

Jorge Ruisotto

La presentación tendrá como objetivo mostrar la inserción de las ER en el despacho de energía de un sistema acostumbrado a que las máquinas son despachables y no que generan cuando Dios y el clima quieren. Se muestra el sintéticamente el sistema eléctrico conformado por **Oferta** (generadores térmicos, las centrales hidroeléctricas, la ER y la importación) **Demanda** (Usuarios, Distribuidores, y Exportación) y el **Vínculo** que es un sistema de transporte eléctrico.

Sal efecto de tener idea de cómo es la demanda diaria se muestran dos curvas del SADI una de verano y otra de invierno, la forma de los picos de demanda y la relación que existe entre la demanda y la variación de la temperatura. El pico se produce en las primeras horas de la tarde (14-15 hs.) También se producen picos durante la noche en donde en verano son superiores a lo que pasa en invierno.

Se muestra un despacho típico semanal, (que es lo que ocurre durante la programación del mismo) y como se va cubriendo la demanda en función de la disponibilidad de oferta y la posibilidad de despachar esa oferta. La parte inferior es la generación de base (hidro + nuclear + térmica) y luego la térmica e hidro que se pueden empuntar, vale decir que se puede concentrar en determinados periodos del día por ejemplo las centrales de bombeo (tenemos dos en nuestro país) una en Río Grande (Córdoba) y la otra Los reyunos (Mendoza)

En el año 2017 se ve como se conformaba la oferta en tipo de potencia y el modo en que se fue cubriendo la demanda en base a las diferentes disponibilidades, esa potencia se transforma en energía y se puede apreciar la fuerte incidencia de la energía térmica e hidráulica y por el lado de la demanda se reparte entre los distribuidores el 84% y los GU 16%.

La Ley 27191 tiene como objetivo instalar alrededor de 10.000 MW al año 2025, y vamos rumbo a cumplirlo aunque por el momento estamos por debajo del 3%

Las proyecciones de cómo sería la matriz eléctrica, realizadas por el gobierno, para cumplir con la misma. Debemos pasar la participación de la ER, del 2% del 2017, al 20% al 2025, lo que implica como se dijo antes alrededor de 10.000MW de potencia instalada de ER. Se puede observar un decrecimiento de la participación de la energía termoeléctrica que pasaría del 65% al 48% (mas allá de que se incorporen nuevas usinas térmicas).

Se muestra el resultado de las distintas Rondas Renovar, sumando 4.466 MW adjudicados y la distribución geográfica de los proyectos.

Como resumen de lo que se denomina Compra Conjunta (Renovar + Res 202), se muestra por cada uno de estos tipo de proyectos; la cantidad, la potencia y el precio ponderado adjudicado. En este caso la Pot. es 4.966 MW

Lo mismo para el Mater en donde la potencia es 1.009,6 MW y son los que tienen prioridad de despacho. Falta incorporar alrededor de 240 MW por una demora en la presentación de las correspondientes garantías.

Para poder transmitir toda la energía producida por la potencia a instalar de ER se requiere de obras en la red de AT, siendo el total comprometido alrededor de

6.300 MW. Hay que evacuar la generación solar de Cuyo y del NOA y futura hidro.

Por ejemplo donde esta Charlone alrededor de 350 MW de demanda se están abasteciendo con generación local que usa exclusivamente GO.

El corredor del sur que va de Madryn a GBA permitirá evacuar la generación eólica de la Patagonia y de la zona de Bahía Blanca. En esa región se ha concentrado más del 90% de la generación eólica a instalar,

Todo ello implica que se deben realizar obras de ampliación de las Redes en la zona de Bs As y Litoral.

Adicional a ello se proyecta ingresar 5.000MW de PV y otros 5.000 MW eólicos una en el norte y la otra en el sur en especial en el área de Bahía Blanca. A ello se debe agregar la Generación hidráulica de Cóndor Clif y la Barrancosa en Santa Cruz, lo que requiere mayores obras de ampliación de la Red de Transporte.

Acorde los proyectos adjudicados, el crecimiento de la potencia ER, al 2021/22 llegaría a 6.500 MW aprox. Por lo que aún se debería continuar con el resto para lograr los objetivos de la ley.

Es interesante ver la forma de las curvas de la generación fotovoltaica y eólica de estos equipos, durante las 24 hs., del día. Mas empuntada la solar más plana la eólica.

Ahora bien si pasamos a la intermitencia de todos los días de una semana de un parque eólico, como por ej. Rawson, se puede apreciar la dificultad de hacer un despacho siguiendo la variación de dicho tipo de generación.

En el caso de solar se toma el parque de Cañada Honda. La solar tiene un patrón diario más definido que la eólica, sin embargo la practica muestra la variación que se da en una semana de buen sol respecto a que si en la misma semana pasan algunas nubes. Resultando que se producen diferencias significativas.

Para poder realizar una integración eficiente al sistema, se deben tomar algunas acciones, como atenuar el impacto de la variabilidad e intermitencia. **La demanda no fluctúa en función de la oferta, sino que es al revés, la Oferta debe acompañar a la demanda. La oferta debe ser segura y confiable.**

Otro aspecto a tener en cuenta es que se debe aprovechar toda la ER disponible puesto que no se puede gestionar ni guardar, por lo menos a la fecha fundamentalmente por cuestiones económicas.

Hay que equilibrar la generación con la demanda manteniendo las premisas de seguridad de la operación y economía del despacho. Es obligación hacer el despacho al mínimo costo, siempre, lo que implica que no se puede poner respaldo ilimitado por si hay fluctuación de más o menos por este tipo de generación.

Es por ello que integración de generación renovable al sistema existente requiere:

- SUPERVISION dedicada.

- Previsibilidad del recurso eólico y solar: PRONÓSTICOS de corto (seguridad de la operación) y mediano plazo (cubrimiento de la demanda, optimización del recurso y de la oferta convencional).
- ADECUACIÓN DE RESERVAS regulantes, operativas, de seguridad.
- **Automatización de la operación (CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN). Hoy No existe en Argentina este tipo de control.**
- FLEXIBILIDAD parque generador convencional.
- Operación de **centrales de bombeo, al efecto de cubrir la variación de los picos de demanda, en donde se requiere gran cantidad de energía en poco tiempo.**
- Gestión de **intercambios de oportunidad** con sistemas de países vecinos.
- Almacenamiento de energía reduce exigencias al parque generador convencional.
- **Gestión de demanda** agregaría valor.

Se muestra el avance de la penetración de la ER en Argentina y se compara con otros sistemas en el mundo. Son etapas por las que el sistema eléctrico argentino deberá ir pasando hasta llegar a su objetivo en el año 2025.

Se analiza cómo se hace el despacho técnico económico de un sistema. Surge la necesidad de utilizar la evolución de la demanda prevista (línea azul) en un día y descontarle la oferta solar y eólica que se tiene previsto para ese mismo día (verde). Con los recursos que si son operables se trata de abastecer la demanda neta (roja) La forma que tiene se llama “curva de pato” en donde se puede ver la variación de las rampas de carga en función de las horas del día, tanto en la demanda real total como en la demanda neta. Es significativa la pendiente cuando se oculta el sol, lo mismo que cuando despunta, aunque en menor grado.

Fuertemente influenciados por el sol y por el hecho del crecimiento de la demanda durante dichas horas. Se combina baja ER y fuerte crecimiento de la demanda.

Componiendo todo ello resulta como debe ser el despacho térmico para resolver el tema. Las variaciones oscilan entre 4.000 y 7.000 MW. El despacho hidro de punta en función de la disponibilidad y el fuerte salto que debe realizar el despacho térmico entre las 17 y 21 hs. para compensar la PV que desaparece.

Para un día domingo se mantiene la diferencia por la misma causa.

Hoy el parque temido modula entre 3.500 y 4.000 MW para un día de invierno, proyectado al 2026, con 10.000 MW de ER en el sistema, debería modular 6.000 MW. Los huecos que se ven en los diagramas son producidos por la generación PV.

Todo esto nos lleva a que la generación convencional sea lo más flexible posible, claro que existen algunos inconvenientes. La nuclear y la cogeneración casi cero

de flexibilidad, luego siguen las Turbinas de Vapor, luego los Ciclos Combinados, los motores las Turbinas de Gas y las últimas son las Hidro con capacidad de embalse.