

Energías renovables en la matriz eléctrica: la situación de Uruguay y la de Argentina

ACAD. ING. OSCAR FERREÑO - DIRECTOR **VENTUS**

Las redes eléctricas de Uruguay y Argentina están físicamente unidas desde la puesta en servicio de la Central hidroeléctrica binacional de Salto Grande desde 1979, formando en los hechos un solo sistema eléctrico.

Sin embargo, las características regionales han hecho que la composición de las unidades generadoras que integran ambos sistemas sea muy diferente.

Uruguay no posee recursos fósiles (ni carbón, ni gas, ni petróleo) y en base a ello realizó un gran desarrollo hidroeléctrico. De hecho, entre 1930 y 1982, construyó todas las centrales hidroeléctricas posibles. La generación hidroeléctrica fue desde los años 40 del siglo pasado la generación de base. En los años 80, si se daba un año hidroeléctrico medio, la generación uruguaya superaba ampliamente la demanda y Uruguay era un exportador neto de energía. Aún hoy, a pesar del crecimiento de la demanda, la hidroeléctrica uruguaya puede cubrir al 60 % de la demanda.

Argentina en cambio, a pesar de su riqueza hídrica, ha aprovechado las ventajas de ser productor de gas natural y ha combinado una matriz compuesta en su mayoría por máquinas de gas y centrales hidroeléctricas, incluyendo cierto porcentaje de unidades térmicas de carbón y de energía nuclear.

En los años 90 ocurrió a nivel mundial una liberalización de los mercados eléctricos. La generación dejó de ser un servicio público para ser un bien que se puede adquirir libremente en un mercado competitivo. En esos tiempos, Argentina y Uruguay crearon marcos regulatorios similares y comenzaron a analizar la posibilidad de tener un mercado eléctrico único con optimización conjunta.

Se destaca que en sí mismo esta liberación de los mercados que busca la eficiencia en la generación favorece las tecnologías de costo variable bajo y de inversión relativamente baja, características éstas que presentan los ciclos combinados. En este contexto, no resultó extraño que Argentina tuviese un gran desarrollo de

ciclos combinados y Uruguay apostase a que el respaldo térmico de sus centrales hidroeléctricas estuviese en Argentina.

Las crisis económicas de Argentina en 2001 y Uruguay en 2002 cambiaron radicalmente la situación de ambos mercados eléctricos. Dejó de ser rentable para los productores argentinos extraer gas para generación y no fue posible para Argentina exportar energía a Uruguay.

Esto puso a Uruguay en situación desesperada. El país no disponía de gas ni petróleo, éste último alcanzaba precios internacionales cada vez más altos y ante cada amenaza de sequía había problemas para asegurar el abastecimiento de la demanda. Uruguay comenzó a explorar distintas alternativas para resolver su problema energético y encontró a mediados de la primera década del siglo 21, una madurez importante en las tecnologías de generación eólica que la convirtieron en una opción posible.

En general, las energías renovables no convencionales (ERNC) requieren una gran inversión inicial y presentan un muy bajo costo variable, por lo tanto requieren contratos de largo plazo. Estas características no se adaptan muy bien a los marcos regulatorios de libre competencia. Existe la “paradoja de los sistemas eléctricos” que dice que a veces los cambios tecnológicos son muy rápidos y una tecnología puede volverse obsoleta antes de finalizar el contrato que la viabiliza. Para resolver esto, los marcos regulatorios prevén cláusulas especiales.

En el caso de Argentina hay obligación de que una parte de la demanda sea abastecida con energías renovables (Ley 27.191), en el caso de Uruguay hay un artículo especial para fomentar el uso de energías renovables que se transcribe a continuación:

“Si, en virtud de directivas de política energética, se dispone que la compra de parte del suministro de los Participantes Consumidores o de determinado tipo de Participante Consumidor, se cubra con energías renovables no convencionales, se realizará una licitación pública internacional, a fin de adjudicar un Contrato Especial para la instalación de la generación con dichas energías. La licitación se realizará con un modelo de pliego y contrato formulados por el Regulador y bajo su supervisión. En el caso de un Distribuidor, el costo de dicho Contrato Especial será considerado trasladable a tarifas.”

Se destaca el término “Contrato Especial”, que está referido a que no se le exige a las ERNC respaldo de potencia, y el término “traslado a tarifa de los precios de contrato” a efectos de que se viabilicen contratos de largo plazo, pero sobre todo se destaca el juicio que debe mostrar el Regulador a los efectos de que el sistema no sufra distorsiones y que la transformación energética se realice sin efectos traumáticos para el sistema eléctrico.

Con la modalidad de subastas Uruguay instaló algo más de 450 MW eólicos con precios que comenzaron en 92U\$/MWh y finalizaron en 63 U\$/MWh. Se puede decir que la aplicación de las subastas fue un éxito, ya que se fueron logrando precios cada vez más bajos. Sin embargo, a partir de llegar a ese precio de 63 U\$/MWh, Uruguay abandonó el sistema de subastas, ampliando hasta el 100 %

las adjudicaciones y permitiendo la realización de contratos entre la distribuidora estatal y empresas con capital social con participación estatal.

De esta forma se terminaron instalando 1500 MW eólicos y 200 MW solares que, en conjunto con las hidroeléctricas, cubre en años hidrológicamente medios más del 125% de la demanda. Por lo tanto, Uruguay vuelve a ser un exportador neto de energía, algo impensable a principios de siglo.

Se entiende que una de las razones de esta sobreinversión era la falta de confianza que tenían las autoridades en la realización efectiva de los parques licitados y en los factores de producción que prometían los mismos cuando se comparaban con los parques europeos.

La experiencia uruguaya en ERNC resultó muy exitosa, los costos de abastecimiento de la demanda bajaron a alrededor de un 50%. Sin embargo, revisando el camino recorrido surgen lecciones aprendidas que hubiesen permitido bajar aún más los costos de generación.

Se pueden destacar dos aspectos fundamentales de la experiencia uruguaya: uno es la necesidad de efectuar las inversiones en forma escalonada a efectos de aprovechar las innovaciones tecnológicas, el segundo es el reconocimiento al aporte que las ERNC hacen para cubrir las necesidades de potencia firme de los sistemas eléctricos.

De no adaptar las reglamentaciones existentes para reconocer este aporte, se estarán dando señales equivocadas de inversión en generación de respaldo que puede no ser necesaria.

Vamos a explicar con detalle este segundo aspecto. Formalmente el mercado eléctrico uruguayo es un mercado de contratos (como también lo es el argentino). Los participantes consumidores contratan la energía a los generadores y pagan un peaje por el transporte y la distribución. Es un sistema de contratos entre generadores y consumidores por un tiempo determinado, pero la energía necesaria para abastecer la demanda que no esté contratada se debe comercializar en un mercado marginalista (spot) cuyo precio está determinado por el costo variable de la última máquina despachada. Este precio spot es la referencia para la formulación de contratos.

Los consumidores pueden elegir con libertad al generador a quién comprarle la energía. Dada la característica fundamental de los sistemas eléctricos que consiste en que instante a instante la producción debe ser igual al consumo, existe el “despacho de carga”, quien instante a instante va abasteciendo la demanda ordenando (despachando las unidades de generación) en orden de costos crecientes. Los contratos entre generadores y consumidores son contratos bilaterales y luego, al finalizar la jornada, se hacen las consolidaciones necesarias entre los distintos agentes.

Para evitar que el sistema colapse, es decir que instante a instante se pueda abastecer la demanda, los contratos de energía deben respaldarse en contratos de “potencia firme” para asegurar que el despachante disponga en todo momento del recurso necesario. Es decir, que los contratos entre proveedores y consumidores

deben tener dos vías, una de energía y otra de potencia firme (a veces a esta se le llama confiabilidad).

En una definición clásica se determina la “potencia firme” como aquella que la tecnología puede dar ante un requerimiento del despacho de carga. Esta definición es fácilmente comprensible para una máquina térmica. En este caso, la potencia firme es la potencia de “placa” multiplicada por la disponibilidad auditada en un período determinado. Según esta definición, la eólica, las centrales hidroeléctricas de paso y las solares no tienen potencia firme ya que su disponibilidad de potencia depende de un recurso variable que no se puede gestionar. Para las hidroeléctricas de embalse, se suele utilizar una crónica hidrológica con una posibilidad de excedencia elevada, por ejemplo 95 %.

Sin embargo la razón de exigir potencia firme es, como dijimos antes, la de evitar que el sistema pueda colapsar. En sistemas eléctricos con alta participación de tecnologías que con la definición clásica no tienen potencia firme los reglamentos pueden dar señales de inversión equivocadas. En efecto, las tecnologías que no pueden cumplir un requerimiento de despacho se despachan solas como es el caso de la eólica, solar e hidráulica de paso (para el despacho de carga tienen un costo variable nulo) y al hacerlo desplazan a las tecnologías convencionales. Esto permite que estas aumenten su disponibilidad, por ejemplo, haciendo durar más el agua de los embalses o disminuyendo las horas de marcha de las térmicas y por lo tanto aumentando su disponibilidad. Esto lleva a que el sistema se vuelva más confiable, ya que las renovables que no tienen potencia firme, aumentan la confiabilidad.

En 2005 la matriz eléctrica uruguaya se componía en años hidrológicamente medios de un 70% de energía hidroeléctrica y de 30% de energía térmica, pero la variabilidad de la hidráulica podría abarcar entre un 30 a un 90 % de la matriz, la demanda crecía a un 3% anual y el recurso hidroeléctrico ya había sido explotado en su totalidad. Uruguay no dispone de recursos fósiles.

Cuando se analizó la introducción a gran escala de energía eólica, según los métodos de cálculo de potencia firme tradicionales, se precisaba teóricamente complementar el respaldo térmico mediante un ciclo combinado de 580 MW alimentado por combustibles fósiles.

Sin embargo, una vez que el sistema ya disponía de 850 MW eólicos operativos, se realizaron nuevos estudios de simulación con la finalidad de determinar la necesidad de incrementar el respaldo térmico. Sorprendentemente, los estudios revelaron que lejos de necesitar incrementos de respaldo de potencia firme, se podía prescindir de 300 MW térmicos de los previamente previstos, se observó entonces que la energía eólica disminuye las necesidades de respaldo de potencia firme del sistema. De hecho, hoy Uruguay con casi 1500 MW eólicos operativos se ha podido desafectar otros 200 MW térmicos llegando a un total de 500 MW desafectados.

Es necesario entonces cuantificar el aporte a la disminución de las necesidades de potencia firme de potencia que las ERNC hacen a los sistemas donde se integran.

Un procedimiento de determinación de la potencia firme de las ERNC adecuado podría ser el denominado “Equivalente térmico”. Este consiste en establecer un porcentaje de falla anual máxima admisible para un sistema eléctrico y determinar la potencia térmica que tendría que tener ese sistema si su parque de generación solo se constituyera por máquinas térmicas.

Esa potencia térmica es la potencia firme que necesita el sistema. Luego se van agregando energías renovables en forma individual con un porcentaje de excedencia determinado, por ejemplo P95. La disminución observada en los requerimientos de potencia firme sería la contribución de esa energía renovable a la potencia firme que precisa el sistema.

Esto se hace para todas las tecnologías renovables auto despachables en forma individual y luego se repite para el conjunto completo de las tecnologías. La sinergia del conjunto se reparte luego en forma proporcional a los aportes individuales.

La experiencia de Uruguay, donde la potencia eólica instalada es similar a la hidroeléctrica y donde éstas centrales además poseen embalses de capacidad de regulación de algunas pocas semanas, muestra que los aportes que realiza la eólica para disminuir las necesidades de potencia firme del sistema, son cercanos a la potencia media anual de los parques.

El reconocimiento de los aportes de potencia firme que hacen las ERNC, la promoción de contratos de largo plazo y la incorporación gradual de las ERNC, son aspectos fundamentales que deben reconocer las reglamentaciones.