

METODOLOGÍAS PRÁCTICAS PARA EL CÁLCULO DE LA CAPACIDAD EN MERCADOS ELÉCTRICOS DE LA ENERGÍA EÓLICA

Sergio Botero B., Luis Alfonso Giraldo V. & Felipe Isaza C.

Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín
sbotero@unalmed.edu.co

Recibido para evaluación: 06 de Mayo de 2008

Aceptación: 16 de Julio de 2008

Entrega de versión final: 04 de Julio de 2008

Resumen

Determinar la capacidad real de los generadores dentro de un mercado de energía eléctrica es una labor primordial para estimar la verdadera confiabilidad del sistema, y para estimar la remuneración que se debe reconocer a los generadores por su capacidad en el mercado de energía firme. Para el caso de la energía eólica, que es un recurso intermitente, se plantean diferentes métodos de cálculo para estimar la capacidad de un emplazamiento eólico tanto para fines de planeación como para fines de remuneración de la capacidad. Este documento presenta algunas metodologías propuestas o implementadas en el mundo para el cálculo de la capacidad de este tipo de recurso energético.

Palabras Clave: Capacidad, mercados de capacidad, mercados de energía firme, mercados de energía, energía intermitente.

Abstract

Determining the real capacity of the generators in a power market is an essential task in order to estimate the actual system reliability, and to estimate the reward for generators due to their capacity in the firm energy market. In the wind power case, which is an intermittent resource, several methodologies have been proposed to estimate the capacity of a wind power emplacement, not only for planning but also for firm energy remuneration purposes. This paper presents some methodologies that have been proposed or implemented around the world in order to calculate the capacity of this energy resource.

Keywords: Capacity, Capacity market, firm energy markets, power markets, intermittent energy resource.

1. CAPACIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

Los mercados energéticos actuales requieren que los generadores competitivos no sólo tengan la capacidad de generación que satisfaga la demanda de los usuarios, sino que además puedan garantizar una energía firme para momentos críticos del sistema. Esta energía firme puede ser una fuente de ingresos adicional que facilite la viabilidad de los proyectos de generación.

Determinar la capacidad de los recursos de generación es entonces un objetivo básico de toda entidad comercializadora o generadora, ya sea para fines de planeación de la capacidad requerida en el futuro teniendo en cuenta los diferentes recursos del portafolio de generación y el aporte de capacidad de cada uno, o para fines de mercado y poder remunerar la confiabilidad con base en la capacidad que brinda un recurso determinado al sistema.

Muchos mercados reconocen la capacidad de generación que brinda la energía eólica al portafolio de generación y distribución, aunque el valor que le reconozcan es inferior al de otras tecnologías de generación (NREL, 2005).

Aunque en muchos mercados se reconoce la capacidad del viento, las metodologías para determinar la capacidad de este recurso de generación varía según las compañías de generación y distribución de acuerdo con factores como la localización, madurez del mercado y porcentaje de penetración del recurso dentro del portafolio de generación.

En el caso del mercado colombiano, la generación eólica es incipiente, puesto que apenas se dispone de un proyecto piloto en operación. Adicionalmente el presente año se comenzó a aplicar una nueva metodología de cargo por confiabilidad, la cual no es específica en el caso de la energía eólica.

En este orden de ideas, se considera importante analizar la experiencia de otros países, con el fin de dar luces sobre como se podría proceder en el caso colombiano. A continuación se resumen algunas de las principales metodologías de cálculo de la capacidad de la energía eólica en diferentes mercados energéticos, además para algunos se menciona de forma breve la constitución del mercado y la metodología de remuneración de los créditos por capacidad en función de la

capacidad que aportan los generadores eólicos dentro de un mercado en particular.

2. PJM INTERCONNECTION

PJM Interconnection ISO¹/RTO², es un operador de red regional de Norteamérica y es el mercado eléctrico mayorista competitivo más grande del mundo. En la actualidad PJM Interconnection despacha centralmente a los siguientes estados: Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia.

A partir de 2003 PJM creo normas de regulación a las fuentes de generación intermitentes para recibir créditos por capacidad y competir con los generadores tradicionales, esta regulación se encuentra consignada en el documento PJM, 2005, manual 21.

Los créditos por capacidad otorgados están basados en el valor de capacidad de los generadores participantes y esta a su vez en el desempeño de los generadores eólicos o intermitentes despachados dentro del sistema.

Para otorgar el crédito por capacidad el modelo seguido por PJM clasifica los generadores como "maduros" e "inmaduros", definiendo generador "inmaduro" como los generadores con menos de tres años de experiencia operativa y generadores "maduros" como los generadores con una experiencia mayor.

La metodología para los generadores maduros consiste en un promedio móvil durante los últimos tres años de la potencia de salida de la unidad de generación durante los períodos críticos, para este caso los períodos críticos corresponden a las horas pico, entre 3:00 y 6:00 PM, durante los meses de verano, Junio, Julio y Agosto.

Para los generadores "inmaduros" se aplica un factor al factor de capacidad de cada verano del cual no se conozca información. Este factor corresponde al 20% de la potencia nominal de la turbina.

2.1 Metodología de cálculo aplicada por PJM

La metodología de cálculo del valor de capacidad se encuentra en el manual 21 de PJM, en el apéndice B1

1. Independent System Operator

2. Regional Transmission Organization.

se especifica la metodología que se debe seguir para energías intermitentes (eólica), el procedimiento descrito se resume a continuación:

Antes de computar los datos de generación disponibles para el despacho dentro del PJM Pool, se debe identificar si el generador se clasifica como un generador maduro o un generador inmaduro y si para el período de cálculo en alguno de los años no se cuenta con información suficiente.

Una vez se identifica el tipo de generador y los datos disponibles se procede mediante los siguientes pasos:

1. Sumar todas las potencias de salida horarias, para cada hora pico de verano en cada uno de los últimos tres años.

$$\sum_i^n P_{si} \quad [\text{MW}]$$

Para cada uno de los años de análisis.

Donde P_{si} es la potencia de salida en las horas pico de verano.

2. A cada una de las potencias de salida horarias de cada hora pico de verano de cada año se le debe sumar la capacidad neta o "capacidad máxima neta".

$$\sum_{i=1}^n (P_{si} + CN_i) \quad \text{MW}$$

Para cada uno de los años de análisis.

Donde CN_i es la capacidad neta de cada hora pico de verano.

Si la capacidad neta es más o menos constante durante el período de análisis se puede asumir el valor promedio para el análisis durante todo el año.

La capacidad neta se define como la potencia de placa de la unidad generadora menos la potencia consumida por las unidades auxiliares (PJM, manual 21, 2005).

$$CN = \text{Potencia Placa} - \text{Pot Serv Auxiliares}$$

3. Calcular el factor de capacidad para el año n , como el cociente de las dos cantidades calculadas:

$$CF_n = \frac{\sum_{i=1}^n P_{si}}{\sum_{i=1}^n (P_{si} + CN_i)}$$

Para cada uno de los años de análisis.

Si no se cuenta con datos suficientes para uno de los años de análisis o se trata de una unidad generadora clasificada como inmadura se utilizará como factor de capacidad el factor fijo denominado "Class Average Factor" que para energía eólica se estableció igual a 20% (PJM, manual 21, 2005).

4. El factor de capacidad calculado para el año n , y válido desde el primero de Enero hasta el 31 de Diciembre será el promedio móvil de los factores de capacidad de los últimos tres años, así:

$$CF_n = \frac{CF_{n-1} + CF_{n-2} + CF_{n-3}}{3}$$

5. El valor de capacidad para el año n será el producto entre el factor de capacidad calculado para el año n y la Capacidad Neta Máxima para el año:

$$\text{Valor de Capacidad}_n = CN_i * CF_n \quad [\text{MW}]$$

El valor de capacidad calculado representa la capacidad de generación, en términos de potencia, que un generador puede garantizar durante las horas pico de verano y que podrá transar como "créditos de capacidad no forzados" en el mercado de capacidad de PJM. El valor calculado será válido durante todo el año.

Claramente se nota que en el caso de PJM, el cálculo se basa en datos históricos, concentrándose en los periodos críticos, con un promedio móvil de los últimos tres años. Para los proyectos nuevos otorga un factor promedio, el cual se irá corrigiendo a medida que pase el tiempo hasta que el proyecto tenga suficiente historia como para registrar su propio factor.

3. MAPP - MID CONTINENT AREA POWER POOL

Es una asociación de empresas eléctricas que incluye los estados de Minnesota, Nebraska, Dakota del norte, Manitoba, Saskatchewan, y partes de Wisconsin, Montana, Iowa, Dakota del sur, Kansas y Missouri, para atender una población de 16 millones de personas. Cada participante del MAPP debe establecer mensualmente la Capacidad Efectiva Neta (CEN) de cada una de sus plantas generadores, para poder entrar en los mercados de capacidad.

La Capacidad Efectiva Neta, también conocida como Capacidad Neta Declarada, se expresa en unidades de potencia tiene el mismo tratamiento que el valor de capacidad que se calcula mediante otras metodologías en diferentes mercados eléctricos.

La CEN reportada por cada participante debe ser confirmada anualmente y revisada las veces que sea necesario. La CEN puede ser alcanzada en el mes de la prueba y verificada cada año ó puede ser obtenida durante condiciones de demanda pico. La CEN acreditada no se debe incrementar sobre información histórica reciente hasta que la información acumulada de pruebas y análisis de experiencia operativa indiquen que en el largo plazo el cambio ha tenido lugar para justificar su aumento. Si existe información adecuada demostrando la capacidad durante horas picos de operación, no se requiere las pruebas de verificación.

3.1. Procedimiento del cálculo de la Capacidad Efectiva Neta

Para el cálculo de la Capacidad Efectiva Neta que se reporta mensualmente se deben tener en cuenta los siguientes elementos:

Se requiere información de la generación en un período de diez años.

1. Para cada mes, se selecciona un período de las cuatro horas pico típicas de ese mes.
2. Se lista la CEN en unidades de potencia (MW) medidas para ese período de 4 horas durante los últimos 10 años. La CEN la calculan con base en datos históricos como la máxima potencia nominal (Potencia de placa) reducida por el factor de carga menos la potencia consumida por los servicios auxiliares de la planta, así:

$$CEN = (Pot\ Placa) * FC - Pot\ Serv\ Auxiliares$$

Donde FC es el factor de capacidad o factor de carga, qué se calcula como la relación entre la energía total generada en un año dividida por la energía que el generador podría generar en un año si se despacha todo el tiempo a su generación máxima disponible, así:

$$FC = \frac{Energia\ Total\ Generada\ en\ un\ año [MWh]}{8760 * Potencia\ Instalada [MWh]}$$

3. De los valores listados se selecciona el valor medio.
4. Durante los primeros tres años, la CEN mensual será determinado previamente aplicando toda la

información histórica para el mismo mes, incluyendo el mes finalizado.

En este caso, en forma similar a PJM el factor es calculado con base en datos históricos, sin embargo para el MAPP el cálculo se hace para horas pico durante todo el año, mientras que PJM se concentra en épocas picos del año.

4. CASO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

En el caso de España, el mercado eléctrico mayorista español es regulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y es operado por la Red Eléctrica de España (REE) y la operación la realiza la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL).

El mercado eléctrico mayorista español considera las fuentes alternativas de energía como fuentes de régimen especial bajo una reglamentación especial, debido a que mejoran la eficiencia energética y reducen el impacto ambiental por la utilización de fuentes renovables, residuos y cogeneración.

La reglamentación de la producción en régimen especial establece diferentes alternativas que van desde un sistema de producción regulado (Por ejemplo cuando se cede la producción al distribuidor a cambio de un precio total a percibir), un sistema intermedio (Donde la producción está indexada al precio horario de mercado) y un sistema similar al liberado (En el cual se vende libremente en el mercado a través de contratos bilaterales, recibiendo además del precio negociado, una prima regulada).

4.1. Regulación

La Red Eléctrica de España a través de sus diferentes procedimientos de operación regula la participación, operación y asignación de incentivos de los diferentes generadores. Para el caso de energías renovables o no gestionables (Energía eólica entre ellas) los principales procedimientos de operación son los siguientes:

Procedimiento de operación 3.7: Programa de generación no gestionable (REE, 2006)

"Este procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la programación de la generación renovable no gestionable, con el fin de garantizar la operación segura del Sistema" (REE, 2006).

Este procedimiento es aplicable a plantas de generación renovable no gestionable con potencia nominal mayor de 10 MW o conjunto de plantas con punto de conexión común a la red y cuya potencia total sea mayor de 10 MW.

"Se define como generación renovable no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociada carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza del perfil de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programada, aun que si pudiera considerarse como previsión. Se considera pues como generación renovable no gestionable a las tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable de carácter fluyente, entre las que se encuentran la energía eólica, la solar, la hidráulica sin embalse de regulación..." (REE, 2006).

Procedimiento de operación 14.5: Derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia (REE, 2006).

Este procedimiento establece las condiciones y procedimiento de cálculo para la asignación del cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia. La garantía de potencia es un término que inicialmente se diseña para el régimen ordinario, dándole un carácter de disponibilidad inmediata a las tecnologías térmicas. Por lo tanto, es entendido como la disponibilidad que presenta una determinada instalación para ofrecer su producción al sistema en un momento dado.

Tendrán derecho al cobro de una retribución por garantía de potencia aquellas instalaciones acogidas al régimen especial que hayan optado por vender su energía libremente en el mercado; y a las cuales se les aplicaran las mismas condiciones que las ofrecidas a los productores en régimen ordinario.

4.2. Procedimiento de cálculo para la asignación de garantía de potencia

Con base en el procedimiento de operación 14.5 de la REE se realiza el cálculo de la potencia y número de horas mínimas de operación para la asignación del cobro y obligación de garantía de potencia. Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Cálculo del número mínimo de horas de operación

Según lo estipulado en el numeral 6.1 del procedimiento de operación 14.5, tendrán derecho a cobro de garantía de potencia las unidades de producción que presenten ofertas en los mercados de energía eléctrica con entrega física así como las unidades de producción por la parte de la energía generada vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral con entrega física, siempre que tales unidades de producción acrediten un funcionamiento mínimo de 50 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funcionan a plena carga.

El número de horas de funcionamiento $NHOR(a-1, up)$ de la unidad de producción up en el año $a-1$ (año anterior para el cual se debe acreditar) se calcula como:

$$NHOR(a-1, up) = \sum_m \sum_d \sum_h \frac{\max(0, MED(up, h, d, m))}{PNI(d, m)}$$

Donde: $MED(up, h, d, m)$ es la medida de la energía de salida de la unidad de producción up en la hora h del día d del año $a-1$. Si el dato no es conocido será igual a cero. $PNI(up, m)$ es la potencia neta instalada de la unidad de producción up el día d del año $a-1$.

2. Cálculo de la potencia para la asignación del cobro por garantía de potencia.

La potencia para la asignación del cobro por garantía de potencia ($PGP(up, m)$) de la unidad de producción up en el mes m , se calcula como:

$$PGP(up, m) = CMES(up, m) * CDIS(up, m) * PEQ(up, m)$$

Donde:

$CDIS(up, m)$ es el coeficiente de disponibilidad, es igual a uno para unidades de producción diferentes a las térmicas. El procedimiento de operación 14.5 establece en el numeral 6.3 el procedimiento de cálculo para las unidades térmicas.

$CMES(up, m)$ es la relación entre el número real de horas del mes que la unidad up tiene derecho al cobro por garantía de potencia y el número total de horas del mes $NH(m)$. Para plantas generadoras renovables (incluyendo hidráulicas) compuestas por varias

unidades de producción de energía, se calculará la proporción media ponderada con la potencia equivalente de cada unidad y el número de horas del mes en el que cada una ha estado presente en el mercado, la fórmula para el cálculo es la siguiente:

$$CMES(up, m) = \frac{\sum_d \sum_{up} NH(d) * PEQ(up, d)}{NH(m) * \sum_d \sum_{up} PEQ(up, d)}$$

Y $PEQ(up, m)$ es la potencia equivalente de la unidad de producción up en el mes m , se calcula como:

$$PEQ(up, m) = \frac{(PNIMM(up, m) + PMLDMP(up, m))}{2}$$

Donde $PNIMM(up, m)$ es la potencia neta media instalada mensual y se calcula como:

$$PNIMM(up, m) = \frac{\sum_d PNI(up, d) * NH(d)}{\sum_d NH(d)}$$

$PNI(up, d)$ es la potencia neta instalada de la unidad up en el día d y $NH(d)$ es el número de horas de operación en el día d . El valor de la $PNIMM$ de una unidad de producción de energía renovable no consumible será la suma de las potencias netas instaladas mensualmente de las centrales que las componen.

Y $PMLDMP(up, m)$ es la potencia media limitada por la disponibilidad de materias primas, para centrales hidráulicas y otras energías renovables no consumibles (Eólica por ejemplo) se utiliza la siguiente fórmula:

$$PMLDMP(c, m) = \frac{1}{5} \sum_{a=1}^5 \frac{PRDB(c, m, a)}{NH(m, a)}$$

$PRDB(c, m, a)$ es la producción neta del mes m del año a de los últimos 5 años de producción para la instalación o central c y $NH(m, a)$ es el número de horas de producción del mes m del año a .

En caso de no existir 5 años de producción neta medida del mes m , la potencia media limitada se calculará como la media del número de años disponibles. Si no

existe ningún año con producción neta medida del mes m , la potencia media limitada se calculará como el producto de la potencia neta instalada media mensual en el mes m por 0,25.

3. Asignación del importe mensual por garantía de potencia (Remuneración)

$DCGP(up, m)$ es el valor al que tiene derecho cada generador y es proporcional al valor de la potencia para la asignación del cobro por garantía de potencia, se calcula como:

$$DCGP(up, m) = RTGP(m) * \frac{PGP(up, m)}{\sum_{up} PGP(up, m)}$$

Donde $RTGP(m)$ es el importe total en concepto de garantía de potencia correspondiente al mes m . Se calcula como el producto del precio vigente de la retribución de garantía de potencia por la demanda de barras de central.

El caso español es muy especial, puesto que aunque en la legislación se toman datos históricos, existe un claro sesgo de la regulación para favorecer las energías renovables, esto con el fin de garantizar una remuneración a los proyectos eólicos. En este orden de ideas, se puede decir que el cargo por capacidad en España no es un cargo puro de remuneración por confiabilidad, sino que se entremezcla con una política explícita de apoyo a las fuentes eólicas. Esto es debido a una voluntad política del gobierno de dar apoyo directo a las energías renovables, la cual no se encuentra en otros sistemas.

5. CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR - CAISO

El mercado eléctrico mayorista de California CAISO (California Independent System Operator) comenzó a operar en 1998 y controla el área del estado de California y sus estados vecinos, además de los sistemas fronterizos de México y British Columbia, para servir una población total de 30 millones de personas.

Entre los generadores participantes se encuentran generadores hidráulicos, térmicos, eólicos y otras fuentes alternativas de energía. Los generadores participantes, incluyendo las fuentes intermitentes (eólica), deben enviar un despacho horario de

generación para el mercado de la hora siguiente o del día siguiente, las desviaciones se pagarán con base en el precio de mercado, fijado cada 10 minutos. Debido a que los generadores eólicos no pueden controlar su potencia para cumplir con un despacho firme, participar directamente en este mercado no es atractivo para ellos, por esto los generadores eólicos venden su energía bajo la modalidad de "Plantas Calificadas³" o participando en el programa de recursos intermitentes PIRP (Participating Intermittent Resources Program). Además de lo anterior los generadores podrán realizar contratos bilaterales como mecanismo de venta de la energía generada.

5.1. Asignación de capacidad certificada para Plantas Calificadas

Son plantas que producen energía que el sistema "tiene que tomar", para calificarse como una planta calificada el generador debe llenar una propuesta ante la FERC (Federal Energy Regulatory Comisión), los participantes pueden ser co-generadores, o plantas privadas y califican fuentes de energía renovables como la eólica, geotérmica, hidráulicas filo de agua y microcentrales.

La capacidad certificada de Plantas Calificadas sólo aplica para los generadores participantes y se calculará con base en la generación mensual histórica entregada durante la hora pico ofertada entre las 12:00 PM y las 6:00 PM usando un promedio móvil de los últimos tres años.

El Artículo V - numeral 40.13 del procedimiento de tarifas del CAISO establece los valores de capacidad para los distintos tipos de fuentes de energía, especificando para energías intermitentes, eólica y solar, lo siguiente:

- Para participar dentro del CAISO deben ser Plantas Calificadas o ser participantes del PIRP.
- La capacidad certificada para todas las eólicas y solares será basada en su desempeño histórico mensual de la capacidad efectiva neta (CEN) durante la hora pico ofertada entre 12:00 PM a 6 PM y usando un promedio móvil de los últimos tres años.
- Para generadores que no tienen tres años de desempeño histórico se les asignará un valor de

capacidad certificada por defecto por cada año sin información. Los valores de capacidad certificada de otro generador localizado en el mismo clima y con tecnología similar serán ajustados en proporción a la capacidad de placa de aquel generador sin registros históricos.

La capacidad certificada debe ser de acuerdo con las descritas previamente, pero la planta tiene que haber estado en operación comercial por no menos de un mes para ser elegible a ser incluida como un recurso del programa de Plantas Calificadas.

El pago de la capacidad certificada para los generadores calificados se puede realizar mediante dos mecanismos diferentes, según lo desee el generador, los mecanismos son:

- Pago del costo evitado de la energía producida: Incluye el costo de capacidad y el costo de la energía. Si la entidad distribuidora no requiere capacidad en el futuro entonces sólo pagará el costo de la energía producida.
- Pago del costo evitado de energía con base en el precio marginal del mercado spot.

Es importante notar como en el caso de California, se reconoce la condición especial de las plantas eólicas, y se da un trato consecuente, bien sea como "Plantas Calificadas" o participando en el "programa de Recursos Intermitentes".

6. NEW ENGLAND INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR - NEISO

Maneja la planeación de generación de energía y el mercado de energía eléctrico del estado de New England en Estados Unidos. Dentro de su portafolio de servicios en el mercado de energía tiene el Mercado de Futuros de Capacidad (FCM), donde los diferentes generadores negocian bajo la modalidad de subasta abierta la capacidad calificada calculada para los periodos de invierno y verano.

Por resolución interna de Marzo 6 de 2006 se identifica la necesidad de desarrollar una metodología para la capacidad calificada (En unidades de potencia, MW) para recursos intermitentes, de manera que se reconozca su contribución al sistema durante los periodos de verano e invierno. En el documento interno "Intermittent Resource Capacity Treatment in Forward Capacity Market" (2006) se especifica la propuesta de cálculo

3. QF por sus siglas en inglés, Qualifying Facilities.

de la capacidad calificada para los períodos de invierno y verano, su evaluación y las metodologías de negociación de los diferentes valores de capacidad calificada.

6.1. Metodología de cálculo

La capacidad calificada para generadores intermitentes es la generación media durante las horas pico de los meses de verano e invierno, incluyendo la generación de las horas de escasez definidas por el ISO, así:

Valor de capacidad calificada para el período de invierno:

Se calcula como la media de la generación de las horas pico durante los 8 meses del período de invierno, Octubre a Mayo, más la generación de las horas adicionales que el ISO haya declarado como horas de escasez durante ese período.

Valor de capacidad calificada para el período de verano:

Se calcula como la media de la generación de las horas pico durante los 4 meses del período de verano, Junio a Septiembre, más la generación de las horas adicionales que el ISO haya declarado como horas de escasez durante ese período.

Además de la metodología de cálculo del valor de capacidad calificada, el generador participante deberá presentar y demostrar que ha medido y registrado datos específicos correspondientes a las fuentes intermitentes de generación, velocidad del viento, flujo de agua y radiación solar. El valor de capacidad calificada para nuevos participantes se ajustará con base en la proyección anual de su factor de disponibilidad de planta, además de presentar los datos anteriores la información de capacidad calificada se ponderará de la siguiente manera durante el período de calificación: Después del primer año de entrar en la subasta de capacidad, la capacidad calificada para verano e invierno será el promedio ponderado de 2/3 de la capacidad calificada reportada y 1/3 de los datos actuales de desempeño de la fuente intermitente.

Después del segundo año de entrar en la subasta de capacidad, la capacidad calificada para verano e invierno será el promedio ponderado de 1/3 de la capacidad calificada reportada y 2/3 de los datos actuales de desempeño de la fuente intermitente.

Después del tercer año de entrar en la subasta de capacidad, la capacidad calificada para verano e invierno dependerá exclusivamente de los datos de desempeño actual de la fuente intermitente.

6.2. Metodologías de negociación

Se plantean dos propuesta de negociación de la capacidad calificada en los mercados de futuros de capacidad que se explican a continuación:

Método A: El valor de capacidad para el período de verano se negociará en la subasta primaria anual de futuros de capacidad y se pagará al precio de despeje para el período de verano. El valor de capacidad para el período de invierno se pagará al precio de despeje de la subasta de futuros de capacidad para el período de invierno.

Método B: El valor de capacidad para el período de verano se negociará en la subasta primaria anual de futuros de capacidad y se pagará al precio de despeje para el período de verano. La diferencia entre los valores de capacidad calificada de los periodos de verano e invierno se usará para negociar en las subastas mensuales, contratos bilaterales, o para ofertar en un portafolio de futuros de capacidad compuesto por diferentes recursos de generación.

El caso de Nueva Inglaterra se asemeja al de PJM, está basado en registros históricos y reconoce una la estacionalidad para los picos. Sin embargo, el detalle del cálculo tiene diferencias.

7. NEW YORK INDEPENDENT SYSTEM OPERADOR - NYISO

Es el operador independiente del estado de New York, se encarga de la transmisión, regulación, programación y comercialización de la energía eléctrica en la zona. Dentro de su portafolio de servicios de mercado de energía tiene un mercado de capacidad instalada "The New York Installed Capacity Market - ICAP y esta basado en las obligaciones adquiridas por los distribuidores de garantizar unos requisitos mínimos de capacidad instalada. Estos requerimientos son calculados por cada entidad distribuidora según los picos de carga del distrito al que sirven más un monto adicional correspondiente a un margen de reserva. La capacidad la deben suministrar los generadores inscritos en el área de control de New York (NYCA). La

capacidad que cada proveedor (generador) es capaz de garantizar se determina mediante la metodología de "capacidad no forzada" UCAP por sus siglas en inglés.

La normativa para participar en el mercado de capacidad instalada del NYISO se especifica en el Manual de Capacidad Instalada (NYISO Installed Capacity Manual, 2007), en él se especifican todas los requisitos para participar así como las metodologías de cálculo de la capacidad no forzada de cada uno de los participantes.

7.1. Requisitos mínimos de participación

Cualquier generador inscrito dentro del área servida podrá participar del mercado de capacidad instalada siempre y cuando cumpla con los requisitos mínimos especificados en el manual. Todo generador, independiente del tipo de recurso que utilice, debe reportar la Máxima Capacidad Disponible Dependiente (DMNC), qué es la máxima cantidad de potencia que en teoría un generador puede entregar a la red. Cada generador debe reportar su DMNC con base en datos históricos de operación de los últimos 12 meses antes del período de evaluación de la capacidad. El DMNC reportado deberá ser revisado y ajustado según sea necesario de acuerdo a lo especificado en el manual de operación del ICAP con el fin de poder participar en el mercado de subastas de capacidad.

El manual especifica el procedimiento de cálculo del DMNC para cada recurso de generación. Para generadores intermitentes (Solar y eólica) el DMNC se especifica como la suma de la capacidad de placa de cada una de las unidades que conforman la central de generación.

Además del DMNC cada generador participante deberá presentar el registro de datos de operación mensual, de acuerdo a las características de cada recurso. Para recursos intermitentes los participantes deben reportar los datos de producción actual, horas programadas de mantenimiento, localización y nombre del recurso intermitente.

7.2. Metodología de cálculo

En el numeral 3.5 del apéndice J del Manual de Capacidad Instalada (NYISO ICAP Manual, 2007), se explica la metodología de cálculo de la capacidad

no forzada (UCAP) para generadores eólicos.

La capacidad no forzada de un parque eólico ($WFUCAP$) es la capacidad de generación, en términos de potencia, con la que se espera un parque eólico contribuirá durante el período de invierno o verano.

La $WFUCAP$ se calcula como la capacidad instalada del parque eólico por el factor de producción correspondiente. Este proceso tiene en cuenta cualquier mejora que se realice a la capacidad instalada durante el año de operación.

La capacidad no forzada que un generador g es capaz de garantizar en el mes m es:

$$UCAP_{gm}^q = Pr od_{gm} * NC_{gm}$$

Donde $Pr od_{gm}$ es el factor de producción usado para el cálculo de la capacidad no forzada que el generador g es capaz de garantizar en el mes m y NC_{gm} es la potencia de placa del generador g en el momento en que se determina la UCAP que el generador g es capaz de garantizar en el mes m .

El factor de producción se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Pr od = \frac{\sum_{h \in CPPH_{gm}} E_{gh}}{\sum_{h \in CPPH_{gm}} NC_{gh}}$$

Donde: $CPPH_{gm}$ es el conjunto de todas las horas pico del período de verano o invierno más reciente en el que el generador estuvo disponible para operación comercial. E_{gh} es la cantidad de energía que el generador g entregó al sistema de transmisión durante la hora h . NC_{gh} es la capacidad de placa disponible al momento de determinar la UCAP que el generador g es capaz de garantizar en la hora h .

Se definen como horas pico de verano las horas comprendidas entre las 2:00 y 5:00 PM, dentro del período comprendido entre el primero de Junio y el 31

de Agosto. Las horas pico de invierno son las horas comprendidas entre las 4:00 y las 7:00 PM, dentro del período comprendido entre el primero de Diciembre y el último día de Febrero del año siguiente.

Para los nuevos generadores participantes o para aquellos que tienen datos de menos de 60 días de producción para el cálculo del factor de producción, el factor se les asumirá de acuerdo a factores tabulados según la zona donde están ubicados dentro del área de cobertura de la NYISO y el período correspondiente (Verano o invierno).

En este caso, se encuentra similar con el sistema PJM y con el de Nueva Inglaterra, sin embargo tiene la particularidad de que se analizan dos estaciones de pico distintas: verano e invierno.

8. SOUTHWEST POWER POOL - SSP

Es la entidad prestadora de servicio de interconexión más antigua de Estados Unidos, operando desde 1941, en la actualidad presta servicio a los estados de Kansas, New Mexico, Oklahoma, Arkansas, Louisiana y parte de Texas.

Esta entidad adoptó recientemente, mediante la resolución SPP GWG de 2004, una metodología para determinar la capacidad de contribución del viento como potencia firme dentro de su sistema de generación y transmisión.

Se adoptó un método mensual, que entrega 12 valores de capacidad para el año para cada planta de generación eólica. La metodología es la siguiente:

1. El primer paso consiste en evaluar los datos históricos mensuales de la potencia entregada de forma horaria.
2. Se toma el 10% de los datos más altos de generación horaria en el mes.
3. El valor de capacidad para el viento será el valor que es excedido el 85% de las veces (El percentil 85).

Para esta metodología se utilizan datos de hasta 10 años si están disponibles. Según lo reportado por la SSP con esta metodología y con las características de generación eólica de la zona se han obtenido valores de capacidad entre el 3 y el 8% de la capacidad instalada de las plantas.

La SSP utiliza esta metodología para el cálculo de la capacidad y para la planeación de la capacidad de generación a largo plazo.

9. APLICACIÓN UTILIZANDO SIMULACIÓN MONTE CARLO

El Laboratorio de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL), reportó en 2005 un resumen conceptual de algunos métodos utilizados para determinar el valor de la capacidad de la generación eólica en diferentes mercados energéticos de América del Norte. Dentro de las metodologías reportadas se encuentra el uso de la simulación Monte Carlo para obtener el valor de capacidad, esta metodología se utilizó para un estudio de capacidad en el estado de Minnesota y la PacifiCorp.

9.1 Estado de Minnesota

Según el reporte de la NREL, un estudio del Departamento de Comercio de Minnesota (MN/DOC) evaluó la capacidad real de 1500 MW de energía eólica instalada en diferentes locaciones en el Suroeste del estado.

El estudio se realizó utilizando simulación Monte Carlo, teniendo en cuenta datos reales de viento de la zona de estudio. La simulación encontró un factor de capacidad igual a 26.7% de la capacidad instalada, aplicables a cada planta (NREL, 2005).

En un estudio complementario, cuyo objetivo era evaluar la confiabilidad que brinda a la red las plantas eólicas durante las horas pico, teniendo en cuenta toda la capacidad real instalada del sistema se encontró un factor de capacidad igual a 32.9% de la capacidad instalada aplicables a cada planta (NREL, 2005).

9.2 PacifiCorp

PacifiCorp es una compañía que presta el servicio de generación y distribución de energía en la costa oeste de Estados Unidos, atendiendo parcialmente los estados de Oregon, Washington, California, Utah, Wyoming e Idaho.

La compañía en el Plan Integrado de Recursos de Generación del año 2005 modeló el sistema de generación eólica utilizando modelación Monte Carlo, con el fin de obtener el valor de capacidad para las plantas de generación de su zona de cobertura.

Mediante la simulación se encontró para las diferentes plantas analizadas un valor de capacidad promedio igual al 20% de la capacidad instalada (NREL, 2005). PacifiCorp utiliza este valor para determinar la capacidad adicional que requiere el sistema en las predicciones de demandas futuras.

10. VALOR DE CAPACIDAD CONSTANTE

Además de métodos que utilizan datos históricos de generación o simulación para hallar el valor de capacidad de la energía eólica, algunas empresas asumen un factor porcentual de capacidad constante. El uso del factor puede ser utilizado para planeación (determinar la capacidad adicional de generación que se requiere para satisfacer demandas futuras) o como mecanismo de mercado para determinar créditos por capacidad.

El uso de estos métodos no tiene en cuenta la intermitencia real del viento y se aplica no como un mecanismo de mercado sino también para determinar la capacidad de generación requerida por otros recursos en un horizonte de planeación (NREL, 2005).

10.1 Rocky Mountain Area Transmission Study - RMATS

Se estableció como una sociedad entre los estados de Wyoming y Utah y atiende parcialmente a los estados de Colorado, Idaho, Montana, Utah y Wyoming. La sociedad realizó un estudio para determinar la capacidad de explotar recursos energéticos como carbón y energía eólica para satisfacer la demanda del área de cobertura y analizar la posibilidad de exportar energía a las áreas adyacentes.

Para determinar el valor de capacidad de la energía eólica y con fines de planeación, la RMATS utiliza un factor igual a 20% de la capacidad instalada de cada planta de generación eólica de la región.

10.2 Puget Sound Energy - PSE

Puget Sound Energy es una compañía de generación y de transmisión que atiende parcialmente el estado de Washington.

Según lo reportado por la NREL Puget Sound Energy utiliza un factor igual al 20% de la capacidad de placa de la unidad de generación para la asignación del crédito

por capacidad o el equivalente a 2/3 del factor de capacidad del mes de Enero, que es el mes con la demanda pico en la zona donde presta el servicio.

11. PROPUESTAS DE FÓRMULAS ANALÍTICAS

Además de las metodologías prácticas que se aplican en los mercados de energía a nivel mundial existen otras propuestas analíticas en estudio para determinar el cargo por confiabilidad o crédito por capacidad para energías intermitentes.

11.1 Fórmula de Voorspools y D'haeseleer

Voorspools y D'haeseleer (2006) desarrollan con base en la propuesta de Van Wijk (1990) una fórmula analítica exponencial para calcular el crédito de capacidad de la potencia eólica. La fórmula considera la participación de la potencia eólica, el factor de capacidad de los proyectos eólicos y la confiabilidad del sistema convencional.

En una primera instancia Van Wijk calcula el crédito por capacidad usando un método probabilístico para la evaluación de la pérdida de carga probable del sistema, mediante la comparación de un sistema con potencia eólica adicional y un sistema sin capacidad de potencia eólica. A partir de este análisis Van Wijk encontró que en bajos niveles de penetración (potencia eólica instalada menor del 1% del pico de carga) el crédito de capacidad es aproximadamente igual al factor de capacidad dividido por el promedio total de la confiabilidad del sistema de potencia convencional. En un alto nivel de penetración, el crédito de capacidad alcanzará un valor asintótico que es ajustado por la confiabilidad del sistema total.

A partir de las observaciones de Van Wijk y del hecho que el crédito por capacidad depende del factor de capacidad de los aerogeneradores Voorspools y D'haeseleer desarrollan en una primera instancia las siguientes ecuaciones:

Para un nivel de penetración de energía eólica en el sistema mayor que el 1%:

$$CC = \alpha \frac{CF_w}{R_s} (1 + \beta e^{-b(x-1)})$$

Para un nivel de penetración de energía eólica en el sistema menor que el 1%:

$$CC = \alpha \frac{CF_w}{R_s} (1 + \beta)$$

Donde: CC es el crédito por capacidad como un porcentaje de la potencia eólica instalada. CF_w es el factor de capacidad de proyectos eólicos similares o calculado. α es la confiabilidad del sistema incluyendo las plantas convencionales. Los otros valores para esta ecuación son: $\alpha = 37.6$, $\beta = 1.843$, $b = 0.094$.

Voorspools y D'haeseleer plantean dos ecuaciones diferentes según el nivel de penetración de la energía eólica en el sistema, con base en las observaciones realizadas por Van Wijk, puesto que para una penetración menor al 1% la energía firme es constante y proporcional al factor de capacidad del sistema eólico dividido por la confiabilidad del sistema, además para altos niveles de introducción, la capacidad de energía firme decrece exponencialmente con el nivel de penetración.

Además de la aproximación anterior a las ecuaciones para determinar el cargo por capacidad, Voorspools y D'haeseleer incorporan en las fórmulas la dispersión espacial de los aerogeneradores (Una alta dispersión implica una alta energía firme) de acuerdo con los estudios desarrollados por Martin y Carlin (1983) e Irish (2004), obteniendo las siguientes fórmulas: Para un nivel de penetración de energía eólica en el sistema mayor que el 1%:

$$CC = \frac{U}{V + \delta} \frac{CF_w}{R_s} (1 + W\delta e^{-Y(V+\delta)(x-1)})$$

Para un nivel de penetración de energía eólica en el sistema x menor que el 1%:

$$CC = \frac{U}{V + \delta} \frac{CF_w}{R_s} (1 + W)$$

Donde: δ es el coeficiente de dispersión, con $\delta = 0$ se tiene dispersión perfecta y con $\delta = 1$ sin dispersión. Los otros valores para esta ecuación son: $U = 32.8$, $V = 0.306$, $W = 3.26$, $Y = 0.01077$.

La fórmula presentada por Voorspools y D'haeseleer ha sido evaluada con datos reales pero no se tiene conocimiento de su aplicación real en algún mercado eléctrico.

11.2 Fórmula de Namovicz

Namovicz (2003) propone para la Administración de Información de Energía del Departamento de Energía de Estados Unidos una fórmula analítica para determinar el crédito por capacidad promedio que se asignaría a un generador con al nivel de penetración que tiene este en el sistema, la expresión es la siguiente:

$$\overline{C_p} = \frac{((C_o / D)e^{D^*(P-L)}) - (C_o - D)}{P}$$

Donde: $\overline{C_p}$ es el crédito por capacidad promedio para un nivel de penetración dado. C_o es el crédito por capacidad para una penetración nula. P es la relación de toda la generación intermitente sobre la generación total para la región en el año calendario previo al año de análisis. L es un factor de compensación, no se aplica en la actualidad y D es el factor de decaimiento exponencial y se calcula como: $D = -Ln(2) / H$ donde H es el parámetro de vida media de la función. Esta fórmula está propuesta dentro del programa de modelación de energías renovables de la NEMS (Nacional Energy Modelling System)

Esta fórmula tiene en cuenta el comportamiento intermitente del viento y el decaimiento exponencial del crédito por capacidad que se presenta a medida que aumenta la penetración de las fuentes intermitentes dentro del sistema.

No se tienen referencias de la aplicación de ésta fórmula en algún mercado energético Norteamericano y del mundo.

12. CONCLUSIONES

Las metodologías utilizadas por los diferentes mercados son de fácil implementación y bajo costo de cálculo, requiriendo solamente los datos históricos operativos de las centrales que participan en los mercados de capacidad.

Además se observa que la mayoría de las metodologías expuestas son del tipo retrospectivo, en el sentido que utilizan datos históricos de la generación para estimar el valor de capacidad (éstas son las más usadas para utilizar en los mercados de remuneración de capacidad). También se presentaron metodologías del tipo

prospectivo que utilizan simulación Monte Carlo para intentar determinar la capacidad con fines de planeación en un corto y mediano plazo.

En aquellos mercados donde se cuenta con un mecanismo de remuneración de la capacidad se observa que las metodologías utilizan como base de datos el despacho horario en las horas críticas de los periodos de verano e invierno (según la ubicación geográfica del mercado), estas metodologías tienen en cuenta la confiabilidad que los generadores eólicos brindan particularmente en las horas pico con el fin de asignar un valor de capacidad más ajustado al aporte real del recurso.

Las metodologías expuestas no solamente son útiles para la remuneración de la capacidad, si no también como un elemento para la planeación de la demanda de futuros proyectos de generación con base en la capacidad instalada y la confiabilidad de estos mismos en el sistema.

Las metodologías estudiadas solamente cuantifican la capacidad con base en los datos históricos de generación, entregando un valor esperado de capacidad para un periodo determinado, pero no cuantifican el riesgo existente debido a la intermitencia del recurso. Cada una de las metodologías se ajusta a las características climáticas y de demanda de energía de la zona donde operan de manera que reflejen la verdadera confiabilidad que aportan al sistema los generadores intermitentes.

Aunque la asignación de una remuneración por capacidad a un generador intermitente (como un eólico) está en entredicho en muchos mercados, se observa que existe una tendencia a implementar metodologías de cálculo y mecanismos de mercado que remuneren la capacidad de esta tecnología en función de la confiabilidad que brinda al sistema en las horas pico de los periodos de máxima demanda (según el mercado) o en su aporte diario estacional a la red.

BIBLIOGRAFÍA

1. Giraldo, L.A. y Botero, S., 2005. Seminario: Cargo por confiabilidad para Fuentes alternas de energía renovable. Universidad Nacional de Colombia.
2. Milligan, M. y Porter, K., 2005. Determining the capacity value of wind: a survey of methods and implementation. National Renewable Energy

Laboratory.

3. Namovicz, C., 2003. Update to the NEMS wind model. [en línea] Department of Energy. [consulta Diciembre de 2007]. Disponible en internet <<http://www.eia.doe.gov>>
4. NEISO, New England Independent System Operator, 2006. Intermittent resource capacity treatment in forward capacity market. Revista No. 3.
5. NYISO, New York Independent System Operator, 2007. Installed Capacity Manual,
6. NYISO, New York Independent System Operator, 2007. Appendix to installed capacity manual - Attachment J: UCAP for ICAP suppliers.
7. PJM, 2005. MANUAL 21. Rules and procedures for determination of generating capability. Rev 4.
8. REE, Red eléctrica de España, 2006. Procedimiento de Operación P.O 14.5,. En: <http://www.ree.es> [Diciembre de 2007].
9. REE, Red eléctrica de España, 2006. Procedimiento de Operación P.O 12.3, [en línea] [Consulta Diciembre de 2007]. Disponible en internet <<http://www.ree.es>>
10. REE, Red eléctrica de España, 2006. Procedimiento de Operación P.O 3.7, [en línea] [Consulta Diciembre de 2007]. Disponible en internet <<http://www.ree.es>>
11. VOORSPOOLS, K.R., D'haeseleer, W.D., 2006. An analytical formula for the capacity credit of wind power. Renewable Energy 31 45-54.
12. <http://www.pacificorp.com/> [Diciembre de 2007].
13. http://www.pse.com/insidePSE/corporateinfo/Pages/CorporateInfo_serviceArea.aspx [Diciembre de 2007].

