

Montevideo, 9 de Enero de 2017.

Al Directorio de la ADME

Verónica Marengo, C.I. 3.372.095-0 en representación de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), según personería que acredito con fotocopia de poder autenticada que acompaño, constituyendo domicilio en la calle Paraguay 2431, Piso 4°, of. 403, ante ustedes me presento y digo:

Que en la representación invocada, vengo a evacuar en tiempo y forma la vista conferida, respecto a la presentación de la empresa IWERYL S.A., en mérito a las siguientes consideraciones.-

#### I) PRESENTACIÓN EN TIEMPO Y FORMA.

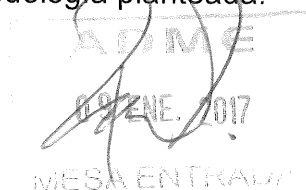
La empresa mencionada presentó el día 22 de diciembre de 2016, un escrito promoviendo modificaciones al Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMMEE), promoviendo en lo sustancial que se le reconozca potencia firme a los generadores de fuente renovable, teniendo esto además efectos económicos sobre dichos participantes.

Tal solicitud no fue dirigida al Directorio de ADME o al menos a su Presidente, como hubiera correspondido, sino que fue dirigida a una gerencia sometida a jerarquía, mencionándose expresamente a dos empleados de ADME.-

Se efectuó publicación en el Diario Oficial, el día 27 de diciembre de 2016, venciendo el plazo de evacuación de la vista el día 11 de enero de 2017, por lo que esta comparecencia es en tiempo y forma.-

#### II) EVACUACIÓN DE LA VISTA.

Se presentan a continuación las observaciones que merece a UTE la propuesta de la empresa IWERYL S.A., evacuando la consulta publicada por ADME, estructuradas en tres secciones: 1) Sobre los aspectos formales del procedimiento; 2) Sobre que la misma implicaría un enriquecimiento sin causa y 3) Análisis crítico sobre aspectos técnicos de la metodología planteada.



## 1. ASPECTOS FORMALES

Como ya se dijo, la propuesta de IWERYL S.A. no sólo no fue dirigida al Directorio de ADME ni a su Presidente, sino además corresponde aclarar desde ya, que dicha propuesta no consta que haya sido avalada por el Directorio de ADME. Ésta habría surgido a partir de una alternativa técnica confeccionada por Gerentes y Técnicos de ADME, no siendo la misma aprobada por el Directorio de la Administradora del Mercado.

Ingresando al análisis formal de la propuesta resulta claro que las condiciones requeridas en el Reglamento para que se inicie el proceso que se pretende, en el caso no se han verificado. Por tanto, no resulta admisible la aplicación de los conceptos invocados en la nota de la empresa IWERYL S.A. para plantear una modificación regulatoria.

En efecto, el procedimiento de modificación del citado Reglamento surge de lo dispuesto en el Título VI artículos 12 y siguientes, los que previenen que las modificaciones deberán fundarse en:

- 1) la existencia de vacíos regulatorios ante cambios en el sistema o condiciones en su operación que no fueron previstos y que afecten la economía, calidad y seguridad del sistema, o la competitividad o eficiencia del sistema o la seguridad del suministro;
- 2) o la constatación de resultados del sistema o Mercado que demuestren la necesidad de mejorar su eficiencia o calidad mediante la incorporación de nuevas técnicas de cálculo o regulatorias;
- 3) o la constatación de que el procedimiento metodológico produce distorsiones, resultados contrarios o inconsistencias con los objetivos regulatorios definidos;
- 4) o la eventual existencia de conflictos interpretativos que permitan decisiones subjetivas que tornen necesarias las adecuaciones para mantener la transparencia y seguridad jurídica.

No surge de la propuesta analizada la ocurrencia de alguno de los supuestos previstos por la normativa vigente para promover válidamente una modificación reglamentaria, en tanto no existe un vacío regulatorio como menciona el planteo de IWERYL S.A, siendo además que la regulación existente no presenta problemas en cuanto a asegurar la economía, la calidad, la seguridad de suministro, la eficiencia ni la competitividad del sistema.

Surge de la exposición efectuada por el proponente que la iniciativa pretende reconocer la capacidad de generación asociada a centrales de fuentes renovables no convencionales, fundamentando que en el Reglamento existe un vacío regulatorio que omite para éstas la determinación de su potencia firme, destacando una vez más que tal vacío no existe.

El marco normativo del sistema eléctrico uruguayo viene dado por los objetivos y principios que surgen de disposiciones legales y reglamentarias expresas (Decretos Leyes 15.031, 14.694 y 16.832, Decreto 276/002).

En efecto, estas normas contienen el modelo regulatorio por el que se ha optado.

Por esa razón, si bien la generación se definió como actividad “libre”, sus condiciones económicas fueron exhaustivamente reguladas, porque son insumo imprescindible para la prestación del servicio público.

En el mismo sentido, la introducción de modificaciones al Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica merece un análisis complejo, conceptual, que no se limite a establecer un criterio técnico para reconocer un costo (que como tal va a la demanda, inexorablemente) sino que contemple los criterios de política energética decididos por el Poder Ejecutivo y con ellos la inclusión de fuentes renovables de energía mediante los estímulos adecuados.

Para lograr los efectos deseados los marcos regulatorios contienen incentivos precisos ya sea para estimular o desestimular el ingreso de fuentes de energía o la instalación de centrales generadoras, todo ello porque el sistema eléctrico

debe ser eficiente a la par que confiable, económica y ambientalmente sustentable.

Uno de esos incentivos es la remuneración por capacidad de generación. Incentiva la inversión y dota de estabilidad el ingreso de los generadores, asegurando el suministro de energía a costos razonables. Pero no constituye el único estímulo para lograr ese efecto.

En especial el sistema uruguayo ha optado por otros estímulos.

En ese sentido, en Uruguay, se han aprobado beneficios fiscales importantes para la generación de energía de fuentes renovables, tales como exoneración y devolución del IVA, reducción del IRAE, (ley 16.906, Decreto 354/09) a la vez que diversos procedimientos especiales de contratación que convocaron a la instalación de energía renovable en el marco de contratos de mínimo riesgo, con la obligación de compra de la totalidad de la energía generada por las centrales de origen eólico y fotovoltaica por parte del Distribuidor (UTE) aún en supuestos de restricciones operativas.

El éxito de las medidas adoptadas es incuestionable, cumpliéndose con creces con el objetivo planteado. El sistema es confiable, seguro y la inversión de los agentes fue definida en condiciones de rentabilidad y sin riesgo alguno para quienes celebraron contratos con UTE.

Dichos beneficios fueron otorgados para todos los que decidieron instalar una central generadora del tipo de las citadas.

La única diferencia es que algunos generadores entre ellos IWERYL optaron voluntariamente por una forma distinta de venta de su energía, al hacerlo en el mercado "spot", con la finalidad de obtener mayores ganancias, por lo que hoy no pueden estos reclamar que la demanda, o sea todos los consumidores les paguen por lo que fue su decisión si esta no les resultó tal cuál esperaban.

Por las razones expuestas, no se configura los extremos previstos en el Artículo 12 y siguientes del Título VI Sección I del Decreto 360/002.

## 2. ENRIQUECIMIENTO SIN CAUSA

La modificación del Reglamento en los términos propuestos supondrá el enriquecimiento indebido de todos los generadores privados a costa de todos los suscriptores de energía eléctrica del país.

Para que se instalaran las centrales generadoras, nuestro país, como ya se dijo, otorgó grandes beneficios, entre ellos, devolución y exoneración del IVA, exoneración del IRAE, exoneración y reembolso de peajes, contratos bancarizados, con plazos extensos y con la obligación de adquirir, por parte de UTE, toda la energía eléctrica que genere.

Otorgar otro beneficio adicional supone un enriquecimiento extraordinario injusto, en perjuicio de todos los clientes del sector eléctrico uruguayo y por ende de UTE.

## 3. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA

Sin perjuicio de que, conforme ya se manifestó en los numerales precedentes, no están dadas las condiciones para iniciar un proceso de modificación al reglamento, se entiende pertinente complementar el presente documento con el análisis crítico realizado, desde el punto de vista técnico, respecto de la propuesta de modificación reglamentaria planteada por IWERYL S.A.

El importante cambio registrado en la matriz energética del Uruguay, que se observa en la actualidad y se proyecta hacia el futuro, tiene como una de sus consecuencias estructurales significativas una muy importante incorporación de fuentes de alta variabilidad de su generación en corto plazo.

Ello provoca la necesidad para el sistema de verificar el suministro en el muy corto plazo, teniendo en cuenta la variabilidad mencionada.

Con la introducción de eólica en forma masiva, el comienzo del desarrollo fotovoltaico y el agregado de centrales de biomasa de autodespacho, aparecen potencias instaladas importantes en recursos no despachables. Además, la

eólica y la fotovoltaica tienen una generación intermitente con caídas frecuentes y de corta duración (algunas horas) hasta valores muy reducidos en relación a su potencia instalada.

A continuación se presenta un análisis crítico a la propuesta metodológica planteada, el cual no debe ser interpretado como una contrapropuesta de UTE sobre estos temas.

#### **A. Principales comentarios a propuesta de modificación del RMME, presentada por la empresa IWERYL**

En la misma se realiza un cálculo de potencia firme mensual (sin discriminación horaria) para las diferentes fuentes de energía, en base a una simulación horaria del Sistema, con 1000 crónicas sintéticas, al cual se le incrementa la demanda para lograr una “*demanda de equilibrio*”. Para el cálculo de la potencia firme establece un “*Conjunto de Horas Críticas*” que surgen de considerar el 1% de las horas de mayor costo marginal del Sistema.

##### **Comentarios específicos de la propuesta:**

- Siendo la “potencia firme” de una instalación específica de generación la capacidad de esa central para abastecer por sí misma, hora a hora, una curva de carga dada, esta propuesta no cumple con ello.

No debe confundirse el concepto de “energía firme” con el de “potencia firme” en corto plazo: por ejemplo, una central eólica o solar podrán contar con “energía firme”, pero nunca podrán aportar “potencia firme” por sí mismas en cada instante para suministrar una curva de carga dada, por carecer de la seguridad de contar con el recurso a partir del que ellas producen (viento o sol) en el instante en que el consumo lo requiera.

- La metodología de la propuesta asigna la potencia firme de las diferentes fuentes haciendo uso de la sinergia o complementariedad de las mismas en su interacción en el Sistema. Resulta entonces una “socialización” de la asignación de potencia firme (en esta propuesta, se pretende que algunas fuentes se beneficien de la existencia de otras),

por lo que debe identificarse el objetivo, el alcance y el uso que se realizará de los valores de potencia firme así asignados a cada generador, ya que en cada caso las consecuencias son diferentes.

- A modo de ejemplo, una visión general de potencia firme de largo plazo para el sistema podría ser útil para identificar anticipadamente necesidades de acciones de respaldo; pero esa potencia no es la que cada agente dispone de por sí para respaldar eventuales contrataciones, sino que *individualmente debe determinarse la real capacidad de firmeza de corto plazo y en caso de déficit el agente debe procurarse la contratación de la misma a aquellos participantes que tengan disponibilidad.*
- Se entiende que esta propuesta no prevé un control de la potencia instantánea que asegure el abastecimiento de la demanda en todas las horas, lo cual es relevante para el Sistema frente a la importante incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). En la determinación de la potencia firme mensual de cada fuente no se diferencian las horas del día. Por ejemplo, se señala el caso del solar fotovoltaico que resulta con un valor único de potencia para todas las horas del mes, aunque no es capaz de generar energía durante las horas de la noche, y ninguna central fotovoltaica estaría en condiciones de generar por sí sola la curva de carga de un contrato.
- Incluso analizando la potencia firme como una característica del sistema, el fotovoltaico no apoya al Sistema en ninguna hora nocturna. Su asignación de potencia firme resulta de no distinguir las horas del día, no de considerar la potencia firme como sistémica.
- En el caso del hidráulico, esta propuesta asigna potencia firme sólo de acuerdo a la potencia despachada, desconociendo la capacidad de la central hidráulica de aportar su potencia disponible. Si se utiliza una ventana horaria, la potencia firme del hidráulico es, en general, mayor que su potencia despachada. Existen alternativas metodológicas que podrían tener en cuenta este aspecto.
- Esta propuesta se realizó sobre la base de una SIMULACIÓN del Sistema al cual se le incrementó la demanda (del orden del 20%) para



obtener un equilibrio entre generación y demanda. No se dice si se analizó la necesidad de este incremento y su efecto en los resultados, ya que la potencia firme es una característica de las centrales generadoras en el Sistema, siendo la demanda una propiedad fundamental y definitoria del mismo.

- Dado que esta propuesta realiza simulaciones utilizando crónicas sintéticas, se entiende necesario analizar la conveniencia de su aplicación y la diferencia en los resultados por aplicar crónicas históricas, analizando especialmente las colas de la distribución que tienen relación con la generación en períodos críticos.
- En la propuesta el *Conjunto de Horas Críticas* se determina en función del costo marginal. Es necesario analizar el criterio de determinación y sus posibles efectos sobre la potencia firme de las centrales hidráulicas.

Los valores mensuales de Potencia Firme de Largo Plazo de la propuesta, de acuerdo a cálculos de ADME, promedian alrededor de 17% para la eólica, 18% para el solar fotovoltaico, 44% para el Río Negro y 20% para Salto Grande. La Potencia Firme esta expresado como % de la Potencia Instalada.

## **B. Impacto de las propuestas de modificación del RMEE**

A los efectos de ver el impacto de las propuestas de cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo, se entiende conveniente revisar el uso de este concepto en el Marco Regulatorio, identificando todas las implicancias a nivel reglamentario.

Si bien actualmente el Marco Regulatorio no se aplica en su totalidad, al momento de realizar una modificación debería analizarse qué otros aspectos o conceptos deben modificarse para mantener consistencia, más aún en caso de introducirse nuevos conceptos.



Entre los diferentes conceptos que se ven impactados por el cambio metodológico, y que se entiende deberían revisarse previo a la eventual aprobación de una nueva metodología se destaca:

- **Potencia Firme de Corto Plazo:**

La Potencia Firme de Corto Plazo está dedicada al cubrimiento del consumo en tiempo real y al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa para la calidad del servicio (Art 219).

En el RMMEE se calcula mensualmente como la Potencia Disponible Promedio en el Período Firme (Art. 226). Se utiliza, entre otros, en el Balance de Potencia Firme mensual (Art. 269 - 271) a partir del cual se determina los Participantes con faltantes de potencia que deben pagar el Servicio mensual de garantía de Suministro (Art. 273).

En la propuesta analizada el cálculo de la Potencia Firme de Corto Plazo presenta inconsistencias dada la nueva situación del Sistema ya mencionada y la modificación del concepto de Potencia Firme de Largo Plazo.

- la definición propuesta de Potencia Firme de Corto Plazo se realiza en base al *Conjunto de Horas Críticas* (**concepto que no existe en el RMMEE**) el cual no tendría sentido práctico al tratarse de un período de tiempo pasado.
- se utiliza el denominado Período Firme, en una nueva definición, sólo para el cálculo del Requerimiento Real de Garantía de Suministro evaluado al final de cada mes, aunque este es contrastado con la Potencia Firme de Largo Plazo más la Potencia Firme de Corto Plazo planteadas en base al *Conjunto de Horas Críticas*. Por tanto, es necesario analizar profundamente el concepto de Potencia Firme de Corto Plazo, y los conceptos relacionados a ella (controles de corto plazo, balances de Potencia Firme).

- **Período Firme:**

El Art. 218 define el Período Firme como “... las horas fuera del Bloque de Valle”

- En el RMMEE se utiliza la definición de Período Firme para, entre otros, el cálculo de la Potencia Firme de Corto Plazo (Art. 226), para determinar el Requerimiento de Garantía de Suministro de los Participantes (Art. 236 - 238), para el Requerimiento Real de Garantía de Suministro (Art. 268).
- La actual propuesta redefine el Período Firme e incorpora la definición de *Conjunto de Horas Críticas*, que no coincide con el Período Firme definido en el RMMEE ni con la nueva definición propuesta.

La propuesta indica que la Potencia Firme de Corto Plazo y el Requerimiento de Garantía de Suministro de los Participantes se calcularán sobre el *Conjunto de Horas Críticas*, en cambio el Requerimiento Real de Garantía de Suministro se calcula sobre la nueva definición del Período Firme.

La utilización de estos dos conceptos al momento de realizar los Balances de Potencia Firme planteados en Capítulo III Balance de Potencia Firme (Art. 269 - 271), parece ser inconsistente dado que se compara previsiones con resultados en base períodos de tiempo conceptualmente incomparables, uno simulado con 1000 crónicas y otro real.

- **Potencia Firme Comercializable y Potencia Máxima Contratable**

El RMMEE define la Potencia Firme Comercializable (Art. 220).

En el RMMEE sólo se mencionan las centrales hidráulicas y las térmicas, y se define para cada una de ellas la Potencia Máxima Contratable:

- Para una central hidráulica (Art. 222) la potencia máxima contratable mensual se define como la “*potencia máxima que la central puede generar en los escenarios considerados para el cálculo de la Energía Firme*”, es decir la potencia nominal a menos que la central haya perdido salto.

- Para una central térmica (Art. 223) la potencia máxima contratable mensual se define igual a la Potencia Firme de Largo Plazo, es decir la potencia afectada por su disponibilidad.

Adicionalmente, el RMMEE (Art. 278) establece que un Participante Productor no podrá vender por contratos más Potencia Firme de Largo Plazo que su Potencia Firme de Largo Plazo Comercializable, y que la potencia máxima comprometida en cada mes en el conjunto de sus contratos no podrá superar su Potencia Máxima Contratable.

La propuesta analizada establece que la Potencia Máxima Contratable coincidirá con su Potencia Firme de Largo Plazo, independientemente de la fuente primaria de energía, lo que no parece apropiado, dado que la posibilidad de empuntar y despachar la energía en el corto plazo no es igual para una central térmica, hidráulica, solar o eólica.

Se entiende conveniente que el concepto potencia máxima contratable (o potencia máxima suministrable u otra denominación adecuada) esté directamente relacionado con la capacidad de las centrales de proporcionar potencia instantánea (o bien en un período muy corto) con una alta probabilidad, como está previsto en el RMMEE actual. Sería razonable analizar si esta medida debe hacerse en algún período particular del día y diferenciada por fuente.

- **Requerimiento de Contratar**

El RMMEE establece que los Participantes Consumidores tienen un Requerimiento Mensual de Garantía de Suministro, que se mide como la potencia media consumida o que se prevé consumir en el Período Firme (Art. 236), a los efectos de contar con Potencia Firme de Largo Plazo y proteger al Sistema de racionamientos. Deberá cubrir un porcentaje del requerimiento con su aporte al Seguro para Garantía de Suministro (Art. 239). Adicionalmente se establece que deberán cubrir una parte del Seguro para Garantía de Suministro con Contratos de Suministro (Art. 241).



Se debe de tener en cuenta que la propuesta analizada modifica el Art. 236 sustituyendo el Período Firme por el Conjunto de Horas Críticas en la definición del requerimiento mensual de Garantía de Suministro, tanto el previsto como lo ocurrido, lo cual no tendría sentido práctico cuando se observa un período de tiempo pasado, como ya se mencionó.

Frente al cambio de metodología de cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo deberían revisarse los porcentajes requeridos para el Seguro para Garantía de Suministro y los porcentajes del requerimiento de contratar (Art. 239 y 242), entendiéndose conveniente la contratación total.

- **Contratos**

El equilibrio del sistema de generación y el balance a aplicar a las centrales que respaldan un contrato debería tener en cuenta productos como: energía firme (o potencia media en un período mensual o semanal) y potencia máxima contratable o suministrable. Es decir que la generación que respalda el contrato esté en condiciones de suministrar el contrato con una alta probabilidad. Esta condición se refleja en el actual RMMEE y se entiende conveniente que se mantenga.

Asimismo, este aspecto se reafirma al analizar el actual tratamiento que se realiza durante los racionamientos. La reglamentación prevé que la demanda se encuentre mayoritariamente cubierta por contratos de suministro o de respaldo con los generadores o comercializadores. Ante una situación global del Sistema que amerite la aplicación de racionamientos, y cuando alguna unidad generadora que respalda dichos contratos se encuentre indisponible o restringida en su capacidad de generación comprometida en los mismos, se afectaría solamente a las demandas asociadas a esos contratos en falta (Art. 185).

En el caso de las fuentes eólica y solar, contratando individualmente no es posible asegurar que estarán en condiciones de suministrar la curva de carga de un contrato con una alta probabilidad. Por tanto, al momento de realizar modificaciones reglamentarias, y debe determinarse la capacidad de contratación de cada fuente, es necesario resolver estos aspectos.

La metodología propuesta asigna la potencia firme a las diferentes fuentes haciendo uso de la sinergia o complementariedad de las mismas en su interacción en el Sistema, por lo que debe identificarse el objetivo, el alcance y el uso que se realizará de los valores de potencia firme así asignados a cada generador. Las consecuencias son diferentes si los valores calculados se utilizan internamente en el país, a nivel nacional, para determinar si existe suficiente potencia para cubrir los requerimientos de la demanda nacional, o si además determinan la capacidad de contratación de los Generadores.

Incluso las consecuencias son diferentes si estos valores determinan la capacidad de contratar a nivel nacional o de realizar contratos internacionales, caso en el cual debería analizarse cómo se realiza la asignación de los beneficios de las exportaciones dado que utilizaría potencias que surgen de la complementariedad de las fuentes.

- **Tratamiento de la biomasa**

En la propuesta se interpreta que se da a las centrales de biomasa un tratamiento análogo al de una central térmica. Se entiende que los factores de disponibilidad a aplicar deberían reflejar las especificidades de la fuente, que puede presentar grandes diferencias en cuanto a las restricciones de acceso al recurso en comparación con los combustibles para las centrales térmicas.

- **Criterios de seguridad del abastecimiento**

Dada la nueva situación del Sistema ya mencionada, la propuesta debe incorporar criterios específicos -validados a nivel de Poder Ejecutivo- en lo que respecta a las fallas energéticas intempestivas de corto plazo y no sólo utilizar criterios en base a que la energía racionada con cierta probabilidad no supere un determinado porcentaje de la demanda en ventanas tan amplias como mensuales o anuales.

La propuesta parte de una expansión dada que debería de cumplir con criterios de seguridad del abastecimiento, pero éstos no están explicitados.

## **C. Comentarios Específicos sobre el Articulado Propuesto**

### Artículo 64

Se hace referencia a la definición de Potencia Firme de Corto Plazo (PFCP) de un Autoprodutor No Firme como la potencia media que inyecta a la red en el Conjunto de Horas Críticas (CHC). Teniendo en cuenta que esa definición de PFCP refiere a cierres mensuales, el CHC carecería de aplicación práctica.

### Artículo 218

Se introduce la definición de CHC, que pretende sustituir a la de Período Firme, como la base de tiempo sobre la que se calcula la potencia media para dar la Potencia Firme.

El problema es que el CHC así definido sólo tendría sentido cuando se está trabajando con simulaciones a futuro y por tanto no puede ser utilizado para evaluar la Potencia Firme de períodos pasados, lo cual es importante para realizar los balances mensuales.

El Período Firme tal cual está definido en la Reglamentación actual no presenta este problema y pretender sustituirlo sin más por el CHC, sin un cuidadoso chequeo de sus implicancias en la Reglamentación, no parece adecuado, pudiendo considerarse por ejemplo una extensión del horario.

Por otro lado, en la modificación propuesta se establece que para las simulaciones “la demanda debe ser escalada para lograr un equilibrio razonable entre oferta y demanda”. No analizó la necesidad de este incremento y su efecto en los resultados ya que artificialmente se está elevando la demanda prevista a modelar, introduciendo un elemento discrecional al análisis. Por tanto se analizó un sistema ficticio, que no corresponde con el sistema real en estudio.

En otro orden, cuando establece que “los valores a utilizar de los costos de inversión serán establecidos por la Dirección Nacional de Energía...”, se entiende que también debería hacer mención a los costos de operación y mantenimiento fijos.

### Artículo 221

En la modificación propuesta de este artículo se mantiene la consideración como Potencia Firme de Largo Plazo a la potencia comprometida en un contrato de importación. Parecería conveniente reanalizar este concepto, teniendo en cuenta los antecedentes en materia de intercambios internacionales.

### Artículo 222

Al introducir la definición de central generadora no térmica, considera a las centrales de biomasa iguales al resto de las centrales térmicas a los efectos del reconocimiento y cálculo de la PFLP. Esto debería revisarse dado las particularidades de la biomasa como combustible así como también debería revisarse cómo afecta la condición de autodespacho de muchas de estas centrales con su asignación de potencia firme.

Por otro lado, se establece que el primer cálculo de potencia firme será válido por 5 años a los efectos de dar estabilidad a los contratos. Sería bueno estudiar este plazo establecido, ya que no se dio la justificación para ello.

### Artículo 223

No están claras las modificaciones propuestas a los primeros párrafos. Por otro lado sería bueno explicitar de donde surgen los % máximos de disponibilidad que se presentan.

Al modificar este artículo se entiende que se está redefiniendo la potencia máxima contratable, que en la reglamentación vigente tiene relación directa con la potencia máxima instantánea, y que ahora se propone asociar a una potencia media mensual coincidente con su potencia firme de largo plazo. Se considera que sería conveniente no perder la relación con la potencia instantánea dada la nueva matriz del sistema eléctrico donde las fallas de corto plazo podrían ser un problema.

Al igualar la potencia máxima contratable mensual a la Potencia firme de Largo Plazo se está desconociendo la diferencia de empuntamiento y despachabilidad de las distintas fuentes, por ejemplo en el caso de las centrales hidráulicas la capacidad de empuntamiento por lo menos en el corto plazo resulta relevante.

### Artículo 224

Se reitera el comentario respecto de la pertinencia de utilizar el CHC en la determinación de la PFCP para período de tiempo pasados y su comparación directa con la PFLP previamente definida en base a simulaciones y CHC. No se

pretende con este comentario cuestionar la pertinencia de realizar balances ex-post de potencia firme.

¿Si el participante no cumple con las verificaciones esto lo afecta solamente para el futuro?

#### Artículo 225

Se hace referencia al número de horas del Período Crítico, siendo que el Período Crítico no está definido.

#### Artículo 226

La Potencia Firme de Costo Plazo (PFCP) se define en el Reglamento General como: *“Es la dedicada al cubrimiento real del consumo y al Servicio Auxiliar de Reserva Operativa para la calidad de servicio”*

En la modificación de este artículo se establece que se calcula la PFCP en base a las CHC, de acuerdo a lo planteado en la definición la PFCP se calcularía para un período pasado (a mes vencido), por lo que el CHC carecería de aplicación práctica al ser hacia el pasado considerando los hechos ocurridos durante el mes anterior, por lo que el concepto PFCP podría quedar inconsistente y por lo tanto su aplicación en otros aspectos como en el CAPITULO III. BALANCE DE POTENCIA FIRME (Artículos 269-271).

Asimismo se menciona que para la generación nacional no se incluyen las restricciones de transmisión, cuestión que debería de analizarse en profundidad dado que el objetivo final es que la central generadora esté en condiciones de suministrar la energía asociada a una curva de carga de un consumidor con una alta probabilidad.

#### Artículo 236

Como se ha planteado en otras partes de este documento, ¿es correcto o tiene sentido mencionar el CHC para hechos ya ocurridos?

#### Artículo 268

En este artículo se redefine el Período Firme definiéndolo como el conjunto formado por el 25% de las horas de mayor costo marginal del mes pasado. Para determinar el requerimiento real de Garantía de Suministro se utiliza esta definición Período Firme.

Posteriormente se utiliza en el Capítulo III Balance de Potencia Firme este concepto conjuntamente con los conceptos de PFCP y PFLP, con distintos CHC por lo que los balances de potencia firme podrían contener ciertas inconsistencias. Se debe tener en cuenta además que de acuerdo al artículo 273, al finalizar cada mes, a cada Participante que tenga un Balance de



Potencia Firme negativo le corresponde un faltante de Potencia Firme y deberá pagar por dicho faltante el precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

#### Artículo 220 y Artículo 289

En estos artículos en el Reglamento vigente se resaltan los contratos de respaldo para respaldar o afirmar la potencia no firme de las centrales hidráulicas, con las modificaciones propuestas cualquier central puede realizar contratos de respaldo para afirmar la potencia instalada propia. Se entiende que este tema debería de analizarse en profundidad porque de esta manera se está colocando al hidráulico en pie de igualdad con otras fuentes, siendo que el hidráulico tiene la propiedad de contar con potencia disponible en el corto plazo, gestionabilidad y despachabilidad que resaltan frente a otras fuentes y más teniendo en cuenta que las centrales gestionables acrecientan la importancia en el sistema uruguayo dado el importante volumen de energías renovables no gestionables y con alta variabilidad en el corto plazo.

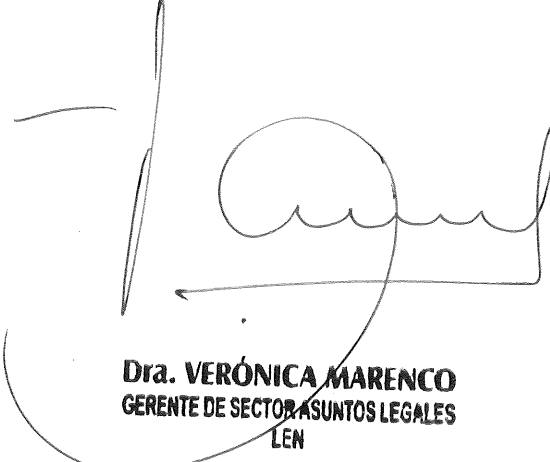
Como se ha mencionado anteriormente podría ser importante además de los balances de potencia firme que plantea el reglamento actual y limitaciones en la potencia máxima a contratar, introducir otros balances más relacionados con potencias instantáneas de forma de dar señales en la contratación que conlleven a asegurar el suministro de curvas de cargas y evitar fallas de corto plazo.

Dado que el articulado presenta algunas modificaciones de definiciones, se crean algunas inconsistencias con definiciones realizadas en el Reglamento General, como por ejemplo en lo que respecta al Período Firme.

Estos comentarios a la propuesta se centran en el análisis sobre el articulado específico de la misma y no en el resto del articulado del marco regulatorio donde podría impactar, por ejemplo operativa de los contratos, operativa en las situaciones racionamiento, etc. De todas formas se destaca que de resultar un programa horario de racionamiento a aplicar en el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo al Programa de Racionamiento, Artículo 185, el racionamiento para cada hora se distribuirá entre los Participantes Consumidores con respaldo por contratos, de carácter insuficiente. En esta situación de racionamiento se considera que un contrato no está siendo cumplido si en esa hora el despacho de la generación que lo respalda no alcanza para cubrirlo. Esta condición ameritaría analizar en profundidad estas situaciones porque si por ejemplo se le asigna a un solar potencia firme para todas las horas, podría suceder que quede en incumplimiento en la noche en una situación de racionamiento.

AL DIRECTORIO DE ADME solicito:

- 1) Que se tenga por contestada en tiempo y forma la vista conferida.
- 2) Que no se continúe con la propuesta de modificación del Reglamento, en consideración a los argumentos expresados en la presente.
- 3) Que se disponga el archivo de las presentes actuaciones, sin más trámite por resultar inadmisibles en el marco de la Reglamentación aplicable.
- 4) Que en caso que siga el trámite solicitado, el Poder Ejecutivo proceda a rechazar la propuesta de modificación.



**Dra. VERÓNICA MARENCO**  
GERENTE DE SECTOR ASUNTOS LEGALES  
LEN

