

NEPR

Received:

May 7, 2019

11:03 AM

GOVERNMENT OF PUERTO RICO
PUBLIC SERVICE REGULATORY BOARD
PUERTO RICO ENERGY BUREAU

IN RE: REGULATION ON WHEELING

CASE NO.: CEPR-MI-2018-0010

Subject: Request for Public Comments

**Motion to Facilitate Additional Miscellaneous Comments
to the Proposed Rulemaking on Wheeling**

TO THE HONORABLE PUERTO RICO ENERGY BUREAU:

COMES NOW, AES Puerto Rico, LP (“AES-PR”) through its Legal Consultant, and respectfully states and prays:

1. On April 15, 2019, AES-PR appeared before the Puerto Rico Energy Bureau as deponent in the Public Hearing regarding the proposed Wheeling Regulation.
2. In accordance to the participation of AES-PR on such Public Hearing, we suggest the evaluation of the following observations/recommendations, as additional miscellaneous comments:

A. Importance in the implementation of a Wholesale Electricity Spot Market

The development of a spot market for energy and capacity is vital for the operation of the wholesale electricity market, as it will allow:

- Give a system expansion signal
- Efficiency in the operation of the system.

- Transparent alternative market to sell surplus energy, where the sellers and the buyers adjust their differences between their production/demand and its contractual commitments.
- Energy Prices base in an economical and centralized dispatch based on production variable cost (US\$/MWh)

The price of energy in the occasional market will be given by the variable cost applicable to the dispatch of the last offer required by the price dispatch to cover the demand to supply with quality.

The System Operator (SO) must calculate the price of energy in the spot market with an economic dispatch that gives priority to short-term reserve requirements, without considering restrictions of the transmission and / or distribution network. This office is called the price dispatch.

It is recommended that a detailed procedure be established to carry out the Price Dispatch and the Calculation of the Price of Energy in the Occasional Market.

B. To Implement mechanisms to avoid conflicts of interest between the System Operator ("SO") and Transmission and Distribution Provider ("TDP")

System Operator will be responsible for a centralized generation planning/real-time dispatch, market settlement (ex-post) and operation/expansion of transmission system, must have total independence of the Transmission and Distribution Provider ("TDP").

C. How to evaluate Energy Storage Systems

The implementation of energy storage applications has played a preponderant role in the supply chain of the electricity industry, since it allows a variety of applications that help optimize the use of generation resources and network infrastructures electric, increasing the reliability of the system, in addition to being subject to a process of technological maturity that has allowed it to become a cost-effective solution.

For example, diverse applications of AE allow the integration of higher levels of non-conventional and intermittent renewable energies such as solar and wind, offering high flexibility to operate in conjunction with other energy solutions to facilitate the transition to markets with higher levels of clean energy. In addition, they allow for the provision of a variety of complementary services, ranging from contribution to primary and secondary frequency regulation, provision of rolling reserve, increase in energy efficiency, capacity release, voltage support, charge tracking, startup black, mitigation of maximum power in peak hours, congestion capacity release under contingency N-1, deferred investment in transmission and / or distribution, reagent control, among other related applications. It is recommended:

- Propose the criteria under which the implementation of energy storage systems in the National Electric System should be evaluated.

- Establish the general provisions for the regulated purchase and sale of services derived from energy storage applications.

With nearly 800 MW of energy storage in operation, construction and development around the world, The AES Corporation ("AES") has the largest fleet of energy storage assets currently, led the market to date, providing innovative solutions in the countries in which it operates, such as Chile, the United States, the Dominican Republic, Hawaii, the Netherlands, Ireland, India and the Philippines.

AES has extensive knowledge in the implementation of Energy Storage at a global level, so we are willing to participate and collaborate in the discussions where more in-depth evaluations are made as to advance in the topics related to the Energy Storage.

Please, to this regard, find attached an explanation (*in Spanish*) about Regulatory Evaluation and Implementation in Mexico.

- D. Define procedures for load disconnection between Large Customers with critical loads (hospitals, emergency response centers, firemen, among others) and their energy supplier as a last resort in case of non-payment for energy supply.**

WHEREFORE, AES-PR respectfully requests to the Puerto Rico Energy Bureau to accept this Motion and proceed to make any other pronouncement that is deems pertinent.

CERTIFICATION

I certify that today, May 7, 2019, I have proceeded with the electronic filing of this Motion before the Puerto Rico Energy Bureau and also I certify that on this date a copy of this motion regarding the case No. CEPR-MI-2018-0010 was notified by electronic mail to the following: Astrid I.

Rodríguez: astrid.rodriguez@prepa.com, Jorge R. Ruiz Pabón: Jorge.ruiz@prepa.com and Nitza D. Vázquez Rodríguez: n-vazquez@prepa.com, and I have sent a true and exact copy to the following:

Puerto Rico Electric Power Authority

Attn: Nitza D. Vázquez Rodríguez
Astrid I. Rodríguez Cruz
Jorge R. Ruíz Pabón
PO Box 363928
San Juan, Puerto Rico 00936-3928

RESPECTFULLY SUBMITTED, in San Juan, Puerto Rico, today May 7, 2019.



Axel Eugenio Colón Pérez
AES-PR's Legal Consultant
"TSPR RUA" No. 19699

- Bo. Jobos
Carr. 3, Km. 142.0
Guayama, Puerto Rico 00785
- P.O. Box 1890
Guayama, Puerto Rico 00785

Tels. 787-866-8117 x. 2219, 787-686-0151

Email: axel.colon@aes.com

Beneficios Directos e Indirectos del Almacenamiento de Energía Evaluación Regulatoria e Implementación en México

1. Introducción y Antecedentes

El presente documento intenta describir en una forma clara y práctica, los beneficios más relevantes que las tecnologías avanzadas de almacenamiento de energía podrían aportar al sistema eléctrico mexicano al día de hoy, y las eficiencias que estas generarían tanto a nivel de planeación como de operación de la red.

Al mismo tiempo se proveen algunas indicaciones para servir como guía en la evaluación monetaria de estos beneficios, en base a metodologías empleadas en otros mercados. En este sentido, nos enfocamos en las aplicaciones que entendemos aportarían el mayor valor a la red mexicana dentro del Marco de la Normativa Eléctrica Vigente: Servicios Conexos y de Potencia, e Integración de Renovables. Los cálculos se proveen en un archivo Excel anexo a este documento.

2. Beneficios Directos e Indirectos

En los últimos 8 años, diversas aplicaciones de almacenamiento de energía basado en baterías avanzadas de iones de litio, han ido reemplazando unidades térmicas convencionales en la provisión de servicios conexos, mayormente en la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia, y en la entrega de potencia en horas de punta.

En cada uno de estos casos, la alta penetración y avance del almacenamiento de energía se debe principalmente a la superior respuesta en tiempo real, flexibilidad en la planeación y los múltiples beneficios que presentan estas tecnologías en la provisión de estos servicios en comparación con los proveedores tradicionales.

Varios reguladores y operadores de primer orden han reconocido públicamente los beneficios que los sistemas de respuesta rápida pueden aportar a la red. Un ejemplo notorio fue la orden 755 de la Comisión Federal de Confiabilidad de la Red de Estados Unidos (FERC por sus siglas en inglés), que pide a los operadores de sistemas de transmisión y mercados eléctricos norteamericanos incorporar mecanismos para la remuneración de sistemas de respuesta rápida, como lo es el almacenamiento de energía, y los exhorta a que lo hagan en función de su aporte a la reducción de estos costos de operación.

A partir de esta orden, PJM, el operador más grande de los estados unidos, desarrolló e implementó un programa de incentivo a tecnologías de respuesta rápida denominado "Pay for Performance" (Pago por Desempeño), en donde las unidades participantes en la regulación rápida de frecuencia reciben una compensación adicional por regulación de frecuencia, en función de su velocidad y precisión de respuesta. Hoy en día PJM por ejemplo, reporta más de 20 millones de dólares en reducción de los costos de operación debido a la implementación del Pay for Performance, y la respuesta superior de estas tecnologías. Esta respuesta superior, se mide principalmente en función de tres parámetros principales: Velocidad de Respuesta, Precisión y Disponibilidad.

2.1 Velocidad, Precisión y Disponibilidad:

La velocidad de respuesta es el parámetro más distintivo de las tecnologías de almacenamiento de energía. Este normalmente se mide en función de la variación promedio de la potencia de salida de la unidad, ante un evento o una orden que requiere una respuesta inmediata.

En unidades de generación convencionales, el caso de una turbina a gas de ciclo abierto por ejemplo, esta velocidad de respuesta normalmente viene medida en el gradiente de toma de carga, y su valor generalmente anda en varios MW por minutos. Una unidad de almacenamiento de energía por otro lado, puede desplegar dos veces su potencia de placa, por ejemplo esta **podría ir de 100% negativo (modo de carga) a 100% positivo (modo de inyección) en menos de 100 milisegundos.**

Para ponerlo en contexto, PJM por ejemplo, mide la eficiencia de sus recursos de regulación de frecuencia en función de su precisión, exactitud y velocidad de respuesta, y a partir de estos valores calcula un factor de desempeño.

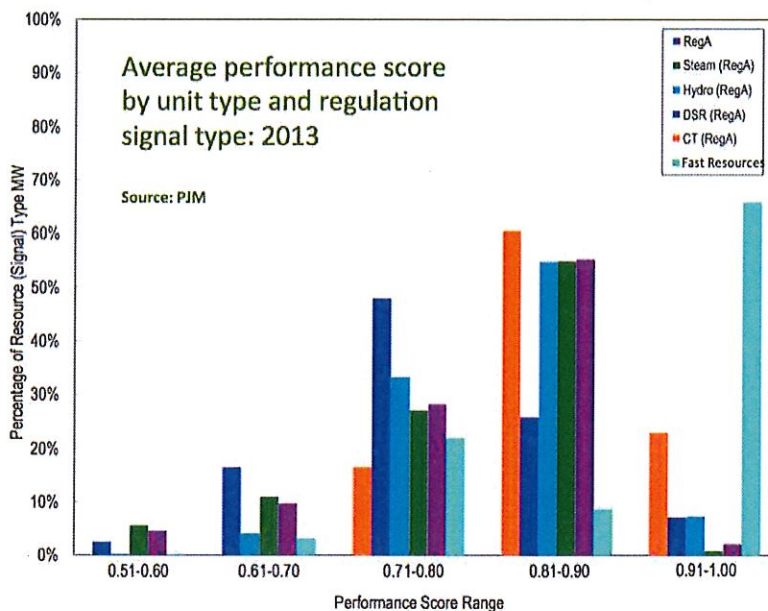
Las turbinas a gas y las unidades hidroeléctricas alcanzan los mayores niveles de eficiencia de regulación entre las unidades convencionales, con factores de desempeño entre 82% y 86%. En contraste y dentro de esta misma medición, las unidades de almacenamiento de energía, incluyendo las de AES han alcanzado **factores de desempeño entre 95% y 100% de manera consistente.**

Como se muestra en la figura debajo publicada por PJM, el 66% de los Recursos Rápidos ("Fast Resources", como el Almacenamiento de Energía) tienen factores promedios entre 0.91-1.00 (91% a 100%), un 33% superior a unidades convencionales, mientras que sólo 23% de las hidros y el 7% de las TGs alcanzan factores de desempeño entre ese rango.

Estos altos Factores de desempeño, se reflejan como beneficios incrementales a los sistemas de potencia, lo que ha sido documentado en varios estudios. Por ejemplo, un estudio del Pacific Northwest National Laboratory para la Comisión de Energía de California concluyó que los recursos rápidos son en promedio 1.72 veces más eficientes que las unidades hidroeléctricas, 2.7 veces más eficientes que las turbinas a gas cuando proveen servicios de regulación¹.

En otras palabras, eso significa que **1 MW de almacenamiento de energía provee el mismo valor que 1.72 MW de una hidroeléctrica o de 2.7 MW de una turbina a gas, cuando provee regulación de frecuencia.** Para sistemas pequeños o aislados este efecto podría ser aún mayor.

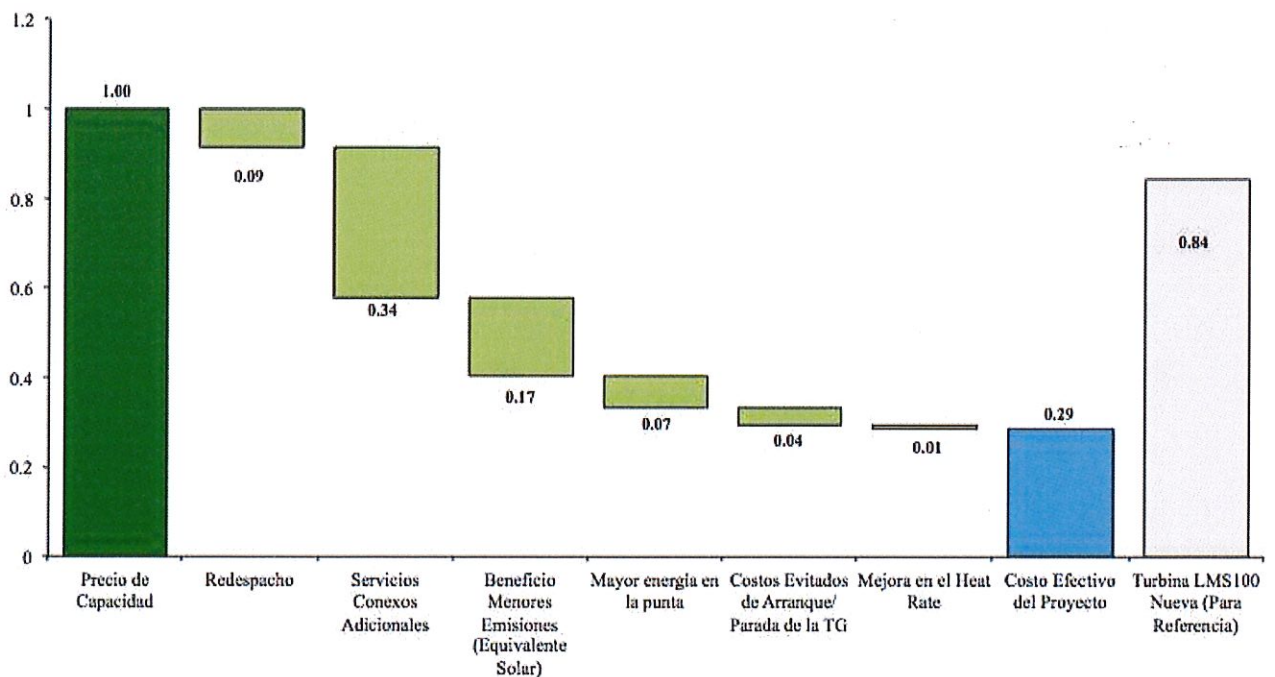
¹ Y. V. Makarov, J. Ma, S. Lu, T. B. Nguyen, "Assessing the Value of Regulation Resources Based on Their Time Response Characteristics", Pacific Northwest National Laboratory, June 2008



2.2 Visualización los beneficios acumulados

En adición de los beneficios derivados de la respuesta rápida, existen otros beneficios también medibles derivados de la integración de sistemas avanzados de almacenamiento de energía basado en baterías.

Análisis Costo/Beneficio de Energy Storage vs. una TG LMS100 nueva (Por Unidad)



En la gráfica anterior por ejemplo, se muestra como estos beneficios acumulables ofrecen una solución de mayor valor para los operadores de redes, cuando se consideran de manera

integral, con respecto a una turbina de gas de ciclo abierto, en la provisión de Potencia en Punta.

Este tipo de gráfica es la forma en que estos beneficios acumulables se presentan en la mayoría de los mercados donde el almacenamiento tiene presencia, y permite comparar con el costo de los recursos convencionales, en este caso la instalación de una Turbina LMS100 nueva. A continuación se describe con mayor detalle varios de estos componentes, algunos incluso no incluidos en la gráfica anterior.

- **Mayor Despacho de Unidades Baratas:** En el momento en que las unidades de almacenamiento de energía entran en operación y toman la responsabilidad de servicios de regulación de frecuencia, liberan las unidades que anteriormente proveían estos servicios de manera que estas pueden dedicar “la totalidad” de su potencia para la generación de energía.

De esta forma, calculando el menor costo de operación del sistema debido a este “re-despacho”, puede medir el beneficio derivado de la integración de las unidades de almacenamiento de energía que permitieron esta reorganización más económica.

Una central de Ciclo Combinado de 500 MW por ejemplo, que debe mantener 7.5 MW reserva para regulación (1.5%), podría generar un **ahorro de U\$170,000 al año (~ \$1.88/kW-Mes)**, si pudiera usar esa reserva y usarla para energía.

- **Mejora Sustancial del Heat Rate:** Un efecto indirecto del re-despacho es la operación a mayores factores de carga de las unidades hacia la base de la lista de mérito, lo que en la mayoría de los casos produciría una mejora sustancial del heat rate en estas unidades.

Por ejemplo, nuestro equipo técnico en AES en la Republica Dominicana ha estimado que la incorporación de los sistemas de almacenamiento de energía para la regulación de frecuencia reducen en promedio 200 puntos básicos en el heat rate de nuestras unidades de ciclo abierto. Esto, a un precio promedio de gas de \$4/MMBtu, podría significar cerca de **U\$120,000 al año en ahorros adicionales, (~\$0.16/kW-Mes)**.

- **Eliminación de Operación Fuera de Merito por Regulación:** Si una buena parte de la regulación de frecuencia es puesta en manos de las tecnologías de almacenamiento de energía, otras unidades convencionales, que anteriormente debían operarse fuera de mérito (Must Run) para que aportaran regulación de frecuencia, ya pueden mantenerse fuera de despacho.

La eliminación de esta restricción (mantener unidades fuera de mérito) produce varios beneficios que pueden calcularse y medirse en términos monetarios:

- Eliminación de la quema de combustible fuera de mérito
- Menor costo de operación del sistema, debido a la reorganización del despacho económico, tal y como fue descrito en el punto 2.2.1

Por ejemplo, para proveer la misma regulación que un sistema de almacenamiento de energía de 50 MW, se requieren 2 turbinas de gas LMS-100 (cada una de estas debería operarse a 75 MW para que pueden proveer la misma regulación).

Estas turbinas, para cumplir con las obligaciones de regulación, entregarían 283 GWh de generación a carga mínima. Si en su lugar esta energía fuera generada por los ciclos combinados en la base, *evitarían más de U\$2 millones al año en costos de combustibles (~ \$3.94/kW-Mes).*

- **Eliminación de Operación Fuera de Merito por congestiones:** De manera similar al caso anterior, existen condiciones en la operación de la red en la que algunas unidades deben operarse fuera de mérito debido a condiciones de congestión en algunos tramos de la red que abastecen ciertos centros de carga.

Esto, el igual que en el caso anterior, genera una desviación respecto del despacho económico óptimo, que inevitablemente genera un aumento en los costos de operación del sistema.

- **Beneficio De la Energía Fuera de Punta:** Cuando se opera para la provisión de potencia de punta, las unidades de almacenamiento de energía cargan sus baterías en las horas de menor demanda, y las descargan durante las horas más críticas del sistema (horas de punta). Estas horas fuera de punta, son típicamente también las horas de menor costo del sistema.

Si un proyecto de almacenamiento de energía de 50 MW y 4 horas de duración por ejemplo, se carga en horas de la madrugada, cuando las unidades marginales son los Ciclos Combinados, y es descargado durante el periodo de punta, estos *ahorros podrían alcanzar U\$900,000 al año (~ \$1.5/kW-Mes).*

- **Reducción de Emisiones:** De forma similar al beneficio de la energía fuera de punta presentado en el punto anterior, usando información publicada para las Turbinas y CC Astoria, podrían estimarse que los beneficios ambientales asociados por la entrega de 50 MW de potencia firme de punta durante 4 horas al día, es equivalente al beneficio de instalar 27 MW de energía solar.

A un *costo de los certificados de energía limpia de U\$24/MWh, esto podría representar cerca de \$3.68/kW-Mes.*

- **Eliminación de Arranques y Paradas:** El costo total (all-in) de un arranque en frío de una turbina LMS-100 ha sido estimado por APTECH en \$4,371 dólares por arranque. *El ahorro de evitar 20 arranques por mes es U\$524,520, lo que se traduce a un beneficio de \$0.81/kW-Mes.*

2.3 Beneficios Indirectos

Otros beneficios atribuibles a la incorporación de tecnologías de almacenamiento de energía en la red que no son tan fácilmente calculables incluyen los siguientes:

- **Mejora en la Confiabilidad de la Frecuencia:** Las unidades de almacenamiento de energía tienen la capacidad de mantenerse sincronizadas a la red aun cuando el

operador no requiere su respuesta, por lo que se evitan los efectos de sobre-frecuencia en de exceso de reservas en giro y se eliminan la quema de combustible fuera de mérito y las emisiones asociadas a su operación.

- **Incremento de la Potencia Firme del Sistema:** Al incorporar sistemas de almacenamiento de energía para relevar unidades convencionales en la provisión de servicios conexos y de potencia en punta, estas unidades incrementan la potencia disponible para generación de energía. En otras palabras, es representa un aumento de la potencia firme de las unidades y por ende del sistema en su conjunto.
- **Diversificación de la Volatilidad de los Precios en Combustible:** En una aplicación de potencia en punta, la energía para la carga de las baterías se provee de una diversidad de fuentes, entre las que sobresalen la energía hidroeléctrica y de viento, ambas bien activas durante las horas de la madrugada.

Debido a esto, un proyecto de almacenamiento para potencia de punta, tendrá una exposición menor a los precios de combustible que una turbina a gas convencional.

- **Flexibilidad en la Planeación:** A diferencia de las unidades a ciclo abierto convencionales, que requieren cierto tamaño mínimo para poder construirse, las aplicaciones de almacenamiento de energía modernas pueden distribuirse en espacio y tiempo para ajustarse a las necesidades de planeación.
- **Cinco Veces la Capacidad de Regulación de una TG:** Una turbina a gas de 100 MW provee cerca de 20 MW de regulación bidireccional de frecuencia. En contraste, un sistema de almacenamiento de energía de 100 MW provee 100 MW de regulación bidireccional (entre -100 MW y +100 MW), cinco veces el margen de regulación de una turbina a gas, sin el costo asociado del combustible y las emisiones.

3. Flexibilidad en la Integración de Renovables

Al momento, la mayor parte de los mercados eléctricos a nivel mundial están considerando la integración de algún portafolio de energías renovables. En muchos casos, estos objetivos son establecidos a nivel oficial, sin tomar en cuenta las limitaciones de la red y los retos que estos niveles de penetración podrían representar para el operador de la red, quien es responsable de mantener la integridad y confiabilidad de la red ante cualquier escenario.

La diversidad y flexibilidad que presentan los sistemas de almacenamiento de energía, los han convertido en el componente más empleado por operadores de redes en la planeación de la integración de renovables.

Existen diferentes modelos en los que el almacenamiento puede complementar la integración de renovables. A continuación se describen brevemente los empleados mayormente en los principales mercados a nivel mundial:

3.1 Sistemas Centralizados:

La forma más costo efectiva y confiable de complementar la integración de renovables con el almacenamiento de energía, es incorporando estos últimos directamente a la red de

transmisión. De esta forma, se aprovechan las economías de escalas asociadas a sistemas de mayor tamaño, y se obtiene el beneficio asociado de una mayor controlabilidad.

En este caso, los sistemas de almacenamiento se planean para la provisión de servicios en mercados ya existentes, como son la regulación de frecuencia y otros conexos, y se planifican de manera paralela a la expansión del portafolio renovable. Este es el modelo seguido por los operadores más grandes como son PJM y el CAISO.

3.2 Sistemas detrás del medidor

Algunos operadores de sistemas aislados, como son PREPA en Puerto Rico y HECO en Hawaii, están analizando modelos de integración de renovables donde a las mismas se les requiere que ya tengan incorporados los correspondientes sistemas de almacenamiento de energía para controlar la variabilidad de potencia generada y contribuir a la provisión de regulación de frecuencia.

Esta modelo, aunque logra el objetivo de atenuar el efecto de la intermitencia en la confiabilidad de la red, presenta el inconveniente de ser altamente ineficientes económicamente, pues los proyectos requieren sistemas de almacenamiento de pequeña escala, que resultan mucho más costosos por cada MW instalado, incrementan las pérdidas de transmisión y presentan retos para la confiabilidad de la red pues no operan en coordinación.

3.3 Plantas Renovables Híbridas

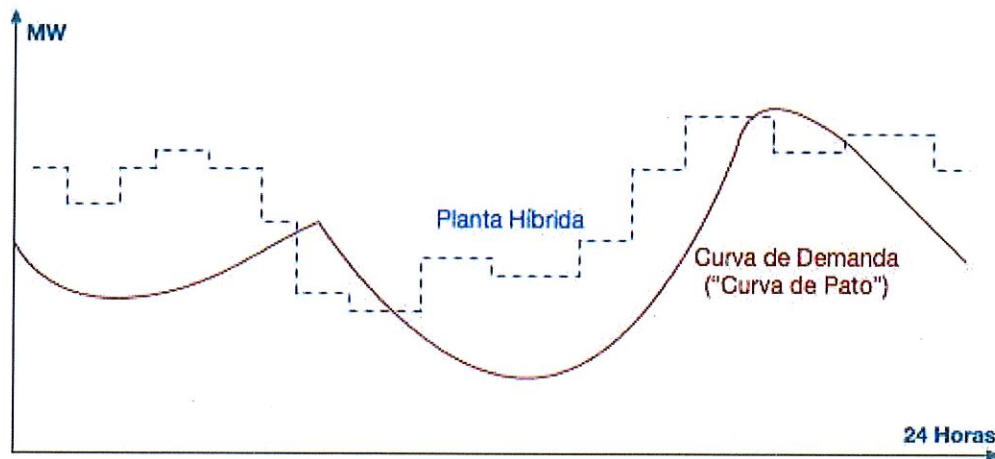
Una tendencia más reciente en el desarrollo de proyectos renovables, es la incorporación de fuentes eólicas y solares de manera conjunta, combinadas con un sistema de almacenamiento de energía, todo dentro del mismo parque.

Aunque no existen aún tales sistemas híbridos a gran escala en operación, estos están avanzando rápidamente, pues presentan varias ventajas significativas respecto a los proyectos renovables convencionales, principalmente la mayor estabilidad en la producción de energía debido al comportamiento complementario del sol y del viento en algunas zonas, y a la habilidad de vender potencia de punta que resulta de la firmeza en la potencia entregada, que es posible gracias al sistema de almacenamiento de energía.

Entre las configuraciones más populares que están actualmente en desarrollo, podrían mencionarse las siguientes:

3.3.1 Unidades Híbridas No Intermitentes: En esta configuración se aprovecha el comportamiento complementario de la energía solar y eólica, combinándolas ambas dentro de un mismo parque, e integrándolas con un sistema de almacenamiento de energía de mediana duración para proveer una curva de potencia con un despacho firme dentro de cada hora.

Estos sistemas híbridos pueden ser caracterizados como unidades hidroeléctricas de embalse, de forma que pueden competir con unidades convencionales en la provisión de potencia firme.



EnerAB está iniciando el desarrollo de una central de esta tipo en México.

3.3.1 Centrales Híbridas Con Potencia en punta: En este modelo se combina la energía renovable eólica y solar con un sistema de energía de larga duración, para la provisión de una mayor potencia firme durante las horas pico del sistema.

Esta potencia firme es 100% renovable pues provee de energía almacenada detrás del medidor durante las horas de menor demanda.

3.3.2 Centrales Renovables Despachables: Una modalidad que también se encuentra en desarrollo, pero quizá con un horizonte un poco más lejano es lograr completa despachabilidad en las unidades renovables, haciendo uso de sistemas de almacenamiento de más larga duración. Varios equipos dentro de nuestra empresa se encuentran actualmente trabajando en esta alternativa.

3.4 Consideraciones de Sistemas Híbridos en las Subastas de Largo Plazo

Un caso de interés particular en México, es el tratamiento que se da a los proyectos renovables que incorporan sistemas de almacenamiento de energía. En la primera ronda de las subastas, esta integración resultaba en la caracterización del proyecto como "firme", lo que resultaba en un compromiso fijo horario del proyecto, y una mayor interacción con el mercado spot derivada de la continua desviación entre la energía entregada y este compromiso fijo.

Entendemos que si bien esta metodología reconoce el aporte de firmeza que el almacenamiento provee al proyecto, lo hace en la dirección opuesta y termina "penalizando" la mayor firmeza con una mayor exposición al spot, lo que resulta contraproducente y requiere ser revisado.

Si efectivamente el proyecto aporta firmeza al proyecto renovable al eliminar intermitencia y garantizar potencia, esto debe reconocerse como un valor aportado a la red, y este valor debe ser propiamente calculado y repartido con los agentes que lo proveen, pero bajo ningún concepto deberían estos ser penalizados.

Uno de los argumentos expuestos por el regulador en su momento, era impedir que los sistemas de almacenamiento pudieran especular con la diferencia de factores horarios existente entre las horas de la madrugada y las horas críticas del sistema.

Si bien es cierto que este intercambio de energía genera un margen positivo para el operador, este no es ni remotamente suficiente para justificar la instalación de un sistema de almacenamiento solo para estos fines. Adicionalmente, esta especulación natural derivada de la carga y descarga a diferentes horas, debería ser vista por el regulador como un “beneficio” para la operación de la red, pues mueve energía de una hora donde la energía no es de interés para el operador (la madrugada) a horas donde si es necesaria.

Este interés es efectivamente lo que expresan el valor de los factores horarios. Si un factor es negativo a una hora en la madrugada y positivo en otra durante la punta, entonces mover un MW del primero al segundo deber tener algún valor para la red.

Como una forma de mediar en esta discrepancia, y con el objetivo de que la normativa apunte en la dirección correcta en que pueda beneficiarse de energía renovable más firme, sin penalizar sus desarrolladores, propusimos en su momento una metodología orientada a la fiscalización de sistemas con limitación de energía (como lo es el almacenamiento de energía) en el aporte de firmeza a los proyectos renovables.

Por otro lado en cuanto a la despachabilidad y el cumplimiento de la potencia firme comprometida en las horas críticas del sistema, es importante tener en cuenta que a pesar de ser considerado como un activo con recurso limitado, dado que el costo variable de operación de la tecnología es sumamente bajo, implicaría que sería elegible para despacho en cualquier momento del tiempo. Lo anterior quiere decir que el recurso siempre estaría disponible para despachar cuando el sistema lo requiera, ahora bien si el recurso es despachado por el Operador del Sistema-CENACE, es decir que se hizo una descarga del sistema de almacenamiento, pues con seguridad el CENACE considero beneficio para el Sistema Eléctrico el realizar esta operación y en la siguiente hora se da la hora crítica del sistema, no podría penalizarse al sistema de almacenamiento por no cumplir en esa hora con la entrega de la potencia crítica, en cuyo caso se debería verificar solamente la disponibilidad de la batería o la energía entregada en otra hora de ese mismo día o bien en caso que la batería no se hubiese descargado en su totalidad, verificar el cumplimiento como la suma de la potencia entregada en la hora crítica y en la hora adicional que fue despachada.

Esta metodología se anexa nuevamente a este documento.

4. Información de Contacto:

En casos de que exista alguna duda con respecto al contenido de este documento, o para discutir más a fondo cualquiera de estos temas, quedamos a su entera disposición:

Gustavo Giraldo

Director Comercial

Ener AB

eMail: Gustavo.Giraldo@AES.com

Tel.: +52 (55) 2122 0310