

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 70 – 2012**

### **EXPERIENCIAS DE LA CONFERENCIA 25 DEL EISG EN CAMBRIDGE - 2012**

**Preparado por:**

**Argemiro Aguilar D.  
Pablo Roda  
Gabriel Sánchez Sierra**

**Bogotá, Junio 23 de 2012**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>EXPERIENCIAS DE LA CONFERENCIA 25 DEL EISG EN CAMBRIDGE – 2012.....</b>	<b>2</b>
2.1	EFICIENCIA DEL MERCADO .....	2
2.1.1	<i>Medida de Desempeño Basada en el Margen Bruto de la Cuota de Mercado – ISONE.....</i>	<i>2</i>
2.1.2	<i>Medida de Eficiencia Basada en la Diferencia de Producción – NYISO &amp; MISO.....</i>	<i>4</i>
2.2	KEEPING THE LIGHTS ON .....	5
2.2.1	<i>Expansión de Generación con Base en Subastas de Obligaciones de Energía Firme - SSPD.....</i>	<i>5</i>
2.2.2	<i>Recursos de ERCOT – Problemas de Adecuación.....</i>	<i>6</i>
2.2.3	<i>Confiabilidad del Suministro en Nueva Zelanda - EANZ.....</i>	<i>7</i>
2.2.4	<i>Incentivos de Desempeño para el Mercado de Capacidad - ISONE .....</i>	<i>9</i>
2.3	AGENTES PRIVADOS VS PÚBLICOS.....	12
2.3.1	<i>Las Acusaciones de Competencia Desleal en Alberta .....</i>	<i>12</i>
2.3.2	<i>La Experiencia del Mercado Australiano – AER.....</i>	<i>14</i>
2.4	COMPORTAMIENTO DE LOS AGENTES .....	16
2.4.1	<i>Re-ofertas en el Mercado NEM – AER .....</i>	<i>16</i>
2.5	RESPUESTA DE LA DEMANDA.....	18
2.5.1	<i>Evaluación de la Respuesta de la Demanda en Ontario.....</i>	<i>18</i>
2.5.2	<i>Medida y Verificación del Recurso de la Demanda en New England.....</i>	<i>20</i>
2.6	OTROS TEMAS PRESENTADOS .....	23
2.7	REFLEXIONES.....	24

## Resumen Ejecutivo

Este informe contiene las experiencias más relevantes para el MEM, presentadas en la reunión 25 del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Cambridge, USA, en Mayo del 2012.

Los temas analizados estuvieron relacionados con la eficiencia del mercado, el aseguramiento de la expansión de generación, los agentes privados vs los públicos, el comportamiento de los agentes y la respuesta de la demanda.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través del CSMEM realizó la presentación “Expansión de generación con base en subastas de energía firme”, tema que generó especial atención por parte de los monitores de los mercados de Nueva Zelanda, Australia y Filipinas, donde existen sistemas eléctricos con una componente hidroeléctrica importante,

Sobre la medida de la eficiencia de los mercados se destacaron dos ponencias a saber:

- Una nueva medida de desempeño del mercado, basada en el promedio de las rentas infra-marginales, la cual se utiliza como herramienta para diagnosticar el desempeño del mercado y permite analizar la competencia comparando los resultados de los “costos” y las “ofertas”. La ventaja de este enfoque radica en que considera generadores reales despachados con todas las restricciones, en lugar de generadores hipotéticos y se utiliza para medir el efecto de conductas no competitivas en los márgenes generales del mercado.
- Una medida de la eficiencia del mercado basada en la diferencia de la generación producida, la cual mide la capacidad en MW de un recurso caracterizado por ser económico, con base en los precios de cierre del mercado. Esta medida combina el tamizaje inicial para reglas y operaciones ineficientes del mercado, eventos imprevistos y conducta anticompetitiva.

En cuanto al aseguramiento de la expansión de la generación, además de la presentación del CSMEM, sobre las experiencias exitosas del mercado Colombiano, merecen destacarse las siguientes ponencias:

- El Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas después de revisar los resultados de un estudio a largo plazo, prevé la posibilidad que se presenten cortes de la electricidad en Texas en los próximos 10 años para atender la demanda pico y ha comenzado a tomar medidas tanto en el lado de la oferta como en la demanda, revisando las reglas de precios de escasez, el programa de

generación distribuida y posiblemente otros tipos de recursos de respuesta de la demanda, adicionales a los existentes.

Las acciones ya tomadas incluyen el establecimiento de pisos de oferta para los servicios complementarios, la recuperación de la capacidad de las unidades de generación y el incremento de la reserva de reacción. Las actividades en curso consideran el aumento del precio piso del sistema, ajustes a la curva de penalización del balance de potencia, la revisión del servicio de reserva de emergencia y precios post oferta no obligatorios.

- La autoridad eléctrica de Nueva Zelanda, debido al alto nivel de generación con energías renovables de las cuales el 75% es hidráulica con almacenamiento hídrico pequeño, presentó una ponencia sobre las iniciativas que están tomando para mejorar la confiabilidad del suministro: intercambiar los activos de generación que posee el estado, fomentar un mercado de cobertura de activos, la venta de las reservas de generación del estado, esquema de compensación a clientes, ofertas del lado de la demanda y precios de escasez.
- Incentivos de desempeño para el mercado de capacidad, los cuales incluyen implementar ofertas horarias e incrementar incentivos por desempeño que exijan a los generadores pagar multas con base en el impacto en los costos de producción o en el precio marginal de largo plazo, si ellos no cumplen sus obligaciones de generar de acuerdo a las instrucciones del despacho.

En relación a la temática de la participación en el mercado de agentes públicos y privados, se presentaron los siguientes casos:

- En el Mercado de Alberta se elevó una reclamación contra ENMAX con base en que la ciudad de Calgary es propietaria y operadora de dicha compañía, verticalmente integrada, siendo además el mayor agente en generación y distribución. La acusación argumenta que Calgary compró energía verde a ENMAX, posteriormente ENMAX ganó una licitación de 220 MW de energía eólica, después el acuerdo existente entre ENMAX y la ciudad de Calgary se modificó para incluir los activos de generación comprados; esto le dio a ENMAX una ventaja competitiva, al poder comprar y desarrollar las granjas eólicas. El monitor del mercado concluyó que ENMAX actuó en forma correcta puesto que tales adquisiciones son comunes, las ofertas de los rivales fueron competitivas y los contratos de largo plazo son un aspecto de menor importancia en el desarrollo de las granjas eólicas; en cuanto a la apertura a la competencia, ENMAX fue un socio único y confiable.
- En el Mercado de Alberta se elevó una reclamación contra BC Hydro/Powerex que es una empresa estatal, verticalmente integrada, en jurisdicción vecina de

Alberta y que posee el 70% de los derechos firmes de transmisión entre BC y Alberta. La acusación de los generadores de Alberta incluyó la falta de igualdad de condiciones debido a: la exención de impuestos y el riesgo de mercado existentes en BC, las tarifas de BC subsidian excesivamente su capacidad de generación y el efecto de deprimir los precios es una barrera para la construcción de generación en Alberta.

El monitor del mercado consideró que no se presentaron efectos anticompetitivos argumentando en contra de los generadores, que la diferencia de costo en las provincias está relacionada con el tipo de generación y que los flujos de importación son limitados y razonables; a favor de los generadores que si se aumenta la capacidad de interconexión, la generación subsidiada de bajo precio podría deprimir los precios del pool aún más y que la falta de inversión en la generación local podría causar problemas de confiabilidad de largo plazo.

- El regulador del mercado Australiano presentó las experiencias respecto a las inversiones públicas y privadas en el mercado eléctrico, concluyendo que la propiedad pública seguirá siendo una característica importante del mercado australiano; además, si bien anteriormente la atención se centraba en la inversión pública en generación y el impacto que tenía en la inversión privada, ahora la atención se centra cada vez más en los impactos de la inversión pública en las redes eléctricas.

Sobre el comportamiento de los agentes, el regulador del mercado Australiano presentó un análisis con respecto a las re-ofertas en el mercado. Como consecuencia de los precios altos que se presentaron en tres veranos, los principales usuarios de energía propusieron cambiar las reglas del NEM, para enfrentar el poder de mercado. El regulador finalmente introdujo tres medidas de choque: a) revisar semanalmente todas las re-ofertas, b) los participantes podrán recibir dos advertencias escritas y c) después de la tercera advertencia, se expide una notificación de infracción con una penalización. A raíz de estas medidas, la conducta de los agentes cambió inmediatamente.

En el tema de la respuesta de la demanda, las principales ponencias fueron:

- El operador de Ontario presentó los resultados de evaluación de los programas de respuesta de la demanda, que incluyen los aspectos económicos básicos de la respuesta de la demanda y los tipos de incentivos de mercado y fuera de mercado, para la reducción de la demanda.
- El operador de New England presentó la medición y verificación de los recursos de la demanda en los mercados de dicho sistema. Los recursos de demanda en el mercado comprenden: eficiencia energética, manejo de carga y generación

distribuida. Finalmente concluye que aunque han tenido éxito, los recursos de demanda son relativamente nuevos, requieren mejores prácticas de medida y verificación y que las reglas de mercado continúen evolucionando, se necesitan estándares para la validación de datos y comunicaciones e integrar plenamente la respuesta de demanda en los mercados de energía, reservas y regulación de frecuencia.

Finalmente, en este informe no se incluye el análisis tradicional del desempeño del MEM, debido a la indisponibilidad existente en el enlace de datos entre la SSPD y XM.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene la descripción de las experiencias y las reflexiones más relevantes para el MEM, de la reunión 25 del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Cambridge, USA, en Mayo del 2012.

Tal como se mencionó en el resumen ejecutivo, en este informe no se incluye el análisis tradicional del desempeño del MEM, debido a la indisponibilidad existente en el enlace de datos entre la SSPD y XM.

## **2 Experiencias de la Conferencia 25 del EISG en Cambridge – 2012**

La reunión 25 del Energy Intermarket Surveillance Group - EISG realizada en el mes de mayo en la ciudad de Cambridge, USA, contó con la participación de un selecto grupo de monitores de los mercados de Estados Unidos, Canadá y Asia. Los principales temas analizados estuvieron relacionados con: a) la eficiencia del mercado, b) “keeping the lights on” (aseguramiento de la expansión de generación), c) actores privados vs públicos, d) comportamiento de los agentes y e) respuesta de la demanda.

En la sesión “keeping the lights on”, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través del CSMEM realizó la presentación “Expansión de generación con base en subastas de energía firme”<sup>1</sup>, tema que generó especial atención por parte de los monitores de los mercados de Nueva Zelanda, Australia y Filipinas, donde existen sistemas eléctricos con una componente hidroeléctrica importante y en general por parte de todos los asistentes, dado que la mayoría de los mercados eléctricos presentes en la reunión son fundamentalmente térmicos y en consecuencia su confiabilidad depende de la capacidad instalada del sistema, en lugar de la energía disponible.

### **2.1 Eficiencia del Mercado**

#### **2.1.1 Medida de Desempeño Basada en el Margen Bruto de la Cuota de Mercado – ISONE**

El operador independiente de New England - ISONE presentó una nueva medida de desempeño del mercado, basada en el margen bruto de la cuota de mercado - MSWGM<sup>2</sup>, es decir en el promedio de las rentas infra-marginales. Esta medida se utiliza como herramienta para diagnosticar el desempeño del mercado y permite analizar la competencia comparando los resultados de los “costos” y las “ofertas”. Las rentas infra-marginales pueden indicar si el mercado está enviando señales adecuadas para la inversión.

---

<sup>1</sup> CSMEM, “Generation expansion based on auctions of firm energy obligations”, 25<sup>th</sup> EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012,

<sup>2</sup> ISO New England, “Market share weighted gross margin as a new performance measure”, 25<sup>th</sup> EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.



Conceptualmente existen medidas de desempeño similares basadas en:

- Dispersidad de los precios pico - “Spark spread” - de las unidades hipotéticas de gas, la cual se mide en \$/MWh.
- Rentas totales del mercado de corto plazo para las unidades hipotéticas de gas, suponen que el costo marginal de la unidad despachada en cualquier hora, es menor que el precio marginal de largo plazo “LMP”.

La ventaja de la medida MSWGM radica en que se basa en unidades reales despachadas con todas las restricciones que tienen los generadores, en lugar de unidades hipotéticas. El MSWGM se utiliza para medir el efecto de conductas no competitivas en los márgenes generales del mercado, definido el margen como la porción del precio que no cubre el costo marginal y calculado en base de dos escenarios:

- Costos: las unidades ofertan a su costo marginal
- Ofertas: las ofertas de las unidades pueden ser diferentes a su costo marginal.

Este índice MSWGM es diferente del índice de Lerner, ya que éste último solo considera las unidades marginales, mientras que el MSWGM es una medida promedio. En esa forma el índice MSWGM estimado como la diferencia de rentas con base en costos marginales y ofertas, es inferior al índice de Lerner.

Si todos los generadores hacen sus ofertas a costo marginal, el MSWGM es positivo, puesto que la renta de la unidad marginal es cero cuando ofrece al costo y en ese caso algunas unidades son infra-marginales y tienen márgenes positivos, resultando en una renta promedio positiva. Como resultado de un comportamiento no competitivo, la unidad marginal tiene una renta adicional, en comparación con las ofertas basadas en costos marginales.

En el caso de New England, el cálculo del índice MSWGM para los años 2009, 2010 y 2011, arrojó rentas entre 30.54% y 31.67% con base en costos marginales; y rentas entre 34.4% y 39.99% con base en las ofertas, lo cual conlleva una diferencia de rentas entre 3.87% y 8.87%. Estos resultados son consistentes con la variación que tuvo el mercado en el nivel de competencia, los cambios de las condiciones del sistema en el periodo de tres años y la dispersidad de los precios pico (“spark spreads”).

New England se propone continuar investigando el tema, para diferentes tipos de combustibles y para cada generador líder.

## 2.1.2 Medida de Eficiencia Basada en la Diferencia de Producción – NYISO & MISO

Los operadores independientes de los mercados de Nueva York - NYISO y del Midwest – MISO presentaron una medida de la eficiencia del mercado basada en la diferencia de la generación producida<sup>3</sup>, la cual mide la capacidad en MW de un recurso caracterizado por ser:

- Económico, con base en los precios de cierre del mercado
- no produce generación

El índice “Output Gap” (diferencia de la generación producida) es una herramienta que permite hacer seguimiento al mercado e identificar ineficiencias del mismo. Existen diferentes versiones:

- Output Gap RT,g (óptimo de producción menos producción real) de un generador g, en cada intervalo de precios de tiempo real RT.
  - Considera los compromisos (commitment) estimados y los costos del despacho, el nivel de generación mínimo y el tiempo de operación mínimo.
  - Supone predicción perfecta de los precios de tiempo real y una rampa infinita de toma de carga.
- Output Gap LA-RT,g, es igual al Output Gap RT,g, excepto que:
  - Supone un compromiso (commitment) óptimo en función de los precios de mercados futuros (ej. mercado de día siguiente, para generadores de arranque lento; mercado de corto plazo, para generadores de arranque rápido).
- Output Gap LA-RT-rampa,g, es igual al Output Gap LA-RT,g, excepto que:
  - Supone un despacho óptimo teniendo en cuenta la capacidad estimada de rampa del generador g en la limitación de su producción, en cada intervalo de precios de tiempo real RT.

El uso del indicador “Output Gap” en la vigilancia del mercado es el siguiente:

- Tamizaje de las estadísticas diarias de las diferencias de producción a nivel de generador, para resultados anómalos del mercado, indicando la dirección para el seguimiento de la evaluación del mercado.
- Un generador con indicador Output Gap RT,g grande, e indicador Output Gap LA-RT,g pequeño, normalmente indica:

---

<sup>3</sup> NYISO MMU y MISO IMM, “Measuring market efficiency with the Output Gap”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

- Condiciones de tiempo real no previstas (ej. Una salida de generación significativa, error de predicción de carga) o,
- Programación en déficit en el marco de referencia de un mercado futuro (ej. Mercado de día siguiente).
- Un generador con indicador Output Gap LA-RT,g grande, e indicador Output Gap LA-RT-rampa,g pequeño, normalmente indica:
  - Un cambio súbito imprevisto en las condiciones de tiempo real no previstas (ej. Cambio súbito de programación, incremento de la demanda, salida de generación)
- Un generador con un indicador Output Gap LA-RT-rampa,g grande, normalmente indica:
  - Acciones del operador para limitar la generación de g (ej. despacho manual).
  - Salida de generación, de-rateo (reducción de potencia), comportamiento pobre de despacho de g (puede indicar retención de generación), o
  - Si el precio de oferta del generador g, es superior al costo estimado, entonces
    - Posible retención del generador g, o
    - Costo estimado inexacto para el generador g

El método combina el tamizaje inicial para reglas y operaciones ineficientes del mercado, eventos imprevistos y conducta anticompetitiva. También contribuye a la definición adecuada de prioridades.

En conclusión, el indicador “Output Gap” en el proceso de monitoreo del mercado, permite identificar los resultados de mercados ineficientes: a) Diagnosticar las causas subyacentes, incluyendo: acontecimientos imprevistos, problemas de la transmisión, acciones manuales del operador y ejercicio de poder de mercado, b) Priorizar sistemáticamente la revisión de aspectos del mercado: útil para gestionar los recursos y evitar el exceso de énfasis en ciertos temas.

## **2.2 Keeping the lights on**

### **2.2.1 Expansión de Generación con Base en Subastas de Obligaciones de Energía Firme - SSPD**

El CSMEM realizó una presentación sobre las experiencias del mercado Colombiano respecto a la expansión de la generación con base en subastas de obligaciones de energía firme.

En breve síntesis, la presentación cubrió los siguientes tópicos:

- Un marco de referencia donde se incluyen las principales características del sistema eléctrico colombiano y las razones por las cuales la confiabilidad del sistema está basada en energía en lugar de capacidad instalada.
- Los objetivos que persigue el cargo por confiabilidad, sus principales características y definiciones.
- Los tipos de subastas empleadas para asignar las obligaciones de energía firme.
- Los resultados exitosos obtenidos con la realización de las subastas de los años 2008 y 2011 y la forma como queda cubierta la expansión de la generación hasta el año 2022.
- Principales conclusiones.

### **2.2.2 Recursos de ERCOT – Problemas de Adecuación**

El Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas – ERCOT, presentó una ponencia sobre los problemas de adecuación de los recursos de generación<sup>4</sup>. Después de revisar los resultados de un estudio a largo plazo, ERCOT prevé la posibilidad que se presenten cortes de la electricidad en Texas en los próximos 10 años. El objetivo de ERCOT es mantener un margen de reserva en capacidad de 13,75%, con la expansión de la generación eléctrica; sin embargo, los estudios indican que este margen podría reducirse a 9,8% en el 2014 y en el 2015 las reservas proyectadas podrían caer a un 6,9%, con los 76.623 MW de recursos disponibles para atender la demanda pico de 71.692 MW. Así mismo, un margen de reserva negativa se podría presentar en el año 2022.

Los componentes para adecuar los recursos de generación, así como para una adecuada formación de precios en tiempo real – RT, son:

- Suministro existente: sequía y regulaciones sobre aire limpio.
- Demanda: el calor extremo lidera los registros de demanda, así como el crecimiento económico de Texas.
- Suministro futuro: influenciado por los bajos precios del gas natural y la fuerte penetración de los recursos eólicos.

ERCOT ha comenzado a tomar medidas inmediatas para abordar este problema de suficiencia de recursos, tanto en el lado de la oferta como en la demanda, incluyendo la revisión de protocolos y mirando las reglas de precios de escasez para empezar a mejorar las perspectivas del futuro. Las nuevas reglas del mercado cubrirán el

---

<sup>4</sup> ERCOT IMM, “ERCOT resource – adequacy issues”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

programa de generación distribuida y posiblemente otros tipos de recursos de respuesta de la demanda, adicionales a los existentes.

Las acciones ya realizadas al respecto son:

- Pisos de oferta implementados para los servicios complementarios: reserva no rodante en línea US\$120/MWh, reserva no rodante fuera de línea US\$180/MWh, reserva de reacción US\$3.000/MWh y regulación en aumento US\$3.000/MWh.
- Formalización del proceso para recuperar la capacidad de las unidades.
- Incremento de la reserva de reacción de 2.300 MW a 2.800 MW, con la correspondiente disminución de 500 MW en la reserva no rodante.

Las actividades en curso son:

- Revisión para aumentar el precio piso del sistema, dado que los precios tope son muy bajos.
- Revisar ajustes a la curva de penalización del balance de potencia.
- Revisiones al servicio de reserva de emergencia: programa piloto de notificación de 30 minutos e inclusión de generadores de emergencia.
- Precios post oferta no obligatorios, cercanos a los precios de tiempo real.

Además, ERCOT ha estado examinando los factores que influyen en la inversión en nueva generación y en otros proyectos relacionados con sus objetivos de adecuación de los recursos y el análisis de los aportes de los inversionistas y otras partes interesadas, para determinar qué incentivos u otros cambios podrían mejorar las perspectivas de la generación eléctrica futura y la adecuación de otros recursos de solución.

### **2.2.3 Confiabilidad del Suministro en Nueva Zelanda - EANZ**

La autoridad eléctrica de Nueva Zelanda – EANZ presentó una ponencia sobre la confiabilidad del suministro<sup>5</sup>, donde las principales características del mercado son:

- Un alto nivel de generación con energías renovables (77%), con participación hidráulica entre el 52 y 57%.
- El almacenamiento hídrico es pequeño y solo puede sostener unas pocas semanas la demanda de invierno (hidrología crítica).
- Presenta crisis eléctrica cuando los niveles del lago Isla Sur son bajos: 1992, 2001, 2003, 2006 y 2008.

---

<sup>5</sup> Electricity Authority, “Reliability of supply in New Zealand – Keeping the lights on”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

- Se realizan campañas públicas de ahorro de energía y recortes de producción.
- Reserva de generación construida por el gobierno en el año 2004.
- Revisión del desempeño del mercado eléctrico efectuada en el año 2009.
- Autoridad Eléctrica iniciada en el año 2010.

El objetivo por estatutos de la Autoridad Eléctrica es promover la competencia en el suministro confiable y el funcionamiento eficiente de la industria de la electricidad, para beneficio de los consumidores a largo plazo. La Autoridad Eléctrica persigue:

- Alcanzar niveles eficientes en la confiabilidad del suministro a través de toda la cadena (generación, transmisión, distribución y venta al por menor).
- Alentar a los agentes de la industria para que desarrollen y operen el sistema eléctrico de manera eficiente, para administrar la seguridad y la confiabilidad de forma que minimice los costos totales, mientras sea robusto a los eventos adversos.

El enfoque de la Autoridad Eléctrica es:

- Mejorar la información del mercado y las señales de precio para fomentar la inversión eficiente en los recursos de generación y de la respuesta de demanda y en el uso eficiente de estos recursos.
- Asegurar la rendición de cuentas públicas para la toma de riesgos de quienes los asumen.
- Asegurar que existan procesos creíbles para el seguimiento de los riesgos de seguridad y confiabilidad y para hacer frente a esos riesgos a medida que evolucionan.
- Informar a los consumidores acerca de las medidas de seguridad y confiabilidad.

Las iniciativas para el suministro confiable son:

- Intercambiar los activos de generación que posee el estado.
- Fomentar un mercado de cobertura de activos.
- Venta de las reservas de generación del estado – Diciembre de 2011.
- Esquema de compensación a clientes.
- Prueba de esfuerzo – Junio de 2012.
- Ofertas del lado de la demanda y predicción – año 2012.
- Precios de escasez – Junio de 2013.

El Consejo de seguridad y confiabilidad provee asesoría externa a la Autoridad Eléctrica sobre: a) el comportamiento del sistema eléctrico y del operador del sistema, b) la confiabilidad de los aspectos de suministro.

Los aspectos actuales bajo la revisión del Consejo son:

- Perdida de 850 MW del sistema – diciembre de 2011.
- Rotura del gasoducto que inhabilitó la generación a gas – octubre de 2011.
- Curvas de riesgo hídrico.

El operador del sistema es responsable de la seguridad del suministro:

- Evaluación de la seguridad de suministro anual y semanal
- Elaboración y publicación de planes de interrupción
- Campañas oficiales de conservación.

## **2.2.4 Incentivos de Desempeño para el Mercado de Capacidad - ISONE**

El operador independiente de New England – ISONE realizó una presentación sobre los incentivos de desempeño para el mercado de capacidad<sup>6</sup>.

Cual es el producto de capacidad?

- La energía eléctrica es física y medible.
- La capacidad es definida únicamente por las obligaciones y multas impuestas sobre los recursos de capacidad, de acuerdo a las reglas del mercado.
- Obligaciones del mercado de capacidad:
  - Asegurar la operación confiable del sistema de potencia todos los días.
  - Proporcionar incentivos para que los generadores operen en la forma más eficiente posible.

Obligaciones del mercado de capacidad de New England:

- Se aplican a todos los recursos e incluyen lo siguiente:
  - Suministrar los datos de oferta aplicables y mantenerlos actualizados.
  - Responder a las instrucciones de despacho dadas por el ISO
- Estas obligaciones son necesarias para que el ISO conozca los recursos disponibles, sus características de operación y sus costos de despacho.
- Tres obligaciones adicionales se imponen a los recursos de capacidad:
  - Ofrecer los recursos en el mercado del día siguiente y en el de tiempo real.
  - Teniendo los parámetros de operación basados en tiempo, cumplir ciertos criterios.
  - Seguir las reglas de programación de salidas.

---

<sup>6</sup> ISO New England, Capacity market performance incentives”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

Incentivos de desempeño en el mercado de capacidad:

- Los generadores despachados en el mercado de día siguiente, que no proporcionan sus compromisos de energía, deben comprar energía de respaldo en el mercado de tiempo real.
- En casos de déficit, penalización en el mercado de capacidad.

Que tan bien funcionan los incentivos?

- Los incentivos del mercado de capacidad y los del mercado de energía normalmente son suficientes para garantizar el suministro de energía confiable, pero existen algunas limitaciones.
- Si un generador no sale despachado en el mercado de día siguiente y falla al ser solicitado para operar en el despacho de tiempo real, no se le penaliza ni tiene consecuencias financieras, pero podría causar problemas de confiabilidad.
- La confiabilidad del abastecimiento de combustible en New England es un problema debido a la dependencia del gas natural. Dado que la mayoría de generadores no tienen contratos firmes de transporte, en algunas ocasiones la incertidumbre de obtener el gas natural para operar, cuando la demanda de gas natural es alta (días fríos de invierno o cálidos del verano) y bajo mantenimientos de los gasoductos, reduce la disponibilidad del combustible en sitios particulares. Señales correctas para asegurar el abastecimiento de gas natural, o para quemar combustibles alternativos, cuando la disponibilidad del gas tenga baja probabilidad, podrían dar mayores incentivos de desempeño.

Soluciones propuestas: Implementar ofertas horarias

- En la actualidad las ofertas iniciales se presentan al medio día, para el mercado de día siguiente y pueden actualizarse entre las 4:00 p.m y 6:00 p.m del día anterior a la implementación de las ofertas horarias e intra-día. Los precios del gas pueden cambiar de un día para otro.
- Se recomienda la implementación de ofertas horarias que puedan ser actualizadas durante el día de operación.
  - Asegura que los generadores pueden recuperar sus costos
  - Mejora la precisión de los precios

Soluciones propuestas: Ofrecer mayores incentivos por desempeño

- Un generador que no sale despachado en el mercado de día siguiente y que ha sido solicitado para operar en el despacho de tiempo real, no es penalizado por no entregar energía.



- Estos generadores tienen menores incentivos para estar disponibles, que los generadores del mercado de día siguiente.
- Se recomienda que los generadores que tienen obligaciones de suministro de capacidad y fallan al suministrar energía cuando son llamados en el mercado de tiempo real o están indisponibles por una salida forzada, estén sujetos a ser penalizados.
  - Por ejemplo, esta sanción podría ser calculada con base en el impacto que la falta de suministro tenga sobre los precios de la energía o sobre los costos totales de producción.
- Así mismo, considerar el problema de la falta de sanciones en el mercado de capacidad, cuando ocurra salida prolongada del generador.
  - Actualmente los generadores pueden perder dinero en el mercado de capacidad, pero si un generador sufre una salida prolongada, es improbable que pueda perder dinero.
  - Estas sanciones podrían forzar los generadores a negociar sus obligaciones.

#### Seguimiento de las instrucciones del despacho:

- Se espera que los generadores sigan las instrucciones del despacho.
  - Los recursos en general siguen las órdenes del despacho, pero no hay estándares sobre la cantidad de MW o su porcentaje.
  - El desempeño de los generadores se afecta con el cambio de condiciones climáticas.
  - El generador no puede cambiar su oferta de MW para reflejar los cambios de condición climática.
  - En estos casos es posible que el generador no pueda cumplir con los MW ofertados.

#### Situación ocurrida en Septiembre 2 de 2010:

- El sistema perdió un generador grande durante el periodo de carga alta.
- Se despacharon al máximo, varios generadores con producción cercana a su máximo, pero varios de ellos no pudieron responder.
- El ISO no pudo cumplir el cruce del cero en 15 minutos y consecuentemente se violaron los estándares de confiabilidad.

#### Recomendaciones:

- Implementar incentivos de desempeño que exijan a los generadores pagar multas si ellos no cumplen sus obligaciones de generar de acuerdo a las instrucciones del despacho.
- Las multas deberían basarse en el impacto en los costos de producción o en el precio marginal de largo plazo – LMP.
- Promover que los generadores informen con precisión su capacidad de producción y sigan las órdenes del despacho.

## **2.3 Agentes Privados vs Públicos**

### **2.3.1 Las Acusaciones de Competencia Desleal en Alberta**

El monitor del Mercado en Alberta – MSA realizó una presentación sobre dos acusaciones de competencia desleal por parte de los agentes públicos, que se presentaron en el mercado de energía<sup>7</sup>.

El mercado de Alberta tiene las siguientes características:

- Mercado de energía solamente
- Demanda pico 10.609 MW
- Perfil de carga predominantemente industrial (factor de carga 82%)
- La generación es predominantemente térmica

#### **Caso No 1 – Reclamación contra ENMAX**

El primer caso de reclamación involucra a ENMAX que tiene las siguientes características:

- La ciudad de Calgary es la propietaria y operadora de la compañía
- Verticalmente integrada y es el mayor agente en generación y distribución.
- Controla el 13.5% de la capacidad de generación, más del 50% de la distribución y posee la red de distribución de Calgary.

La acusación contra ENMAX se basa en lo siguiente:

- En el 2007 Calgary compró energía verde a ENMAX.
- En el 2008 ENMAX ganó la licitación de 220 MW de energía eólica.
- En el 2009 el acuerdo entre ENMAX y la ciudad de Calgary se modificó para incluir los activos comprados de generación.

---

<sup>7</sup> Market Surveillance - MSA, “Allegations of unfair competition in Alberta”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

- La acusación argumenta que el acuerdo anterior le dio a ENMAX una ventaja competitiva, al poder comprar y desarrollar las granjas eólicas.

El proceso de análisis de la acusación llevado a cabo por MSA contiene dos partes:

1. Prueba de elegibilidad

**Marco jurídico**

- Un municipio no puede tener intereses en la generación, a menos que esté estructurado para evitar cualquier ventaja, como resultado de dicha asociación.
- Impuestos, subsidios o ventajas financieras.
- Aprobación ministerial informada por asesor independiente.

**Hallazgos de MSA**

- Esta fuera de la autoridad de MSA, verificar la evaluación independiente que permitió a ENMAX hacer una oferta por los activos eólicos.
- MSA verificó que ENMAX no había mentido en la primera etapa de evaluación.

2. La vigilancia continua de MSA

**Marco jurídico**

- Asegurar que todos los participantes del mercado actúan en una forma correcta, eficiente y abierta a la competencia.

**Hallazgos de MSA**

- ENMAX actuó en forma correcta puesto que tales adquisiciones son comunes, las ofertas de los rivales fueron competitivas y los contratos de largo plazo son un aspecto de menor importancia en el desarrollo de las granjas eólicas.
- La eficiencia fue productiva en el corto plazo y dinámica
- En cuanto a la apertura a la competencia, ENMAX fue un socio único y confiable.

**Caso No 2 – Reclamación contra BC Hydro/Powerex**

El segundo caso de reclamación involucra a BC Hydro/Powerex que tiene las siguientes características:

- Empresa de la corona verticalmente integrada, en jurisdicción vecina de Alberta.
- Alberta tiene interconexiones con BC (650 MW) y con Saskatchewan (153 MW).

- El mercado de BC es su principal motivo de preocupación: cuenta con 30 plantas hidroeléctricas y 3 plantas de gas natural, posee el 70% de los derechos firmes de transmisión entre BC y AB.

La acusación de los generadores de Alberta contra BC Hydro/Powerex involucró:

- Falta de igualdad de condiciones debido a exención de impuestos y riesgo de mercado.
- Las tarifas de BC subsidian excesivamente su capacidad de generación.
- El efecto de deprimir los precios es una barrera para la construcción de generación en Alberta.

Los argumentos relevantes de MSA fueron:

- Contra las quejas de los generadores:
  - La diferencia de costo en las provincias está relacionada con el tipo de generación.
  - Los flujos de importación son limitados y razonables.
- A favor de los generadores
  - Si se aumenta la capacidad de interconexión, la generación subsidiada de bajo precio podría deprimir los precios del pool aún más.
  - La falta de inversión en la generación local podría causar problemas de confiabilidad de largo plazo, sin margen de reserva obligatoria.

Conclusiones:

- Dos preocupaciones potenciales con respecto a la competencia desleal en Alberta.
- La legislación de Alberta es relativamente hostil a las empresas públicas.
- No hay resultados o análisis que demuestren los efectos anticompetitivos.
- Trabajo relevante en curso: investigar las barreras de entrada al mercado de Alberta.

### **2.3.2 La Experiencia del Mercado Australiano – AER**

El regulador del mercado Australiano – AER realizó una presentación sobre las experiencias respecto a las inversiones públicas y privadas en el mercado eléctrico Australiano - NEM<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Australian Energy Regulator - AER, “Public vs private. The Australian NEM experience”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

#### Breve resumen del mercado Australiano NEM:

- Cubre las siguientes zonas: Queensland, New South Wales, Victoria, Australia del Sur, Tasmania.
- En Queensland, New South Wales y Tasmania, las redes son de propiedad pública.
- Capacidad registrada 49.000 MW
- Demanda máxima 35.500 MW

#### Apoyo a la empresa pública:

- En los estados donde existe propiedad del gobierno, hay apoyo ciudadano fuerte a la propiedad pública de los activos de la electricidad, basado en los argumentos siguientes:
  - La importancia de mantener el control público de un servicio esencial.
  - Los gobiernos tienen la obligación social de hacer asequible la electricidad.
  - Protección del empleo.

#### Problemas generales de la empresa pública:

- La empresa pública es una barrera de entrada que impide la competencia.
- Preocupa que las empresas públicas tengan una posición ventajosa y consecuentemente limiten la inversión privada en el sector energético.
- La propiedad pública impide las decisiones de inversión en generación debido a:
  - Inversión prematura.
  - Aplaza o excluye la inversión que el sector privado llevaría a cabo.
  - El aumento de riesgos asimétricos (ej. Activos encallados).
  - Distorsiona las señales de precios del mercado a través de decisiones de inversión y operación.
  - En general desalienta la nueva entrada, porque los inversionistas suelen tener aversión a “competir” con las empresas de propiedad estatal.

#### Problemas particulares de la empresa pública:

- Las empresas públicas están llevando a cabo gastos significativos en la red, lo cual tiene un impacto importante en las tarifas que pagan los consumidores.
- Mientras que parte de esta inversión es necesaria para el mercado, hay preguntas importantes sobre la eficiencia de estas inversiones.

#### Conclusiones:

- La propiedad pública seguirá siendo una característica importante del mercado australiano.

- Mientras que anteriormente la atención se centró en gran medida en la inversión pública en generación y el impacto que tenía en la inversión privada, ahora la atención se centra cada vez más en los impactos de la inversión pública en las redes eléctricas.

## 2.4 Comportamiento de los Agentes

### 2.4.1 Re-ofertas en el Mercado NEM – AER

El regulador del mercado Australiano – AER hizo una presentación sobre el análisis del comportamiento de los agentes y las re-ofertas en el mercado NEM<sup>9</sup>.

Marco de referencia del poder de mercado:

- No existe consideración específica del poder de mercado en el mercado de energía. La conducta anticompetitiva está excluida explícitamente de las reglas del mercado de electricidad.
- El poder de mercado está cubierto en las leyes generales antimonopolio.

Cambio a las reglas de poder de mercado:

- Como consecuencia de los precios altos que se presentaron en tres veranos, los principales usuarios de energía propusieron cambiar las reglas del NEM, para enfrentar el poder de mercado
- Los cambios están enfocados al ejercicio del poder de mercado en momentos de alta demanda.
- Los reguladores definen el concepto de “poder de mercado sustancial”, como la capacidad de un generador para aumentar los precios promedio anuales, a un nivel tal que excede el costo marginal de largo plazo y mantener los precios a ese nivel debido a la existencia de barreras significativas de entrada.
- Se reconoce que en el mercado de electricidad de Australia, se puede requerir medir específicamente el poder de mercado.
- Se reconoce que los precios pico causados por las estrategias de oferta, pueden constituir poder de mercado sustancial.

Objetivos políticos para el cambio - Buena Fe:

- Se requiere que las ofertas y re-ofertas de electricidad sean hechas de buena fe.
- Debe existir la intención genuina de honrar las ofertas o re-ofertas, pero también se puede re-ofertar si hay cambios en las condiciones materiales.

---

<sup>9</sup> Australian Energy Regulator - AER, “Analising participation behavior – Rebidding in the NEM”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

- El propósito de este enfoque es promover la información precisa y confiable sobre el mercado.
- AER debe probar que las ofertas efectuadas por el comercializador no tenían la intención de ser cumplidas, con el fin de establecer que no fueron hechas de buena fe.
- Pone en duda si las disposiciones tienen un significado real, pues tiene implicaciones para el comportamiento futuro de los agentes.
- AER debe analizar los datos de re-ofertas antes de tomar las medidas a seguir.
- El gobierno también puede emitir una declaración de principios políticos para guiar el proceso de cambio de reglas.

#### Cambio de comportamiento – 3 políticas de choque:

- Proyectos de reducción de daño
  - En el 2011 AER introdujo una serie de proyectos para reducir los efectos perjudiciales.
  - El objetivo es cambiar el comportamiento.
  - Se focaliza en los perjuicios y no solamente en las actividades ilegales.
  - Antes que un proyecto sea aprobado, debe identificarse el “perjuicio” y tener un patrón para medir el éxito.
- Comportamiento de re-ofertas
  - Las experiencias del Tribunal mostraron que: a) la calidad de las razones presentadas con las re-ofertas, no fueron verificadas por un largo tiempo. b) la baja calidad de las razones de las re-ofertas, no fue una infracción grave contra la política de buena fe.
  - Las razones asociadas con la re-ofertas de los generadores crearon: a) perjuicios = las re-ofertas inexactas obstaculizaron la ejecución, b) patrón = número de re-ofertas que no cumplen su razón.
- Cambio de comportamiento
  - AER publicó un boletín de cumplimiento describiendo las preocupaciones e introdujo tres medidas de choque de aplicación efectivas a partir de marzo de 2011: a) AER debe revisar semanalmente todas las re-ofertas, b) los participantes podrán recibir dos advertencias escritas y c) después de la tercera advertencia en seis meses, se expide una notificación de infracción, con una penalización de AUS\$20.000.
  - La conducta de los agentes cambió inmediatamente.

## 2.5 Respuesta de la Demanda

### 2.5.1 Evaluación de la Respuesta de la Demanda en Ontario

El operador independiente de Ontario realizó una presentación con los resultados de evaluación de los programas de respuesta de la demanda en Ontario<sup>10</sup>, que incluye los aspectos económicos básicos de la respuesta de la demanda y los tipos de incentivos para la reducción de la demanda.

Aspectos económicos básicos de la respuesta de demanda:

- Eficiencia de corto plazo
  - La eficiencia se maximiza cuando el precio de mercado es determinado por la intersección de las curvas de oferta y demanda.
  - Pagar a una carga por no consumir, probablemente es ineficiente.
- Eficiencia de largo plazo
  - La eficiencia de largo plazo se obtiene cuando el costo evitado en la construcción de nuevas plantas para la demanda pico, es mayor que el costo de reducir el consumo.
  - Reto: como inducir la respuesta de demanda en el momento adecuado y en el lugar correcto.

Incentivos de mercado para reducción de la demanda en Ontario:

- Cargas despachables
  - Oferta en el mercado: consume más cuando el precio es bajo y menos cuando el precio es alto.
  - Ofrece reserva operativa en el mercado
  - En Ontario la reducción del pico es de 700 MW
  - Alta eficiencia
- Tiempo de uso (contadores inteligentes)
  - Casi todos los usuarios tienen contadores inteligentes.
  - Cargas residenciales y pequeños negocios pagan tarifas de tiempo de uso: demanda pico, valle y fuera de pico.
  - El precio diferencial de CUS\$0.05/kWh puede ser demasiado pequeño para inducir desplazamiento de la carga.
  - Estudios internos muestran reducciones del pico entre 0 y 6%.
  - Es eficaz si se utiliza plenamente.
- Contrato de reasignación de costos

---

<sup>10</sup> IESO, "Assessment of demand responses in Ontario", 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.



- Ontario no tiene un mercado de potencia
- La mayoría de la generación es contratada o regulada
- Los precios de la energía contratada/regulada son mayores que el precio del mercado (CUS\$5.300 millones en el 2011 para cubrir el diferencial de los contratos).
- El diferencial de precios de la energía contratada/regulada se asignó en forma uniforme a todos los usuarios hasta el 31 de diciembre de 2011: a) los grandes clientes pagan en función de su participación en el consumo durante las cinco horas pico del año anterior, b) los pequeños consumidores pagan el resto complementario a pro-rata del consumo.
- Recuperación de los costos totales del contrato: CUS\$5.300 millones, valor que se incrementará.
- Reduciendo 1 MW en cada una de las 5 horas pico, conlleva ahorros de CUS\$200.000/año, o CUS\$40.000/MWh-año.
- Incentivos fuertes para construir generación detrás de los contadores de medida.
- Fuertes incentivos para formar empresas mixtas entre las cargas existentes y los generadores.
- Potencial ineficiencia a corto y largo plazo.

#### Incentivos fuera del mercado para reducción de la demanda en Ontario:

- Ahorrador de picos
  - Pequeño dispositivo para prolongar el ciclo de los aires acondicionados o los calentadores de agua (enciende y apaga durante el pico).
  - Reducción total del pico 118 MW
  - Casi no fue usado en el 2011
  - Mejora la eficiencia, si se usa.
- Deslastre de picos (DR1 y DR3)
  - DR1; voluntario, empresas ofrecen deslastrar carga pico, pagado a precio de ejercicio (strike price), no hay penalización si no hay respuesta, pago desconocido.
  - DR3: contrato, pagado por disponibilidad y reducción (se paga a las empresas para estar en stand-by y reducir carga cuando sea necesario), CUS\$36 millones en 2011, reducción del pico 380 MW.
  - Mala focalización: DR3 solo se activó 1 de las 5 horas de demanda máxima en el 2011.
  - Generalmente son programas ineficientes
- Desfase de picos (DR2)

- Contratado para desfasar el consumo entre 7:00 a.m y 7:00 p.m a otras horas (se paga para reducir la carga en la cantidad contratada, entre 7 am y 7 pm todos los días de la semana).
- Carga contratada 119 MW
- Costo CUS\$25 millones en el 2011.
- No tiene estudio de eficiencia.
- Acelerador industrial
  - Pagado para nuevas inversiones en la reducción del consumo, hasta CUS\$10 millones por proyecto.
  - Hasta el momento solo 1 proyecto – el pago se desconoce.
  - No tiene estudio de eficiencia.
- Programas de conservación de energía, auditorías energéticas, cupones, etc.

### **2.5.2 Medida y Verificación del Recurso de la Demanda en New England**

El operador independiente de New England – ISONE realizó una presentación sobre la medición y verificación de los recursos de la demanda en los mercados de New England<sup>11</sup>.

#### Características del sistema de potencia de New England

- Comprende 6 estados y 14 millones de habitantes
- 6.5 millones de contadores eléctricos
- Demanda pico 28.000 MW
- Obligaciones de suministro de potencia: 37.000 MW.
- 8.000 millas de líneas de transmisión y 13 interconexiones con vecinos
- 6 centros de control local

La capacidad de generación del sistema ha tenido cambios importantes entre el año 2000 y el 2011, en particular la participación de las plantas de gas se incrementó del 18% al 43%, mientras que la participación de las plantas a base de petróleo, carbón e hidroeléctricas y nucleares se redujeron de 34% al 22%, del 12% al 8%, del 11% al 7% y del 18% al 15% respectivamente.

#### Características del mercado mayorista

- Entre el año 2006 y el 2011, las transacciones del mercado mayorista oscilaron entre US\$9.000 y US\$15.000 millones.

---

<sup>11</sup> ISONE, “Demand resource measurement and verification in ISO New England markets”, 25th EISG Conference, Cambridge, MA, USA, May 2012.

- Tiene mercado de capacidad, donde los recursos reciben una compensación por su inversión y tiene compromisos de entrega de capacidad en periodos determinados. Los recursos de la demanda están totalmente integrados.
- En el mercado de energía se compra y vende electricidad y los precios se determinan por la oferta y la demanda. Los recursos de la demanda están parcialmente integrados y se espera su integración total en 5 años.
- El mercado de servicios complementarios asegura la confiabilidad y soporta la transmisión eléctrica. La integración total de la respuesta de demanda es una meta de largo plazo.

Los **Recursos de la Demanda (DR)** son medidas aplicadas que resultan en reducciones adicionales y verificables en la demanda del usuario final in New England que comprenden: eficiencia energética, manejo de carga y generación distribuida. La participación de generación distribuida está limitada al mayor valor entre 5 MW o la carga pico del usuario.

Medidas activas: Despachadas durante déficits de capacidad

- Reducciones de carga despachable
- Generación distribuida despachable
- Generación distribuida incremental
- Generación de emergencia.

Medidas pasivas: No despachables

- Medidas de eficiencia energética: incluye programas en las compañías de electricidad.
- Generación distribuida: combinación de calor y electricidad; recursos renovables.

Los recursos de la demanda (DR) han venido aumentando estimulados por el mercado de capacidad.

- En el comienzo (2001), participaban 63 MW de recursos de demanda en el mercado mayorista.
- Hoy (2012):
  - Los recursos de demanda pueden vender reducciones de carga y recibir pagos comparables a la generación.
  - Los usuarios tienen oportunidad de vender reducción de demanda al mercado mayorista y a precios de mercado.

- Objetivos de largo plazo: Dar oportunidad a los recursos de demanda para vender sus productos en todos los mercados mayoristas en forma comparable a los recursos de generación.

#### Medición y verificación de los recursos de demanda activos:

- Los recursos consisten en agrupación de activos
- Los activos típicamente están constituidos por un generador distribuido/reducción de carga en un solo usuario (instalación).
- Todos los activos se pueden medir directamente.
- Todas las mediciones se envían al ISO en tiempo real, en intervalos de 5 minutos.
- Los participantes pueden hacer correcciones dentro de: a) 2.5 días para la liquidación inicial, b) 70 días después del fin del mes, para la liquidación final.
- Retos:
  - Definición de una referencia (baseline) precisa que permita estimar la reducción de carga por la acción del recurso de demanda (DR).
  - Se requiere analizar más de 5.000 activos
  - El diseño del mercado no requiere un tercero para leer los contadores.
  - Validación de datos: valores por encima y por debajo de las expectativas; valores cero; cambios en pasos; valores repetidos; valores cero intermitentes.

#### Medición y verificación de los recursos de demanda pasivos:

- Estudios de evaluación de programas de eficiencia energética: estimación de los ahorros calculados durante horas específicas.
- Generación distribuida pasiva:
  - Medida directamente
  - Producción horaria enviada mensualmente
  - Desempeño calculado durante horas específicas en los picos de los meses del verano e invierno.
- Retos de los programas de eficiencia energética:
  - El programa consiste de miles de usuarios finales que deben ser medidos.
  - La vida del programa es de 1 a 20 años: necesita asegurar que los programas que expiran sean removidos de los cálculos de desempeño; los estudios de evaluación de eficiencia energética utilizan técnicas especializadas, el entendimiento de ellas requiere auditorías detalladas.
  - Errores de buena fe de los participantes
- Retos de la generación distribuida:

- No hay lectura de contadores de terceras personas
- Generación de emergencia y reducción de carga en el mismo usuario (instalación), actualmente requieren auditorías simultáneas y se busca evitar doble contabilidad.
- El suministro neto a la red necesita una definición clara de los recursos de de la demanda y la oferta.
- Más de un activo por usuario (instalación): debe ser capaz de evaluar el desempeño y de mover el punto de envío minorista como punto de liquidación.

New England ha tenido éxito pero debe hacer más:

- Los recursos de demanda son todavía relativamente nuevos en nuestros mercados y requieren mejores prácticas de medida y verificación y que las reglas de mercado continúen evolucionando.
- Se necesitan estándares para la validación de datos y comunicaciones.
- Integrar plenamente la respuesta de demanda en los mercados de energía, reservas y regulación de frecuencia.
- Crecimiento continuo en la respuesta de la demanda y en la eficiencia energética.
- Cantidades importantes de control de carga directo se concretarán y esto será valioso.

## **2.6 Otros Temas Presentados**

En la reunión 25 del EISG se incluyeron otros temas presentados por algunos de sus miembros. La lista de estos temas se incluye a continuación:

- Tendencias en las transacciones virtuales en el mercado de New England.
- Convergencia de las ofertas en los mercados del ISO de California.
- Propuesta de monitoreo para el portafolio de comercialización en el mercado spot de Filipinas.
- Intercambios entre áreas – Programación de transacciones coordinadas, presentado por los operadores independientes de Nueva York – NYISO y de Midwest – MISO.
- Impedimentos de interconexión - Actualización, presentado por el monitor de Alberta – MSA.
- Flujos no reportados, presentado por el mercado de South West Power Pool – SPP.

- Evaluación del manejo de la demanda y su desempeño en el mercado mayorista WEM, presentado por el regulador de Australia Occidental.
- Evaluación económica de las referencias (baselines) para respuesta de la demanda, presentado por el operador independiente de New England – ISONE.

## 2.7 Reflexiones

- La nueva medida de desempeño del mercado basada en el promedio de las rentas infra-marginales, es muy interesante porque permite analizar la competencia comparando los resultados de los “costos” y las “ofertas”. Sin embargo, está confinada básicamente a sistemas térmicos donde los costos son fácilmente cuantificables, contrastando con la dificultad de valorar los costos de oportunidad del agua en sistemas hidráulicos.
- La medida de eficiencia del mercado basada en la diferencia de la generación producida, la cual mide la capacidad en MW de un recurso caracterizado por ser económico con base en los precios de cierre del mercado, aunque ha sido desarrollada para un sistema netamente térmico, debería ser estudiada en detalle para determinar la factibilidad de su aplicación en el sistema colombiano.
- La experiencia colombiana en cuanto a la expansión de generación con base en subastas de energía firme, fue muy bien recibida en el EISG y existe la posibilidad de ser aplicada en otros países como Nueva Zelanda, Australia y Filipinas, con mercados predominantemente hidroeléctricos.
- Sorprende que un sistema tan desarrollado de más de 75.000 MW como el de Texas, esté previendo la posibilidad que se presenten racionamientos de electricidad en los próximos 10 años para atender la demanda pico.
- Para enfrentar el posible racionamiento, Texas ha comenzado a tomar medidas tanto en el lado de la oferta como en la demanda. Desde el punto de vista de las medidas orientadas a la demanda, vale resaltar el programa de generación distribuida y otros tipos de recursos de respuesta de la demanda, adicionales a los existentes en ese sistema. Desde el punto de vista de las medidas sobre la oferta, se destaca el establecimiento de pisos de oferta para los servicios complementarios y la recuperación de la capacidad de las unidades de generación.
- Llama la atención que en un país de economía abierta como Australia, se concluya que la propiedad pública seguirá siendo una característica importante del mercado eléctrico.

- Teniendo en cuenta la problemática que enfrentan los sistemas de transmisión nacional y regional en Colombia, resulta interesante que en Australia si bien la atención se centraba en la inversión pública en generación y el impacto que tenía en la inversión privada, ahora la atención se centra en los impactos de la inversión pública en las redes eléctricas.
- En Australia para enfrentar el poder de mercado, el regulador introdujo la revisión de ofertas y su penalización, con lo cual la conducta de los agentes cambió inmediatamente.
- Los resultados de evaluación de los programas de respuesta de la demanda en Ontario, que incluyen sus aspectos económicos básicos y los tipos de incentivos de mercado y fuera de mercado para la reducción de la demanda, merecen ser considerados en detalle en otros mercados, antes de la implementación de este tipo de programas.
- Los recursos de demanda en el mercado, como eficiencia energética, manejo de carga y generación distribuida, son relativamente nuevos y requieren mejores prácticas de medida y verificación, mayor evolución de las reglas de mercado, estándares para la validación de datos y comunicaciones e integración plena de la respuesta de la demanda en los mercados de energía, reservas y regulación de frecuencia.