

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 59 – 2011

EXPERIENCIAS DE LA CONFERENCIA 23 DEL EISG EN NEW ORLEANS - 2011

Preparado por:

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

Bogotá, Junio 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	EXPERIENCIAS DE LA CONFERENCIA 23 DEL EISG EN NEW ORLEANS - 2011	2
2.1	PRÁCTICAS DE MITIGACIÓN EX-POST Y EX-ANTE	2
2.1.1	<i>Dos Propuestas para Mitigar el Poder de Mercado – SSPD</i>	2
2.1.2	<i>Mitigación del Poder de Mercado – SPP</i>	3
2.1.3	<i>Experiencias de Poder de Mercado – AER</i>	4
2.1.4	<i>Mitigación del Poder de Mercado y Diseño del Mercado – PJ&M</i>	7
2.2	MONITOREO DE LA RESPUESTA DE LA DEMANDA	8
2.2.1	<i>Que es la Respuesta de la Demanda? – SSP</i>	8
2.2.2	<i>Medida de la Respuesta de la Demanda y Aspectos de Verificación – PJM</i>	9
2.3	TRATAMIENTO DE LOS RECURSOS INTERMITENTES EN LOS MERCADOS DE POTENCIA.....	10
2.3.1	<i>Tratamiento de Recursos Intermitentes en Mercados de Potencia – ERCOT</i>	10
2.3.2	<i>Como Calcula California el Valor de la Capacidad para los Recursos Eólicos y Solares</i>	11
2.4	OTROS TEMAS PRESENTADOS	12
2.5	REFLEXIONES	13

Resumen Ejecutivo

Este informe contiene las experiencias más relevantes para el MEM, presentadas en la reunión 23a del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en New Orleans, USA, en Abril del 2011.

El tema central de la reunión fue la mitigación del poder de mercado y contó con la participación de un selecto grupo de monitores de los mercados de Estados Unidos, Canadá y Asia:

- El CSMEM presentó para análisis y discusión, las dos propuestas existentes para efectuar la mitigación del poder de mercado en el MEM; la desarrollada durante el 2010 por la CREG y la metodología que ha venido trabajando el CSMEM desde el 2009.
- El Southwest Power Pool espera lograr un equilibrio adecuado en el mercado existente de Tiempo Real a través de medidas ex-ante, utilizando topes para las ofertas, con base en el costo de largo plazo de la generación nueva, también mediante medidas ex-post, enviando los casos identificados a la FERC. En el año 2014, SPP tendrá un mercado integrado de día siguiente (day ahead) y de derechos financieros de transmisión – FTR, en el cual las medidas ex-ante se aplicarán a la retención física, las ofertas virtuales y a las ofertas de energía; en lo que tiene que ver con la mitigación ex-post se mantendrá el procedimiento actual.
- El Regulador de Energía Australiano encargó una investigación para revisar los costos de producción, los efectos a largo plazo en la economía causados por el aumento de los precios promedio del spot, los problemas existentes en cuanto a las señales para los inversionistas y la baja influencia de la respuesta del lado de la demanda a los precios altos causados por el poder de mercado. Con base en los resultados del estudio, AER redefinirá la política que debe implementarse, incluyendo: las limitaciones legales y regulatorias, la evaluación del beneficio-costado de las soluciones potenciales y la experiencia internacional. Por otra parte existe para análisis y aprobación, una propuesta para la mitigación del poder de mercado de los “generadores dominantes” (pivotales).
- En PJ&M la mitigación se efectúa al poder de mercado local, teniendo en cuenta que las restricciones de transmisión en combinación con la demanda inelástica crean un poder de mercado estructural. Un estudio efectuado a los mercados de energía, potencia, regulación, reservas sincronizadas, reserva programada de día siguiente y de subastas FTR, concluyó que todos éstos fueron competitivos, excepto el mercado de regulación.

Otros temas de la reunión EISG incluyeron: el monitoreo de la respuesta de la demanda, el tratamiento de los recursos intermitentes en los mercados de potencia, el compromiso entre la eficiencia del despacho y la operación del sistema de potencia, la anticipación de los precios de tiempo real y una serie de casos de estudio particulares planteados por algunos miembros del EISG.

Entre las conclusiones más importantes de la reunión se encuentran las relacionadas con la mitigación ex-ante, la dificultad en la estimación del costo de la generación hidráulica y la firmeza de los recursos renovables, en particular la de energía eólica.

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 23 del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en New Orleans, USA, en Abril del 2011.

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 23 del EISG en New Orleans - 2011

2.1 Prácticas de Mitigación Ex-Post y Ex-Ante

Teniendo en cuenta la importancia de la mitigación del poder de mercado, el EISG ha venido trabajando este tema por varios años consecutivos; es así como la reunión 23 del EISG nuevamente lo incluyó como aspecto fundamental de la misma. Vale la pena mencionar que esta conferencia contó con la participación de un selecto grupo de monitores de los mercados de Estados Unidos, Canadá y Asia. A continuación se incluyen las ponencias presentadas por el CSMEM y por otros monitores de mercado.

2.1.1 Dos Propuestas para Mitigar el Poder de Mercado – SSPD

Desde el punto de vista del poder de mercado, de acuerdo con los análisis llevados a cabo por el CSMEM, el entorno en el cual se desenvuelve el MEM se resume en las siguientes características:

- 4 agentes del mercado proveen el 73% de la energía total
- 4 agentes marcan el precio de bolsa más del 80% del tiempo
- El índice HHI basado en la capacidad instalada del mercado alcanza un valor próximo a 1.500.
- Los índices de Lerner calculados para el período del Niño 2009 – 2010 evidencian la existencia de poder de mercado.
- Los índices residuales de suministro durante el periodo 2009 – 2010, muestran la presencia de agentes pivotaes con indicadores inferiores a 1.0.

La presentación que realizó el CSMEM para discusión y comentarios del EISG, incluyó las dos propuestas existentes en el mercado de energía mayorista colombiano – MEM, para efectuar la mitigación del poder de mercado.

La primera propuesta corresponde a la desarrollada durante el 2010 por la CREG¹, la cual además de haber estado puesta a discusión de los agentes y entes interesados, también fue motivo de un foro internacional organizado por la CREG en el que participaron importantes especialistas en el tema. Esta propuesta está basada en el

¹ “Medidas para la Promoción de la Competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad”. Documento CREG 118, Octubre 1 de 2010.

cálculo del Índice Residual de Oferta para determinar cuando un agente es pivotal y en caso que la diferencia de costos al consumidor final, dada por el pre-despacho ideal con el precio de oferta y con el precio regulado, exceda un margen predeterminado, se procede a mitigar la oferta del generador pivotal.

La segunda propuesta corresponde a la presentada por el CSMEM². Esta propuesta identifica los días con mayor incremento del precio de bolsa y para esos días se identifican los generadores con cambio sustancial de sus precios de oferta o de su disponibilidad comercial; para estos generadores se determina si existe poder de mercado mediante el cálculo de los índices de Lerner y en caso afirmativo se calcula el efecto marginal de su estrategia en el precio de cierre de bolsa y con ello el impacto en los ingresos del agente debido al incremento del precio de bolsa, para tomar las respectivas medidas de mitigación.

Los comentarios recibidos por parte de los asistentes al EISG se resumen a continuación:

- La propuesta de la CREG combina dos tendencias de mitigación de poder de mercado y se sugirió utilizar una sola de ellas.
- Otra recomendación consistió en tratar que las propuestas sean lo más sencillas posibles, utilizando parámetros que no den lugar a cuestionamiento.
- La propuesta del CSMEM fue comentada en el sentido en que puede no ser efectiva, ya que existe la posibilidad que un agente realice incrementos menores y sucesivos del precio de oferta, que no serían detectados por la metodología propuesta.
- La dificultad en la estimación del costo de la generación hidráulica (costo de oportunidad) motivó la inquietud de crear un comité especial dentro del EISG para analizar este tema, conformado por los mercados con participación significativa de energía hidráulica; contrastándose esto con la menor dificultad existente para la determinación del costo de la generación térmica.

2.1.2 Mitigación del Poder de Mercado – SPP

El Southwest Power Pool – SPP está comprometido en corregir las ineficiencias del mercado y prevenir el ejercicio del poder de mercado en forma ex-ante, en lugar de sancionar a los infractores en forma ex-post. La presencia actual de abuso del poder de

² “Aplicación Sistemática de la Metodología Propuesta para la Determinación del Ejercicio de Poder de Mercado”. Informe CSMEM No 35, Febrero de 2009.

mercado distorsiona el mercado, conlleva a procesos legales prolongados y disminuye la confianza en el mercado. Por otra parte, la mitigación ex-ante puede implicar:

- Una intervención excesiva que puede reducir la competencia
- Un impacto potencial adverso sobre los precios de escasez

Teniendo en cuenta lo anterior, SPP considera lograr un equilibrio adecuado, en el mercado de Tiempo Real existente a través de:

- Medidas ex-ante, utilizando topes para las ofertas, con base en el costo de largo plazo de la generación nueva.
- Medidas ex-post, enviando los casos identificados a la FERC para su investigación y penalización.

En el año 2014, SPP tendrá un mercado integrado, en el cual las medidas ex-ante se aplicarán a la retención física, las ofertas virtuales y a las ofertas de energía; en lo que tiene que ver con la mitigación ex-post se mantendrá el procedimiento actual de enviar los casos a la FERC.

En el mercado de Tiempo Real existente, los topes a las ofertas son:

- Para restricciones de seguridad de la red, <US\$ 1.000 y >- US\$ 1.000 /MWh
- Bajo congestión de la red y por retención económica, los topes oscilan entre US\$ 980 y US\$ 60 /MWh, dependiendo del nivel de la congestión.

El mercado Integrado que operará a partir del año 2014 incluye el mercado de día siguiente (day ahead) y el de derechos financieros de transmisión - FTR. En este mercado integrado esta previsto lo siguiente:

- Las ofertas de arranque, sin carga (reserva rodante) y estado de transición de generadores, estarán sujetas a topes límites.
- Las ofertas físicas y con base en parámetros de tiempo estarán sujetas a mitigación.
- Las ofertas virtuales estarán sujetas a mitigación
- Las ofertas en los mercados de día siguiente y de tiempo real, tendrán mitigación lo mismo que en actual mercado existente.

2.1.3 Experiencias de Poder de Mercado – AER

El marco de referencia para el Regulador de Energía Australiano – AER, en cuanto al poder de mercado, está soportado en los siguientes aspectos:

- No existen disposiciones específicas sobre juegos (gaming), para energía: la conducta anticompetitiva está excluida implícitamente, existencia de buena fe en los procesos de licitación, transparencia completa y presentación de informes en el mercado spot.
- La Ley de Competencia al Consumidor está basada en las leyes generales de competencia: abuso del poder de mercado, necesidad de que exista el propósito de ejercer poder de mercado y evaluación de largo plazo, considerando barreras de entrada
- En caso de fusiones y adquisiciones, que exista una reducción sustancial de los índices que arroje la prueba de competencia (índice pivotal).

En relación al poder de mercado, el mercado Australiano donde opera AER es un problema complejo, caracterizado por:

- Un modelo de energía único con un tope de \$12.500/MWh (dólares australianos)
- Precios altos esperados en periodos de escasez
- La retención económica no es ilegal
- Los periodos cortos de precios altos son la señal para los inversionistas.
- El cambio climático.

Para evaluar los efectos del poder de mercado, AER encargó una investigación para revisar:

- Los costos de producción de corto plazo
- Los efectos a largo plazo en la economía, causados por el aumento de los precios promedio del spot que llevan a aumento del precio minorista.
- Los problemas existentes en cuanto a las señales para los inversionistas (ineficiencia).
- La baja influencia en el corto plazo de la respuesta del lado de la demanda a los precios altos causados por el poder de mercado.

Las principales conclusiones del estudio fueron:

- Los costos estimados asociados con el despacho ineficiente, fueron en promedio de \$1.9 millones/día de dólares australianos.
- El modelo de equilibrio general arroja que la retención económica reducirá los resultados económicos en \$850 millones de dólares australianos, en un periodo de diez años.
- En términos de inversión en generación, no se obtuvieron conclusiones firmes.

- Evidencia de barreras de entrada, a través de comportamiento estratégico ejercido por los generadores actuales y por la incertidumbre de políticas y precios.

Con base en los resultados anteriores, es necesario redefinir la política que debe implementarse, incluyendo: las limitaciones de las herramientas legales y regulatorias actuales, la evaluación de si los beneficios de las soluciones potenciales superan los costos y la experiencia internacional.

Como consecuencia de lo anterior, The Major Energy Users (asociación de los grandes consumidores de energía en Australia) ha realizado una propuesta para la mitigación del poder de mercado³. Esta propuesta se resume a continuación:

- El Regulador Australiano de Energía – AER analiza y determina la demanda regional y otras condiciones bajo las cuales los “generadores dominantes”⁴ están en condiciones de fijar los precios, sin que exista una competencia efectiva por parte de otros generadores o tengan la capacidad de manipular los precios y el suministro en un mercado regional, hasta el punto que otros generadores no puedan influenciar o establecer el precio de referencia regional.
- Por encima de un nivel de demanda predeterminado, los generadores dominantes están restringidos a ofertar hasta un precio máximo y no tienen la posibilidad de fijar precios superiores durante periodos de demanda máxima. Este precio máximo es de \$300/MWh (dólares australianos).
- Cuando la demanda regional alcance o exceda el valor predeterminado por la AER utilizado para definir los generadores dominantes, el Operador Australiano del Mercado de Energía – AEMO deberá “llamar” al generador dominante para despachar toda su capacidad disponible, al máximo precio fijado para los generadores dominantes.
- A los generadores dominantes les es prohibido ejercer retención económica o física de capacidad, cuando el AER haya declarado que poseen poder de mercado en la región y se ha excedido el nivel de demanda predeterminada.

³ “Proposed Rule Change to Enhance Generator Competition Outcomes during High Demand Periods in the NEM”. The Major Energy Users Inc, November 15, 2010. <http://www.aemc.gov.au/Electricity/Rule-changes/Open/Potential-Generator-Market-Power-in-the-NEM.html>

⁴ El término “generador dominante” se usa para describir un generador que tiene la capacidad de ejercer poder de mercado; en Estados Unidos y otros países también se usa el término “generador pivotal o suministrador”

Se aclara que esta propuesta estará sujeta a discusión de todos los entes del mercado por un periodo aproximado de doce meses, antes de poder ser implementada.

2.1.4 Mitigación del Poder de Mercado y Diseño del Mercado – PJ&M

La función de vigilancia del mercado en PJ&M es requerida por orden de la FERC; en el reglamento de la FERC, la competencia es el mecanismo para regular los precios y obtener un resultado competitivo que sea justo y razonable. El modelo relevante de competencia no es el de dejar hacer (“laissez faire”), los resultados competitivos no son automáticos y se requieren normas detalladas, como en otros mercados o bolsas, también se requiere seguimiento detallado para garantizar resultados competitivos: de los participantes, los RTOs (Operadores regionales de transmisión) y de las normas.

El seguimiento del mercado es principalmente analítico y persigue la adecuación de las reglas del mercado, el cumplimiento de las normas y evitar el ejercicio del poder de mercado. Proporciona además los insumos a la mitigación futura y a la mitigación retrospectiva y la información para la FERC, los reguladores estatales, los participantes del mercado y los RTOs

En el mercado de energía de PJ&M, la mitigación se efectúa al poder de mercado local, teniendo en cuenta que las restricciones de transmisión en combinación con la demanda inelástica crean un poder de mercado estructural. La prueba TPS (Three Pivotal Supplier) se usa para determinar si un participante tiene poder de mercado en el mercado definido, en cuyo caso la oferta del participante se mitiga al menor valor del precio o del costo. Los recursos de capacidad de los participantes del mercado de potencia, también tienen obligación de ofrecer en el mercado de energía del día siguiente y los parámetros son limitantes en la programación de generación.

En otros mercados de PJ&M, la mitigación se aplica en la siguiente forma:

- Mercado de reservas programadas – RPM, es un mercado estrecho por diseño y se utiliza la prueba TPS en mercado(s) definido(s), para determinar el poder de mercado.
- Mercado de regulación, es un mercado con pocos proveedores dominantes, su demanda es inelástica y se utiliza la prueba TPS en mercados horarios definidos, para determinar el poder de mercado.
- Mercado de Derechos Financieros de Transmisión – FTR, en la mitigación aplica la regla fortuita diseñada para desalentar los juegos (gaming) de valores FTR en el mercado de energía de día siguiente.

Un estudio efectuado a los mercados de PJ&M de energía, potencia, regulación, reservas sincronizadas, reserva programada de día siguiente y de subastas FTR, concluyó que todos éstos fueron competitivos; excepto el mercado de regulación cuyos resultados muestran que no era competitivo.

2.2 Monitoreo de la Respuesta de la Demanda

2.2.1 Que es la Respuesta de la Demanda? – SSP

Ante la dificultad que existe en los mercados eléctricos para medir e identificar la respuesta de la demanda, el Southwest Power Pool – SSP analiza el tema y hace algunas reflexiones sobre las diferentes percepciones que pueden existir al respecto y considera las siguientes cinco “dimensiones” de la respuesta de la demanda:

- Acción
- Capacidad de Control
- Estímulo
- Compensación
- Exposición

Acción – La respuesta de la demanda puede manifestarse como tres tipos de acciones.

- La eliminación de una parte del consumo que normalmente estaría presente.
- El tiempo de desplazamiento en que el consumo se lleva a cabo.
- Desde el punto de vista de la generación en sitio, aquella que normalmente no se estaría produciendo.

Capacidad de Control – Desde este punto de vista, la cantidad de respuesta de la demanda puede clasificarse en:

- Continua – La respuesta de la demanda está siempre presente y no se puede eliminar.
- Todo o nada – La respuesta de la demanda es todo encendido o todo apagado, con nada en el medio.
- Variable – La respuesta de la demanda es controlable entre un límite mínimo y máximo.
- Incontrolable – La respuesta de la demanda no es controlable.

Estímulo – La respuesta de la demanda puede ocurrir de acuerdo a los siguientes estímulos:

- Continuo – La respuesta de la demanda está siempre presente y no se puede eliminar.
- Emergencias – Durante las emergencias declaradas.
- Económico – Cuando es económicamente viable, con base en el precio actual.
- Horario – Sobre la base de la hora del día y el día de semana.

Compensación – La compensación y los estímulos están estrechamente relacionados, en consecuencia la compensación al cliente por la respuesta de la demanda, puede considerar:

- Cargos de consumo reducidos
- Tarifas de facturación de emergencia
- Precios por evento
- Tarifas horarias
- Precios en tiempo real

Exposición – La respuesta de la demanda se puede medir por:

- Ventas al por mayor
- Venta al por menor – En la empresa de servicios públicos que suministra energía a residencias y negocios.
- El consumidor – La respuesta de la demanda que sólo es visible para el consumidor y el proveedor no tiene conocimiento de ella.

Existen diferentes formas sobre las cuales no hay un consenso en que correspondan a una respuesta de la demanda, son ellas:

- Eficiencia energética
- Co-Generación
- Bombeo para almacenamiento
- Generadores de emergencia

2.2.2 Medida de la Respuesta de la Demanda y Aspectos de Verificación – PJM

En PJ&M existen dos programas de respuesta de la demanda:

- Programa Económico – en el mercado de energía
- Programa de Emergencia – en el mercado de potencia.

Es importante mencionar que los programas de respuesta de la demanda se iniciaron en el año 2002 y en el año 2010 alcanzaron la suma de US\$530 millones anuales, los cuales casi en su totalidad corresponden al mercado de capacidad (potencia).

Los principales aspectos de los programas de respuesta de la demanda, son los siguientes:

- Definición del producto
- Compensación
- Qué hubiera sido usado en ausencia de acción del lado de la demanda (medición y verificación).

La medición y la verificación de la respuesta de la demanda se basan en métodos de referencia, tanto en el Programa Económico, como para una de las opciones del Programa de Emergencia:

- La demanda actual se compara con una referencia base, o una estimación del consumo que hubiera habido sin la acción de reducción de la demanda.
- La reducción de carga se mide como la diferencia entre la carga de referencia y el consumo actual.
- Los protocolos del Programa Económico y el Programa de Emergencia, no son coherentes.

Con respecto a la medición y verificación de la respuesta de la demanda en el mercado de potencia, existe un problema de doble contabilidad debido a los métodos utilizados para su medida (Nivel de Servicio Firme, Caída de Carga Garantizada y Control Directo de Carga) y la forma como se determina la contribución de pago de la carga pico.

2.3 Tratamiento de los Recursos Intermitentes en los Mercados de Potencia

2.3.1 Tratamiento de Recursos Intermitentes en Mercados de Potencia – ERCOT

El sistema de ERCOT cubre el 85% del estado de Texas, tiene una demanda pico en el verano de 66.000 MW y cuenta con una capacidad instalada de energía eólica de 9.400 MW. Aunque en ERCOT solo existe mercado de energía, se realizó un estudio para analizar la contribución de la capacidad eólica en el margen de reserva de planeamiento.

El estudio general de pérdida de carga (LOLE) evaluó el impacto de la volatilidad del sistema sobre la relación existente entre los niveles de reserva de generación y la confiabilidad del sistema. Para llevar a cabo el análisis se consideraron los siguientes componentes de la volatilidad del sistema:

- Salida forzada y reducción de potencia de las instalaciones de generación
- Incertidumbre de la carga relacionada con el clima
- Naturaleza intermitente de la energía eólica

El principal indicador de la confiabilidad son los Eventos de Pérdida de Carga (LOLEV) que corresponden al número de veces en un año en que la generación disponible fue incapaz de satisfacer la demanda y se utilizó el criterio tradicional que un día en 10 años, es equivalente a 0.1 LOLEV.

La metodología de análisis en primer lugar, calcula el índice LOLEV para el caso base, con toda la generación incluyendo la eólica; en segundo lugar, la Capacidad de Transporte de Carga Eléctrica (ELCC) de la generación eólica, se calcula utilizando el siguiente proceso: a) se calcula LOLEV, retirando las unidades eólicas, b) la capacidad de cada unidad no eólica en el parque generador, se aumenta proporcionalmente y se vuelve a calcular el índice LOLEV, c) este proceso se repite hasta que el índice LOLEV es equivalente al del caso base, d) el cálculo ELCC efectivamente “igual” la contribución LOLEV eólica a la de la generación no eólica, sobre una base anual.

El estudio de Pérdida de Carga arrojó los siguientes resultados:

- El margen de reserva objetivo para ERCOT usando la métrica LOLEV de 0.1, es 13,75%.
- El índice ELCC para eólicas en ERCOT utilizando la métrica LOLEV, es 12,2%.
- En otras palabras, por cada 1.000 MW de capacidad eólica removidos del sistema, se requiere adicionar 122 MW de recursos convencionales para mantener el mismo nivel de confiabilidad del sistema.

2.3.2 Como Calcula California el Valor de la Capacidad para los Recursos Eólicos y Solares

El diseño del mercado de California tiene como objetivo un incremento importante en los recursos eólicos y solares, tal que para el año 2020 el 33% de energía sea renovable, esperando una mezcla de 12.000 MW de energía solar y 12.000 MW de energía eólica.

El operador independiente del sistema (ISO) está trabajando en la definición de los nuevos productos necesarios para integrar las energías renovables al sistema: nuevas reservas, recursos de incremento generación rápida, etc.

La comisión de regulación del estado (PUC) recientemente declinó buscar el desarrollo del mercado centralizado de potencia a cargo del ISO, entre otras razones, por las siguientes:

- El mercado de potencia probablemente incentiva el desarrollo de nueva capacidad “genérica”
- La dificultad para garantizar una combinación adecuada de recursos flexibles, requerida para la integración de generación renovable.
- La dificultad para incorporar la ubicación de los recursos.
- Se podría ceder el control estatal de la expansión de la generación a la FERC

La capacidad de la energía eólica y solar para cumplir con los requisitos de la expansión del sistema, se determina con base en la metodología de “superación”, la cual consiste en:

- Calcular para cada recurso el percentil 70 de la producción medida durante el mes, en las horas pico: de abril a octubre de 1 – 6 p.m, para otros meses de 5 – 9 p.m. Esto representa la capacidad inicial calificada (QC) de cada uno de los recursos
- Ajustar la capacidad calificada por encima, para considerar el beneficio de la diversidad de recursos. El recurso compartido de diversidad es la suma de la producción de las unidades renovables durante las horas pico, dividida por la suma de la producción de todas las unidades durante esas horas.
- Valores diferentes para cada mes del año.
- Valores mensuales con base en el promedio de los últimos 3 años de datos disponibles.

2.4 Otros Temas Presentados

En la reunión 23 del EISG se incluyeron otros temas, además de una serie de casos de estudio planteados por algunos miembros del EISG. La lista de estos temas y casos particulares se presenta a continuación:

- Compromiso entre la eficiencia del despacho y la operación del sistema de potencia.
- Anticipación de los precios de tiempo real.

- New Zeland Electricity Authority: Caso de estudio relacionado con las situaciones indeseables de transacciones, es decir aquellas que no contempla su código regulatorio.
- MSA de Alberta: Problemas de congestión en dos enlaces de interconexión entre los mercados de British Columbia y Alberta.
- Mercado Eléctrico Mayorista de Filipinas – WESM: Problemas de programación y operación del sistema eléctrico formado por un gran número de islas interconectadas con enlaces HVDC (corriente continua de alta tensión).
- ERCOT de Texas: Eventos críticos que afectaron las reservas y el precio en el mercado de Texas, ocasionados por un gran aumento de la demanda producto de muy bajas temperaturas presentadas.
- Mercado Eléctrico Mayorista de Filipinas – WESM: Problemas comerciales de la operación de la red de interconexión de los mercados de Luzón y Visayas.

2.5 Reflexiones

- Para el grupo de monitores de mercados que componen el EISG, la mitigación del poder de mercado sigue siendo un tema central y muy complejo del seguimiento de los mercados. Consecuentemente se siguen llevando a cabo investigaciones y análisis buscando medidas adecuadas para resolver el problema.
- En el EISG la tendencia respecto a la mitigación se caracteriza por ser ex-ante y en caso de existir agentes pivotaes son mitigados a través de precios regulados que en la mayoría de los sistemas están dados por precios tope definidos con anterioridad. En este sentido merece destacarse la propuesta que está bajo análisis en el sistema Australiano, para la mitigación de agentes pivotaes.
- El uso de la mitigación ex-ante es muy común para evitar el ejercicio del poder de mercado local, teniendo en cuenta que las restricciones de transmisión en combinación con la inelasticidad de la demanda, conforman un poder de mercado estructural.
- La mitigación ex-post mantiene su vigencia, particularmente debido a que la mitigación ex-ante no contempla la totalidad de las situaciones posibles de ejercicio de poder de mercado.
- En cuanto a la dificultad en la estimación del costo de la generación hidráulica (costo de oportunidad), existe consenso en el EISG en la necesidad de profundizar en el tema, para lo cual se consideró importante compartir las experiencias existentes en mercados con componente hidráulico significativo.

- Teniendo en cuenta la importancia que se le está dando al desarrollo de recursos renovables y en particular a la energía eólica y solar con características intermitentes en cuanto a su producción, en los mercados eléctricos existe la preocupación sobre la contribución de la potencia firme de estos recursos en los mercados de potencia. En este sentido se han desarrollado metodologías con base en estudios de Pérdida de Carga, como la utilizada por ERCOT donde se identificó que por cada 1.000 MW de capacidad eólica removidos de ese sistema, se requiere adicionar 122 MW de recursos convencionales para mantener el mismo nivel de confiabilidad del sistema.