

## Cogeneración: balance 2019 y -sobre todo- perspectivas 2020

---



**Julio Artiñano, presidente de COGEN España**

***Desde hace años, la cogeneración está en una especie de “evaluación continua”, lo cual no es lo mismo que estar “en bucle”, aunque se pueda pensar lo contrario.***

Viendo lo sucedido en 2019, y lo que nos espera en 2020, hay que aclarar que no nos repetimos continuamente en nuestro discurso como un bucle sin fin, sino que lo vamos adecuando a la evolución de las tecnologías, que no paran y cada vez afrontan nuevos retos, y no solo técnicos, sino también medioambientales y sociales.

El reto de la cogeneración es evolucionar continuamente, aportando de forma horizontal, a los objetivos de los sectores en donde está integrada, que en España es mayoritariamente en el sector industrial. En lo relativo a la aportación vertical en el sector energético es por la que los reguladores siempre están preguntándose porqué deben apoyar a la cogeneración; y para eso tenemos una directiva que marca los objetivos de eficiencia energética -por eso lo de la ‘evaluación continua’-. Lo que aportamos al sector energético es más que la energía que damos a la industria; a nivel de país la cogeneración es una fuente de energía distribuida con garantía de suministro y supone un importante ahorro de energía primaria y por tanto de emisiones. Las medidas de apoyo actuales son para reconocer estas aportaciones y dejar a la cogeneración en igualdad de condiciones que el resto de tecnologías en un mercado energético planificado.

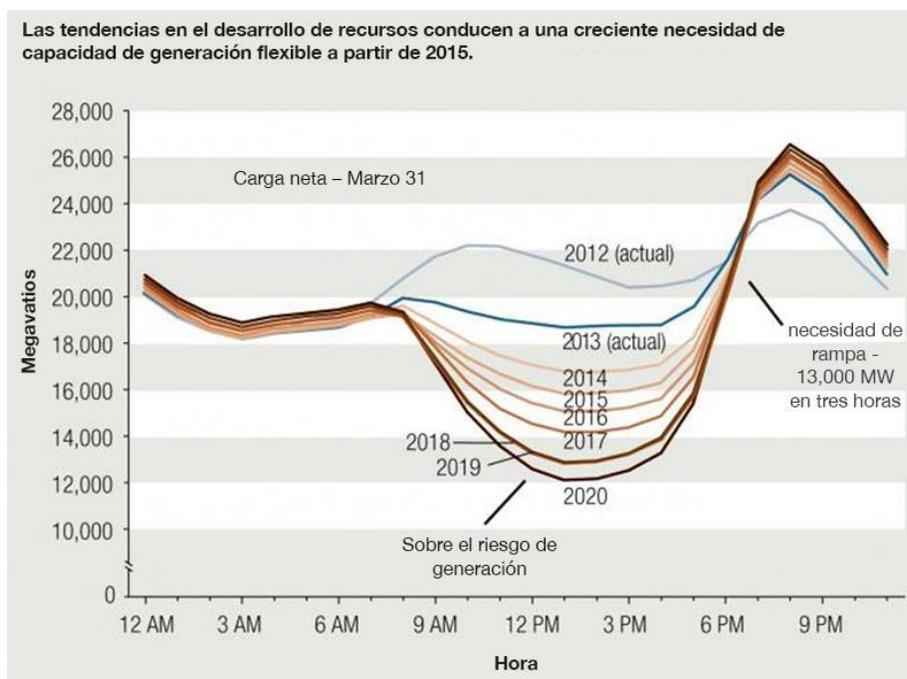
Podemos mirarnos en el espejo de lo que se está haciendo en Europa, donde nadie duda de que la renovación de sus instalaciones de cogeneración no tenga que ser en base a esta misma tecnología, rediseñada para que aporte más eficiencia e hibridándose con las renovables, con el doble objetivo de bajar su huella de carbono y quitar exposición a los mercados de carbono. Los Renoves en Italia se siguen basando en extensión de los certificados blancos por otros 10 años, y en Alemania las subastas planificadas de renovación (y nuevos desarrollos) asignan primas con el mismo esquema de primas. No son esquemas rupturistas los que operan en Europa, sino de transición a un mismo futuro descarbonizado.

No es un reto sencillo adecuar estos esquemas a España, pero da una perspectiva de lo que tiene que ser la transición del sector en su próxima renovación, que apostamos firmemente porque se produzca en 2020, donde una vez sustituido el carbón y los combustibles líquidos (fuel-oil y gas-oil), el gas será el combustible de referencia, con una importante disminución de emisiones asociada.

El RDL 20/2018 dio un plazo adicional de retribución a la operación a las instalaciones que vencían su vida en ese año y en 2019 hasta el 2020, mientras se desarrollaba el Renove. El gas natural, siendo el combustible más limpio, podrá ir migrando a otros combustibles más verdes según estén disponibles. Las instalaciones pueden ya empezar a adecuarse para quemar hidrogeno en diferentes proporciones. En este sentido, ya hay proyectos piloto interesantes en Castilla y León y Aragón, entre otros. Nuestras infraestructuras gasistas pueden vehicular hidrogeno, en porcentajes significativos, solo hay que recordar que el gas ciudad en Madrid era mayoritariamente hidrógeno, mostrando como podría ser su comportamiento a escala reducida. Nuevamente, sólo hay que levantar la cabeza para ver que en países como Alemania las nuevas infraestructuras de gas, como como el Nord Stream II, están preparadas para transportar 100% hidrógeno.

Pero el hidrógeno no es el único gas verde que podrán quemar nuestros, muy altamente eficientes, equipos de combustión renovados, sino también biogás y otros gases de síntesis, así como recursos sostenibles asociados a residuos, como parte de la economía circular por la que apuesta Europa.

El sustituir la energía primaria por recursos más sostenibles es un objetivo alcanzable a corto plazo mediante tecnologías maduras como las mencionadas, pero hay que mantenerse atentos a nuevas soluciones asociadas a una nueva forma de comportarse de la generación. La curva de pato (Fig. 1) de la demanda en países como Australia o Estados Unidos (California) hará que el precio eléctrico cero permita almacenar energía eléctrica con baterías, lo cual puede que no sea suficiente y haga que la hidrólisis sea un complemento necesario. El almacenamiento térmico en la industria (con sales, rocas, etc.) será otro complemento básico a tener en cuenta. Cada tecnología tendrá sus plazos de maduración y hay que estar preparados para ir integrándolas.



No se trata de que el nuevo acuerdo verde (Green New Deal) no sea un paso adelante, sino que hay que tomar lo mejor de lo que tenemos en cada tecnología, integrando nuevas soluciones que van madurando, para hacer el camino lo más económicamente eficiente, consiguiendo que un 2050 descarbonizado sea un éxito.

Desde el sector de la cogeneración tenemos claro, como así lo muestran los estudios que estamos realizando con Cogen Europe, que cuando hay que quemar estos combustibles renovables es mucho más eficiente hacerlo en cogeneración que hacerlo en calderas convencionales y adquirir energía de la red.

Para afrontar este futuro, tenemos que apostar por un nuevo ciclo inversor en cogeneración, que permita llegar en 15 ó 20 años, a las puertas del 2040, con un parque totalmente renovado, más eficiente y flexible, que pueda usar los recursos verdes disponibles de la forma más competitiva posible.

Es difícil (o casi imposible) pensar que la descarbonización en la industria se puede conseguir, exclusivamente, mediante electricidad renovable, ya que las demandas térmicas de alta temperatura necesitan de combustibles (verdes) de alto poder calorífico.

Obviamente habrá que electrificar progresivamente allá donde sea posible, con instalaciones locales (o remotas) fotovoltaicas de techo y suelo, adaptadas a la configuración de cada industria, e integrando en redes de calor y frío sus demandas de baja temperatura. Estas redes pueden a su vez ser parte de redes mayores y, donde se pueda, se incorporará el uso de la biomasa, tal y como marcan las directivas. Lo local tiene un gran valor donde la gran limitante son las infraestructuras de transporte y distribución de electricidad.

En el caso de España, la biomasa es un recurso que se puede hibridar con cogeneración (Imagen 1) y hay múltiples experiencias, en este sentido, a escala industrial. Pero al ser un recurso escaso en nuestro país, hay que optimizarlo con eficiencia, como la que la cogeneración puede aportar. Hasta la fecha, la industria ha utilizado la biomasa donde ha sido posible, contando con incentivos suficientes. Pero lo que queda por desarrollar es cada vez es más complejo y desde luego muy difícil de duplicar, tal y como prevé el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), pasando de 677 MW hoy a 1.677 MW a 2030. España es un país cálido, y cada vez más, no comparable a los países nórdicos con otros potenciales.

En resumen, apostamos desde la cogeneración por una transición a la descarbonización progresiva en la industria, integrando las tecnologías disponibles a medida que vayan madurando y preparando las instalaciones para que puedan progresivamente incorporar los nuevos desarrollos que están aún por venir.