

# Los sistemas eléctricos no peninsulares

**Manuel Rodríguez del Castillo**

Subdirector de Gestión Regulatoria y Extrapeninsular de Endesa

El presente artículo se centra en la actividad de generación en régimen ordinario que se desarrolla en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares —o territorios no peninsulares, como más recientemente han sido denominados tras la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico—, con la finalidad de contribuir a un mejor entendimiento de una actividad compleja que es de suma importancia para la garantía del suministro eléctrico en estos sistemas.

“Sistemas eléctricos no peninsulares” (en adelante, SEIE) es la denominación con la que se hace referencia al conjunto de los subsistemas eléctricos de las islas Baleares y de las islas Canarias, así como de las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla. Se trata de cuatro territorios compuestos, en términos eléctricos, por 10 subsistemas separados:

- Ceuta.
- Melilla.
- Las cuatro islas Baleares (Mallorca, Menorca, Ibiza y Formentera), que están separadas en dos subsistemas; Mallorca-Menorca (Mallorca se halla interconectada con el continente) e Ibiza-Formentera.

- Las islas Canarias de Gran Canaria, El Hierro, La Palma, Gomera, Tenerife y Lanzarote-Fuerteventura (estas últimas, interconectadas), que constituyen seis sistemas separados.

Dado su carácter aislado y su pequeño tamaño, los SEIE presentan limitaciones y condicionantes propios que afectan al suministro eléctrico, dando lugar a que los costes de inversión y explotación sean superiores en ellos a los de un sistema continental interconectado.

Del mismo modo, la regulación de la actividad de generación no responde al modelo continental de mercado mayorista, pues éste no daría una adecuada respuesta a los objetivos de garantizar el suministro eléctrico y cubrir la demanda de forma eficiente en costes en estos territorios.

## La naturaleza de la actividad de generación en los SEIE

La generación en los SEIE se realiza a través de centrales de carbón, de ciclo combinado y de fuel (el antiguo régimen ordinario), así como de instalaciones eólicas, fotovoltaicas y de cogeneración (el antiguo régimen especial).

Esta generación tiene características específicas y únicas derivadas de las singularidades de que se trata de sistemas aislados y de reducido tamaño. En concreto, los SEIE presentan, al menos, las siguientes particularidades, que los diferencian del sistema eléctrico peninsular en cuanto a su funcionamiento y su explotación, y que condicionan sus costes, estructuralmente más altos:

- Son, como se acaba de señalar, pequeños sistemas aislados. De hecho, el mayor de estos sistemas es unas 30 veces inferior al sistema peninsular.

Esto da lugar a que el tamaño medio de los grupos generadores que hay en ellos sea muy inferior al peninsular (31 MW por grupo, en promedio, frente a 336 MW en la península). A este respecto, resulta llamativo que el número de grupos generadores instalados en los SEIE sea muy similar al de la península.

Este menor tamaño de las plantas condiciona los costes de la actividad de generación, aunque se trate de tecnologías convencionales y maduras. La posibilidad de lograr economías de escala es reducida, porque

Subsistema	Capacidad instalada (MW)	Número de plantas	Tamaño medio de plantas (MW)
<b>Melilla</b>	94	8	12
<b>Ceuta</b>	98	10	10
<b>La Palma</b>	109	12	9
<b>El Hierro</b>	123	9	1
<b>Tenerife</b>	1.056	23	46
<b>Gomera</b>	23	10	2
<b>G. Canaria</b>	1.033	21	49
<b>Lanzarote-FV</b>	399	24	16
<b>Mallorca-Menorca</b>	1.944	32	61
<b>Ibiza-Formentera</b>	331	16	21
<b>SEIEs</b>	5.099	165	31
<b>Península</b>	54.692	190	336

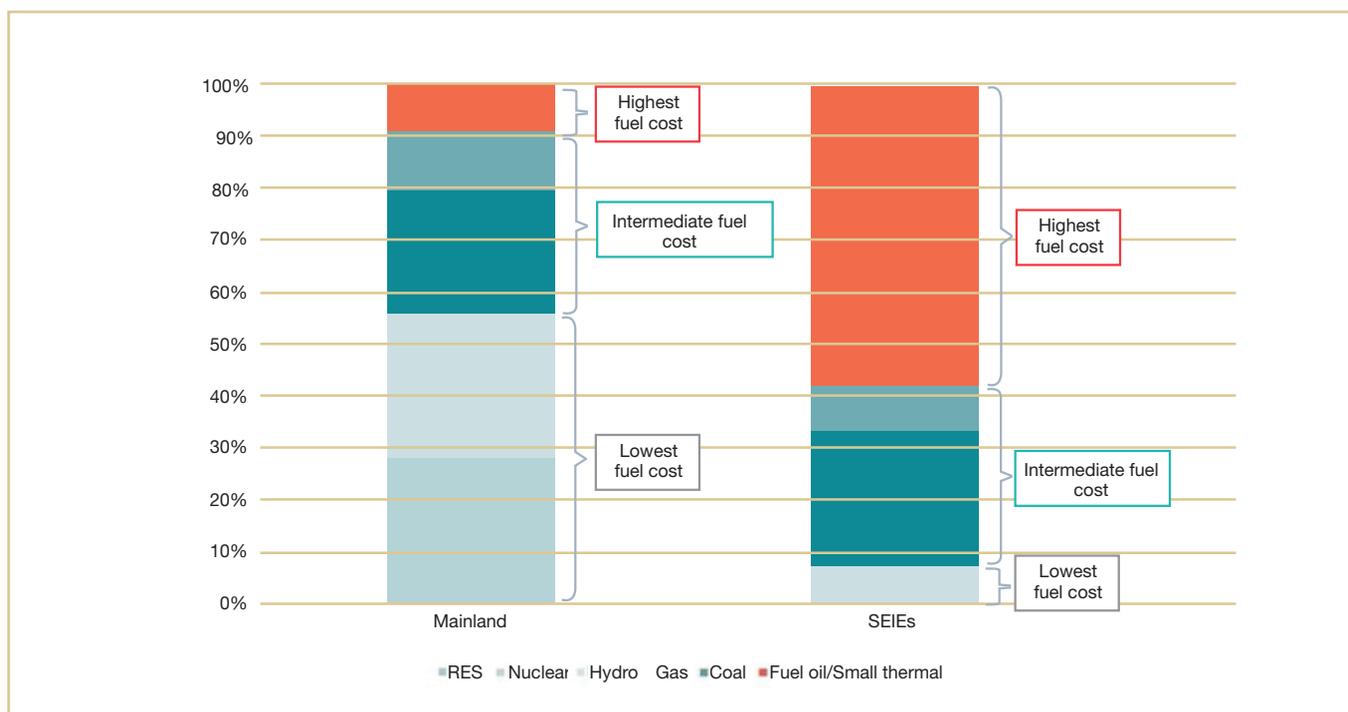
un mayor tamaño de planta podría poner en riesgo la seguridad del suministro en caso de incidencia.

- Existe una limitación estructural en cuanto a las tecnologías de generación disponibles, que se reducen a centrales térmicas

convencionales de tamaño mediano-pequeño en los sistemas mayores y a muy pequeños grupos diesel o turbinas de gas en los sistemas menores (no son posibles centrales nucleares o grandes centrales hidráulicas, por ejemplo). El tamaño de estos sistemas y las

limitaciones a la disponibilidad de materias primas hacen que las alternativas tecnológicas de generación estén muy limitadas, y que la solución económica y tecnológicamente óptima se encuentre muy restringida.

- Para garantizar la cobertura de la demanda, es necesario disponer de márgenes de reserva (ratio entre potencia de generación disponible y punta de demanda) muy superiores a los necesarios en sistemas mayores. Los márgenes necesarios son del 40-70%, cuando en el sistema peninsular son del 10%.
- Se trata de sistemas frágiles, tanto en generación como en infraestructuras de transporte, porque la limitación de emplazamientos obliga a que la producción se concentre en una única central (o en dos o tres, en los sistemas mayores), multiplicándose los problemas ante fallos en la red o la generación. La activi-



Territorio	Margen de reserva objetivo
<b>Mallorca</b>	1.4
<b>Menorca</b>	1.8
<b>Ibiza-Formentera</b>	1.5
<b>Gran Canaria</b>	1.5
<b>Tenerife</b>	1.5
<b>Lanzarote</b>	1.6
<b>Fuerteventura</b>	1.7
<b>La Palma</b>	1.8
<b>La Gomera</b>	1.8
<b>El Hierro</b>	1.8
<b>Ceuta</b>	1.8
<b>Melilla</b>	1.9
<b>Península</b>	1.1

Fuente: Orden ITC/914/2006 and Comisión Nacional de Energía, Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura. Año 2012

dad económica de estos territorios, muy centrada en el sector turístico, condiciona esta fragilidad.

- Los criterios de explotación de los sistemas aislados, dada esta fragilidad inherente, son distintos a los de los sistemas continentales interconectados. En los primeros, debe darse una mayor prioridad a la seguridad de suministro, lo que repercute también en los costes.
- La climatología, las condiciones orográficas y la estacionalidad de la demanda propia de los territorios turísticos imponen también costes adicionales.
- Existen mayores requerimientos medioambientales y de protección de la fauna y flora, de nuevo condicionado por el interés turístico de estos territorios.

Todas estas particularidades o singularidades dan lugar a que el coste de generación en los SEIE sea intrínsecamente

superior al de la península —sobre todo, en lo relativo a los combustibles, dada su mayor dependencia respecto de los combustibles fósiles— y a que estos costes tengan una estructura diferente, en la que priman los costes variables frente a los fijos:

- En efecto, alrededor de un 75% de los costes son variables, fundamentalmente de combustibles, debido a las limitaciones ya indicadas que afectan al mix de generación. En los siguientes apartados, se describirán las medidas que se han ido adoptando para reducir de forma estructural esta partida y contribuir a una reducción general de los costes en estos sistemas.
- El resto de los costes son fijos —de inversión y operación y mantenimiento—. En ellos, se plasman las menores economías de escala de estos sistemas, si bien representan menos de un 25% del coste total.

## La regulación en sistemas eléctricos aislados: el caso de los SEIE

El marco regulatorio general de los SEIE se basa en las siguientes premisas:

- Aunque la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes del Mercado de la electricidad permite la introducción en ellos de excepciones a principios básicos, como la separación de actividades o la libre elección de suministrador, el Gobierno español no hizo uso de esta posibilidad, por lo que esa Directiva se aplica íntegramente en los SEIE, sin excepciones. Es decir, todos los aspectos contemplados en la Directiva sobre separación de actividades, liberalización del suministro y acceso de terceros a la red son directamente aplicables en ellos. Ésta es una diferencia importante respecto de otros sistemas aislados de la Unión Europea.
- En los SEIE, la generación es una actividad libre, es decir, abierta a cualquier agente que demuestre interés por desarrollar actividades en estos territorios. Con independencia de ello, la realidad ha demostrado que pocos agentes han tenido interés efectivo en hacerlo.
- Se ha de respetar en ellos el principio general de tarifa única que rige en el sector eléctrico español; esto es, todos los clientes, con independencia del lugar o territorio en el que se encuentren, han de pagar las mismas tarifas. Por tanto, los clientes de los SEIE han de pagar las mismas tarifas (y tener derecho a las mismas posibilidades de suministro) que los clientes peninsulares, aunque los costes sean mayores en esos territorios.

Partiendo de estas premisas, la regulación concreta de los SEIE ha sido diseñada de

forma que pueda atender a las características específicas de estos sistemas. Así, por sus singularidades y por los diversos factores antes indicados, que restringen la actividad de generación, no se cumplen los requisitos básicos para el desarrollo de un mercado mayorista similar al del mercado peninsular. Por lo tanto, es necesario utilizar otro método para lograr la seguridad de suministro de forma eficiente. La fórmula elegida —al igual que, como veremos, en otros sistemas similares— consiste en precios y cantidades reguladas. Esto quiere decir que la remuneración la fija el regulador; en el caso de España, el Gobierno.

El marco regulatorio de los SEIE se encuentra desarrollado en el Real Decreto 1747/2013 y, más concretamente, en las Órdenes Ministeriales ITC/913/2006 e ITC/914/2006, en las que se definen una serie de parámetros técnico-económicos que, aplicados al funcionamiento y disponibilidad de los grupos de generación, determinan la retribución de la generación en los SEIE. En concreto, las principales partidas son las siguientes:

- Retribución de los costes de inversión, con un esquema de retribución a partir de valores auditados y de valores estándar por tecnologías, considerando una retribución financiera que se determina sobre la base del Bono del Estado a 10 años + un “spread” (actualmente del 2%), aplicado sobre los valores netos de inversión.
- Retribución de los costes de operación y mantenimiento a partir de una estandarización de los costes en función de la disponibilidad y el funcionamiento de los grupos. Los costes estándar fueron determinados a partir de los costes auditados y de diversos estudios realizados por terceros independientes y por la antigua Comisión Nacional de Energía (CNE).

- Retribución de los costes de combustibles y CO<sub>2</sub>, basada en la aplicación de las cotizaciones internacionales al funcionamiento de las instalaciones.

- Procedimiento de compensación de los mayores costes de generación con respecto al coste medio del mercado peninsular, al objeto de garantizar el cumplimiento del principio de tarifa única nacional.

- Al mismo tiempo, para asegurar el funcionamiento eficiente del sistema:

- Se establece una potencia máxima retributable, fijada por el Gobierno y por el Operador del Sistema en términos de índices de cobertura, para evitar y, en todo caso, no retribuir sobrecapacidades innecesarias.

- Se contempla un procedimiento de despacho de los grupos de generación, de acuerdo con el orden de mérito económico de los costes variables reconocidos, gestionado de manera independiente por el Operador del Sistema, lo que garantiza la eficiencia en la operación del sistema.

- Se requiere a los generadores información periódica sobre el funcionamiento de estos sistemas y sus costes, a través de auditorías anuales de costes, etc.

Se trata, por tanto, de un esquema de retribución similar al que se aplica a las denominadas actividades reguladas, con elementos propios para garantizar en todo momento la eficiencia en la operación de forma independiente.

Es preciso indicar que la fórmula elegida para los SEIE es similar a la que se usa en otros sistemas aislados existentes en

el mundo. En estos casos, la solución más razonable (y la más utilizada) es la de un sistema regulado, optándose en general por:

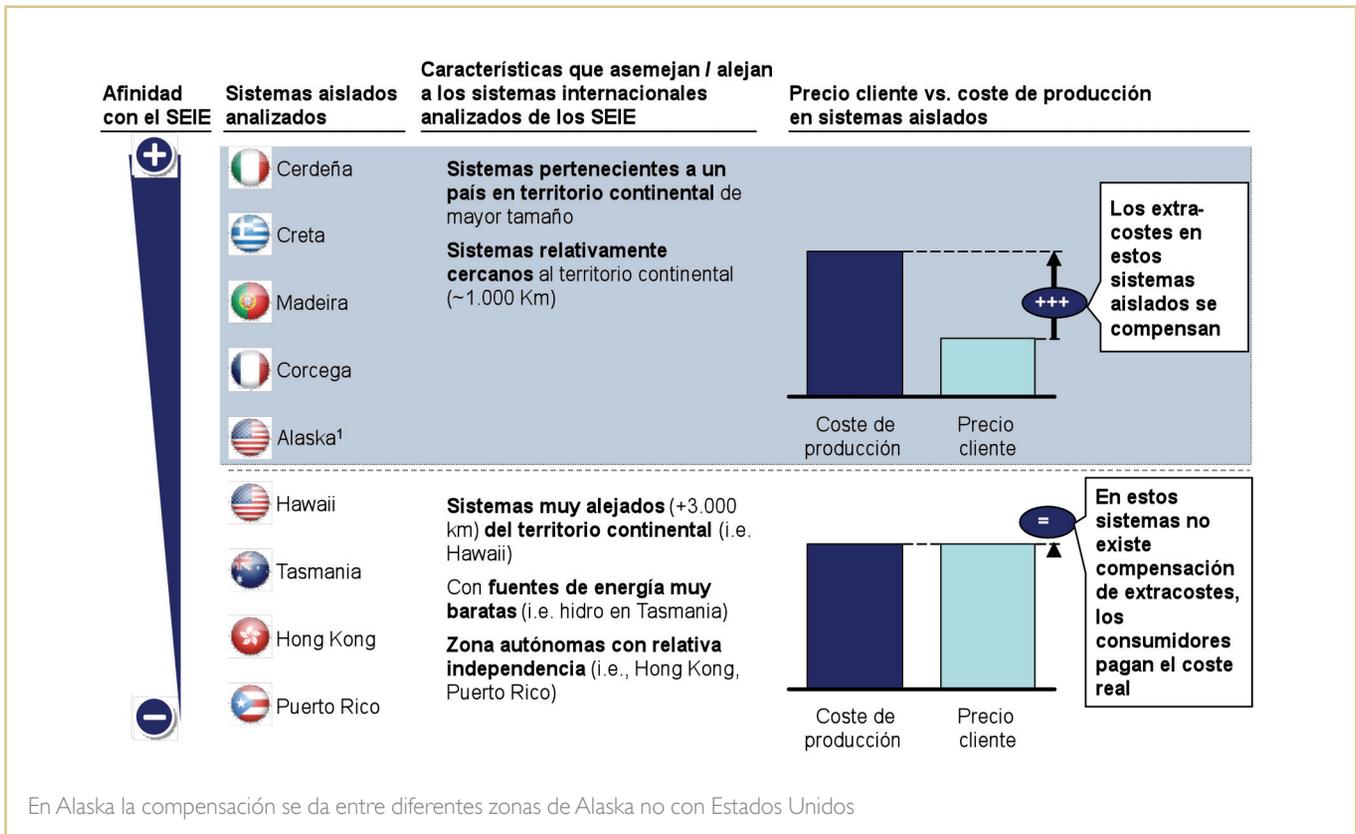
- Esquemas de retribución regulada (sólo existe un sistema liberalizado, como consecuencia de la disponibilidad barata de recursos naturales: Tasmania, con abundante energía hidráulica).

- Un procedimiento de compensación del extracoste respecto del sistema continental (salvo zonas autónomas —Hong Kong, Puerto Rico—, muy alejadas —Hawái— o con presencia dominante de fuentes energéticas baratas —Tasmania—).

Por tanto, la mayoría de los sistemas aislados sigue un modelo de retribución regulada y un esquema de compensación de los mayores costes de producción respecto de los existentes en los territorios continentales de los países a los que pertenecen.

Conviene hacer un comentario final sobre la figura de la compensación. Este concepto suele emplearse para referirse a la correspondiente a los SEIE, pero la realidad es que existen compensaciones o sobrecostes entre todas las Comunidades Autónomas españolas.

Las compensaciones o sobrecostes son, conceptualmente, la diferencia entre el precio total de una zona y el precio medio del sistema. En el propio sistema peninsular español, existen zonas o Comunidades Autónomas que reciben compensaciones (que otras aportan) porque los ingresos por la facturación a los clientes son proporcionalmente menores, porque estos ingresos son distintos dependiendo de la tipología de clientes y pautas de consumo o porque los costes son mayores (transporte, distribución, primas al régimen espe-



cial, etc.), dado que éstos varían también según cada territorio (por características geofísicas y demográficas, desarrollo de las renovables, etc.).

Todo lo anterior da lugar a diferencias interterritoriales —y, por tanto, a compensaciones entre unas zonas y otras— que se producen, de forma no directamente visible, a través de distintas liquidaciones, tanto de actividades reguladas como del mercado. No es más que una manifestación más del principio de socialización de costes que rige la tarifa única; por consiguiente, no es algo propio o exclusivo de los SEIE. Estas compensaciones entre Comunidades Autónomas se encuentran integradas en el procedimiento de liquidaciones de actividades reguladas del Sistema Eléctrico Español.

### Evolución del suministro eléctrico en los SEIE: actuaciones estructurales para reducir los costes

Como se ha puesto de manifiesto, los sistemas aislados en general, y los SEIE en particular, presentan unas peculiaridades que hacen que el coste de generación sea en ellos estructuralmente más elevado. Para tratar de reducir estos costes, las medidas que deben adoptarse han de pasar necesariamente por actuaciones estructurales que ayuden a reducir o mitigar algunas de estas singularidades, todo ello desde un análisis integral y coherente de las posibilidades tecnológicas y desde la eficiencia en el uso de los recursos.

En efecto, estas actuaciones estructurales, algunas de las cuales se encuentran en cur-

so o, incluso, en explotación, permiten una reducción de los costes estructurales de estos sistemas. Cabe citar entre ellas:

- Posibilitar el acceso a recursos/materias primas más baratas. En concreto, nos referimos a la disponibilidad de gas natural para generación, más barato (y de menor impacto ambiental) que los otros combustibles fósiles actualmente empleados.

Ahora bien, la disponibilidad de gas natural requiere de importantes infraestructuras (que es preciso viabilizar económicamente), ya sea a través de gasoductos de transporte allí donde sea posible, o de plantas de regasificación de gas natural licuado para habilitar su llegada a las islas por medio de buques.

A este respecto, España adoptó diversas decisiones de política energética desde el final de la década de los noventa tendentes a posibilitar la llegada de este combustible:

- En Baleares, este combustible es una realidad gracias a las infraestructuras construidas en los últimos años. En concreto, existe un gasoducto de conexión de las islas Baleares con la península ibérica y hay capacidad de generación (fundamentalmente, 900 MW en ciclos combinados instalados en la isla de Mallorca) preparada para este insumo. La sustitución del gasoil por gas natural ha abaratado el coste variable de generación en estas islas de forma significativa.
- En Canarias, la disponibilidad de gas natural se encuentra en la planificación de infraestructuras desde el año 2000. Están previstas instalaciones de regasificación en las islas mayores (Gran Canaria y Tenerife) que han sufrido retrasos derivados de aspectos administrativos (la correspondiente a Tenerife ya cuenta con autorización administrativa). No obstante, como fruto de esta misma planificación de infraestructuras, las islas Canarias ya cuentan con 900 MW en ciclos combinados que podrán consumir este combustible cuando esté disponible.
- Incrementar el desarrollo y penetración de tecnologías renovables, en especial de aquéllas que tienen costes totales de generación inferiores al coste variable de la generación convencional existente (pues, de lo contrario, no reducirían los costes del conjunto del sistema).

Sobre este aspecto, hay que señalar que la planificación energética autonómica ha venido contemplando un importante de-

desarrollo de las energías renovables, dadas las especiales características climáticas de estos sistemas, especialmente en las islas Canarias.

Así, han sido diversos los concursos celebrados para la adjudicación de potencia renovable (Endesa ha sido un agente activo en el desarrollo de estos proyectos, además de otros inversores). Sin embargo, diversos aspectos ajenos al propio suministro eléctrico han supuesto retrasos a su efectiva aplicación y desarrollo. En concreto, ha habido muchos recursos sobre los concursos que han impedido en la práctica completar a tiempo los planes de las administraciones.

Por supuesto, será necesario analizar los volúmenes de energía renovable que pueden ser asumidos por estos sistemas, y existen también para ello otras actuaciones que pueden ayudar a mejorar su penetración. En concreto, nos referimos a las centrales de generación hidráulica reversibles, sobre las que hablaremos más adelante.

- Analizar las posibilidades de conexión de estos sistemas con el sistema continental, o entre los propios sistemas insulares, siempre que sean viables económicamente. Las interconexiones pueden reducir costes, pero es necesario realizar un análisis integral de sus costes/beneficios, pues son infraestructuras costosas, así como realizar un completo análisis técnico, ya que su instalación es muy compleja y susceptible de imprevistos.

Actualmente, existen diversas interconexiones en explotación:

- En explotación en 2012, cubre en torno a un 20% de la demanda balear. Su coste (más de 450 millones de euros)

duplicó el presupuesto inicial. Se está planteando la posibilidad de un nuevo enlace entre Mallorca y la península.

- Interconexiones inter-islas. Existen interconexiones en Baleares entre Mallorca y Menorca, así como entre Ibiza y Formentera; y en Canarias, entre Lanzarote y Fuerteventura. Se están planteando —o, incluso, están incluidos en la planificación— otros enlaces.

- Generación hidráulica reversible (bombeos). La utilización de estas centrales de generación permite diversas mejoras para el funcionamiento global de los SEIE: mayor penetración de energías renovables, optimización del funcionamiento del parque de generación, menores emisiones, etc. Endesa ha estado especialmente comprometida con esta tecnología desde hace años, si bien las dificultades de este tipo de proyectos han retrasado su desarrollo. Actualmente, está a punto de finalizar la construcción de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, en la isla de El Hierro, y está en tramitación la central de bombeo de Chira-Soria, en la de Gran Canaria.

- Finalmente, deberían impulsarse una serie de actuaciones encaminadas, entre otros fines, a la mejora de la eficiencia energética, ya que los mayores costes de generación inducen a mayores ahorros potenciales respecto de la península. Nos referimos a aspectos tales como:

- Generación distribuida.
- Smart Metering: sistemas de telegestión y otros equipos domésticos de gestión de demanda.
- Vehículo eléctrico: mejora de la eficiencia energética del transporte (hasta

dos veces, dependiendo del “mix” de generación eléctrica) y de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

- Smart Grids: gestionar de forma eficiente la movilidad eléctrica e intensificar las medidas de eficiencia energética.
- Generación mediante baterías.

Las islas Canarias, por sus características, son un buen punto de partida para el análisis y la prueba de estos sistemas. Las islas de El Hierro y la Graciosa, por ejemplo, acogen dos proyectos en los que muchas de estas actuaciones se están planteando como pruebas piloto de forma integral, que deben impulsarse y, en su caso, extenderse a otros sistemas.

Todos los anteriores son ejemplos de actuaciones reales —algunas ya llevadas a cabo y puestas en explotación en los últimos años; y otras en proceso— que deberán dar sus frutos en un corto/medio plazo. No podemos olvidar que, dada la complejidad estructural de los SEIE, las únicas medidas que tienen sentido son las que sean capaces de mitigar o reducir esas diferencias estructurales, siempre que ello sea razonable desde el punto de vista económico.

### La importancia de una planificación energética coherente a largo plazo

La planificación energética tiene una enorme importancia para hacer posible el desarrollo de las infraestructuras necesarias de una forma económicamente eficiente. La planificación de infraestructuras es, por tanto, un ejercicio de enorme responsabilidad que, dados los largos períodos de amortización de las infraestructuras asociadas y sus elevados costes, debe ser coherente en el medio/largo plazo para garantizar la

rentabilización, por el conjunto del sistema, de los beneficios que se derivarán de las actuaciones contempladas.

Recientemente, y como hemos indicado anteriormente, se está planteando la posibilidad de construir un segundo enlace entre Baleares y la península ibérica, junto con otras interconexiones. Todo ello, con un volumen de inversión conjunto que se acerca a casi 2.000 millones de euros.

Como hemos indicado anteriormente, actuaciones con inversiones tan importantes exigen un análisis de los costes y beneficios que se derivan de ellos. Ello implica tener en cuenta las decisiones que se han venido adoptando en materia de política energética para garantizar la coherencia del mapa de infraestructuras. Esto tiene una gran importancia para garantizar la competitividad del sector industrial español y la economía en su conjunto.

Especialmente significativo a este respecto es el caso del segundo enlace propuesto entre la Península y Baleares. Nos explicaremos.

Para ello, es preciso tener una visión de conjunto del sistema balear actual, para lo cual hemos de analizar las infraestructuras que se han venido poniendo en marcha como consecuencia de los procesos de planificación realizados en la última década.

Así, la planificación de infraestructuras, tanto estatal como autonómica, apostó hace una década por un modelo basado en la introducción de gas natural, con la construcción de una interconexión gasista (un gasoducto) entre la Península y Baleares, y la construcción de ciclos combinados en Baleares que consumieran este combustible, más barato que otros que se empleaban hasta entonces (fuel y gasoil). Se optó, por tanto, por construir nuevas y más eficientes

centrales en Baleares, que consumirían el nuevo combustible disponible a través del nuevo gasoducto.

Como fruto de ello, se aprobaron por las autoridades y se construyeron en el sistema balear (concretamente, en la isla de Mallorca) cuatro centrales de ciclo combinado que suponen unos 900 MW de potencia instalada y en las que se invirtieron en torno a 900 millones de euros. Estas instalaciones generan un importante flujo económico para Baleares, tanto directo, a través del personal propio que trabaja en las centrales, como indirectamente, a través de las distintas contratas y subcontratas existentes; todo ello, entre otros objetivos, para garantizar el continuo mantenimiento de las instalaciones de generación en adecuadas condiciones.

Al mismo tiempo, se planteó un enlace eléctrico para cubrir una parte de la demanda de estos sistemas con energía que procediera de la península, lo que serviría, al mismo tiempo, de elemento de apoyo al suministro.

Con estos dos enlaces, uno eléctrico y otro gasista, se garantizaba el suministro eficiente y seguro de la demanda balear.

En este contexto, se estaría planteando ahora construir un nuevo enlace eléctrico con Baleares. De ser así, las decisiones de política energética adoptadas, y que se han traducido en infraestructuras planificadas y puestas en marcha en la última década, quedarían invalidadas, afectando a la necesaria rentabilización, por parte del conjunto del sistema eléctrico, de las decisiones adoptadas en el pasado. Esto es así porque, ante un nuevo enlace, tanto el gasoducto como las centrales que consumen gas quedarían muy infrutilizadas, con una reducción muy significativa de la actividad que

no sería coyuntural, sino estructural, lo que además afectaría sin lugar a dudas a toda la economía de la zona.

La planificación de infraestructuras debe seguir lógicamente criterios de eficiencia para evitar infraestructuras y sobrecostes innecesarios; y una planificación razonable debe comenzar por posibilitar y potenciar la utilización eficiente de las infraestructuras existentes.

Compete al Gobierno aprobar la planificación, pero sus decisiones tienen que estar soportadas y ser coherentes en el medio/largo plazo, pues, de lo contrario, las ineficiencias acaban siendo pagadas por los clientes a través de la tarifa eléctrica, afectando así negativamente a la competitividad del país.

### Recientes modificaciones regulatorias

Para terminar, es conveniente reseñar, siquiera de forma muy breve, las modificaciones regulatorias adoptadas por la Administración que, desde 2012, y al margen del contexto descrito en los puntos precedentes, han afectado a la actividad de generación en los SEIE.

Estas modificaciones, incorporadas dentro del proceso de Reforma Energética, han tenido un impacto doble sobre la generación en los SEIE:

- Por un lado, ésta se ha visto afectada por medidas que han reducido la retribución de actividades con ingresos regulados, al igual que ha ocurrido con la distribución y el transporte:

- Real Decreto Ley 13/2012.

- Real Decreto Ley 20/2012, que, entre otros aspectos, anticipó la fijación de un spread sobre el Bono del Estado del 2% respecto de la distribución y el transporte.

- Real Decreto Ley 2/2013.

- Por otro, dado que se trata de la actividad liberalizada de generación, también se ha visto afectada por otros impactos adicionales:

- Ley 15/2012, de medidas fiscales, que ha introducido nuevos tributos: impuesto general del 7% sobre la totalidad de los ingresos, impuesto especial al consumo de combustibles (carbón, gas natural, fuel, gasoil) y cánones por el uso de aguas continentales. Es preciso tener en cuenta que estos tributos suponen nuevos costes, por lo que, al tratarse de una actividad con ingresos regulados, la única forma de recuperarlos es mediante su reconocimiento expreso por el regulador.

Existen, además, otras disposiciones en tramitación, que acumularán sus efectos a los de las anteriores ya aprobadas.

En paralelo, se ha aprobado una Ley específica para las islas, la Ley 17/2013, que tiene importantes implicaciones sobre la configuración y el desarrollo de la actividad de suministro en estos sistemas; en especial:

- Limita el desarrollo de nuevas instalaciones a los agentes que posean más del 40% de potencia instalada, con determinadas excepciones cuya aplicación práctica resulta compleja o poco probable.
- Asignación de la titularidad de las centrales de generación hidráulica reversible (bom-

beos) al Operador del Sistema en aquellos casos en los que su finalidad sea la garantía de suministro, la seguridad del sistema o la integración de energías renovables no gestionables. Esto parece afectar a la práctica totalidad de estas centrales, pues en general cualquier instalación de generación cumple, de un modo u otro, con estas finalidades genéricas. La Ley recoge también un régimen transitorio para proyectos en curso (Chira-Soria y Gorona del Viento), a los que se requiere del cumplimiento de unas obligaciones específicas.

Desde nuestro punto de vista, resulta cuestionable la cabida, dentro de la Directiva de Energía Eléctrica, del hecho de que el Operador del Sistema sea propietario de activos de generación eléctrica.

- Asignación de la titularidad de las plantas de regasificación al Gestor Técnico del Sistema Gasista, obligando a la transmisión de los proyectos actuales en un plazo de seis meses.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, hemos de concluir que la regulación deberá tener en cuenta las características específicas de estos sistemas para poder garantizar el cumplimiento de los objetivos de política energética, garantizando la seguridad del suministro y la cobertura de la demanda de forma eficiente, y garantizando al mismo tiempo unos niveles de rentabilidad razonables para los inversores.

Nuevamente, hay que subrayar que cualquier medida que se pretenda adoptar para reducir los costes de estos sistemas ha de dirigirse a disminuir o mitigar las limitaciones estructurales propias de estos sistemas. No hacerlo creará nuevos problemas sin solucionar además los actuales. ■