para la expansión de las redes, es una solución viable en áreas donde hay una demanda estable, con un crecimiento limitado y pocas nuevas demandas.

La implementación de una solución basada en RD debe programarse con mucha anticipación, y en general toma varios años lograr la inserción y aceptación de programas RD entre los usuarios. Por otro lado, resulta ineficiente este tipo de solución en regiones donde hay un crecimiento importante de la carga, definido tanto por un aumento de la demanda existente como por la incorporación de

nuevas demandas. En efecto, en áreas con crecimiento económico significativo, los pedidos a la empresa eléctrica de nuevos suministros, ya sean nuevas cargas residenciales, comerciales o industriales, se efectúan con relativamente poco tiempo de anticipación, y la empresa no dispone de suficiente tiempo como para implementar soluciones más complejas basadas en RD.

#### 4.2. Identificación y Caracterización de la Respuesta de la Demanda

Resulta claro que, cada programa de Respuesta de la Demanda tiene sus propias características, bondades y limitaciones. Al igual que en el caso de la identificación de las necesidades del sistema, cada caso de uso de Respuesta de la Demanda debe ser evaluado en forma específica, ya que una caracterización general de los mismos no resulta posible. No obstante esto, se describen a continuación algunas características generales de dos tipos comunes de demandas, que sirve para ilustrar como un programa de Respuesta de la Demanda aplicado a este tipo de cargas podría ser usado para aliviar condiciones extremas en el sistema.

#### 4.2.1. Carga de Aire Acondicionado Residencial y de Pequeños Comercios

Para determinar los MW de reducción que podrían implementarse mediante el control de este tipo de carga, es necesario conocer el potencial de respuesta de este tipo de carga y el nivel de inserción del programa de RD entre los usuarios.

La respuesta que puede esperarse de una carga de aire acondicionado residencial o comercial pequeña, depende del periodo de tiempo y la frecuencia con que se requiera la reducción de carga.

La Figura 4-5 muestra una curva típica de consumo de un sistema de aire acondicionado residencial en un día caluroso de verano, junto con la curva de carga del sistema [6]. Se observa en estas curvas que la demanda de aire acondicionado prácticamente sigue la curva de carga del sistema (en realidad en algunos sistemas la demanda de aire acondicionado, representa un gran porcentaje de la demanda total, y por lo tanto es uno de los principales elementos que definen la curva de carga del sistema).

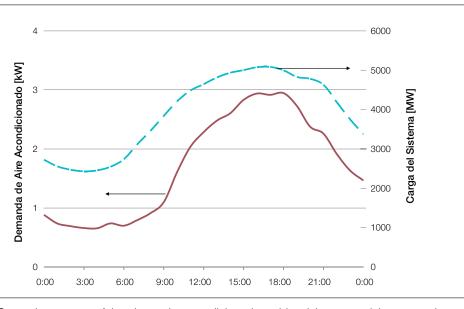


Figura 4-5: Curva de consumo típico de un aire acondicionado residencial o comercial comparada con la curva de carga del sistema [6].

Esta característica es muy importante, ya que indica que los equipos de aire acondicionado son buenos candidatos para reducir la demanda pico. En efecto, un sistema de telecontrol apropiado a un
equipo de aire acondicionado puede apagar completamente por unos minutos, con un impacto mínimo o despreciable en el confort del cliente. La demanda de pico puede reducirse también ajustando
la temperatura del termostato (set-point) algunos grados por arriba. El aumento del set-point de temperatura y el tiempo en el que puede mantenerse en esa condición, depende del grado de tolerancia
del usuario y debe considerarse cuidadosamente al estimar el potencial de reducción de carga.

La tabla siguiente muestra el potencial para reducción de demanda pico que presenta un mecanismo de Respuesta de la Demanda, aplicado a cargas de aire acondicionado residencial o comercial pequeño.

Característica	Capacidad
Potencial de reducción	El consumo pico puede reducirse hasta 1 kW por cliente.
Velocidad de respuesta	La respuesta es rápida y se efectúa en forma automática. No se requiere previo aviso al cliente, sin embargo resulta conveniente hacerlo.
Duración de la respuesta	Hasta 6 horas.
Frecuencia de aplicación	30-40 veces al año.
Coincidencia con el pico del sistema	Alto grado de coincidencia.
Ubicación	Coincidente con cargas residenciales.
Certeza de respuesta	Alta.

Tabla 1: Potencial de respuesta para la reducción de demanda pico, de un mecanismo RD de aire acondicionado residencial o comercial pequeño.

La misma carga de aire acondicionado exhibe características diferentes cuando se la considera como recurso para RD, en casos de contingencia.

La cantidad de respuesta (kW) es mayor (hasta 3 kW), ya que el equipamiento puede ser completamente apagado, sin embargo la duración y la frecuencia en que se aplica es menor. El sistema de comunicación y telecontrol en este caso, tiene que ser más preciso y confiable, ya que el tiempo en que se requiere la respuesta es mucho menor que en el caso anterior, y la probabilidad de falla debe ser muy reducida.

La Tabla siguiente describe el potencial de respuesta ante contingencia de un mecanismo RD de aire acondicionado residencial o comercial pequeño.

Característica	Capacidad
Potencial de reducción	El consumo pico puede reducirse hasta 3 kW por cliente.
Velocidad de respuesta	La respuesta es rápida y se efectúa en forma automática. No se requiere previo aviso al cliente, sin embargo resulta conveniente hacerlo.
Duración de la respuesta	Hasta 30 minutos.
Frecuencia de aplicación	Algunas aplicaciones al mes.
Coincidencia con el pico del sistema	Alto grado de coincidencia.
Ubicación	Coincidente con cargas residenciales.
Certeza de respuesta	Alta.

Tabla 2: Potencial de respuesta ante contingencia de un mecanismo RD de aire acondicionado residencial o comercial pequeño.

#### 4.2.2. Ejemplo de Carga Industrial - Planta de Aluminio

La capacidad de respuesta de una planta industrial es específica no solo del tipo de planta, sino también de las características particulares de la planta en cuestión. Se presenta en este punto un ejemplo genérico hipotético de una planta de fundición de aluminio. Se considera que la planta tiene una potencia total de 300 MW. La planta posee varios hornos y líneas de producción.

La tabla siguiente muestra cual podría ser el potencial de respuesta para reducir la demanda de pico que podría esperarse de una planta de este tipo. La planta podría proveer una reducción de la demanda, acomodando cíclicamente las cargas entre las distintas líneas de producción.

Característica	Capacidad
Potencial de reducción	80 MW
Velocidad de respuesta	Varias de horas de aviso previo.
Duración de la respuesta	12 horas o más.
Frecuencia de aplicación	
Coincidencia con el pico del sistema	No hay coincidencia directa pero esta siempre disponible.
Ubicación	Localización especifica de la planta.
Certeza de respuesta	Alta.

Tabla 3: Potencial de respuesta para la reducción de demanda pico de una planta industrial hipotética.

#### 4.3. Identificacion de la Solución

El proceso de identificación de posibles soluciones basadas en mecanismos RD para aliviar limitaciones del sistema, debiera tener como primer paso, identificar si existe compatibilidad entre los requerimientos del sistema y las prestaciones que puede ofrecer la Respuesta de la Demanda. Una vez identificados y caracterizados los problemas de la red a resolver, se deben examinar las características de las áreas servidas por la porción de la red en cuestión, a los efectos de estimar potenciales mecanismos de RD y estimar las características de la respuesta. Posteriormente, se debe verificar si esta respuesta potencial es compatible con los requerimientos de la red. Este sería un primer filtro para evaluar si hay impedimentos insoslayables que no permitan la aplicación de soluciones RD. Las alternativas que pasen este primer filtro, van a ser posteriormente evaluadas con más detalle para determinar la factibilidad cierta de implementarlas.

Considérese como ejemplo, el caso de una subestación de distribución que sirve a un número elevado de alimentadores radiales. Supóngase que se espera que la carga de los alimentadores, y consecuentemente la de la subestación, crezcan a un ritmo tal que se va a superar la capacidad de la subestación en los próximos años. Supóngase también que la sobrecarga esperada sigue el patrón de crecimiento mostrado en la Figura 4-4. Si bien la magnitud de la sobrecarga es pequeña en el primer año y se presenta en un número reducido de horas, la tasa de crecimiento es tal que la magnitud y la duración de la sobrecarga aumentan en forma considerable cada año.

Si se plantea una solución convencional - ampliación de la subestación - la información que se necesita para definir el tamaño de la ampliación, es la carga esperada de la subestación al año horizonte.

Ciertamente, la ampliación se implementa de modo tal que pueda suplir la demanda creciente hasta el horizonte de planificación. Por el contrario, tal como se mencionó anteriormente, una solución basada en RD es de naturaleza incremental, por lo que se necesitan información más precisa de cómo van a evolucionar los requerimientos en el tiempo. La Tabla 4 siguiente provee esta información para este caso hipotético.

Característica	Capacidad
Potencial de reducción	2 MW en 3 años creciendo a 10 MW en 10 años.
Velocidad de respuesta	No necesita una respuesta rápida. Puede haber un pedido de corte con anticipación de varias horas.
Duración de la respuesta	4 horas diarias creciendo a 8 horas en 10 años.
Frecuencia de aplicación	20 días en verano creciendo a 80 en 10 años.
Coincidencia con el pico del sistema	Coincidente con el pico de demanda de la subestación.
Ubicación	En los alimentadores de la subestación.
Certeza de respuesta	Alta – es una alimentación radial y no hay alternativas de suministro.

Tabla 4: Información necesaria para evaluar posibles soluciones basadas en RD.

Las siguientes alternativas pueden examinarse:

- Programa de tarifa variable: Un programa de este tipo probablemente no daría la solución buscada, ya que la respuesta es incierta. La naturaleza de la sobrecarga del transformador es tal, que se requiere de una solución que garantice que la demanda va a ser reducida.
- Control Directo de Carga: El control directo de sistemas de aire acondicionado residencial y de pequeños comercios puede satisfacer todos los requerimientos. Se necesitarían como mínimo 2.000 clientes asociados al programa en el año 3 y 10.000 clientes en el año 10. Si existen pequeñas cargas industriales alimentadas desde la subestación, también podría considerarse como opción dentro de este tipo de mecanismo.
- Mecanismos de incentivo: Los mecanismos de incentivo con penalidad por incumplimiento, podrían dar una solución potencial, sin embargo la respuesta no es tan certera como en el caso del control directo de la carga.

## 5. Experiencia de Mecanismos Eficiencia Energética y Respuesta de la Demanda en el Sistema Eléctrico Argentino

#### 5.1. Introducción

En la Argentina se han implementado en estos últimos años una serie de medidas de manera de aumentar la eficiencia de los sistemas de energía eléctrica y esperar una respuesta de la demanda, con el fin de aplazar inversiones en los distintos sectores del sistema eléctrico, Generación, Transmisión y Distribución de la energía eléctrica.

Estas medidas provisorias son alternativas a la falta de inversión en el sector, de manera de aumentar la confiabilidad de los sistemas eléctricos en momentos de crisis cuando la demanda iguala o supera a la oferta, creando mecanismos de responsabilidad de todos los actores del sistema y desarrollando medidas que hagan compartir los mayores costos del sistema eléctrico.

Se describen en esta sección los programas de eficiencia energética y respuesta de la demanda más importantes que se han implementado en la Argentina en los últimos años. Estos programas son:

- Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE)
- Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONURE)

- · Generación Distribuida (Delivery Energy)
- Sistema de Medición de Distribución (SMED)
- Otros

#### 5.2. Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE)

El uso racional de la energía eléctrica apunta tanto al cuidado y al uso adecuado de la electricidad como a la preservación de los recursos naturales. También contribuye a solucionar los inconvenientes coyunturales de abastecimiento.

En mayo de 2005 la Secretaría de Energía lanzó la segunda versión del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) que establece un sistema de bonificaciones para quienes ahorren y cargos adicionales para quienes se excedan en el consumo de electricidad. El PUREE, dispuesto por la Resolución N° 745/05 de la Secretaría de Energía y reglamentado por la Resolución ENRE N° 355/05, alcanza a los usuarios residenciales, comerciales e industriales de las empresas EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A, es decir, a las tres empresas más grandes del país que conforman la metrópolis y áreas circundantes.

El PUREE es en definitiva un sistema de incentivos a la reducción del consumo a través de un mecanismo de bonificaciones y cargos adicionales, que tiene por objeto que todos los usuarios ahorren energía a través de un cambio en la conducta de consumo, con una profunda concientización social del buen uso de los recursos naturales y de los costos que tienen asociados el no cumplimiento de dichos requerimientos.

Como resultado de los incentivos del anterior PUREE (2004), entre junio de 2004 y junio de 2008, varios millones de usuarios residenciales se beneficiaron con las bonificaciones correspondientes, como así también muchos fueron los que fueron multados por dicha resolución.

#### 5.2.1. Quienes Reciben Bonificaciones

Las bonificaciones las reciben todos los usuarios residenciales y generales que ahorren, como mínimo, un 10% respecto de igual período del 2003, que corresponden a las categoría tarifaria T1. Además, todos los usuarios T2 y T3<sup>4</sup> que ahorren, como mínimo, un 10% respecto de igual período del 2004.

Por Resolución SE N° 797/2008, a partir del 31/07/08 los usuarios residenciales cuyos consumos superen los 1.000 kilovatios por bimestre quedarán excluidos del régimen de bonificaciones.

A partir del 1/11/08, los usuarios comerciales e industriales también quedan excluidos, salvo que puedan demostrar ante el ENRE, la adopción de un sistema más eficiente que les permita reducir el consumo sin disminuir la actividad productiva.

#### 5.2.2. Cálculo de las Bonificaciones

Las bonificaciones se calculan sobre los kilovatios/hora (kWh) ahorrados y se acreditan en las facturas del período siguiente al que se registra el ahorro. El monto proviene del cargo adicional que se les cobra a quienes consumen electricidad en exceso dentro de la misma categoría y sub-categoría.

 $<sup>^4</sup>$  Los usuarios de estas categorías son los que tienen demandas mensuales comprendidas entre los 10 kW y 50 kW, para T2 y mayores de 50 kW para los T3.

## 5.2.3. Quienes Pagan Cargos Adicionales

Los cargos adicionales los pagan los usuarios residenciales T1 R1 que consumen más de 300 kWh por bimestre, los usuarios T1 R2 y generales que no ahorren, como mínimo, un 10 % respecto de igual período de 2003 y los usuarios T2 y T3 que no ahorren, como mínimo, un 10 % respecto de igual período de 2004.

## 5.2.4. Cálculo de los Cargos Adicionales

Los cargos adicionales se calculan sobre los kilovatios/hora consumidos en exceso, es decir, sobre el total consumido por encima de la pauta de ahorro del 10 %. Dicho monto se multiplica por el valor del cargo variable de cada categoría y sub-categoría tarifaria y dicho cargo adicional no está alcanzado por impuestos. Los cargos adicionales se cobran en las facturas del mismo período en que se efectúa el mayor consumo.

Para proteger a los casi 2 millones de usuarios que integran la sub-categoría T1 R1 y que representan el 41% del total de clientes de las distribuidoras, el PUREE 2005 prevé la "no" aplicación de cargos adicionales en tanto su consumo permanezca por debajo de los 300 kilovatios/hora (kWh) bimestrales.

Los montos correspondientes a las bonificaciones y cargos adicionales aparecen en las facturas de los usuarios con la leyenda Resolución Secretaría Energía N° 745/05.

En la tabla siguiente se resumen los cargos variables por los cuales se le factura a los usuarios, los kWh excedentes.

	Consumo Variable por Bimestre	Valo	Valor del Cargo Variable según tipo de usuario				
Tipo de Usuario	Cálculo para la valorización del cargo adicional	Unidad	EDENOR (\$/kWh)	EDESUR (\$/kWh)	EDELAP (\$/kWh)		
T1 R2	CV 301-650	\$/KWh	0,042	0,043	0,042		
T1 R3	CV 651-800	\$/KWh	0,045	0,046	0,046		
T1 R4	CV 801-900	\$/KWh	0,047	0,048	0,047		
T1 R5	CV 901-1000	\$/KWh	0,049	0,048	0,049		
T1 R6	CV 1000-1200	\$/KWh	0,100	0,101	0,099		
T1 R7	CV 1201-1400	\$/KWh	0,104	0,105	0,103		
T1 R8	CV 1401-2800	\$/KWh	0,148	0,149	0,147		
T1 R9	CV + de 2800	\$/KWh	0,238	0,241	0,238		
T1 G1		\$/KWh	0,210	0,211	0,216		
T1 G2		\$/KWh	0,157	0,155	0,166		
T1 G3		\$/KWh	0,125	0,123	0,142		
T2		\$/KWh	0,130	0,130	0,135		
T3 BT		\$/KWh	0,101	0,100	0,104		
T3 MT		\$/KWh	0,096	0,095	0,099		
T3 AT		\$/KWh	0,092	0,092	0,095		

Tabla 5: Valor por kWh de los cargos adicionales del PUREE 2005 - Resolución ENRE 628/08.

Fuente: ENRE

## 5.2.5. Excepciones

A partir de la Resolución ENRE 602/05, los jubilados y pensionados que cobran el haber mínimo

quedan exceptuados de la aplicación de la versión 2005 del PUREE.

También por Resolución N°867 del 7/12/05, el ENRE incorporó al listado de excepciones del PUREE el caso de los usuarios que, durante el período utilizado como base de comparación para aplicar el objetivo de ahorro definido por la Secretaría de Energía, no estaban ocupando o desarrollando plenamente sus actividades económicas en el inmueble que ocupan en la actualidad y, por ende, han sido indefectiblemente sancionados.

A partir del 31/07/08, por Resolución SE N° 797/2008, los usuarios residenciales cuyos consumos superan los 1.000 kilovatios por bimestre quedarán excluidos del régimen de bonificaciones.

A partir del 1/11/08, los usuarios comerciales e industriales también quedan excluidos del régimen de bonificaciones, salvo que puedan demostrar ante el ENRE la adopción de un sistema más eficiente que les permita reducir el consumo sin disminuir la actividad productiva.

Existen una serie de situaciones de excepción que están previstas por el ENRE para la mayoría de los casos planteados, donde los distintos usuarios pueden encuadrarse si cumplen con determinados requisitos si se encuentran alcanzados por estas resoluciones.

#### 5.2.6. Diferencias

En la tabla siguiente se muestran las diferencias de los alcances entre las resoluciones que aplicaron en el año 2004 y las que se modificaron para aplicarse a partir del año 2005.

Contenidos	2004 (Resol. SE N°552/04 y ENRE N°389/04)	2005 (Resol. SE N° 745/05 y ENRE N°355/05)
Pauta de ahorro	5%	10 %
Consumo penalizad o	> 600 kWh por bimestre.	> 300 kWh por bimestre.
Límites al porcentual y monto de bonificaciones	Sin límites.	Máximo admitido de ahorro en kWh del 30%. Monto máximo de bonificación de hasta \$ 2.000 por factura. A partir del 31/07/08, los consumos superiores a los 1000 kilovatios bimestrales quedan excluidos del régimen de bonificación. A partir del 1/11/08, los usuarios comerciales e industriales también quedan excluidos del régimen de bonificaciones, a menos que puedan demostrar ante el ENRE la adopción de un sistema más eficiente que les permita reducir el consumo sin disminuir la actividad productiva.
Origen de los fondos para las bonificaciones	Las bonificaciones provinieron de un cargo específico cobrado a las medianas y grandes demandas (usuarios T2 y T3).	Se instaura un mecanismo de compensación de fondos dentro de cada categoría / subcategoría tarifaria entre los cargos adicionales cobrados a quienes no cumplen con la pauta de ahorro y las bonificaciones pagadas a aquellos que sí lo hacen. Para la determinación del valor unitario de la bonificación (Kp) de los GU, el cálculo de las compensaciones entre cargos adicionales y bonificaciones se efectuarán entre GU con igual nivel de tensión de suministro (BT, MT o AT), excepto los GU que pagan la tarifa de peaje de la categoría T2 que se compensarán entre ellos mismos. Se eliminan los cargos específicos cobrados a los usuarios T2 y T3 por aplicación del PUREE 2004.

Contenidos	2004 (Resol. SE N°552/04 y ENRE N°389/04)	2005 (Resol. SE N° 745/05 y ENRE N°355/05)
Cálculo para la valorización de las bonificaciones	Las bonificaciones se calcularon sobre los kilovatios/ hora ahorrados (kWh). Dicha cantidad fue multiplicada por el valor del cargo variable de la subcategoría tarifaria del usuario.	Las bonificaciones se calculan sobre los kilovatios / hora ahorrados (kWh). El valor unitario de las bonificaciones en cada categoría / subcategoría (\$/kWh) surge de dividir el monto total recaudado por cargos adicionales (\$) entre el total de energía ahorrada en cada una de ellas (kWh).
Cálculo para la valorización de las bonificaciones	Los cargos adicionales se calcularon sobre los kilovatios/hora excedentes respecto de la pauta de ahorro del 5%. Dicha cantidad fue multiplicada por el valor del cargo variable de la subcategoría tarifaria del usuario, calculado con un criterio de valorización establecido por la Secretaría de Energía. El criterio adoptado valorizaba las sanciones aplicables a los usuarios T1 como la diferencia entre el cargo variable de la categoría utilizando el precio de la energía correspondiente a un usuario T3 >300 kW y el propio cargo variable de la categoría (R2, G1, G2 o G3).	Los cargos adicionales se calculan sobre los kilovatios excedentes respecto de la pauta de ahorro del 10%. Para valorizar los cargos adicionales cobrados a los usuarios que no cumplen con la pauta de ahorro, se utiliza el cargo variable de cada categoría/subcategoría tarifaria.

Tabla 6: Modificaciones de las resoluciones del año 2004 vs 2005.

Se observa que con las modificaciones posteriores, lo que se trato de evitar son los subsidios cruzados entre las categorías tarifarias, que estaba prohibido originalmente en la Ley 24065.

#### 5.2.7. Resultados

Desde mayo de 2005 que empezó a aplicarse la segunda versión del PUREE y hasta principios de junio de 2009, 55,31 millones de usuarios debieron pagar los cargos adicionales contemplados por el programa, y sólo 35,17 millones fueron beneficiados con las bonificaciones correspondientes.

Los cuadros publicados a continuación especifican estas cifras según a qué distribuidora pertenecen los usuarios bonificados/sancionados.

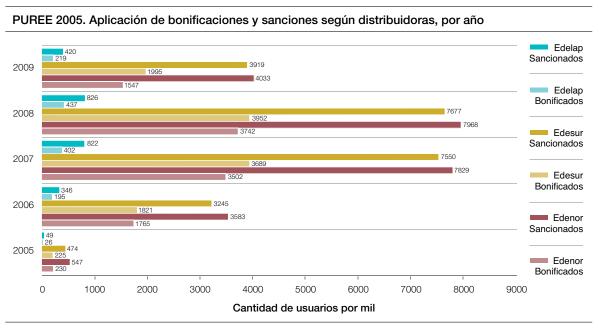


Figura 5-1: Resultados de la aplicación del PUREE, año por año (Fuente ENRE)

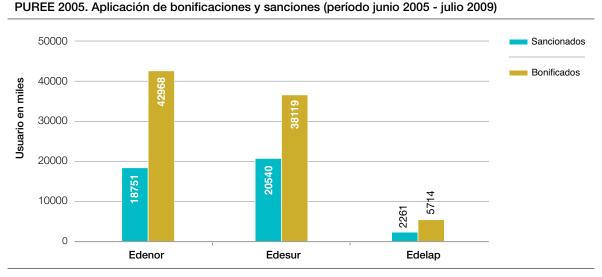


Figura 5-2: Resultados acumulados de la aplicación del PUREE (Fuente: ENRE)

Es importante destacar que la cantidad de usuarios – clientes de EDENOR, es de 2,5 millones, que EDESUR tiene 2,2 millones y que EDELAP tiene cerca de 500 mil clientes, es decir que entre las tres acumulan más de 5 millones. Por lo tanto, en la evaluación que se realiza en las figuras anteriores se refiere a lo acumulado en los 6 bimestres del año de los 4 años efectivos de aplicación de la Norma.

## 5.3. Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONURE)

El Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía conocido por su sigla PRONURE, fue lanzado por la Secretaría de Energía con el fin de promover y educar a la población para la creación de una conciencia sobre el uso de la Energía.

El programa tiende a dar consejos útiles de ahorro energético para el hogar, la oficina, la escuela y todo ambiente donde se encuentre algún elemento que demande energía para su funcionamiento. El programa tiende a educar y corregir malos hábitos de usanza e informar sobre su buen uso y sus potenciales beneficios.

### 5.3.1. Tarjetas Identificadoras

También, el programa tiene previsto la implementación de tarjetas identificadoras de la eficiencia que tienen los nuevos productos eléctricos que se venden en el comercio, con el fin de que el usuario al comprar identifique a los de mayor eficiencia para lograr una reducción del consumo de energía.



Figura 5-3: Etiqueta de Eficiencia Energética. Fuente: Secretaría de Energía

Pueden observarse siete clases de eficiencia, las cuales se categorizan por medio de letras y colores, asignándose el color verde y la clase A, a los equipos más eficientes, el punto de óptima eficiencia, y el color rojo y la clase G, a los equipos menos eficientes. Estos últimos, pueden llegar a consumir, el triple de energía que los equipos de clase A. A pesar de que algunos modelos resulten más caros, en el largo plazo, ahorran más energía.

Para ello, Normas IRAM ha desarrollado e implementado nuevas reglamentaciones para que certifiquen determinados productos de uso masivo, las cuales se presentan a continuación. Estos a partir de la fecha que rigen efectivamente, son de uso obligatorio para los productos que se comercialicen en todo el territorio nacional.

Norma IRAM	Título	Estado de Situación
2404-3	Aparatos para refrigeración doméstica- Etiqueta	Emitida
62404-1	Lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 1: Lámparas incandescentes	Emitida
62404-2	Lámparas eléctricas para iluminación general. Parte 2: Lámparas Fluorescentes	Emitida
62406	Etiquetado de eficiencia energética para Acondicionadores de aire	Emitida
62405	Etiquetado de eficiencia energética para Motores eléctricos de inducción trifásicos	Disc. Pública
2141-2	Lavarropas eléctricos para uso doméstico. Método de medición de la aptitud de funcionamiento	En estudio

Tabla 7: Normas IRAM de aplicación y en estudio sobre etiquetado (Fuente: Secretaría de Energía)

## 5.3.2. Reemplazo de Lámparas

El plan también prevé el reemplazo de lámparas incandescentes por las de bajo consumo denominadas lámparas compactas fluorescentes LCFs. El cronograma prevé el reemplazo desde el año 2008 hasta el año 2010, como se presenta en la siguiente figura:

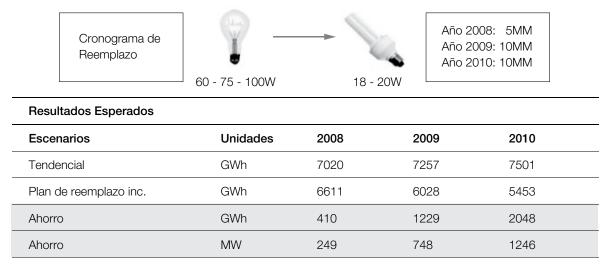


Figura 5-4: Reemplazo de lámparas incandescentes por las LCFs. Fuente: Secretaría de Energía

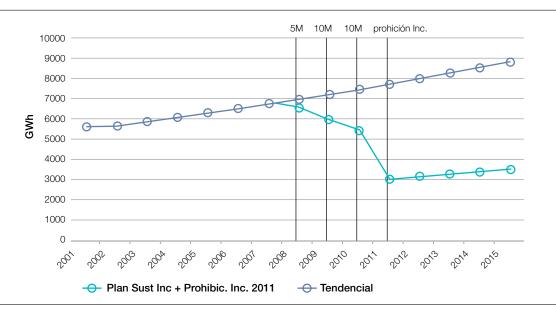


Figura 5-5: Resultados esperados de ahorro de energía en el reemplazo de lámparas de iluminación. Fuente: Secretaría de Energía

Las Figura 5-4 y Figura 5-5 representan el ahorro energético esperado en potencia y energía hasta el año 2011 que rige la prohibición de la venta de lámparas incandescentes. Se prevé un ahorro de 1.246 MW equivalente a 2.048 GWh de energía ahorrada.

#### 5.3.3. Cambios en el Huso Horario

Dentro de las distintas medidas tomadas para hacer más efectiva la demanda de energía eléctrica, se encuentra la del cambio del huso horario en la temporada estival.

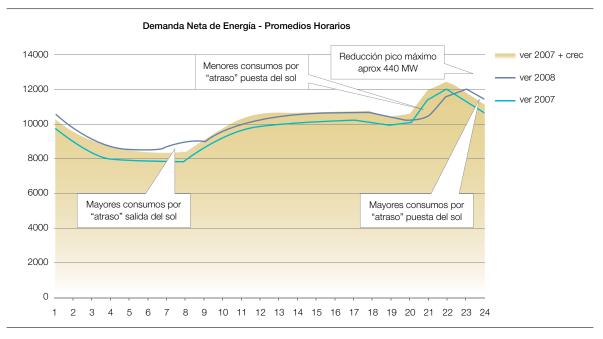


Figura 5-6: Corrimiento de la curva de demanda con el cambio del huso horario. Fuente: Secretaría de Energía

Como se observa en la curva de la Figura 5-6, se reduce el pico máximo del sistema en aproximadamente 440 MW, equivalente a casi el 5 % de la demanda máxima prevista entre los años 2007 y 2008. Es cierto también que con esta medida lo único que se espera es un corrimiento de la demanda máxima de potencia, con su beneficio correspondiente, pero no es esperable una disminución de la demanda de energía, puesto que con esta medida se sabía y luego se comprobó, que no se ahorra en el consumo de energía.

El cambio del huso horario es admisible y tiene resultados aceptables, en países con gran superficie y marcadas diferencias de horario a lo ancho del territorio que trabajan sus sistemas en forma interconectada, como es el caso de la República Argentina. Estas medidas permiten morigerar la máxima demanda de potencia por el corrimiento de la simultaneidad del consumo; pero no se logran cambiar hábitos de costumbre de sus habitantes.

El cambio en el huso horario es una medida más de corrección dentro de un plan, pero no se la puede considerar como única medida a seguir.

#### 5.3.4. Alumbrado Público

El Alumbrado Público no estuvo ausente dentro del programa, puesto que este tenía características naturales de ineficiencia. Por lo tanto, se previó el recambio de todo el alumbrado público ineficiente por iluminación con mejor rendimiento tanto energético como lumínico.

Al 12 de Marzo del 2008 se han adherido al Programa más de 48 Municipios:

- Gran Buenos Aires (1° y 2° cordón): 38 municipios.
- · Interior del País: 10 municipios.

Las medidas consisten en el reemplazo de lámparas incandescentes, mezcladoras, y de mercurio por lámparas de sodio. También la Instalación de nuevas luminarias y de atenuadores de potencia, permitirán mejorar la calidad del alumbrado, aumentar la vida útil de las luminarias y disminuir el consumo energético sin disminuir las horas de encendido.

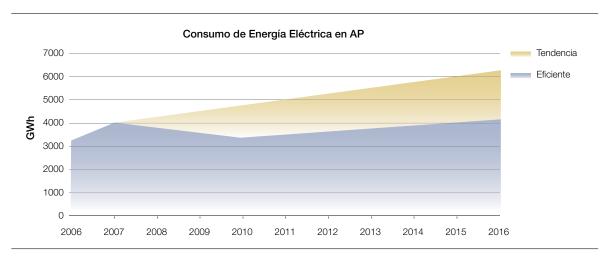


Figura 5-7: Ahorro de Energía prevista en Alumbrado Público. Fuente: Secretaría de Energía

Como se observa en la Figura 5-7, se prevé un ahorro de un poco más de 2 GWh para el año 2015-2016, valor más que auspicioso, que amortizará la inversión que se realiza en el presente con aportes de varios organismos unilaterales.

## 5.4. Generación Distribuida (Delivery Energy)

El plan de Delivery Energy, o mejor denominado Generación Distribuida, es un plan que lleva a cabo ENARSA Empresa de Energía Argentina, que fue la que llevo a cabo las licitaciones para la instalación de nueva generación a lo largo de todos los puntos calientes del país que tenían serios problemas en sus puntos de conexión con el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista).

Fue así como se creó el plan de Generación Distribuida I y el de Generación Distribuida II, denominados en la jerga como Delivery Energy I y II.

En la tabla siguiente se presentan todas las centrales que ingresaron al sistema, ubicación geográfica, potencia instalada, habilitación comercial y Agente o Empresa que se hizo cargo de las inversiones y que es propietaria o concesionaria de la central.

N°	Agente / Empresa	Central	Tipo	Potencia total [MW]	Habilitación Comercial	Observaciones
1	ENARSA	CT Pinamar	TG	21	16/02/2008	Generación Distribuida
2	ENARSA	CT Castelli	MD	15	19/02/2008	Generación Distribuida
3	FIDEICOMISO CT MANUEL BELGRANO	CT Manuel Belgrano (TG11)	TG	278	19/04/2008	
4	ENARSA	CT Junín	MD	22,4	22/04/2008	Generación Distribuida
5	TERMOANDES	CT Salta (TG12)	TG	207	01/05/2008	
6	ENARSA	CT Pehuajó	MD	22,4	16/05/2008	Generación Distribuida
7	ENARSA	CT Isla Verde	MD	24,5	22/05/2008	Generación Distribuida
8	FIDEICOMISO CT MANUEL BELGRANO	CT Manuel Belgrano (TG12)	TG	278	13/06/2008	
9	ENARSA	CT La Rioja (1° etapa)	MD	10	17/06/2008	Generación Distribuida
10	ENARSA	CT Catamarca (1° etapa)	MD	5	17/06/2008	Generación Distribuida
11	PETROLERA ENTRE LOMAS	CT Entre Lomas	MD	23	20/06/2008	
12	FIDEICOMISO CT TIMBÚES	CT Timbúes (TG11)	TG	278	25/06/2008	
13	ENARSA	CT Añatuya (1° etapa)	MD	10,5	30/07/2008	Generación Distribuida
14	ENARSA	CT La Rioja (2° etapa)	MD	19,2	08/08/2008	Se habilitó a plena potencia, se había habilitado con potencia reducida (10MW) e 17/06/08. Generación Distribuida.
15	ENARSA	CT Catamarca (2° etapa)	MD	10	08/08/2008	Se habilitó hasta 10MW, se había habilitado hasta 5MW el 17/06/08. Generación Distribuida.
16	TERMOANDES	CT Salta (TG11)	TG	203	15/08/2008	
17	ENARSA	CT Pirané	MD	15	19/08/2008	Generación Distribuida.
18	ENARSA	CT Catamarca (3° etapa)	MD	19,2	20/08/2008	Se habilitó a plena potencia, se había habilitado hasta 5MW el 17/06/08 y hasta 10MW el 08/08/08. Generación Distribuida.
19	FIDEICOMISO CT TIMBÚES	CT Timbúes (TG12)	TG	278	21/08/2008	
20	ENARSA	CT Santa Rosa	MD	3	05/09/2008	Generación Distribuida.
21	CENTRAL TÉRMICA GÜEMES	CT Güemes (GUEMTG01)	TG	100	12/09/2008	
22	ENARSA	CT Formosa	MD	15	12/09/2008	Generación Distribuida.
23	GENERACIÓN MEDITERRÁNEA	CT Modesto Maranzana (TG4)	TG	60	17/10/2008	
24	ENARSA	CT P R Saenz Peña	MD	20	17/10/2008	Generación Distribuida.
25	ENARSA	CT Añatuya (2° etapa)	MD	19,2	20/10/2008	Se habilitó a plena potencia, se había habilitado con potencia reducida (10,5MW) el 30/07/08. Generación Distribuida.

N°	Agente / Empresa	Central	Tipo	Potencia total [MW]	Habilitación Comercial	Observaciones
26	CENTRALES TÉRMICAS DEL NOROESTE	CT La Banda (TG22)	TG	13	21/10/2008	
27	ENARSA	CT La Plata (1° etapa)	MD	20	06/11/2008	Generación Distribuida.
28	GENERACIÓN MEDITERRÁNEA	CT Modesto Maranzana (TG3)	TG	60	14/11/2008	
29	ENARSA	CT Matheu	TG	40	19/11/2008	Generación Distribuida.
30	ENARSA	CT Venado Tuerto	MD	19,2	13/12/2008	Generación Distribuida.
31	ENARSA	CT Rafaela	MD	19,2	09/01/2009	Generación Distribuida.
32	ENARSA	CT La Plata (2° etapa)	MD	40,4	05/03/2009	Se habilitó la 2° etapa (20,4MW). Primera etapa (20MW) habilitada el 06/11/08.
33	ENARSA	CT Villa Regina	MD	5	30/04/2009	Generación Distribuida.
34	Autogenerador Quilmes Planta Tres Arroyos	Autogenerador Quilmes Planta Tres Arroyos	MG	3,5	07/05/2009	
35	ENARSA	CT Cipolletti	MD	5	07/05/2009	Generación Distribuida.
36	ENARSA	CT Paso de la Patria	MD	1,87	28/05/2009	Generación Distribuida.
37	ENARSA	CT Tartagal	MD	10	30/05/2009	Generación Distribuida.
38	ENARSA	CT Paraná (1° etapa)	TG	20	30/05/2009	Generación Distribuida.
39	ENARSA	CT ALUMINÉ	MD	6,3	03/06/2009	Generación Distribuida.
40	ENARSA	CT CAVIAHUE	MD	5	03/06/2009	Generación Distribuida.

Tabla 8: Normas Cronograma de ingreso de Nueva Generación a MEM (Fuente: ENARSA)

MD: Motores Diesel MG: Motores a gas TG: Turbinas de gas

El plan de generación distribuida, fue desarrollado para solucionar problemas puntuales del mercado eléctrico en determinados puntos calientes del sistema donde se tenía un alto riesgo de energía no suministrada. Este tipo de solución no es del tipo integral, puesto que cada una de estas pequeñas centrales de generación, son de tecnología de punta con motores de buen rendimiento que funcionan a gas o diesel, pero que no son para utilizar en la base o semi-base del diagrama de costos diario, puesto que su combustible primario es de un alto costo, más bien, es para hacerlas funcionar en la punta del sistema para solucionar problemas cuando el MEM no puede abastecer con cantidad y calidad la demanda en dicho punto.

Con este plan lo que se logra es aplazar las inversiones en Transporte Eléctrico que por su envergadura y costo, se necesita un tiempo mucho más prolongado que el de colocar este tipo de generación local durante el tiempo que sea necesario.

Este tipo de medidas fueron tomadas por encontrarse el sistema en emergencia en el año 2007 y que de acuerdo a las previsiones y tasas de crecimiento que se venían observando en el país, en el año 2008 se tendría cortes en determinados días y horarios con altísimos costos de energía no suministrada en determinadas regiones y provincias. Luego la realidad del año 2008 no acompañó a las previsiones debido a un enfriamiento de la economía nacional y global, pero los generadores distribuidos quedaron para dar apoyo por confiabilidad y mejoramiento de los niveles de calidad en los puntos críticos, lográndose parcialmente los objetivos primarios del plan.

En el listado se encuentran una serie de generadores de características de tamaño que se las puede denominar medias o grandes, como son el caso de Termoandes, Timbues, Güemes y Central Manuel Belgrano. Estas centrales tienen potencia igual o mayor a los 100 MW y hasta la fecha están funcionando como turbo gas (TG), pero que se prevé en el corto plazo cerrar sus ciclos y pasar a

ser ciclos combinados con el agregado de una central de vapor. Cuando esto se logre, este tipo de central podrá generar en la base y semi-base del sistema, mejorando sus rendimientos integrales.

Los 2,2 GW incorporados en el parque de generación en el periodo 2008-2009, mejoraron la performance del sistema logrando salir de la situación de emergencia en la que se encontraba en el año 2007.

## 5.5. Sistema de Medición de Distribución (SMED)

En el año 2007 se implementó un mecanismo de Respuesta de la Demanda tendiente a aliviar restricciones en la red de potencia. A los grandes usuarios de las empresas de Distribución, que tuvieran demandas mayores a los 300 kW, se les colocó un sistema de medición semejante a los grandes usuarios del mercado, denominados SMEC, Sistema de Medición Comercial, que tienen la características de transmitir sus mediciones en tiempo real a través de líneas de telefonía dedicada (o compartida), ó los más modernos a través de telefonía celular o IP. De esta manera a estos tipos de usuarios se los denominó SMED, Sistema de Medición de Usuarios de Distribución.

La finalidad era que estos usuarios participaran en gran medida, controlando sus demandas de potencia en los horarios que se los requiriera el operador del sistema, de tal forma de obtener algún beneficio por su participación en el sostenimiento local del sistema o, lo que es lo mismo, evitaran graves multas o sanciones por la falta de cumplimiento de estas.

El nuevo sistema de medición permite saber instante a instante, la demanda que tiene cada usuario del sistema, logrando el operador controlar de una forma más eficaz y rápida, cuando la demanda supera a la oferta de generación y tomar medidas para superar la crisis.

Durante el año 2006 y 2007 que se comenzaron a instalar los sistemas de medición con comunicación, los operadores del sistema invitaron a los grandes usuarios de las distribuidoras a participar en el sostenimiento del sistema eléctrico ante eventuales situaciones críticas. Los que aceptaban la invitación recibían a cambio bonificaciones y los que no acataron las órdenes, recibieron sobrecargos adicionales en sus facturas.

Este mecanismo de medición fue implementado por la Secretaria de Energía para responder al nuevo "Servicio de Energía Plus". Este mecanismo establece que, los grandes usuarios del mercado eléctrico (GUMAS Y GUMES) y las grandes demandas clientes de las distribuidoras, en ambos casos con potencias contratadas mayores a los 300 kW, pueden ser suministrados de energía y potencia con el mecanismo vigente, hasta el valor real abastecido registrado en el año base (año 2005). A esa demanda se la denomina "Demanda Base". Para abastecer el remanente, fruto del crecimiento o expansión de la industria o comercio, el cliente debe acudir al mercado paralelo denominado "Servicio de Energía Plus", en el cual puede contratar el abastecimiento total con nuevos agentes generadores.

No se cuenta a la fecha con información estadística de la deducción o desplazamiento de la demanda que se logro con la aplicación de este plan.

# Conclusiones Sobre la Aplicación de Mecanismos de Respuesta de la Demanda como Recurso para T&D

## 6.1. Experiencia Internacional

Diferentes tipos de programas de Respuesta de la Demanda se han implementado en los sistemas eléctricos de varios países desde hace más de tres décadas. Los objetivos principales de estos pro-

gramas, han sido dotar al sistema de mayor flexibilidad para atender situaciones de emergencia y optimizar el uso de los recursos al lograr reducir los picos extremos de demanda; fundamentalmente optimizar la capacidad de generación. La experiencia ha demostrado que los resultados de estos programas han sido en general satisfactorios para atender a estos objetivos.

Sin embargo existe muy poca evidencia del uso de Respuesta de la Demanda como alternativa para la expansión de las redes de transmisión y distribución. Solo un par de casos pueden mencionarse en este aspecto: la BPA de Estados Unidos y las empresas eléctricas en Australia. En estos sistemas la Respuesta de la Demanda se considera en forma explícita, como alternativa para la elaboración de los planes de expansión de la transmisión y distribución. Sin embargo en muy pocos casos, en esos sistemas la Respuesta de la Demanda pudo ser seleccionada como opción.

En otros sistemas eléctricos que cuentan con programas RD implementados y en operación, el impacto de la RD se tiene en cuenta como parámetro modificador del perfil de demanda en los pronósticos de demanda utilizados en los planes de expansión. Se llevan a cabo en algunos países, especialmente en Estados Unidos, intensas investigaciones que tiene por objeto definir marcos referenciales para la incorporación de mecanismos de Respuesta de la Demanda y eficiencia energética como alternativa en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos [6][34].

En la literatura especializada se identifican los elementos que actúan como trabas u obstáculos para un uso más amplio de la Respuesta de la Demanda como recurso de capacidad de los sistemas eléctricos.

Entre estos obstáculos se incluyen los siguientes:

Naturaleza temporaria de la solución: Normalmente entre los planificadores se considera la RD como una solución temporaria, que en el mejor de los casos permite diferir en el tiempo ciertas ampliaciones de las redes. La solución será económicamente efectiva si el ahorro financiero de diferir una inversión, es mayor que el costo de implementar el programa de RD. Sin embargo, algunos planificadores argumentan que en realidad hay otros efectos que no son tenidos en cuenta en una evaluación de ese tipo y representan elementos en contra de la solución RD, por ejemplo, se esgrime que diferir la construcción de redes en algunos casos, puede resultar en mayores complicaciones futuras para obtener los derechos de paso y servidumbres.

Mayor dificultad de implementación: Generalmente el desarrollo e implementación de programas RD es llevado a cabo por un departamento especializado dentro de la empresa, relacionados con el servicio al cliente y marketing, mientras que las soluciones tradicionales basadas en ampliaciones de las redes, son manejadas por el sector de planificación, y en la etapas de implementación por los sectores técnicos. La consideración de opciones RD como alternativas de ampliación requiere de una comunicación fluida y traspaso de flujo de información entre estos sectores. En efecto, los planificadores tienen que tener información de las características y potencialidades (confiabilidad, grado de subscripción esperado, etc.) de los programas RD. Por otro lado, si se plantea aumentar el uso de los programas RD existentes, o incorporar nuevos para atender requerimientos de los sistemas de transmisión y generación, los encargados de diseñar los programas deben tener información de cuáles son las necesidades especificas del sistema (cantidad, tiempo y localización de las capacidades requeridas), para poder definir las características y condiciones que deben reunir los programas y estimar sus potencialidades.

## Limitaciones de índole técnica

• Posibilidad real de control de la carga cuando sea necesario: La experiencia ha demostrado que es necesario en muchos casos, incluir en la oferta de programas de RD mecanismos de tipo voluntario, con el objeto de incrementar la participación de los usuarios en los programas. Esto no resulta llamativo. En efecto, el costo de la energía es un factor muy importante para el usuario y este puede

responder a señales de precio, sin embargo no es el único factor que influye en las decisiones de consumo del usuario. Los consumidores en muchos casos no están dispuestos a aceptar compromisos de reducción de demanda obligatorios, dado que temen que puedan existir eventos o circunstancias que les impidan cumplir con ese compromiso. La aceptación de este tipo de compromiso, dependerá de la certeza con la cual el usuario pueda estimar el riesgo de tener que enfrentar ese tipo de situaciones y del grado de aversión al riesgo que el mismo manifieste.

Los mercados diarios (day ahead) y horario (hour ahead), reducen ese riego para muchos grandes clientes ya que las decisiones son de corto plazo. Sin embargo para pequeños clientes el hecho de tener que interactuar en forma permanente con el mercado, implica dificultades operativas que los mismos y no están dispuestos a asumir o no tienen capacidad para hacerlo. Muchos clientes prefieren adoptar un compromiso de manejo de la demanda estable en el tiempo, que no les demande recursos especiales para administrarlos. En algunos mecanismos de RD incluso, el cliente tiene la posibilidad de revertir la acción de reducción de demanda implementada por la empresa.

Claramente mientras mayor sea el grado de flexibilidad que disponga el cliente para eludir la reducción de demanda cuando sea requerido, mayor será la incertidumbre en cuanto a la capacidad que provee la RD para aliviar la carga del sistema. Por otro lado, la mayor flexibilidad para el usuario aumenta el grado de participación de los clientes. El resultado es que mientras mayor sea la cantidad de cliente subscriptos al programa, mayor será la capacidad estadística del recurso. Esto es, aunque algunos clientes decidan rechazar la reducción de demanda solicitada en algún momento determinado, el efecto se ve superado por la cantidad de clientes que aceptan la reducción, y el resultado neto es que se logra el objetivo esperado.

• Confiabilidad de la respuesta: Se argumenta a menudo que la confiabilidad de respuesta de programas RD no es tan alta, como en la respuesta de los componentes de un sistema eléctrico, por ejemplo la generación. Si bien es cierto que la probabilidad de falla de un componente del sistema eléctrico, un generador por ejemplo, no es nula, las instalaciones del sistema cuentan con personal de mantenimiento dedicado, medios de supervisión y control, e incentivos económicos suficientes como mantener un elevado estándar de confiabilidad. Eso no ocurre con sistemas de control de la demanda, especialmente domiciliaria y comercial pequeña, por lo que no puede esperarse un nivel de confiabilidad similar al de los componentes físicos del sistema. Sin embargo, la confiabilidad de la Respuesta de la Demanda es el agregado de respuestas de muchas cargas pequeñas individuales, lo que estadísticamente hace suponer que la RD provee un mayor grado de confiabilidad que la respuesta de un componente del sistema (por ejemplo un generador). En efecto, aunque la medida de control pueda fallar en algunos clientes, el impacto sobre el resultado total es reducido.

Por otro lado, el nivel de confiabilidad requerido para la Respuesta de la Demanda está dado por la naturaleza del problema que se pretende resolver. Por ejemplo, si el programa está destinado a resolver un problema de sobrecarga de una subestación transformadora, la Respuesta de la Demanda debe ser segura, porque no existe otra alternativa para suministrar la energía demandada. Por otro lado, si la RD se implementa por ejemplo, para reducir la congestión de una línea de transmisión por motivos económicos, si la respuesta de la demanda falla, se podrá utilizar la generación local disponible cuyo uso se pretende reducir. Eso implicará que no se obtendrá la reducción de costo esperado, pero el impacto no será tan adverso ya que no se discontinuará el suministro.

• Sistemas de Comunicaciones: Los sistemas de comunicación son parte esencial de los programas RD. Su utilización, dependiendo del tipo de programa, incluye el envío de señales de control (en los mecanismos de control directo de la carga), envío de información y requerimiento de reducción de demanda a los clientes, envío de información de precios al cliente, monitoreo de la respuesta de los clientes, servicio al cliente, etc. La experiencia demuestra que sin el uso de sistemas de comunicación y medición avanzados, el despliegue de programas RD es limitado. Claramente, el uso masivo

de sistemas avanzados de comunicación incrementa significativamente los costos de inversión, operación y mantenimiento de un programa, y también puede aumentar los tiempos de instalación e implementación.

• Tiempo asociado con la implementación: La RD no es en general una respuesta factible para solucionar un problema de corto plazo, ya que la implementación, despliegue y puesta en marcha de un programa RD demanda un tiempo considerable.

### Limitaciones de índole regulatorias

Limitación a la Respuesta de la Demanda: Ocurre en algunos sistemas que el regulador impone ciertas restricciones a la respuesta que se le puede requerir a la demanda, con el objeto de limitar posibles abusos por parte de la empresa. Por ejemplo, se limita la cantidad de veces en que se puede requerir corte o reducción de la carga en un periodo de tiempo determinado (semana, mes, temporada, etc.). Esto sin duda representa una acción muy loable por parte del regulador, en cuanto que intenta protegerlo de una posible acción indebida de la empresa, pero en algunos casos puede limita un desarrollo más intenso de programas RD.

• Recuperación de costos: La Transmisión y Distribución son siempre consideradas como actividades reguladas dentro un sistema eléctrico. Como tal, disponen de mecanismos específicos para recuperar los costos de inversión incurridos para las ampliaciones, así como los costos de operación y mantenimiento. Por otro lado, si en sistemas eléctricos desregulados los programas RD son considerados como componentes del mercado competitivo en lugar de componentes de la actividad regulada de transmisión y distribución, se dificulta la recuperación de los costos por parte de la empresa que implementa los planes. Asimismo, se dificulta la comparación de alternativas RD respecto de alternativas tradicionales de ampliación de redes. Por lo tanto, resulta conveniente tratar a la Eficiencia Energética y Respuesta de la Demanda, como recursos dentro de la actividad regulada.

Otro elemento que dificulta la recuperación de costos de estos programas, es la naturaleza temporaria de los mismos, lo que no ocurre con una ampliación del sistema. Por ejemplo, si se construye una línea de trasmisión de 132 kV para atender un requerimiento particular, la misma no va a ser sacada de servicio por el ingreso de por ejemplo, una nueva línea de 500 kV que descarga a la misma. Los cargos por el uso de la línea de 132 kV van a continuar hasta que se recupere totalmente el costo de la misma. Un mecanismo RD por el contrario, puede ser descontinuado su uso sí ya no resulta necesario, por ejemplo debido al ingreso de alguna ampliación o una modificación en el sistema. Esto limita la recuperación de los costos del programa en el tiempo, y por lo tanto se deben diseñar mecanismos apropiados de recuperación de costos, que ayudan a promover el uso de la RD como recurso.

## 6.2. Experiencia en el Sistema Eléctrico Argentino

En el sistema eléctrico argentino se han implementado a lo largo de los años diferentes modalidades para el manejo de la demanda, aunque en mucha menor medida que en otros sistemas eléctricos. Los mecanismos de tarifa diferencial se han aplicado en varias partes del país, para incentivar el desplazamiento de ciertos consumos a las horas de valle o mínima demanda. Este ha sido el caso en zonas con intenso riego agrícola, en las cuales se ha aplica una tarifa reducida si el riego se realiza durante la noche u horas de mínima demanda del sistema.

Las medidas implementadas en los últimos años, como por ejemplo las restricciones al crecimiento de la demanda base medida en el año 2005, o el requerimiento de contratar el suministro de los incrementos sobre la demanda base, mediante el sistema de Energía Plus, han sido medidas tendientes a limitar los efectos del déficit de capacidad del sistema. Sin embargo, podría esgrimirse que

estas acciones no siguen en realidad el espíritu de los programas de Respuesta de la Demanda, dado que se trata de medidas obligatorias de carácter perentorio. Tal como se describió en secciones anteriores, los mecanismos de gestión de la demanda están por lo general destinados a dotar al sistema de mayor flexibilidad, a través de una participación activa y deliberada de la demanda.

La implementación de estos programas requiere de una planificación exhaustiva para definir las características y potenciales beneficios de los mismos. La implementación también requiere de un tiempo y esfuerzo considerable para promover su uso entre los clientes, para lograr el nivel de subscripciones deseado. Una vez puesto en marcha un programa de RD, requiere el despliegue de estructura y tecnología de seguimiento y control para monitorear y evaluar el funcionamiento del mismo.

Asimismo, se requiere de una estructura especializada de servicio e información al cliente. La complejidad de la misma depende del tipo y características de los mecanismos RD que se implementen.

Por ejemplo, en programas de tarifa variable en tiempo real, se deben instrumentar los medios para que el cliente reciba la información de precios en tiempo y forma. Los canales de comunicación incluyen normalmente páginas web dedicadas, consultas telefónicas, correo electrónico, y fax.

Existen algunos elementos característicos del sistema eléctrico Argentino, que pueden resultar en impedimentos para un desarrollo más amplio de mecanismos RD.

#### Consideraciones regulatorias

A partir de la reforma del sector eléctrico que se instrumentó por medio de Ley 24.065, se modificó la modalidad con que se deciden e implementan las expansiones de sistema eléctrico. La reforma segmenta al sector eléctrico en las actividades de Generación, Transporte y Distribución de la energía eléctrica, y la creación de un mercado competitivo para la actividad de generación, dejo en manos de los inversores privados las decisiones de incorporación de nueva generación al sistema (excepto en algunas ampliaciones de obras hidro-energéticas). Asimismo, si bien la transmisión se instrumento como una actividad regulada por su naturaleza, la reforma del sistema eléctrico en el marco de la Ley 24.065 asignó a los agentes del mercado iniciativa para realizar ampliaciones de transporte cuando estos lo consideraran necesario. Los costos de inversión asociados a una ampliación quedaron a cargo de los beneficiarios de la misma, siendo éstos los que definen la conveniencia y necesidad de la expansión de la red con la posterior conformidad del Ente Regulador. En la Distribución, las obras de ampliación son definidas por la empresa concesionaria y aprobadas por el Ente Regulador, luego de un proceso público, generalmente durante el proceso de revisión tarifaria.

El modelo de reforma del sector eléctrico resultó eficiente para incrementar el volumen y la calidad de la oferta de generación, pero no para generar las señales económicas que indujeran a los actores del mercado a invertir en la expansión de los sistemas de Transmisión. La falta de inversión en ampliaciones de la transmisión trajo aparejado una debilidad estructural del sistema de transporte. Por otro lado, como resultado de la crisis económica que afectó a la Argentina a finales de 2001, se vieron severamente comprometidas las inversiones en el sistema eléctrico en todos los niveles de la cadena de suministro.

Como consecuencia de esto, el Gobierno implementó modificaciones al marco regulatorio tendientes a atemperar en el corto plazo el impacto de la crisis sobre el precio de la energía y el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, posteriormente implemento medidas para revertir la falta de inversión en el sector [35]. Esto generó una intervención más activa del estado para decidir e implementar inversiones necesarias para la lograr la adecuación del sistema. Ejemplos de esto, son el programa

de ampliación del sistema interconectado de 500 kV y de los sistemas de transporte regionales, el fondo para inversiones en generación (FONINVEMEM), el plan energético nacional 2004-2008, plan de Delivery Energy y la creación de La Empresa de Energía ENARSA, entre otros.

Lo que se observa como resultado de esto, es una alteración del funcionamiento del sector, con un cambio implícito en algunos casos en las responsabilidades y funciones específicas de las instituciones del mismo, que afecta la forma en que se toman las decisiones y se definen las acciones futuras.

Para promover el uso de Repuesta de la Demanda como recurso de capacidad del sistema, se debería analizar la necesidad de modificar o crear instrumentos regulatorios que dieran marco para el desarrollo e implementación de mecanismos RD. Es necesario establecer las obligaciones de la empresa y los actores intervinientes, así como desarrollar medidas para proteger al usuario de posibles abusos, sin limitar excesivamente las capacidades de los posibles programas RD. Por otro lado, se argumenta que en algunos casos las tarifas eléctricas vigentes no reflejan los costos reales del servicio. Si es ese el caso, implementar programas de tarifa variable carece de interés para el sistema, ya que no reportaría ningún beneficio para la empresa que lo implemente.

### Consideraciones técnicas

Características de la demanda: Al evaluar la posibilidad de implementar ciertos tipos de mecanismos RD en el sistema eléctrico argentino, es necesario tener en cuenta la naturaleza y características de la demanda, para identificar los potenciales beneficios que se desprenderían de una gestión controlada de la misma.

La demanda residencial en la Argentina presenta grandes diferencias con respecto al consumo residencial de otros países con gran experiencia en manejo de la demanda, por ejemplo los casos de Estados Unidos presentados anteriormente. En efecto, en esos países la demanda residencial promedio es considerablemente mayor que en la Argentina. La gran mayoría de las viviendas tienen equipos de aire acondicionado central y electrodomésticos de alto consumo, como secadores de ropa y lavavajillas, y mayor cantidad de equipos electrónicos. Los hábitos de consumo también son diferentes. En esos casos, el control de la demanda residencial tiene mayor sentido y efecto sobre el sistema, ya que hay mayores opciones y flexibilidad para reducir la carga. Ese no es caso de la demanda residencial media en Argentina, por lo que es menos probable que un programa de Respuesta de la Demanda residencial, provea la capacidad necesaria.

En el caso de la demanda industrial, por el contrario, se podrían implementar mecanismos similares a los que se implementan en otros países, ya que las demandas de los distintos tipos de industrias pueden presentan características similares independientemente del sistema eléctrico donde se encuentren y de los patrones de consumo de la población.

Otro de los elementos a considerar es el uso de tecnologías avanzadas, tal como se menciona anteriormente, el uso de tecnologías de comunicación, monitoreo y control a distancia avanzadas, permite mejorar notablemente las prestaciones de los mecanismos RD; los dota de mayor confiabilidad y brinda mayor certeza sobre la actuación de los mismos, lo que los hace más atractivos y efectivos como recursos alternativos de capacidad.

El costo de implementación de tecnologías avanzadas es elevado y más aún en Argentina debido a los precios de importación. Por lo tanto, la aplicación de mecanismos RD, basados en alta tecnología, puede no resultar efectiva en el país en las circunstancias actuales.

## 7. Referencias

- [1]. Electric Reliability Council of Texas, Report on Existing and Potential Electric System Constraints and Needs, December 2006
- [2]. Federal Energy Regulatory Commission, Assessment of Demand Response & Advanced Metering, Staff Report, Docket No. AD06-2-000, August 2006, p. ix.
- [3]. High Levels of Variable Generation, Integration of Variable Generation Task Force (IVGTF), 2008; S. Price et al., Guide to Resource Planning with Energy Efficiency, www.epa.gov/eeactionplan, November 2007
- [4]. Kueck and B. Kirby, Demand Response Research Plan to Reflect the Needs of the California Independent System Operator, ORNL/TM 2004/2, Oak Ridge National Laboratory, January 2004.
- [5]. NW Council, "Demand Response -- Issue Paper in Preparation for the 5th Power Plan"
- [6]. Brendan Kirby, "The Role of Demand Resources In Regional Transmission Expansion Planning and Reliable Operations", Oak Ridge National Laboratory, for the U.S. Department of Energy, July 2006.
- [7]. FERC, "Demand Response and Advance Metering", Staff Report Docket Number AD-06-2000
- [8]. S. K. Price, R. C. Dugan, "Including Distributed Resources in Distribution Planning", IEEE PES 2004 Power Systems Conference and Exposition, New York, NY, October, 2004.
- [9]. R. C. Dugan and M. Waclawiak, "Using Energy As A Measure Of Risk In Distribution Planning," CIRED 2007, Paper No. 0822, Vienna, May 2007.
- [10]. Distributed Generation and Demand Response Opportunities and Limitations as Applied to Transmission Facilities Investments, An EPRI White Paper July 2007.
- [11]. Emergency Demand Response Program Manual (July 08)I, available on the NYISO website at www.nyiso.com.
- [12]. Day-Ahead Demand Response Program Manual (July 03), available on the NYISO website at www.nyiso.com.
- [13]. David J. Lawrence, 2001 Performance of New York ISO Demand Response Programs
- [14]. Price Elasticity of Demand for Electricity: A Primer and Synthesis. EPRI, Palo Alto, CA: 2007, 1016264.
- [15]. Guidebook on Analytical Methods and Processes for Integrated Planning, EPRI, Palo Alto, CA, 1998, TR-109801.
- [16]. Russell Stewart, "Demand Side Management in Support of the Grid", IEEE PES General Meeting, 2009.
- [17]. M. Henderson, R. Burke, and P. Wong, "Demand Response Issues and Experience in New England", IEEE PES General Meeting, 2009.
- [18]. Assessment of Achievable Potential from Energy Efficiency and Demand Response Programs in the U.S.: (2010–2030). EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1016987.

- [19]. D.W. Caves, L.R. Christensen, and J.A. Herriges, "Consistency of Residential Customer Response in Time-of Use Electricity Pricing Experiments," Journal of Econometrics, 26: 179-203, 1984.
- [20]. A. Faruqui, R. Hledik, S. Newell, and J. Pfeifenberger, The Power of Five Percent, The Electricity Journal, 20(8): 68-77, 2007.
- [21]. A. Faruqui and S. Sergici, The Power of Experimentation: New Evidence on Residential Demand Response, Brattle Group, April 4, 2008.
- [22]. N. Hopper, C. Goldman, R. Bharvirkar, and D. Engel, "The Summer of 2006: A Milestone in the Ongoing Maturation of Demand Response", Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL-62754), May 2007.
- [23]. ConEdison, Inc., DLRP Program Evaluation Interim Report, Febrero 14, 2008.
- [24]. Consolidated Edison, 2006, Request For Proposals To Provide Demand Side Management To Provide Transmission And Distribution System Load Relief And Reduce Generation Capacity Requirements To Consolidated Edison Company Of New York, Inc., http://www.coned.com/energyefficiency/demand\_response.asp
- [25]. Olympic Peninsula Study of Non-Wires Solutions to the 500 kV Transmission Line From Olympia to Shelton and a Transformer Addition at Shelton.
- [26]. Bonneville Power Administration (BPA) Presentation, Pilot Programs Results Olympic Peninsula Direct Load Control, 10/30/07.
- [27]. Bonneville Power Administration (BPA), "ASSESSMENT OF DR OPTIONS FOR BPA", January 26, 2009
- [28]. Bonneville Power Administration (BPA) Presentation, "BPA's Non--Wires Solutions Overview", March 2006.
- [29]. New South Wales Department of Energy, Utilities and Sustainability, Demand Management for Electricity Distributors, September 2004, http://www.deus.nsw.gov.au/publications/publications.asp.
- [30]. Country Energy, Electricity Network Performance Report, Submitted to the Department of Water and Energy, 2006 2007, November 2007.
- [31]. EPRI, 1994 Survey of Utility Demand-Side Programs and Services: Final Report, November 1995, TR-105685.
- [32]. Engineering Handbook for Dispersed Energy Systems on Utility Distribution Systems. EPRI, Palo Alto, CA. 1995. TR-105589.
- [33]. S. K. Price, R. C. Dugan, "Including Distributed Resources in Distribution Planning", IEEE PES 2004 Power Systems Conference and Exposition, New York, NY, October, 2004.
- [34]. Utilization of Energy Efficiency and Demand Response as Resources for Transmission and Distribution Planning: Current Utility Practices and Recommendations for Increasing Opportunities as T&D Alternatives. EPRI, Palo Alto, CA: 2007.
- [35]. Alberto Del Rosso, Evaluación de las Inversiones Necesarias para el Sector Eléctrico Nacional en el Mediano Plazo, Cámara Argentina de la Construcción, Octubre de 2006.