

Ing. Ruben Chaer

Gerente Técnica y Despacho Nacional de Cargas

Cra. Marisa León

Gerente Comercial y de Administración

ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Montevideo, 10 de enero de 2017


Ref: Exp. N° 1037-02-006-2016 - ADME informa que la empresa IWERYL SA presentó iniciativa de modificación reglamentaria relativa al Cálculo de la Potencia Firma a Largo Plazo.

De nuestra mayor consideración:

Por la presente hacemos llegar a Uds. copia del informe conteniendo las consideraciones y observaciones de esta Unidad Reguladora respecto de la propuesta de modificación reglamentaria presentada por Iweryl SA.-

Sin otro particular saludamos muy atte.


Esc. Héctor A. Cócaro Píppolo
Secretario General


Ing. César Falcón
Presidente

ADM
11 ENE. 2017
MESA ENVIADA



Montevideo, 10 de enero de 2017

Informe N° INF-00022-2017

Expediente 1037-02-006-2016

Análisis de la propuesta de cambio reglamentario, presentada en ADME por IWERYL el día 22 de diciembre de 2016, sobre el reconocimiento de Potencia Firme de largo plazo.

De: Lic. Lercy Barros y Ec. Sergio Pérez

A: Directores de URSEA

1) Introducción

Con fecha 22 de diciembre de 2016 la empresa IWERYL S.A. presentó una propuesta de cambio regulatorio, planteando cambios en la normativa de Garantía de Suministro definida en el Decreto 360/002, relacionados con la asignación de Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) de centrales generadoras y otras.

Si bien el procedimiento previsto en dicho Decreto dispone la opinión del Regulador luego de que ADME analice y tome posición, se entiende conveniente adelantar algunas observaciones sobre la propuesta presentada, recomendando su envío a ADME a efectos de que estén disponibles como aportes para su análisis.

La propuesta de IWERYL coincide básicamente por la desarrollada por el equipo técnico de ADME. En la misma se expresa que: "*si bien no se descarta ninguno de los métodos que se han propuesto, ni los que podría proponer el propio organismo regulador, se entiende como el más adecuado el que ha confeccionado el equipo técnico de ADME...*".

Esta metodología nos fue presentada por técnicos de ADME en varias oportunidades, en las que adelantamos nuestras discrepancias. Algunas de esas discrepancias también fueron informadas en el informe N° 00763-2016 (expediente 0122-02-006-2016), referido a otra propuesta, de la empresa TOGELY, sobre el mismo punto.

Dada la ocasión en que se plantea esta consulta pública de ADME y el limitado tiempo de análisis disponible, se recomienda enviar estas primeras observaciones a ADME.

2) Consideraciones respecto de la propuesta.

El RMEE define garantía de suministro como: "el cubrimiento de las necesidades de abastecimiento de los participantes consumidores, y se obtiene mediante el seguro de garantía de suministro", definido éste último como: el cubrimiento anticipado de parte de las necesidades de abastecimiento de los consumidores que asegura la existencia de suficiente **potencia firme de largo plazo (PFLP)**, con disponibilidad comprometida para satisfacer su requerimiento. A su vez, la PF se define como el respaldo que deben poseer los productores y que tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda **con la confiabilidad pretendida**.

Claramente la definición refiere a asegurar el abastecimiento de la demanda con un grado de confiabilidad, en otras palabras, un cierto grado de incertidumbre. Se considera que deberían ser especificados y definidos los indicadores para medir esta confiabilidad.

En un hipotético escenario de competencia perfecta, las señales de precio de la energía incentivarían la inversión en el sistema y no sería necesario implementar herramientas para garantizar el suministro eléctrico. Pero, como es sabido, existen imperfecciones en los mercados, en particular en el de electricidad, entre otras: indivisibilidades de inversión, información imperfecta, ausencia de un sistema para la mayoría de los consumidores de tarifas "on-line" que recoja variaciones en costos marginales.

En este sentido, Pérez-Arriaga¹ y Linares (2008:3) señalan que los mercados tienen dificultades en tomar en consideración eventos futuros inciertos como ser la disponibilidad de fuentes de energía en el largo plazo así como las implicancias para el nivel de dependencia energética de la diversificación de fuentes. Esto es mayormente debido al hecho bien conocido de que mercados completos para todas las contingencias en todo periodo futuro no existen (Arrow, 2006) y por tanto es necesario corregir esta falla de mercado de alguna forma."

El diseño de los mecanismos para la corrección de las mencionadas fallas de mercado busca garantizar la suficiencia de energía y brindar los incentivos necesarios a las inversiones en generación tanto a mediano como a largo plazo.

A nivel internacional existen diversos mecanismos con diferente nivel de desarrollo, a los efectos de dar las señales que buscan incentivar la instalación de generación para satisfacer la demanda punta, ya sea a través de -entre otros- pagos por capacidad, instrumentos derivados, reserva estratégica, obligaciones de capacidad.

Cualquier iniciativa de cambio reglamentario y de metodología de cálculo de Potencia Firme debería considerar en primer lugar la definición del concepto de Potencia Firme y su rol en la garantía de suministro. Es decir, definir claramente el objetivo que persigue y en segundo lugar la metodología de cálculo. La propuesta presentada plantea la metodología de cálculo, pero respecto a la definición de la potencia firme se limita a plantear que "se buscó una definición de PFLP (potencia firme de largo plazo)

¹ Pérez-Arriaga, Ignacio J., and Pedro Linares. "Markets vs. regulation: A role for indicative energy planning." *The Energy Journal* 29.2 (2008): 149-164.

consistente”, y a expresar que la fórmula de cálculo de los artículos 222 y 223 del RMME es “inconsistente con el objetivo buscado dada la alta incorporación de ERNC (energías renovables no convencionales) en el sistema”.

En términos generales, se comparte que el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMEE) debe ser revisado y actualizado. También se comparte que

la potencia firme a atribuirse a un generador –fuera de situaciones de racionamiento– debe tener en cuenta su contribución a la confiabilidad del sistema en su conjunto.

Por otro lado, entendemos que la PFLP es una medición de la capacidad de los generadores a contratar por los consumidores para cumplir con su requerimiento de garantía de suministro. La reglamentación no plantea la necesidad de un balance general de PFLP, limitándose a considerar el balance entre lo requerido por cada consumidor y lo que tenga respaldado en sus contratos. O sea que el equilibrio buscado por el sistema de garantía de suministro es planteado en la Reglamentación limitado a la oferta efectivamente contratada y no a toda oferta de generación.

A continuación se detallan las principales discrepancias con la Propuesta:

a) Utilización de simulaciones en un sistema en equilibrio.

La propuesta del equipo técnico de ADME plantea calcular la PFLP como resultado de simulaciones en un período definido como “las horas críticas” considerando **un sistema en equilibrio**.

El método planteado por Iweryl se basa exclusivamente en simulaciones, sin consideraciones analíticas p.ej. sobre probabilidades de ocurrencia de determinados eventos críticos, que podrían ser calculadas. Esto podría introducir un “error de simulación” al estimar ocurrencia de sucesos poco probables pero significativos para los eventuales cortes de suministro que se pretenden evitar.

Se observa la sensibilidad de los resultados finales ante cambios en los supuestos de las simulaciones (por ej. período de tiempo horario o semanal y selección de horas por poste o críticas).

En el reporte técnico del 23/6/2016 del equipo técnico de ADME se obtuvieron las siguientes PFLP en % de la capacidad instalada, tomando el poste 1²:

- 5% para la energía solar
- 9% para la energía eólica
- 70% para la energía hidráulica

Mientras que en el reporte técnico del 18/10/2016, se obtuvieron las siguientes PFLP en % de la capacidad instalada, tomando otra definición de conjunto de horas consideradas y paso del tiempo de la simulación horario:

- 17,7% para la energía solar

² Calculado “como el promedio de la potencia despachada en el poste 1 cuando el costo marginal es al menos un 10% mayor al costo de la central térmica más cara (falla1)”.

- 17,2% para la energía eólica
- 43,8% para la energía hidráulica Río Negro

En ambos casos, la metodología aplicada fue la misma, calculando la PFLP de cada fuente como el promedio de la potencia despachada en el poste 1 en el primer caso y en el conjunto de horas críticas en el segundo. A pesar de que se hayan usado diferentes pasos del tiempo de la simulación, llama la atención la variación en los resultados.

Asimismo plantea calcular la PFLP en un período definido como “las horas críticas” considerando **un sistema en equilibrio**, es decir, un sistema artificial, en el que:

- se considera una demanda prevista y no la actual, y
- se “escala” o ajusta dicha demanda para que iguale la oferta.

Observamos que la decisión de escalar la demanda para obtener “el sistema en equilibrio” no está suficientemente justificada. Dicho escalamiento es significativo (del orden del 30% de la demanda prevista para 2018) y podría tener gran impacto en el resultado final de la PFLP.

b) Conjunto de horas críticas (CHC)

La Propuesta plantea sustituir el Período Firme (PF) por el nuevo concepto de CHC. Se observa que la definición de CHC se relaciona con los momentos de costo marginal más alto, lo que no concuerda con la capacidad para asegurar la Garantía de Suministro (GdS).

El conjunto CHC se define como “el 1% de las horas de mayor costo marginal sobre el total de horas de cada mes resultante de simulaciones de al menos 1000 realizaciones de los procesos estocásticos representados de la operación óptima del sistema”. Observamos que la cantidad de simulaciones debería ser justificada, no resulta claro que 1000 crónicas sean suficientes para obtener una buena estimación de la media de la variable de interés. Por otro lado, vale lo expresado en el punto anterior, pues se propone realizar las simulaciones en un escenario de operación óptima del sistema.

También observamos que si bien puede ser razonable suponer que en los meses con mayor probabilidad de falla, las horas de mayor costo estén asociadas a faltantes de potencia del sistema; en los meses con oferta abundante, el 1% de las horas con mayor costo marginal no necesariamente tendrían que estar asociadas a faltantes de potencia.

Es decir, entendemos que la capacidad para asegurar la Garantía de Suministro debería modelarse independientemente de los costos que tenga asociado el poder cumplir con el suministro del sistema o de un consumidor en particular.

El equipo técnico de ADME propone calcular la PFLP como el promedio de la potencia media aportada o requerida en el conjunto el CHC. En definitiva es un promedio de cantidades despachadas/requeridas, calculado en las horas establecidas como críticas. De esta manera, el valor del promedio no sería independiente de las horas en que se lo calculase. El cálculo dependerá de si este promedio se calcula para el 1, 5, 10% del total de horas. Al analizar los resultados obtenidos para la PF de las diferentes fuentes, variando la cantidad de horas críticas se encuentran resultados poco robustos que sería conveniente analizar con mayor profundidad. A modo de ejemplo, es llamativo que la PFLP asignada a la energía eólica sea más pequeña al considerar el 1% de las horas de mayor costo marginal de cada mes, que al considerar un conjunto menor de horas (0,3% de las horas) o un conjunto muy superior (el 5% del total de las horas de cada mes).

A su vez, la propuesta implica asignar una PFLP estimada como la potencia promedio aportada por cada fuente en las 1000 simulaciones. En el modelo utilizado para simular, las centrales son despachadas en función del costo de despacho que tenga asociado cada una. A modo de ejemplo, una central con costo variable muy alto, superior al costo de falla¹ nunca sería despachada en las simulaciones pues

económicamente sería mejor despachar falla que esta central. De hecho, la propuesta aclara específicamente que una central con costo variable para el despacho supere al costo del primer escalón de falla tendrá asignado PFLP nula.

Esto no parece consistente con la reglamentación vigente que establece que: “la Potencia Firme se define como el respaldo que deben poseer los productores y que tiene por objeto asegurar el abastecimiento de la demanda **con la confiabilidad pretendida**”. En este sentido a una central que pudiera colaborar con asegurar el abastecimiento de la demanda, habría que asignarle un valor positivo de Potencia firme, independientemente del costo que tuviera asociado para producir energía.

En la práctica, las centrales con mayor costo fijo (y menor costo variable) son despachadas para abastecer la demanda base, y se van adicionando las centrales con mayor costo variable para cubrir la demanda pico. Entendemos que un mecanismo como el que plantea la propuesta no favorece a generar incentivos a los generadores para realizar inversiones con el objetivo de satisfacer la demanda punta. Por esta razón discrepamos fuertemente con la definición del CHC considerando el 1% de las horas con mayor costo marginal. Entendemos que el cálculo de la PFLP no debería considerar en ningún momento costos, sino solo capacidad de generación para abastecer una demanda dada.

Por esta razón, se entiende que esta propuesta –por la vía de reducir la oferta de capacidad- podría incrementar innecesariamente algunos costos para los consumidores..

2.1) Centrales térmicas

IWERYL propone mantener la asignación de PFLP actual para estas centrales, excepto para centrales con costo variable mayor al primer escalón de falla, que tendrían PFLP nula.

Como ya se mencionó en el punto anterior esta excepción no parece económicamente razonable, porque implica no reconocer como respaldo un contrato con un generador con combustible “caro”.³ En el marco regulatorio actual un consumidor libre tiene la posibilidad de contratar respaldo sin un tope de precio, lo que es razonable en la

³ A modo de ejemplo, si el costo del primer escalón de falla fuera 150 US\$/MWh, un consumidor tendría un respaldo válido si el generador con el que contrató puede generar a 140, pero no tendría respaldo si ese costo fuera 160. Y si en ese último caso, en una situación de racionamiento con costo marginal de 150, a ese consumidor se lo quisiera racionar sin prender el generador contratado, se le estaría causando un perjuicio sin ninguna justificación.

medida que, en situaciones de racionamiento, los contratos devienen en “contratos físicos” y afectan solamente a las partes sin consecuencias sobre el sistema⁴.

Observamos que sería conveniente fundamentar la razón por la que se deberían mantener dos métodos diferentes (el actual y el propuesto mediante simulaciones) para calcular la PFLP; por un lado uno para las centrales térmicas y por otro lado otro para el resto del conjunto no térmico.

Por otra parte, el método propuesto no parece consistente con la forma de asignar la PFLP a las centrales térmicas existentes. En las simulaciones presentadas por ADME, el método resultaba en valores distintos para cada mes y no necesariamente coincidentes con la disponibilidad esperada.

2.3) PFLP de Centrales Generadoras No Térmicas

En la propuesta de IWERYL, la PFLP para el caso de la generación no térmica es el resultado del aporte promedio de cada fuente de generación, en el CHC, obtenido a partir de simulaciones implementadas en el SimSEE con paso de tiempo horario. En definitiva la PFLP depende de los costos variables de todo el sistema y del criterio centralizado de despacho económico, lo que –a la luz de lo expuesto en el punto anterior- no parece deseable para centrales que deciden en forma descentralizada respaldarse con contratos.

En otras palabras, depende del costo variable relativo de una fuente con respecto a las otras fuentes en una simulación del sistema que asume un “decisor” centralizado que minimiza el costo esperado. Decisiones de minimización de costo resultan en determinadas cantidades de energía despachadas a partir de las cuales se calcula la potencia firme aportada por cada central y de esta forma se engloban consideraciones económicas con físicas.

Lic. Lercy Barros

Gerencia de Regulación

Ec. Sergio Pérez

Gerencia de Regulación

⁴ No obstante se reconoce que es necesario también actualizar la normativa vinculada a la operación y despacho de centrales de energías no gestionables (como la eólica o la solar), en particular en estados de racionamiento.