

Clärk®

ingeniería para  
la nueva energía

**Solicitud para incorporar a la reglamentación el  
reconocimiento de Potencia Firme a las Energías Renovables  
No Convencionales**

**INDICE**

- 1.- Antecedentes
- 2.- Metodologías alternativas
- 3.- Metodología propuesta
- 4.- Propuesta de Normativa
- 5.- Resultados numéricos preliminares
- 6.- Conclusiones
- 7.- Anexos

## 1.- Antecedentes

El problema planteado es la ausencia dentro de la reglamentación del Mercado Eléctrico del reconocimiento del aporte de potencia y energía firmes que realizan al sistema las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en particular la energía eólica y la solar fotovoltaica, que han tenido un importante desarrollo en el país.

El Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME), en su Sección XIII define los conceptos de potencia firme y garantía de suministro.

En un esquema regulatorio como el uruguayo, el aseguramiento del cubrimiento de los requerimientos de energía de los Participantes Consumidores, se basa en el aporte anticipado de los mismos a la garantía de suministro, a partir del compromiso de potencia firme de largo plazo. La potencia firme de largo plazo tiene por objeto asegurar el cubrimiento anticipado de la garantía de suministro.

Este requerimiento, se mide en el denominado Período Firme, definido por las horas fuera del bloque de valle.

De acuerdo al Artículo 219 del RMME, un Participante Productor puede vender por contratos y en el Servicio de Reserva Nacional hasta su potencia firme de largo plazo comercializable.

El procedimiento de cálculo de la potencia firme de largo plazo, se establece en el Título III de la Sección XIII del RMM, pero solo refiere a la generación de tipo hidroeléctrica y térmica, no considerando otras tecnologías, como la generación de fuente eólica o solar. En cualquier caso, es el DNC quien debe calcular en forma mensual la potencia firme de largo plazo e informar los valores a los participantes del mercado.

Es importante destacar que nuestra reglamentación, al reconocer la energía firme de las centrales hidroeléctricas, acepta el aporte de fuentes de alta variabilidad sujeta a condiciones climáticas.

El vacío regulatorio respecto de las ERNC genera un conjunto de problemas y disfuncionalidades del sistema y el mercado que es necesario corregir. Entre otros es posible mencionar:

- El no reconocimiento del aporte que hacen las ERNC a la seguridad de suministro del sistema puede llevar en el futuro a tomar decisiones erróneas respecto a las necesidades de expansión del sistema y el tipo de tecnología adecuada para cubrir déficits de potencia y energía. En

particular puede llevar a un sobredimensionamiento del parque de generación con la consecuente desoptimización del sistema y su consiguiente impacto de mediano plazo sobre los consumidores.

- Genera una discriminación entre productores en función de la tecnología que utilizan para generar. Esto, en el mediano plazo, puede generar un sesgo a favor de la incorporación de algunas tecnologías, en especial de origen térmico. Incluso podría llegarse al absurdo de que a los efectos de cumplir el requerimiento de contratos de comercialización, se incorporen generadores térmicos no necesarios para el sistema.

En las siguientes páginas, y a modo de antecedentes de nuestra propuesta, se presentan distintas alternativas metodológicas basadas en reglas existentes en otros mercados eléctricos relevantes para el cálculo de la potencia firme de largo plazo de las energías renovables no convencionales; opiniones técnicas relevantes, así como la extensión de los principios conceptuales del propio RMMEE que se utilizan para el caso de la generación hidroeléctrica.

Resulta necesario destacar que las reglas de otros mercados no constituyen una mera referencia metodológica, sino que en el largo plazo los mercados compiten, también con sus reglas, por las inversiones.

## **1.1 Valor constante de capacidad**

En algunos mercados como en los estados de Washington, Colorado, Idaho, Montana, Utah y Wyoming, se utilizan métodos que establecen un valor constante de capacidad, según algún criterio.

Por ejemplo, el Rocky Mountain Area Transmission, que atiende parcialmente a los estados de Colorado, Idaho, Montana, Utah y Wyoming, utiliza un valor de capacidad de la energía eólica con fines de planificación del 20 % de la capacidad instalada.

También Puget Sound Energy, que es una empresa de generación y transmisión del estado de Washington, utiliza un 20 % de la capacidad de placa del parque generador o el equivalente a  $2/3$  del factor de capacidad del mes de enero, que es el mes donde en el área de servicio de la compañía se registra el pico de demanda. En los cálculos que se presentan, según este método para el caso de Uruguay, se toma el equivalente a  $2/3$  del factor de capacidad del mes de julio (que representa el mes del pico tradicional de la demanda, si bien en los últimos tiempos la tendencia es a valores similares en el verano).

## 1.2 Método analítico (Fórmula de Voorspools y D'haeseleer)

Voorspools y D'haeseleer determinaron fórmulas analíticas para el cálculo del crédito de capacidad de la potencia eólica, tal como se reporta en el trabajo de Sergio Botero B. et al.

Para sistemas con penetración de generación eólica mayor al 1 %, como es el caso de Uruguay, el crédito de capacidad (CC) se calcula como:

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

Donde:

CC es el crédito por capacidad como un porcentaje de la potencia eólica instalada.

CFw es el factor de capacidad de proyectos eólicos similares o calculado.

$$\alpha = 37,6$$

$$\beta = 1,843$$

$$b = 0,094$$

x es el nivel de penetración de energía eólica en el sistema en p.u.

Rs es la confiabilidad del sistema incluyendo las plantas convencionales.

## 1.3 Método adaptado RMME (Análogo generación hidroeléctrica)

En el Artículo 222 del RMME, se establece la metodología de cálculo para la potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica.

El método calcula la potencia firme de largo plazo mensual como la energía firme hidroeléctrica mensual dividido el número de horas del período firme de dicho mes.

Para ello el DNC calcula la energía firme hidroeléctrica mensual del MME con el modelo de largo plazo con la serie histórica de caudales y la base de datos acordada para la Programación Estacional de largo plazo. Se simulan varios años consecutivos para obtener resultados independientes del estado inicial de los embalses, y se toman los resultados de generación para el tercer año.

Como resultado se obtiene la serie de generación hidroeléctrica mensual total del país, y para cada mes, se considera la energía firme hidroeléctrica mensual del MME la que resulta de la serie de generación hidroeléctrica del MME durante el período firme para una probabilidad de excedencia del 95% (noventa

y cinco por ciento). Luego el DNC determina la energía firme hidroeléctrica mensual para cada central, las cuales sumadas, deben igualar (dentro de un margen de tolerancia) a la energía firme hidroeléctrica mensual del MMEE.

El cálculo de la energía firme de largo plazo eólica puede realizarse según un procedimiento similar, pero en este caso no es necesaria la realización de simulaciones de varios años, considerando las series históricas, como en el caso de la energía hidroeléctrica, ya que con un año de datos de producción del parque eólico, la información estadística es suficiente para estimar la energía que el parque podrá suministrar en el largo plazo y con el valor de probabilidad que se desee. Siguiendo el método del Artículo 222, se propone utilizar una probabilidad de excedencia del 95 %.

Por otra parte, los datos de producción diezminutales disponibles del parque eólico, pueden ser agrupados en ventanas de tiempo de diferentes dimensiones, a los efectos del cálculo de la energía firme: diarios, semanales, mensuales.

Considerando las características del sistema uruguayo, con una fuerte presencia de generación hidroeléctrica, las características de los embalses y la forma de operación del sistema, se entiende que de usarse este método, el paso apropiado de tiempo para el cálculo de la energía firme eólica debería ser semanal.

Con los datos semanales de energía, y dividiéndolos entre el tiempo del período firme, se obtienen los valores de potencia media semanal/mensual, de los cuales se toma el valor con probabilidad de excedencia del 95 % para determinar la potencia firme del largo plazo.

#### **1.4 *Paper* presentado por ADME en el Seminario hacia una Matriz Energética Sostenible.**

El equipo técnico de ADME presentó, el pasado 26 de abril de 2016 en Buenos Aires, en el Seminario Transición hacia una Matriz Energética Sostenible, organizado por el Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" un trabajo que referido al ingreso de la energía eólica, la gestión de los embalses y la potencia firme del sistema.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> INCIDENCIA DEL INGRESO DE EOLICA EN LA EVOLUCION DE LA COTA DE BONETE Y POTENCIA FIRME DEL SISTEMA ELECTRICO URUGUAYO. Autores: Ing. María Cristina Álvarez, Ing. Gabriela Batista, Ing. Ruben Chaer. ADME, Administración del Mercado Eléctrico, Montevideo, Uruguay

Al los efectos de esta presentación, resulta importante transcribir a continuación, el punto de las Conclusiones, “6.1 Potencia firme de la generación hidráulica y de fuentes renovables no convencionales”

“El informe de Garantía de Suministro 2016 que elaboró ADME muestra, tal como se ve en el Gráfico 5, que la Potencia Firme reconocida al sistema hidráulico decrece con la incorporación de la generación de fuentes renovables no convencionales. Para aclarar las curvas mostradas: se grafica la potencia firme de la generación hidráulica calculada según los criterios del Decreto 360 del año 2002, para estos tres casos: con la incorporación de ERNC prevista en los planes de expansión del país, sin dichas incorporaciones futuras, siendo sustituidos por falla y, en el tercer caso, asignando a la generación de ERNC una potencia firme calculada con los mismos criterios que para la hidráulica.

La causa de esta degradación de la potencia firme hidráulica se explica por la metodología definida en la normativa vigente del sistema uruguayo (Art. 222 del Decreto 360/002) para el cálculo de la misma. Se evalúa con la energía hidráulica generada en las horas del llamado “período firme” (exceptuando el valle) calculada mediante simulaciones con el modelo de largo plazo con una probabilidad de excedencia del 95%. El ingreso de generación eólica al sistema desplaza generación hidroeléctrica en horas del “período firme” y esto hace decrecer la potencia firme de generación hidroeléctrica.

Por otro lado, la normativa actual no define la potencia firme de generación de origen eólica o solar, por lo que para todos los estudios de planificación y programación del sistema, ambas se consideran nulas.

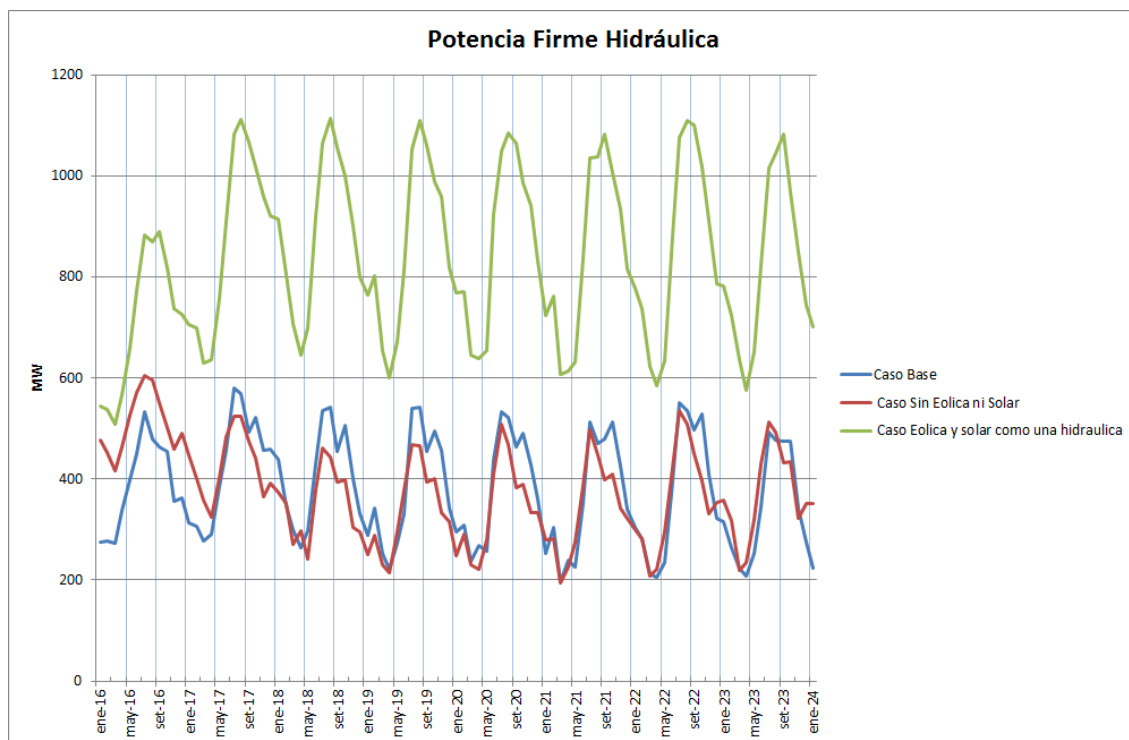


Gráfico 5: Potencia firme hidráulica. Fuente: Informe de Garantía de Suministro, ADME

Sin embargo, tal como viene ocurriendo en muchos sistemas eléctricos con ingreso de energías renovables no convencionales, se hace necesario definir la potencia firme de ese tipo de generación y redefinir el criterio de cálculo de la potencia firme de generación hidroeléctrica.

Esto permitirá una planificación de la expansión del sistema eléctrico más adecuada teniendo en cuenta los criterios de seguridad de suministro y de economía que correspondan y, además, facilitará la posibilidad de incluir en los contratos bilaterales la potencia firme como un producto a comercializar.

Los análisis hechos para el sistema eléctrico uruguayo simplificado, para ingreso de 20 y 1400 MW de eólica, muestran una importante disminución del valor esperado de energía no suministrada (llamada “falla”) en el bloque horario de mayor demanda (poste 1) para el caso de ingreso 1400 MW de eólica. Esto se ve claramente en el Gráfico 6, donde se graficaron las potencias de “falla” para distintas probabilidades de excedencia así como también promedio en ambos casos.

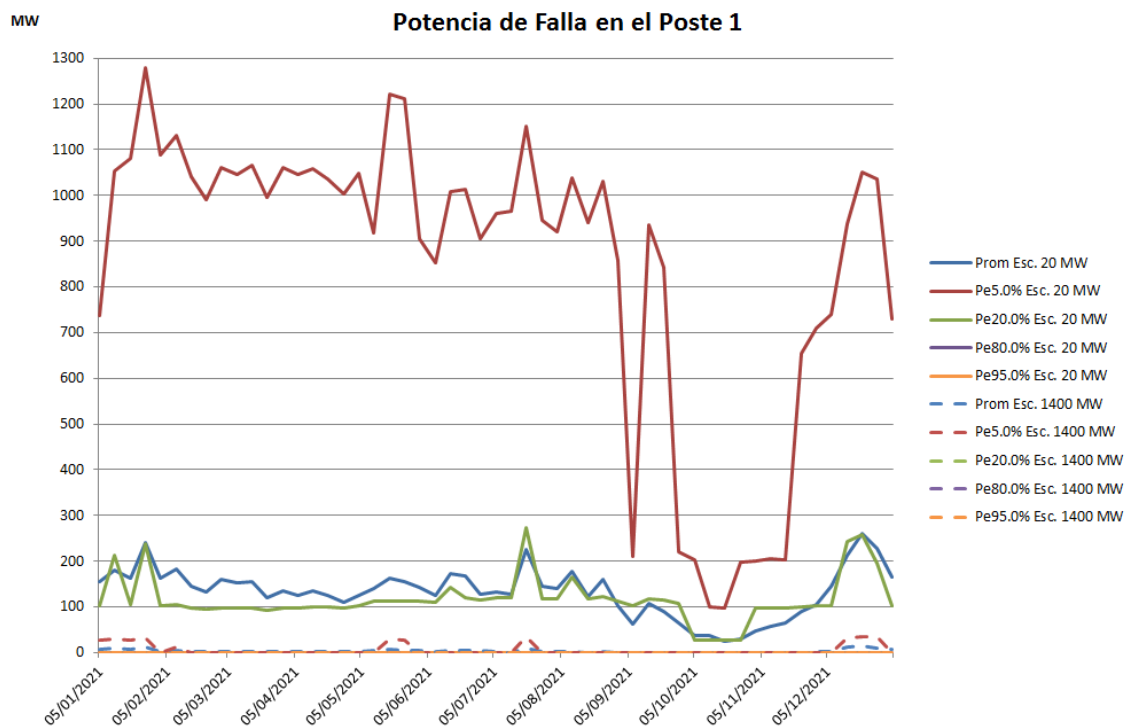


Gráfico 6: Potencia de Falla en el Poste 1 para los dos escenarios estudiados con distintas probabilidades de excedencia.

Los valores anuales promedio de energía no suministrada en horas de mayor demanda, lo que representaría un faltante de potencia para dar la misma en horarios de punta, son de 133 MW para el caso de ingreso de 20 MW de eólica, y de 3 MW para el caso de 1400 MW de eólica. Esto reafirma lo dicho



en el punto 5), respecto a que es importante analizar la firmeza que la eólica, en conjunto con la hidráulica, aportan a la disponibilidad de potencia del sistema, ya que la primera permite almacenar energía en los embalses al sustituir el despacho hidráulico cuando hay viento.”

### **1.5 Informe COWI – Integration of large amounts of wind energy in Uruguay**

El informe realizado por la consultora COWI para el Banco Interamericano de Desarrollo y la Dirección de Energía, además de reconocer la importancia del reconocimiento del aporte de la energía eólica a la potencia firme y seguridad del sistema, propone un método basado en cuanta energía térmica es capaz de desplazar la energía eólica que se incorpora al sistema.

En efecto la energía térmica es la que tiene los mayores niveles esperados de respuesta en cualquier condición del sistema; y por tanto si la energía eólica es capaz de desplazar la incorporación de potencia de energía, manteniendo los niveles de falla de diseño del sistema, este desplazamiento de potencia debería otorgarse a la energía eólica.

Se adjunta en anexo el informe completo de la consultora.

## 2.- Metodologías alternativas

De acuerdo a los análisis realizados, y al estudio de alternativas regulatorias utilizadas en otros mercados, entendemos que para el caso uruguayo hay dos alternativas que resultan más adaptadas a la realidad de nuestro mercado y a las características físicas de nuestro sistema interconectado.

La primera es la que utiliza como base la actual regla regulatoria utilizada para la energía hidroeléctrica, teniendo en cuenta además la sinergia entre las tecnologías (especialmente la complementariedad de la energía eólica y la capacidad de almacenamiento de las centrales hidroeléctricas).

La segunda es una metodología, que toma como base la propuesta de la consultora COWI, realizándose una adaptación para las características del sistema uruguayo y especialmente para realizar un reconocimiento adecuado del aporte de la generación hidroeléctrica a la firmeza del sistema. El método, como fue mencionado, implica determinar qué cantidad de potencia térmica es capaz de sustituir cada una de las tecnologías renovables.

### 2.1 Método adaptado RMME (Análogo generación hidroeléctrica)

Inicialmente, se determina la Potencia Firme de las Centrales Hidroeléctricas (H) con el método actual establecido en el Art. 222 del RMME, pero considerando nula la potencia instalada de las ERNC, y sustituyendo para los cálculos las máquinas ERNC por generadores térmicos..

Esta potencia se define como la Potencia Firme Base Hidroeléctrica. (**PFBH**)

Luego, se determina la Potencia Firme del conjunto Hidroeléctrico y ERNC, con la metodología del RMME, utilizando una probabilidad de excedencia del 95 %. Esto se realiza con el parque utilizado en el Informe de Garantía de Suministro de ADME. Esta potencia se define como la Potencia Firme Renovable Total del Sistema. (**PFRTS**).

En la misma simulación y para la probabilidad de excedencia definida, se calculan los aportes de cada tecnología (hidráulica, eólica, fotovoltaica) a la PFRTS. A partir de los mismos, se determinan los porcentajes de aporte de cada tecnología al PFRTS, dividiendo el aporte de cada tecnología sobre la PFRTS. . Resultan así: el porcentaje Eólico (**%E**), el porcentaje Fotovoltaico (**%F**) y el de las Centrales Hidroeléctricas (**%H**).

La Potencia Firme Final Eólica (PFFE) se calcula como:

$$PFFE = (PFRTS - PFBH) \times (\% E)$$

La Potencia Firme Final Fotovoltaica (PFFF) se calcula como:

$$\text{PFFF} = (\text{PFRTS} - \text{PFBH}) \times (\% F)$$

Para el cálculo de la Potencia Firme Final Hidroeléctrica (PFFH) se procede de la siguiente manera:

Se determina un valor de reconocimiento del aporte del complejo hidroeléctrico al filtrado de la variabilidad de las ERNC, que está dado por su capacidad de almacenaje y de proveer potencia rotante al sistema, esto es, la Capacidad de Filtrado de Centrales Hidroeléctricas (**CFH**):

$$\text{CFH} = (\text{PFRTS} - \text{PFBH}) \times (\% H)$$

La Potencia Firme Final Hidroeléctrica se calcula como:

$$\text{PFFH} = \text{PFBH} + \text{CFH}$$

Tal como surge de la construcción de las variables anteriores, se puede verificar que la suma de las Potencias Firmes Finales de todas las tecnologías resulta:

$$\text{PFFE} + \text{PFFF} + \text{PFFH} =$$

$$=(\text{PFRTS} - \text{PFBH}) \times (\% E) + (\text{PFRTS} - \text{PFBH}) \times (\% F) + \text{PFBH} + (\text{PFRTS} - \text{PFBH}) \times (\% H) =$$

$$= \text{PFRTS}$$

Es decir la Potencia Firme Renovable Total del Sistema.

La metodología propuesta tiene la propiedad de reconocer la capacidad de filtrado de la generación hidroeléctrica.

Se observa que la utilización de esta adaptación del método actual vigente del RMMEE, no significa una disminución de la potencia firme hidroeléctrica cuando se incorporan ERNC al sistema.

Luego de determinada la potencia firme de cada tecnología, se define un valor para cada máquina, prorrateando por la potencia de placa o por la potencia autorizada en el Convenio de Uso.

Asimismo, luego se podría ajustar el aporte de cada máquina por la disponibilidad promedio del último año.

## 2.2 Método de la Potencia Térmica Equivalente

La base conceptual es definir la Potencia Firme, tanto del total de energías renovables como de cada una de las tecnologías involucradas, en función de cuánta Potencia Firme térmica es capaz de desplazar (no necesaria).

El método asume que en cuanto a firmeza, la Potencia Térmica sería la más valiosa en la suma Disponibilidad más Capacidad de Gestión, y por tanto el resto de las tecnologías aportan en función de cuanto pueden desplazar de esta.

Los cálculos deben hacerse en todos los casos para alcanzar un nivel de confiabilidad dado (i.e. la falla no puede superar un determinado valor a definir) Por ejemplo, que el volumen de energía racionada con probabilidad 5% de ser excedido no supere al 2% de la demanda anual.

El método implica hacer simulaciones sustituyendo (con y sin), según el caso, las ERNC por Térmica, de modo de mantener el mismo nivel de confiabilidad del sistema.

A continuación, se desarrolla el procedimiento:

a.- Se determina el Plan de Expansión de la oferta y la demanda esperada, con sus distintas tecnologías de acuerdo a la Programación Estacional vigente inmediatamente anterior a fijar los cálculos de Potencia Firme de los generadores (Año n).

b.- Se utiliza el nivel de falla aceptable definido por la Dirección Nacional de Energía para las simulaciones de largo plazo.

c.- Se realizan simulaciones del sistema considerando solo la existencia de máquinas térmicas, considerando la disponibilidad histórica (promedio del último año de las turbinas a gas que tienen la entrada en servicio más cercana a la fecha de análisis). El valor resultante de MW térmicos necesarios para el

año (n+2), para ajustar al nivel de confiabilidad establecido es **Potencia Térmica Individual Total (PTIT)**.

d.- Luego se modela el sistema incorporando como única tecnología renovable la hidráulica, con la cantidad de MW existentes. Con esta oferta se calcula la potencia térmica necesaria para abastecer la demanda en las condiciones fijadas también para el año n +2, con una probabilidad de excedencia del 50 %. La diferencia entre la PTIT y este valor obtenido determina **la Potencia Firme Hidráulica Individual (PFHI)**.

e.- Del mismo modo, se modela el sistema como si la única energía renovable fuera la energía eólica (en las cantidades establecidas en la oferta planificada). Se determina cuánto de la PTIT desplaza en el año n + 2, tomando para la fuente eólica P50. Este valor será la **PFEI (Potencia Firme Eólica Individual)**.

f.- Se calcula de la misma manera la **PFFI (Potencia Firme Fotovoltaica Individual)**.

g.- Se define la suma de Potencias Firmes Individuales como:

$$SPFI = PFHI + PFEI + PFFI$$

g.- Luego se realiza el mismo cálculo para el conjunto de las energías renovables de manera conjunta (hidro +eólica + fotovoltaica) y así se obtiene la **PFC (Potencia Firme Conjunta)**.

h.- Dado que la PFC es mayor que la suma SPFI, hay que repartir la diferencia entre las distintas tecnologías. La diferencia entre la PFC y las potencias individuales es atribuible a la sinergia entre las tecnologías y especialmente al rol del almacenamiento hidráulico; y su capacidad de tener potencia rotante.

i.- Este reparto se hace de manera proporcional a las potencias firmes individuales.

j.- Para cada tecnología se suma la potencia individual a la cuota parte del aumento conjunto. Así se determina la Potencia Final de Cada Tecnología:

$$PFFH = PFHI + PFHI \times (PFC - SPFI) / SPFI \quad (\text{Potencia Firme Final Hidráulica})$$

$$PFFE = PFEI + PFEI \times (PFC - SPFI) / SPFI \quad (\text{Potencia Firme Final Eólica})$$

$PFFF = PFFI + PFFI \times (PFC-SPFI)/SPFI$  (Potencia Firme Final Fotovoltaica)

Luego de determinada la potencia firme de cada tecnología, se define un valor para cada máquina, prorateando por la potencia de placa o por la potencia autorizada en el Convenio de Uso.

Asimismo, luego se podría ajustar el aporte de cada máquina por la disponibilidad promedio del último año.

Luego se puede adicionar a las renovables el aporte de otros almacenamientos o tecnologías que disminuyan la cantidad de térmica necesaria en el sistema. De esta manera se pueden ir ajustando las reglas con el desarrollo físico del sistema.

El ajuste de los valores calculados se realizará anualmente, antes de finalizar el año correspondiente.

Esto permite mantener adecuados niveles de estabilidad de las reglas con los ajustes que adapten las normas a la realidad del mercado.

### 3.- Metodología propuesta

Entendemos que dado los cambios que ha experimentado nuestro sistema eléctrico, y la necesidad de determinar para el futuro mecanismos de medición de la potencia del sistema que resulten adaptados a la matriz de oferta, clara y transparente; es necesario cambiar la metodología actual.

El cambio de la estructura del sistema uruguayo ha sido de gran magnitud, no solo por la incorporación de potencia al sistema, sino en las características de la misma. Hemos pasado de un sistema con elevados déficit de energía y riesgos de falla; a uno con importantes cantidades de excedentes.

Asimismo, la generación incorporada está sujeta a la aleatoriedad de su fuente, al igual que la generación hidráulica, de larga presencia en el sistema. Esto genera nuevas necesidades regulatorias respecto de reconocer el aporte de todas las tecnologías, valorar las sinergias entre ellas, dar valor a la capacidad de almacenamiento; y generar reglas que lleven a decisiones empresariales alineadas con un parque óptimo.

La nueva metodología debe, a nuestro juicio, cumplir con algunos principios generales. Entre otros:

- La solución adoptada debe ser equitativa para todas las tecnologías de generación. No puede haber sesgo para una tecnología en particular.
- La solución debe permitir que se tienda hacia el óptimo del sistema. No deben existir incentivos para incorporar ni más ni menos potencia que la requerida, ni tener sesgo para una tecnología en particular.
- La solución que se adopte para el conjunto del sistema: Reserva Nacional etc., debe ser congruente luego con las exigencias del requerimiento de potencia que se exijan a los contratos entre particulares.
- La solución debe tener estabilidad en el tiempo y un mecanismo claro y transparente de actualización.

La metodología que, a nuestro juicio mejor se adapta tanto a las nuevas características de sistema y al mismo tiempo cumple con los principios enunciados es la definida en el punto **2.2 Método de la Potencia Térmica Equivalente**.

Asimismo, el método propuesto, es completamente adaptable a cambios en el sistema por incorporación de nuevas tecnologías, especialmente de sistemas de almacenamiento (centrales de bombeo, baterías, etc.).

Finalmente, entendemos como un valor adicional la simplicidad conceptual de la propuesta. En suma, la potencia o energía firmes tienen valor en la medida que aporta un determinado nivel de confiabilidad al sistema (un nivel de falla esperada que no supere determinado umbral); cualquier tecnología que aporte igual valor a ese nivel de confiabilidad tiene que tener el mismo nivel de potencia reconocida.

Por tanto, a continuación se detalla el articulado propuesto para la modificación reglamentaria.

#### **4.- Propuesta de Normativa**

A los efectos de reglamentar la metodología propuesta se proponen los siguientes cambios en la Sección XIII del Decreto N° 360/02.

Se sustituye el Título III, Potencia Firme de Largo Plazo y Energía Firme, por la siguiente redacción:

### **TITULO III. POTENCIA FIRME DE LARGO PLAZO Y ENERGIA FIRME**

#### **CAPITULO I. CARACTERISTICAS GENERALES**

**Artículo 220.** La Potencia Firme de Largo Plazo y la de Corto Plazo se calculan mensualmente.

La Potencia Firme Comercializable de un Participante Productor es el resultado de:

- a) la suma de la Potencia Firme de la generación propia o, en el caso de un Comercializador, la potencia que comercializa por Acuerdos de Comercialización de Generación;
- b) más la potencia que compra por Contratos de Respaldo. Para el cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo sólo se considerarán los Contratos de Respaldo cuyo objeto es afirmar la potencia instalada en centrales hidroeléctricas.

Por lo tanto, la Potencia Firme de Largo Plazo comercializable de un Participante Productor no podrá superar la potencia instalada propia o, en el



caso de un Comercializador, la potencia instalada de las centrales que comercializa por Acuerdos de Comercialización de Generación.

**Artículo 221.** El DNC debe calcular la Potencia Firme de Largo Plazo y de Corto Plazo para cada central hidroeléctrica, **eólica, solar** y cada unidad generadora térmica (o Grupo a Despachar en caso de agrupamiento de unidades para el despacho) de los Participantes Productores, incluyendo las comprometidas en contratos de exportación.

La potencia comprometida en un contrato de importación se considerará Potencia Firme de Largo Plazo.

Antes de finalizar cada año, la ADME pondrá en conocimiento de todos los Participantes la Potencia Firme de cada unidad generadora térmica del MMEE (o Grupo a Despachar en caso de agrupamiento de unidades para el despacho), cada contrato de importación y cada central hidroeléctrica, **eólica y solar** del MMEE, y el total que comercializa cada Participante Productor.

## CAPITULO II. POTENCIA FIRME DE GENERACION TERMICA

Artículo **222.** El DNC calculará la Potencia Firme de Largo Plazo de cada unidad térmica (o de un Grupo a Despachar térmico, en caso de agrupamiento de unidades para el despacho) como su potencia efectiva afectada por la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro.

Previo al inicio de cada año y junto con la coordinación del Programa Anual de Mantenimiento, cada Participante Productor informará a la ADME la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro para cada mes del siguiente año y que como promedio anual no podrá superar una disponibilidad máxima de referencia definida en el 95% (noventa y cinco por ciento) ni la disponibilidad verificada histórica promedio de los últimos doce meses.

La potencia máxima contratable mensual de cada unidad térmica coincidirá con su Potencia Firme de Largo Plazo.

Artículo **223.** Para cada unidad o Grupo a Despachar térmico, el DNC deberá realizar el seguimiento mensual y anual de su indisponibilidad y calcular su Potencia Firme de Corto Plazo.

Se considerará que en un mes un Participante Productor tiene un incumplimiento a sus compromisos de Potencia Firme por Garantía de Suministro si se registra en dicho mes, por lo menos una de las siguientes condiciones:

- a) Durante el mes fue necesario programar racionamientos por déficit de generación y durante uno o más días con racionamiento, el Participante resultó con una disponibilidad menor que la Potencia Firme total que

vende en contratos y al Servicio de Reserva Nacional, exceptuando de este cálculo la indisponibilidad por Programa Anual de Mantenimiento coordinado por el DNC.

- b) En el mes, su Potencia Firme de Corto Plazo mensual comercializable fue menor que el total vendido en dicho mes por Contratos más el Servicio de Reserva Nacional.

Antes del 15 de octubre de cada año, el DNC deberá verificar el cumplimiento de los compromisos de Potencia Firme por Garantía de Suministro de cada Participante Productor en los últimos doce meses.

Ante incumplimientos reiterados de un Participante Productor a su Potencia Firme por Garantía de Suministro, salvo contingencias o condiciones extraordinarias debidamente justificadas o fuerza mayor, el DNC deberá reducir la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro a la disponibilidad verificada histórica promedio en los últimos doce meses, recalculando su Potencia Firme de Largo Plazo e informar al Participante.

Si como consecuencia de la reducción en su Potencia Firme de Largo Plazo, un Participante Productor resulta con menos Potencia Firme de Largo Plazo que la que ya tiene comprometida en venta por contratos y Servicio de Reserva Nacional, deberá antes de finalizar el año, comprar por Contratos de Respaldo la Potencia Firme de Largo Plazo faltante.

Antes de la finalización de cada año, el DNC deberá verificar para cada Participante Productor si dispone de suficiente Potencia Firme de Largo Plazo comercializable para cubrir sus compromisos de ventas de Potencia Firme por contratos y Servicio de Reserva Nacional. De resultar con faltantes en uno o más meses, se le asignará como un requerimiento de Reserva Anual a licitar para dichos meses.

**Artículo 224.** Para cada mes, la energía firme de una generación térmica se calculará multiplicando su Potencia Firme de Largo Plazo del mes por el número de horas del Período Firme en dicho mes.

### **CAPITULO III. POTENCIA FIRME DE GENERACION HIDROELECTRICA, EÓLICA Y FOTOVOLTAICA**

**Artículo 225.** Para el cálculo de la Potencia Firme de la generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica, se utilizará el siguiente procedimiento:

- a. Se determina el Plan de Expansión de la oferta y la demanda esperada, con sus distintas tecnologías de acuerdo a la Programación Estacional vigente inmediatamente anterior a fijar los cálculos de Potencia Firme de los generadores (Año n).

- b. Se utiliza el nivel de falla aceptable definido por la Dirección Nacional de Energía para las simulaciones de largo plazo. Como criterio inicial se considerará que el volumen de energía racionada con probabilidad 5% de ser excedido no supere el 2% de la demanda anual.
- c. Se realizan simulaciones del sistema considerando solo la existencia de máquinas térmicas, considerando la disponibilidad histórica (promedio del último año de las turbinas a gas que tienen la entrada en servicio más cercana a la fecha de análisis). El valor resultante de MW térmicos necesarios para el año (n+2), para ajustar al nivel de confiabilidad establecido, es la Potencia Térmica Individual Total (PTIT).
- d. Luego se modela el sistema incorporando como única tecnología renovable la hidráulica, con la cantidad de MW existentes. Con esta oferta se calcula la potencia térmica necesaria para abastecer la demanda en las condiciones fijadas también para el año n +2, con una probabilidad de excedencia del 50 %. La diferencia entre la PTIT y este valor obtenido determina la Potencia Firme Hidráulica Individual (PFHI).
- e. Del mismo modo, se modela el sistema como si la única energía renovable fuera la energía eólica (en las cantidades establecidas en la oferta planificada). Se determina cuánto de la PTIT desplaza en el año n + 2, tomando para la fuente eólica P50. Este valor será la PFEI (Potencia Firme Eólica Individual).
- f. Se calcula de la misma manera la PFFI (Potencia Firme Fotovoltaica Individual).
- g. Se define la suma de Potencias Firmes Individuales como:  
$$SPFI = PFHI + PFEI + PFFI$$
- h. Se realiza el mismo cálculo para el conjunto de las energías renovables de manera conjunta (hidro +eólica + fotovoltaica) y así se obtiene la PFC (Potencia Firme Conjunta).
- i. Dado que la PFC es mayor que la suma SPFI, se reparte la diferencia entre las distintas tecnologías. La diferencia entre la PFC y las potencias individuales es atribuible a la sinergia entre las tecnologías y especialmente al rol del almacenamiento hidráulico; y su capacidad de tener potencia rotante. Este reparto se hace de manera proporcional a las potencias firmes individuales.
- j. Para cada tecnología se suma la potencia individual a la cuota parte del aumento conjunto. Así se determina la Potencia Final de Cada Tecnología:

$$PFFH = PFHI + PFHI \times (PFC - SPFI) / SPFI \quad (\text{Potencia Firme Final Hidráulica})$$

$PFFE = PFEI + PFEI \times (PFC - SPFI) / SPFI$  (Potencia Firme Final Eólica)

$PFFF = PFFI + PFFI \times (PFC - SPFI) / SPFI$  (Potencia Firme Final Fotovoltaica)

Luego de determinada la potencia firme de cada tecnología, se define un valor para cada máquina, prorrateando por la potencia de placa.

Antes del 15 de octubre de cada año, el DNC deberá verificar el cumplimiento de los compromisos de Potencia Firme por Garantía de Suministro de cada Participante Productor en los últimos doce meses.

Ante incumplimientos reiterados de un Participante Productor a su Potencia Firme por Garantía de Suministro, salvo contingencias o condiciones extraordinarias debidamente justificadas o fuerza mayor, el DNC deberá reducir la Disponibilidad Comprometida para Garantía de Suministro a la disponibilidad verificada histórica promedio en los últimos doce meses, recalculando su Potencia Firme de Largo Plazo e informar al Participante.

Si como consecuencia de la reducción en su Potencia Firme de Largo Plazo, un Participante Productor resulta con menos Potencia Firme de Largo Plazo que la que ya tiene comprometida en venta por contratos y Servicio de Reserva Nacional, deberá antes de finalizar el año, comprar por Contratos de Respaldo la Potencia Firme de Largo Plazo faltante.

Antes de la finalización de cada año, el DNC deberá verificar para cada Participante Productor si dispone de suficiente Potencia Firme de Largo Plazo comercializable para cubrir sus compromisos de ventas de Potencia Firme por contratos y Servicio de Reserva Nacional. De resultar con faltantes en uno o más meses, se le asignará como un requerimiento de Reserva Anual a licitar para dichos meses.

## 5.- Resultados numéricos preliminares

Se realizaron algunas simulaciones considerando los cálculos para el año 2018 (Año n+2), y una falla del 1 %, resultando los siguientes valores para la Potencia Firme de Largo Plazo de las fuentes renovables:

Los resultados pueden tener variaciones en función de las hipótesis, aunque a nuestro juicio los resultados más consistentes se ubican en los valores mínimos que se detallan a continuación

Potencia Firme Hidráulica: 60 % de la potencia Instalada

Potencia Firme Eólica: 19 % de la potencia instalada

Potencia Firme Fotovoltaica: 6% de la potencia instalada

## 6.- Conclusiones

Desde diversos ángulos se puede asegurar que la energía eólica y la energía solar fotovoltaica aportan potencia y/o energía firme al abastecimiento de la demanda de un sistema eléctrico.

Asimismo, generan complementariedades y sinergias, especialmente con los almacenamientos hidroeléctricos lo que permite aumentar su valor agregado.

Claramente, su incorporación a la oferta permite desplazar la instalación de potencia térmica (a la que se le reconoce mayores niveles de firmeza en todo sistema eléctrico) y por tanto disminuye la volatilidad de precios del conjunto al aumentar la participación de generación con costo variable nulo.

También, como puede demostrarse, las energías renovables no convencionales aportan generación en momentos críticos del sistema eléctrico (definido como aporte en semanas de mayor demanda, u horas del día críticas, por ejemplo).

El sistema eléctrico uruguayo, que tiene una histórica y muy alta participación de las energías renovables en su matriz, ya reconoce el aporte de una fuente con altos niveles de aleatoriedad como la hidráulica. El manejo y la valuación adecuada de esta aleatoriedad no deberían generar inconvenientes para la incorporación a la reglamentación de la energía eólica y la solar fotovoltaica.

Ninguna tecnología tiene firmeza 100%, con distintos grados, el contar con la generación disponible en el momento requerido está sujeto, siempre, a probabilidad.

El reconocimiento adecuado y justo de la potencia firme de las ERNC es especialmente importante para que no se generen des-optimizaciones del portafolio de oferta.

Efectivamente, si no se reconociera adecuadamente la potencia que aportan estas tecnologías, para mantener los niveles de confiabilidad exigidos, se estaría incorporando al sistema más potencia firme (térmica) de la requerida, y por tanto generando una importante sobre-inversión. Esta sobre inversión, que genera un sobre costos, será definitivamente pagada en principio por quienes deban instalarla y más tarde el consumidor final de la energía.

Uruguay ha hecho un cambio relevante en su matriz energética, avanzando hacia una muy fuerte participación de las Energías Renovables No Convencionales. Esto implicó entre otros análisis, el evaluar cómo se comportaría el sistema para la gestión de aleatoriedad, y el impacto en las necesidades de firmeza en el sistema. Las decisiones tomadas, así como el resultado práctico de la implementación, refuerzan el punto de que el sistema con la incorporación de energía eólica y solar fotovoltaica requiere de menos potencia térmica. En los hechos se ha demorado la entrada el servicio del Ciclo Combinado de UTE, se han dado de baja máquinas térmicas del sistema; y aun sin incorporar todo el plan de renovables, ha mejorado la confiabilidad del sistema.

Por último, es necesario destacar que los sistemas regulatorios tienen un impacto directo en la atracción de inversiones y capital de riesgo; y en la mejora de la competitividad del sector y del país.

Un trato equitativo a todas las tecnologías permite un aumento de valor del conjunto del sistema, a través de asegurar tanto las futuras inversiones como una adecuada diversificación de las mismas.

## 7.- Anexos

## EQUIPO DE TRABAJO

A continuación se presenta el Curriculum Vitae resumido del equipo de trabajo.

### **Dr. Ing. Mario Vignolo** **Director de Clerk**



Ingeniero Electricista egresado de la Facultad de Ingeniería – UdelaR. Realizó posteriormente su Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia con énfasis en los aspectos técnico-económicos de la Industria Eléctrica en un Mercado Competitivo (Power Systems Economics), en la Universidad de Manchester (UMIST) - Manchester, Reino Unido. Obtuvo luego su Doctorado en régimen mixto entre la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República y el Public Utility Research Center de la University of Florida, EE.UU, especializándose en Mercados Eléctricos, siendo el objeto de su Tesis los aspectos económicos y regulatorios de la Generación Distribuida. Posee además diploma de Postgrado en Economía (Facultad de Ciencias Económicas –UdelaR) y es Técnico en Sistemas de Gestión de la Calidad UNIT- ISO 9000.

Trabajó como Ingeniero Consultor de UREE/URSEA entre los años 2001 y 2004, y desde 2005 como Ingeniero consultor independiente en el área de energía e ingeniería eléctrica, asesorando a diversas empresas nacionales e internacionales: MURACCIOLE LTDA (AREVA - ALSTOM), MONTES DEL PLATA, AKUO ENERGY, PALMATIR, NORDEX, PARQUES EÓLICOS LUZ DE MAR-LUZ DE LOMA-LUZ DE RIO, ENCE, CPE, CSI, MERCADOS ENERGÉTICOS, PNUD-CEBH (Paraguay), ECONOLER (Canadá), PONLAR, RIOGAS, MONTEVIDEO REFRESCOS S.A., PUNTA CARRETAS SHOPPING, STILER, TEYMA, VENTUS, SADAN y XDT Ingeniería.

Desde el año 1992 es docente de la Facultad de Ingeniería – UdelaR, siendo actualmente Profesor Agregado (Gr. 4) y Jefe del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería – UdelaR. Como parte de su actividad docente dicta diversos cursos de Grado y de Postgrado, siendo el responsable del curso de Postgrado “Introducción a los Mercados de Energía Eléctrica”.

Fue además, Profesor en Facultad de Arquitectura, Universidad ORT, en cursos de Acondicionamiento Eléctrico e Infraestructura Urbana, desde 2001 a 2007.

Es Senior Member del PES (Power and Energy Society) de IEEE y fue Presidente del Capítulo de Potencia, Instrumentación y Medidas del IEEE desde enero de 2004 a diciembre de 2006.

En el marco de su actividad académica, ha dirigido y tutorado más de 20 Tesis de Grado y de Postgrado y ha publicado más de 40 trabajos en Congresos Internacionales y revistas arbitradas y es coautor del libro “Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico del Uruguay. La función eléctrica y el análisis multidimensional”, 2011. ISBN: 978-9974-631-36-6. Ha participado y/o dirigido además más de 10 proyectos de Investigación en el área de la Ingeniería Eléctrica (Generación Distribuida, Mercados Eléctricos, Calidad de Energía, Iluminación y Generación Eólica y Solar Fotovoltaica), siendo además actualmente responsable de los grupos de investigación en Calidad de Energía y Energía Solar Fotovoltaica en el Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR.

**Alejandro R. Perroni Gonzalez**  
**Director de Clerk**



Contador Público y Posgrado en Finanzas egresado de la Universidad de la República

Actualmente ocupa las siguientes posiciones:

Asesor en Mercados Energéticos de Acodike S.A.  
Director de Gas Uruguay S.A.  
Director de Astidey S.A. (Parque Eólico Talas del Maciel)

Fue Gerente General y Gerente Económico Financiero de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Fue Presidente de la Comisión Energética Regional (CIER)



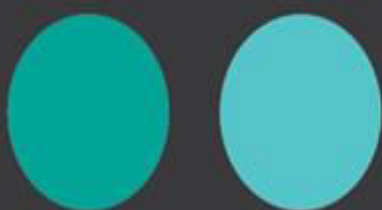


Integrante del Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable de la Facultad de Ingeniería y Tecnología de la Universidad Católica del Uruguay

Integrante del Comité de Evaluación y Seguimiento del Fondo Sectorial de Energía (CES) - ANII – Agencia Nacional de Investigación e Innovación

Ha realizado consultorías, entre otros, para las Naciones Unidas, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), CADAPE, Teyma/Abengoa, Baltimore Electric

Es co-autor del libro **La función eléctrica y el análisis multidimensional** editado por Universidad Católica del Uruguay



e