

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

El señor **MINISTRO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL** (Nadal Belda):
Gracias, señor

presidente. Muchas gracias, señorías.

Intervengo ante esta Comisión porque ustedes han pedido al Gobierno que comparezca para hablar de los tres temas que quedaban pendientes, dos de ellos tratados en la Diputación Permanente y uno en la última Comisión parlamentaria, el primero sobre la evolución reciente de los precios energéticos en nuestro país y, como bien ha dicho el presidente, el almacén Castor y el proyecto Marismas en el entorno del Parque Nacional de Doñana.

Con respecto a la primera cuestión, la evolución de los precios en los últimos tiempos en el sector energético español, especialmente en el sector eléctrico, lo primero que podemos ver es que enero ha sido un mes con un precio medio mayorista sustancialmente mejor que el del año pasado, hemos pasado de un 71,5 euros megavatio/hora en el mercado mayorista el año pasado —año en el se dieron unas circunstancias muy especiales que luego relataré— a 50, que es un precio en el entorno más o menos normal; no es un precio excepcionalmente bueno, los hemos visto mejores, y tampoco excepcionalmente malo. Hay una normalización de la evolución del precio del mercado mayorista en el año 2018 respecto al año 2017.

Esto, según nos cuenta la CNMC, en una factura ordinaria, para un consumidor doméstico, significa pasar de pagar 80,78 euros en el mes de enero del año 2017 a pagar 69,45 en enero de 2018. Es decir, estamos hablando de una rebaja del entorno de un 14 % en precio final para los consumidores y un 30 % en el precio mayorista. Dado que hay una parte fija de la tarifa y una serie de impuestos, el resultado final es de un 14 % para el consumidor final. ¿Por qué se produce esta diferencia? Esencialmente porque, como ya les he dicho en más de una ocasión, hay determinados factores coyunturales que determinan el precio final del mercado mayorista y eso a su vez se va hacia el precio minorista. España es un país que repercute de manera muy inmediata la evolución del mercado al precio minorista. Esto es precisamente lo que va a ser obligatorio, por cierto, a partir de la aprobación del paquete de invierno, por lo cual ya tenemos en España este sistema. Este sistema tiene que ir reflejando hora a hora, día a día o mes a mes los costes que va teniendo mercado.

¿Qué ocurrió en enero de 2018 respecto a enero de 2017? Pues que no se dan las circunstancias tan adversas que se dieron entonces. Vemos que el parque nuclear viene a producir más o menos lo mismo los dos meses, ha habido un cierto incremento de renovables, esto es especialmente verdad por la

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 3

eolicidad; algo más de hidráulica, aunque tenemos todavía unos niveles de producción hidroeléctrica muy bajos en nuestro país, y tenemos una disminución sustancial del peso de las térmicas en el *mix* en el año 2018 respecto a 2017, especialmente carbón y ciclos combinados, teniendo en cuenta además que el precio de los ciclos combinados en el año 2017 fue extraordinariamente alto. El año pasado lo que teníamos era una fuerte ola de frío en el hemisferio norte que disparó los precios del gas, teníamos dieciséis nucleares francesas que no operaban y, por tanto, en lugar de recibir electricidad barata de Francia, en lugar de ser importador el saldo de electricidad con Francia, lo que hacíamos era exportar hacia Francia nuestra electricidad porque el precio francés se había disparado. Por otro lado, una regasificadora en Argelia no operaba y hacía que la importación de GNL, de gas natural licuado, que es más caro, tuviese que aumentar en mayores proporciones, y estamos en el comienzo de esa carrera y esa subida de los precios del petróleo. Como resultado, lo que tuvimos fue un año 2017 con precios en España similares a los de los países periféricos de nuestro entorno. Como ustedes ven y ya les he contado más de una vez, en Europa tenemos tres zonas: los nórdicos, que tienen una enorme disponibilidad de agua y de gas noruego y ruso, que son los más baratos y de mejor calidad, eso hace que su precio esté alrededor de los 30 euros y se mantiene bastante estable; luego tenemos el centro de Europa formado por Alemania, Austria, Benelux y Francia, que se sitúan en el entorno de los 40 euros, y luego los países periféricos, que no tenemos acceso a esa energía barata del norte de Europa, lo tenemos limitado por falta de interconexiones y por nuestra propia escasez de lluvias, y el Reino Unido no tiene escasez de lluvias pero no tiene montañas, por lo cual le cuesta también la utilización hidroeléctrica. Esto hace que el Reino Unido, península ibérica y península itálica, y también podríamos meter a Eslovenia y a Croacia, tengamos los precios mayores. Por eso el Gobierno siempre ha defendido las interconexiones. Cuando pongamos interconexiones con el resto de Europa podremos tener acceso a energía más barata que existe en el centro y en el norte de Europa.

Si nos vamos a la evolución de los precios a lo largo del año, tuvimos un mes de enero muy malo que luego se fue normalizando con un cierto pico en el invierno que también se está modulando en el mes presente. Este pico es típico del invierno, los precios suelen ser algo mayores en invierno que en el resto del año, y por otro lado también porque se van acumulando las subidas de precios del petróleo que se fueron generando lo largo del año. Como ven, desde mediados de 2016 el crecimiento del precio del petróleo ha sido sustancial y esto repercute tanto en el precio del gas —normalmente en los contratos hay una unión entre el gas y el petróleo— como también cualquier energía alternativa al petróleo tiende a contagiarse de la subida de precios del petróleo. En resumidas cuentas, el año 2017 tiene una subida de precios respecto al año 2016 que ya he comentado porque se mantiene la nuclear, las renovables son similares, hay un descenso casi del 50 % de la disponibilidad de agua que se tiene que suplir con un incremento sustancial del carbón y ciclos combinados. En 2018 la hidráulica no ha mejorado sustancialmente porque todavía tenemos grandes problemas en los embalses, cuyos niveles están más o menos por la mitad de lo que tenemos como media en los últimos diez años. No se está utilizando la energía hidráulica hasta los niveles que podría utilizarse por falta de recurso, sin embargo, hemos tenido mejor situación de viento y un estancamiento del precio del petróleo, lo que nos ha permitido que los precios en estos momentos estén operando de una mejor manera.

En definitiva, como les decía, a muy corto plazo el precio del petróleo se mueve por factores coyunturales como la meteorología. Ya sé que arreciaron mucho las críticas al Gobierno el año pasado cuando tuvimos unos precios tan altos de la electricidad a principio de mes. Ahora mismo no voy a decir que es gracias al Gobierno el que los precios estén en 50, esto es sencillamente por cómo se va moviendo la coyuntura, unas veces va mejor y otras veces va peor, pero lo que sí influye sobre el precio es la política energética en el medio plazo, asunto del que es interesante que hablemos. Una cosa es que mes a mes, día a día, dependa de determinados factores y otra cuestión es que decisiones de política energética tengan influencia en todos los elementos que sirven para conformar ese precio final de la electricidad.

Lo primero que tenemos que tener claro es que la parte regulada, que son aquellos costes que sí dependen de las decisiones que se toman aquí, en las Cortes Generales, y por el Gobierno, lleva congelada o bajando cinco años. Eso ayuda mucho a moderar los precios, cuando evidentemente suben, porque sabemos que no se está añadiendo a un crecimiento de precios que pueden venir por los factores del año pasado, que no se está añadiendo un coste adicional proveniente de la política pública. Ese es uno de los factores más importantes, con diferencia. Si nosotros en la parte regulada —que es, aproximadamente el 60 % de un recibo doméstico y el 30 % de un recibo industrial— somos prudentes, no incrementamos los costes, tendemos a reducirlos o ayudamos a bajarlos, eso ayuda siempre en la

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 4

formación de precio. Por otro lado, en cómo se forme el precio en el mercado mayorista en función de las diferentes tecnologías de producción. Aquí es donde creo que tenemos que tener un debate serio en nuestro país. Lo digo porque ya hemos hablado en más de una ocasión en esta Comisión sobre una tendencia que se marca con la disponibilidad de tecnologías, luego los factores coyunturales hacen que haya cierta disponibilidad de recursos y de otros recursos no. Pero, evidentemente, la disponibilidad de recursos o qué tecnologías hay disponibles sí depende o debería depender, por lo menos es la opinión del Gobierno, de la política energética; digo que debería depender porque creo —y adelanto esta aseveración— que no debería ser una mera decisión empresarial, sobre todo porque esta era una manera de pensar que había en los años noventa, pero en el momento en que tenemos que cumplir con determinados objetivos medioambientales, especialmente en la lucha contra el cambio climático, no vale producir de cualquier manera y, por tanto, las formas de generación no pueden ser solo aquellas que determinen la rentabilidad del mercado. Por esta razón, una vez que introducimos un elemento de intervención en el mercado hay que ver cuáles son los sistemas más baratos para producir.

¿Cuál debería ser, por tanto, desde el punto de vista del Gobierno, el *mix* en el que deberíamos ir avanzando o que deberíamos ir generando en nuestro país? España tiene un objetivo para 2020 de un 20 % de energía renovable del conjunto de energía primaria consumida. En estos momentos estamos en el 17,4 % —es verdad que la cifra es del año 2016, porque todavía no se han cerrado las cifras de 2017— frente, por ejemplo, a un 6 % de Holanda, un 9,3 % de Reino Unido y el 14,8 % de Alemania o el 16 % de Francia. Todos estos países, salvo Francia, tienen objetivos inferiores al español. Alemania tiene un 16 %, Italia tiene un 17 %, Reino Unido un 15 % y España un 20 %. España es el país, con diferencia, que está más cerca del cumplimiento del objetivo, y después de las subastas de renovables de 2017 estamos en una previsión del 19,6 o 19,7 % de cumplimiento del objetivo frente al 20. No sé qué es lo que va a ocurrir con los demás países, pero hoy por hoy los demás países están mucho más lejos que España en su capacidad de cumplimiento del objetivo de renovables de 2020. Tenemos un objetivo para fijar a 2030. Ya saben ustedes que ahora mismo en la Directiva de Renovables, que es la única que ha aprobado el Parlamento Europeo de los ocho elementos normativos que tiene el paquete de invierno, se ha fijado por parte del Parlamento un 35 %. El Consejo está en un 27. Aquí habrá que decidir cuál será la cifra final, que es una discusión entre instituciones comunitarias, y a partir de ahí cómo se hace el reparto entre los diferentes Estados miembros.

Lo evidente es que, independientemente de la cifra que se ponga, dado que España para 2020 va a tener un 20 %, va a tener que aumentarse el nivel de renovables para cumplir con los objetivos medioambientales; en mayor o menor medida, va a tener que aumentarse. Por tanto, la renovable va a seguir siendo el factor de crecimiento de generación dentro del sistema y lo que ocupa el centro del sistema energético —ya lo está ocupando; aproximadamente, el 40 %, según los años, dependiendo de hidroelectricidad y eolicidad— viene a ser, aproximadamente, el 40 %. No se incluye dentro de las renovables otra energía no emisora que es la nuclear, que es otro 20 %. Y tenemos más o menos de media, un año con otro, un 20 % de carbón y un 20 % de gas. La primera cuestión es qué hacemos con la energía de base, cómo cubrimos la energía de base del sistema, teniendo en cuenta que no hay ninguna energía renovable que pueda actuar como base del sistema, es decir, que pueda trabajar veinticuatro horas al día siete días por semana. Ya saben la opinión del Gobierno: ahora mismo las dos tecnologías que pueden dar base, que pueden dar funcionamiento de continuo, son nuclear o gas, las dos que permiten un nivel de producción en continuo. La nuclear no admite CO₂ y es más barata, pero emite residuos nucleares. El gas es mucho más caro y emite CO₂. Nosotros opinamos que la nuclear como la base de producción del sistema y su situación en base sigue siendo la mejor opción, pero me gustaría que también otras fuerzas políticas hablasen sobre esta cuestión porque es un tema fundamental.

Respecto a la punta, es decir, qué ocurre cuando la suma de la base y la renovable no cubre toda la demanda y, por tanto, hay que producir más porque si no, evidentemente, lo que tendríamos sería un apagón. No hay dos tecnologías disponibles para actuar en punta, es decir, para actuar de forma flexible cuando se necesita producir aquí y ahora y en la cantidad que se necesita, que son carbón y gas, son las térmicas; el fuel creo que ha pasado literalmente a la historia, salvo en sitios muy puntuales. Se están utilizando las dos. Algunos se están planteando la eliminación del carbón. Según los datos que hemos pedido —que ya los conocen pero los vuelvo a repetir porque creo que tienen interés— al operador del mercado para que nos dijese qué efecto tendría la retirada de las centrales de carbón y de las centrales nucleares de la oferta mayorista en el precio final mayorista, según el análisis hecho de los tres últimos años, es decir, se cogen los tres últimos años, se eliminan esas ofertas y se calcula qué efecto tendría, en

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 5

el caso del carbón estaríamos hablando de un incremento del *pool* en el escenario más favorable del 14 % del precio y en el escenario más desfavorable del 26 % del precio. En el caso de las nucleares, sería un 18 % de subida en el caso más favorable y un 25 en el caso más desfavorable; caso favorable y caso desfavorable es si se realiza un cambio estratégico en las ofertas de agua, lo digo por si alguien tiene interés en los elementos diferentes en los cuales se han establecido los supuestos. Si se retiran simultáneamente ambas tecnologías, el caso más favorable es un incremento de precio del 38 % y el más desfavorable un incremento del 64 % del precio; eso si hubiese ocurrido tal cosa sin estas dos tecnologías en los tres últimos años, que es lo que se ha mirado. No es ni siquiera una simulación, es directamente una recasación del mercado, es un análisis con datos reales de oferta por parte de las diferentes compañías.

En definitiva, ¿qué es lo que nosotros pensamos? Teniendo en cuenta que el carbón emite el doble que el gas en CO₂ y que más o menos tienen un volumen de producción similar y que la nuclear no emite, los niveles de emisión de CO₂ serían idénticos con base de gas y punta de gas, que si tenemos una base de nuclear y una punta con mezcla de nuclear y carbón, pero los precios serían sustancialmente más altos. Son los análisis que hacemos y por eso estamos haciendo la defensa que estamos haciendo de las tecnologías, insisto, en los elementos en los cuales la renovable hoy por hoy tecnológicamente no puede entrar, que es en la base del sistema produciendo veinticuatro horas al día y en la punta del sistema, porque evidentemente, si no tienes disponibilidad del recurso, tienes que utilizar térmicas, que es la única manera de conseguir que esa demanda sea satisfecha con un nivel de oferta suficiente.

Esto en cuanto al mercado mayorista. Es decir, qué podemos hacer en la política energética, independientemente de que cuanto más llueva y más viento haga muchísimo mejor para todos nosotros, porque evidentemente los precios mejoran, como se ha demostrado este año y de que existan coyunturas internacionales y europeas favorables. También se puede hacer otra cosa para la mejora del mercado mayorista a medio plazo que es el aumento de las interconexiones, por la razón que decía anteriormente: si vemos estos precios sabemos que los precios a lo largo del año y tendencialmente son más baratos cuanto más hacia el norte, cuanto más hacia esa península escandinava nos vamos aproximando. Cuanta más interconexión tengamos con el resto de Europa, más nos podremos beneficiar de formas de producción más eficientes y más baratas que existen en el resto de Europa y de las que no disponemos en España o que no disponemos con la misma frecuencia en nuestro país. Esto supone el equivalente a una apertura comercial. Es decir, la producción eléctrica cara española quedaría desplazada por producción más barata de otros países, pero eso es un beneficio al consumidor.

En lo que fue la discusión de la orientación general del paquete de invierno en el pasado Consejo Europeo la delegación española consiguió que en el ámbito europeo se tuviese una gobernanza de interconexiones equivalente a la que se va a poner para renovables. Es decir, cuando un país no cumpla renovables va a haber una serie de métodos de presión, que son prácticamente idénticos cuando un país no cumpla con sus obligaciones de interconexiones. Por otro lado, saben que ha sido una negociación complicada, pero la Comisión Europea ha concedido 867 millones de euros para la interconexión con Francia, la que va de País Vasco a Aquitania, la próxima que va a haber, más de 2000 megavatios, lo cual hará que su coste sea de unos 650 millones de euros. La estimación que hemos hecho es que tiene un beneficio para el consumidor de unos 320 millones al año. Es decir, en dos años estaría amortizada la inversión e inmediatamente esto generaría un enorme rendimiento y una mejora sustancial. Hay un ligero aumento del coste a la parte regulada pero, a cambio de eso, la parte de mercado, como recibe competencia mayor del resto de Europa a través de Francia, va a moderar sus precios. Junto a esto, la entrada en funcionamiento de 8000 megavatios de renovable a lo largo de este año y del que viene irá incrementando la oferta, una oferta que cuando está disponible entra a muy buenos precios, y ayudará a moderar de media los precios mayoristas en su conjunto. Por ello, con respecto a estos precios mayoristas que tienen efectos coyunturales pero que podemos hacer muchas cosas a medio plazo para que mejoren, estamos poniendo en marcha más renovables, más interconexiones y al mismo tiempo estamos procurando que el *mix* sea el más barato posible, con las menores emisiones de CO₂ que nos permitan cumplir los objetivos de CO₂ y al mismo tiempo con los objetivos de renovable.

En cuanto a la parte regulada, como ya les he dicho a ustedes, por un lado, llevamos cinco años congelando la parte regulada de precios. Es la intención del Gobierno, y además es un compromiso electoral, que a lo largo de toda la legislatura se mantenga esa congelación por lo menos de los precios regulados, de los peajes, de aquella parte que pagan los consumidores fija en el recibo. Pero también tenemos una serie de buenas noticias para el futuro, y yo creo que sería bueno que también se tomasen

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 6

decisiones sobre esta cuestión. En primer lugar, a partir de 2020 se aplicará la modificación del régimen retributivo de las actividades reguladas, tal y como está previsto en la ley. Esto, aplicado al conjunto de actividades reguladas, supone un ahorro para el consumidor de unos 1500 millones de euros.

Francamente, yo creo que hay que aplicar la ley. Al aplicar la ley se retribuirán estas actividades como está previsto, que es al tipo de interés del bono del Tesoro a diez años más 200 puntos básicos en el caso de actividades de transporte y distribución y 300 puntos básicos en el caso de las renovables. Son actividades sin riesgo. Hemos de recordar que los costes operativos se descuentan. Es decir, esto es lo que queda limpio de la inversión. Yo conozco muy pocas inversiones que obtengan Tesoro más dos puntos porcentuales sin riesgo. Lo digo porque creo que la rentabilidad es la que se estableció y se ha definido como rentabilidad razonable. Ya sé que hay alguna propuesta, con la que no estamos de acuerdo, de que se mantenga esta rentabilidad, pero es una rentabilidad que se fijó cuando había una altísima prima de riesgo en la economía española y el bono del Tesoro estaba muy caro. Que se estén financiando a tipos bajos —porque ahora cualquiera en el mercado se puede financiar a tipos bajos— y obtengan una retribución muy superior a la que ahora mismo tienen los activos sin riesgo, como son los del Tesoro —ya estamos dando 200 puntos básicos, que eso es mucho en el mercado, y no digamos si son 300—, me parecería que sería poco entendible por aquellos consumidores que tienen unos costes fijos altos en el sistema que provienen de todo lo que se ha hecho en política energética en nuestro país en el pasado y que va manteniéndose a lo largo del tiempo.

Por otro lado, tampoco me parecen adecuadas propuestas que consistan en que de estos costes regulados de redes que tenemos y de otro tipo de peajes unos consumidores trasladen unas cargas a otros. Ya me han oído hablar en más de una ocasión sobre esta cuestión. Son juegos de suma cero —unos ganan y otros pierden; yo creo que eso no es suficientemente aceptable— o son juegos de suma negativa incluso —en algunos casos pierde el conjunto de sistemas, pero el que lo quiere poner en marcha obtiene una ventaja menor que el daño que genera a los demás consumidores—. En todo caso, ya saben que, aparte del pago de las redes con los costes regulados, lo que se está pagando también son las primas de las renovables a 7000 millones de euros todos los años, las extrapeninsulares —la electricidad que pagan igual los archipiélagos, Ceuta y Melilla que el resto de la Península—, la amortización y la deuda tarifaria. Esta última partida tiene unos quince años de vida, irá disminuyendo algo partir de 2020. Las primas de renovables tienen veinticinco años de vida y no es esperable que haya más, salvo que se cambie la política que estamos llevando a cabo, puesto que ya las renovables reciben una retribución sin problema de mercado y entran sin ningún problema a competir con el resto de las energías de producción eléctrica, salvo por el hecho de que tienen el problema de la intermitencia, de que siempre hay que tener sistemas de respaldo para cubrirlas.

Estos serían los elementos básicos de la formación de precios en nuestro país. Lo que les hemos comentado a los grupos parlamentarios en estas últimas semanas es que nos gustaría hacer una serie de ajustes, la gran mayoría de ellos procedentes de sugerencias o de peticiones que nos han venido de organismos reguladores, en el sistema de retribución en la parte regulada. Voy a hacer una descripción de los mismos porque me gustaría, si los grupos están de acuerdo, poder adelantar lo que podamos con algún tipo de enmienda en el Senado o, si no, ya les adelanto que, si no estamos de acuerdo con esto porque ustedes saben que las enmiendas en el Senado requieren un amplio consenso político si varían sustancialmente el contenido de lo que sale del Congreso, lo que me gustaría sería hacer un planteamiento como proposición de ley —ya la tiene mi grupo— con estas enmiendas para que sean tramitadas en el Congreso por todos los grupos que están aquí representados.

Estas enmiendas consistirían en lo siguiente. En primer lugar, para reducir costes en el sistema en el ámbito de transporte y distribución, en ámbitos en los cuales estamos viendo que puede existir un claro caso de sobrerretribución. En primer lugar, lo que se llama el factor de retardo. Para que entendamos cómo funciona el sistema, una empresa, puede ser una distribuidora eléctrica o red eléctrica de España como transportista, realiza un proyecto que está en la planificación. Una vez que realiza el proyecto, se tiene que reconocer ese proyecto, se tiene que integrar dentro del sistema y empieza a cobrar más o menos dos años más tarde. Como tarda dos años en cobrar, ahora mismo se le paga esa falta de cobro durante dos años a un equivalente tipo de interés del 10 %. Un tipo de interés del 10 % para actividades que están financiadas a dos años en los precios de mercado actual es un tipo altísimo. Pagar un 5 % anual por una financiación a dos años yo creo que en el mercado no lo paga absolutamente nadie para el nivel de riesgo que tiene la economía española y para el nivel de riesgo que tiene esta actividad, que es cero. Lo que pretendemos con esta enmienda es sustituirlo por un índice financiero de financiación a dos

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 7

años. El impacto de esta medida estaría por encima de los 100 millones de euros. Estamos hablando de un sector que recibe 7000 millones de euros al año. Esto sería unos 100 millones de impacto, pero creemos que es un nivel de sobrerretribución elevado y que por tanto debería corregirse. Tal y como está la normativa eléctrica española, se tiene que corregir con una norma con rango de ley.

En segundo lugar, para determinados activos, cuando la CNMC calculó su valoración en distribución y en transporte hubo una serie de demandas y quejas por parte de los pequeños distribuidores, pequeñas empresas —hay muchas en Cataluña, en otras partes de España también— que hacen distribución y que compiten con las grandes empresas distribuidoras. Se quejaron porque se habían valorado incorrectamente sus activos y estaban discriminados a la hora de retribuirseles a ellos. La CNMC estudió el caso y dijo que tenían razón, pero solo en parte. Están discriminados, pero no como ellos pensaban. Ellos están bien retribuidos, pero hay un exceso de retribución en determinados activos de las grandes empresas distribuidoras. Las CNMC nos envió ese expediente y nos pidió que iniciásemos un procedimiento de lesividad, es decir, de corrección por parte de la Administración pública, en este caso desde el cálculo que había hecho la CNMC y la orden ministerial del ministerio, que directamente daba traslado a lo que la CNMC había calculado en su día. Esto está ahora mismo a la espera de sentencia por parte del Tribunal Supremo. Pero ¿qué pedimos al Congreso de los Diputados, al Senado o a las dos Cámaras? Lo que pedimos es adelantar lo que debería ser el efecto de esta sentencia y aplicar lo que nos ha pedido la CNMC: que hagamos un cambio retributivo en determinados activos que ellos, a resultas de esta demanda, han visto que hay que corregir, y sería bueno hacerlo cuanto antes porque cada minuto que pasa, cada día que estemos retribuyendo estos activos de esta manera estamos haciendo perder dinero a los consumidores frente a los distribuidores, que el propio regulador independiente ha dicho que está sobrerretribuido. El impacto de esta medida —lo digo para dejarlo adecuadamente claro— sería de unos 70 millones de euros adicionales. Estamos hablando de 170 millones de euros de unos 7000 millones de euros de ingresos en total.

¿Por qué hacemos esto? Porque en nuestro sistema energético está resultando que cuando las grandes empresas eléctricas miran la regulación y en determinados elementos discutibles van a los tribunales, en algunos casos los tribunales les dan la razón. El Gobierno siempre defiende la estabilidad regulatoria y que se mantengan las normas tal y como son, porque para eso evidentemente han salido de las Cortes Generales y en su desarrollo reglamentario por parte del Gobierno. Ahora, hay veces en que los tribunales les dan la razón, y esto está generando un impacto inmediato en el consumidor. Sin embargo cuando la CNMC se encuentra con elementos de sobrerretribución tenemos que recurrir a procedimientos de lesividad, y esto hace que las correcciones a favor del consumidor sean tremendamente engorrosas. ¿Qué pretendemos con estas normas que estamos poniendo aquí? Que sea mucho más fácil aplicar esa defensa del consumidor cuando, por ejemplo, el regulador independiente así lo considera conveniente y le pide al ministerio que de un paso, que cambie la normativa para adecuarla a sus estimaciones, a sus previsiones y a las aplicaciones de su propia normativa, que es lo que ellos hacen. En el primer caso, estaríamos haciendo una retribución menor de un 10 % en dos años, un 5 % anual, a una serie de activos, aunque parece muy excesivo a los tipos de interés actuales. Y, en segundo lugar, lo que hacemos es acoger la petición que nos hizo la CNMC de lesividad, pero acelerando el proceso de aplicación a través de una norma con rango de ley.

En tercer lugar, Red Eléctrica, en este caso otro operador independiente del sistema, cuando se hizo el real decreto de normativas extrapeninsulares tenía pendiente calcular la verdadera eficiencia de las centrales. No tenía los datos disponibles entonces porque son datos laboriosos de obtener, pero ahora sí que los tiene disponibles y también nos está pidiendo que corrijamos los parámetros que entonces se calcularon —que eran antiguos— por los nuevos, lo que permitiría un cambio de retribución, en el caso de la energía extrapeninsular, en unos 15 o 20 millones de euros. Pero nuevamente, tanto en el caso de la CNMC como este del que estamos hablando, dependerá también de los cálculos definitivos que nos pase, tanto la CNMC como el operador del sistema eléctrico en esta cuestión. Esto es en el sector eléctrico.

La CNMC también nos ha advertido de que en el sector gasístico existe una determinada bolsa de activos, especialmente los activos previos a 2001, en los cuales podría darse una situación de necesidad de corrección. Aquí no ha sido tan concreto. Así como en el caso de electricidad sí que nos ha traído el expediente completo, y ya iniciamos en su día el procedimiento de lesividad, en este caso no ha sido tan concreto. Pero en previsión de que pueda ocurrir algo similar y para no tener que volver otra vez a las Cortes Generales para hacer exactamente lo mismo, pedimos al Parlamento que se habilite para el gas, igual que para electricidad, una disposición que permita, en cuanto tenga claras estas cuestiones la

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 8

CNMC, poderlas tramitar a toda velocidad en beneficio de ese conjunto de consumidores que son los que pagan las actividades reguladas. Aquí nuestra estimación es que el impacto puede ser desde cero —es decir, que la CNMC diga: no estamos viendo ningún elemento de sobrerretribución— hasta en torno a unos 50 millones de euros. Estas son las estimaciones que estamos haciendo nosotros, pero de nuevo depende enormemente de lo que luego vaya a hacer la propia CNMC.

Esto es lo que estamos pidiendo para hacer ajustes en el sistema; el sistema está operando con normalidad, pero de vez en cuando tenemos, o bien algún caso de una sentencia, o bien algún caso de algún elemento imprevisto que es necesario ir cambiando. Nosotros pensamos que cuando los reguladores independientes, en este caso la CNMC o el operador del sistema, nos piden correcciones a la retribución, y que además son de los órdenes de magnitud que he dicho, no cambian sustancialmente los elementos del sistema pero sí ayudan a hacerlo más eficiente y a adaptarlo cada vez más a los análisis de los reguladores independientes o de los que propiamente pueda hacer el ministerio, como el primer caso que les he dicho, es bueno que tengamos la flexibilidad desde la regulación pública para ir en beneficio del consumidor y no producir una asimetría de que cuando haya algo que beneficie a las grandes empresas energéticas se aplique inmediatamente como consecuencia de una sentencia, y cuando hay algo que beneficia al consumidor tenemos que pasar por un largo proceso de declaración de lesividad que muchas veces tarda mucho tiempo en producirse, y que sin embargo se podría poner en marcha de una manera más inmediata.

Junto a eso querríamos proponer a las Cortes Generales un cambio normativo en otro aspecto muy importante, que es el tratamiento del desmantelamiento de las centrales nucleares. España es el único país del mundo en el que el desmantelamiento de una central nuclear —no del resto, el resto sí es responsabilidad de la propia empresa— es responsabilidad de todos, a través de la empresa pública Enresa, que hace dos cosas: el tratamiento de los residuos, que en todos los países es una operación común y generalmente con un ente público, y por otro lado, el desmantelamiento de la propia central. ¿Qué ocurre? Que cuando se decide el cierre de una central el propietario quiere abandonarla y dejársela a Enresa cuanto antes, y no acometer una serie de inversiones de predesmantelamiento que están obligados a hacer. Por otro lado, es verdad que el fondo de Enresa depende enormemente de la evolución financiera del mismo. Es decir, en función de qué tipos de interés se están pagando —llevamos una etapa de bajísimos tipos de interés— el fondo Enresa está teniendo menores ingresos, menores intereses de los que inicialmente se habían previsto. ¿Esto qué significa? Que ahora mismo el cierre de cualquier central —y estamos en el proceso del cierre de la central de Santa María de Garoña— supone una aportación adicional por parte del sector público.

¿Qué es lo que nosotros pedimos a las Cortes Generales? Lo que estamos pidiendo es que cambiemos el sistema, de forma que cuando se tenga que desmantelar —no para el resto de los gastos, pero sí para el desmantelamiento— esa obligación pase a los propietarios de la central, entregándose el fondo de Enresa, en su parte correspondiente, a los propietarios de la central, de forma que a partir de entonces, igual que en el resto de las centrales eléctricas del sistema, la responsabilidad de dejarlas en perfecto estado, desmantelarlas y dejarlas en perfecto cumplimiento de sus obligaciones medioambientales sea de las propias empresas eléctricas dueñas de las centrales.

Por otro lado, tenemos otra serie de enmiendas o de partes de la proposición de ley, en función de lo que se considere por parte de los grupos que es más adecuado para su tramitación —aunque parezca mentira se tienen que hacer por rango de ley—, que son técnicas, pero que ayudan sustancialmente a determinadas cuestiones. Por ejemplo, para la movilidad eficiente del vehículo eléctrico nos gustaría una desregulación para los postes eléctricos de recarga del gestor de carga, de forma que esto suponga una liberalización, que cualquiera pueda poner un poste eléctrico. Y otra cuestión es permitir que los buques, aeronaves y otro tipo de vehículos se puedan conectar a la red de los puertos y aeropuertos. Tal y como está ahora mismo la normativa, para acceder o vender electricidad tienes que ser comercializador eléctrico, con lo cual llega un crucero a un puerto en España y no puede conectarse a la red y que el puerto le venda electricidad, sino que tiene que poner en marcha el motor diésel para generar esa electricidad. Es mucho más sensato que pueda comprar esa electricidad en el puerto. Aunque parezca mentira, porque la regulación eléctrica es como es, esto requiere rango de ley, y por tanto lo que les estoy diciendo a sus señorías es que si podemos cambiar esto y cuanto antes mejor creo que será en beneficio de todos. Aunque sea una cuestión que parezca menor esto tiene su importancia en los ámbitos donde está y si lo podemos mejorar creo que nadie estaría en contra.

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 9

Tenemos otra enmienda para evitar el fraude en la comercialización de hidrocarburos o nuevamente parte de la proposición de ley. Ahora mismo hay empresas piratas que operan y lo que se quiere es poner más garantías para que el que vende hidrocarburos —gasolina y gasoil— no defraude a la Hacienda pública. Básicamente compran, no pagan el IVA, luego piden un aplazamiento del IVA, desaparecen, se queda la Hacienda pública sin cobrar, han vendido por debajo de coste porque no están pagando el IVA, y estas empresas desaparecen y se generan fraudes. No les estoy exagerando, pero todas las semanas firmo dos o tres expedientes de estas características, así que calculen. Nuevamente si hacemos un cambio por rango de ley que limite este tipo de actuaciones creo que sería más que adecuado. En definitiva esta es la evolución de los precios, las razones de los mismos, tanto en 2017 como en 2018; en 2018 vamos muy bien en relación con el año pasado, y espero que esta tendencia continúe a lo largo de lo que queda de legislatura. Nos gustaría hacer algunos cambios de ajuste normativo, que en su mayoría nos lo han pedido los organismos independientes para ajustar la retribución de determinadas actividades. Nos gustaría mejorar determinadas cuestiones de movilidad eficiente, que es algo en lo que creo que podemos estar todos de acuerdo, y nos gustaría luchar contra el fraude de hidrocarburos como medidas inmediatas, que sería bueno que se aprobasen cuanto antes, porque cada día que pasa no estamos ayudando adecuadamente a que el sistema funcione de la manera que debería funcionar. Por otro lado, sí a lo que es el *mix* a medio y largo plazo —ya saben cuál es la posición del Gobierno—, junto con el hecho de que pensamos que es muy bueno que siga aumentándose la capacidad de interconexión en España.

Respecto al almacenamiento Castor lo primero que tenemos que tener claro es que este es un proyecto que se inicia atrás en el tiempo, en el año 2006, que termina su construcción en el año 2011 con un coste muy superior al que inicialmente se había previsto, ya que se habían previsto unos 700 millones de euros y acabó en unos 1200 millones de euros. Todo eso se hace desde el año 2006 hasta el año 2011; en un momento determinado, cuando se va a poner en marcha el funcionamiento en el año 2013, todos sabemos que se producen una serie de seísmos y parecía bastante obvio que había una correlación entre la inyección de gas en el almacenamiento y los seísmos. El Gobierno lo primero que hizo fue ordenar que se parase la inyección de gas, y evidentemente no permitir que entrase en funcionamiento el almacén. Por otro lado, se encargó un informe al Instituto Tecnológico de Massachusetts para que estudiase con la mejor tecnología disponible la relación entre la inyección de gas y los seísmos. Como ustedes saben, porque ya di cuenta de ese informe en esta Cámara, el informe concluye que es casi seguro —nunca se puede dar una probabilidad del cien por cien— que la relación entre los dos esté clara, entre la inyección del gas y los seísmos. Por tanto la decisión del Gobierno fue decir: Este almacenamiento no se va a volver a utilizar, y en el momento en que haya un estudio técnico que permita la viabilidad del proceso de desmantelamiento, se procederá al mismo.

Mientras tanto se quedaba el problema de una instalación que fue diseñada en legislaturas anteriores a las de este Gobierno, construida en esas mismas legislaturas, aceptados sus costes en esas mismas legislaturas. La constructora cobró la construcción de esa instalación y se llevó evidentemente el pago de la misma, quedando una empresa gestora con prácticamente nada de capital y una enorme deuda, que en un porcentaje muy elevado era del Banco Europeo de Inversiones. En esas circunstancias se pidió por parte del Gobierno al Tribunal Supremo un procedimiento de lesividad para que las decisiones que se hubiesen tomado en el pasado, y especialmente el contrato que se firmó con la empresa fuese declarado lesivo por parte del Tribunal Supremo, y por tanto no pudiese procederse a su incursión dentro del sistema energético gasístico y proceder a su retribución. Esta petición de lesividad no fue aceptada por el Tribunal Supremo, por lo tanto se tuvo que hacer otra cosa, que era un control de daños; ya que la instalación está ahí y el Tribunal Supremo no permite no incluirla dentro del sistema, se tendrá que hacer algo diferente. ¿Qué se hizo? En primer lugar, renegociar la deuda, lo que se hace en un plazo muchísimo más largo y a un tipo de interés muchísimo más bajo. En segundo lugar, se decide evidentemente no operar, sino sencillamente dejar la instalación, pero no operarla. Esto permite bajar el coste de Castor de 280 millones de euros al año a 91. Por lo tanto el sector gasista iba a pagar casi la tercera parte del coste que estaba previsto cuando se planificó, se construyó y se aceptó esta instalación. Se renegocia la deuda a más largo plazo, se bajan los tipos de interés en la retribución de esa deuda, y por otro lado se deja la instalación sin operar, no se le pagan los costes de operación ni de ningún tipo. Esto se hizo por decreto-ley con la idea de que si quebraba la empresa concesionaria evidentemente se iba a producir un fallido en una deuda del Banco Europeo de Inversiones, y recuerden que estábamos en el año 2013, en la época en que la prima

DIARIO DE SESIONES DEL CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

COMISIONES

Núm. 422

31 de enero de 2018

Pág. 10

de riesgo de la economía española era todavía muy alta, había dudas sobre el euro y había problemas con la deuda soberana española.

Al respecto hicimos este decreto-ley y hubo un recurso de inconstitucionalidad del Grupo Socialista, de la Generalitat de Catalunya y del Parlament de Catalunya, si la memoria no me falla. ¿El Tribunal Constitucional qué ha dicho? El Tribunal Constitucional ha dicho lo siguiente. Primero, que respecto a las peticiones de inconstitucionalidad que se han formulado sobre varias cuestiones, la hibernación y la asignación a Enagás de la instalación no tiene ningún problema de constitucionalidad, y que la utilización del instrumento del decreto-ley es perfectamente entendible dadas las circunstancias y la urgencia del momento; de hecho dice que se trata de una medida con la que se pretende —esto es entrecomillado de la sentencia— conjurar los riesgos que para personas, bienes y especialmente medio ambiente, pudiera generar la existencia de una instalación de almacenamiento de gas bajo las aguas del mar Mediterráneo, en especial si esa instalación quedara desatendida o se mantuviera a la sola suspensión de actividades administrativamente acordadas. Por lo cual —dice el tribunal— debemos concluir que la adopción de la decisión de hibernación de la instalación de almacenamiento subterráneo Castor ha sido adoptada respetando la definición constitucional de la figura del decreto-ley. Respecto a la asignación también dice que en este supuesto la norma que se adopte por decreto-ley se justifica en que la extinción de la concesión otorgada era un requisito necesario para que la administración pudiera acordar la hibernación, por lo que las mismas razones de urgente y extraordinaria necesidad que justifican esta medida justifican también que, en virtud de esta norma, se acuerde la extinción de la concesión.

Lo que no acepta el Tribunal Constitucional son las razones por las cuales —lo dice aquí— la asignación de pago al sistema gasista ha de llevarse a cabo en unos términos y plazos tan perentorios para excluir del recurso al procedimiento legislativo ordinario o de urgencia. Es decir, lo que dice es: Si ustedes hubiesen tramitado el decreto-ley como proyecto de ley, nada que objetar, pero en esta parte en concreto, como utilizaron el decreto-ley con convalidación, pero sin tramitación posterior, queda anulada por inconstitucional la parte que define el proceso financiero, y que no está la urgencia adecuadamente justificada o no justifica la utilización del instrumento de decreto-ley. Evidentemente las sentencias del Constitucional son para cumplirlas en todo caso, y como el Constitucional ha dicho que esto evidentemente es inconstitucional, tiene sus consecuencias. Las consecuencias son que la sentencia no fue publicada hasta —si no recuerdo mal— el 16 enero, y cuando se emitió la orden de peajes del gas lo que hizo el Gobierno fue evidentemente incluir el Castor, porque aunque había salido por los medios de comunicación, no había un efecto jurídico de la sentencia. El día 16 enero llega la sentencia y en veinticuatro horas se remite una carta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por parte del ministerio, que remite el secretario de Estado, comunicando que la sentencia ha sido publicada en el BOE, y que teniendo todavía la competencia en liquidaciones por parte de la CNMC en el sector gasístico, proceda a dar cumplimiento a la sentencia. Ya sabemos que la CNMC ha dado cumplimiento a su sentencia y ha dejado de pagar los costes operativos y el pago de la deuda, que está en manos de determinados bancos. Es decir, tenemos ahora mismo un efecto que proviene de la sentencia que quiere decir que este gasto del Castor no se puede considerar como parte de los costes regulados del sistema, y no se procede a su retribución. Nosotros nos limitamos a pedirle a la CNMC que cumpla la sentencia, lo que evidentemente ha tenido estos efectos.

¿Qué puede ocurrir después? Lo previsible es que pueda haber una enorme litigiosidad entre privados, y entre privados y operadores públicos como consecuencia de la misma. Ahora mismo tenemos una inversión que en su día se incluyó como inversión retribuida, porque el Tribunal Supremo dijo que había que incluirla; ahora el Tribunal Constitucional ha dicho que no, y por tanto la CNMC ha actuado en consecuencia no retribuyendo. Hasta aquí son las consecuencias de lo mismo; ya veremos en última instancia si hay una modificación del estatus jurídico de esta cuestión, ahora mismo el que hay es el del cumplimiento de la propia sentencia del Tribunal Constitucional.

Por último voy a abordar el tema de Marismas Occidental y del almacén de gas. El almacén de Marismas aquí lo tenemos **(Muestra un gráfico en powerpoint)** y vemos que los diferentes almacenamientos que en su día se previeron forman esas estrellitas rojas, y ninguna de ellas está en el Parque Nacional de Doñana, sino en zonas en las cuales hay actividad humana de algún tipo. En todo caso, para abrir y poner en funcionamiento un almacenamiento se requieren una serie de requisitos previos, esencialmente dos. Uno es una declaración de impacto ambiental, que es competencia de la autoridad autonómica, en este caso de la Junta de Andalucía. El segundo es que, desde los cambios normativos que hicimos con Castor, se encargan al Instituto Geológico y Minero una serie de análisis

sobre la sismicidad y la situación geológica de los almacenamientos. Tenemos una serie de elementos diferenciados que forman parte de un conjunto dentro de este proyecto. Como decía ninguno de ellos forma parte del Parque Nacional de Doñana, sino que están en zonas relativamente aledañas, pero evidentemente no dentro del parque, lo cual sería absolutamente imposible. Eso lo prohíbe toda la normativa medioambiental que existe en nuestro país. El estado de tramitación es el siguiente. Marisma Oriental. La Junta de Andalucía emitió autorización ambiental unificada desfavorable el 8 de enero de 2016, por lo cual el almacenamiento de Marismas Oriental, mientras tenga esta declaración de impacto ambiental hecha por la Junta de Andalucía, no puede llevarse a cabo ni se puede tramitar. En segundo lugar, Saladillo. No requiere autorización ambiental unificada, pero está pendiente de lo que diga la Junta de Andalucía. Si la Junta de Andalucía emite un informe igual que el de Marismas Oriental, no se puede tramitar la licencia de construcción y menos aún la licencia de funcionamiento, porque de entrada no se podría construir. Después tenemos Marismas Occidental. Tuvo en su día una autorización ambiental unificada favorable de la Junta de Andalucía. Nosotros hemos escuchado en medios de comunicación que la Junta de Andalucía quiere revisar esta decisión. Si piensan así, creo que lo deberían hacer por los procedimientos administrativos adecuados y no con declaraciones públicas. Cuando existe una declaración hecha a favor de un administrado y se quiere revocar esa declaración, existen procedimientos administrativos; antes hemos hablado de la declaración de lesividad o cualquier otro que tengan previsto en su legislación o en la legislación administrativa nacional. Creo que la Junta de Andalucía debería hacerlo. Nosotros por nuestra parte estamos pendientes de que se emitan por parte del Instituto Geológico y Minero los dos informes que les hemos solicitado. El propio ministerio ha solicitado al Instituto Geológico y Minero dos informes, y de hecho lo hemos realizado con extrema prudencia. No tenemos tanta obligación, pero sabiendo que es un almacenamiento de gas, hemos pedido dos informes. Uno de ellos ha establecido una serie de obligaciones por parte del administrado respecto a determinados riesgos de inundación. Nosotros hasta que no nos encontremos en una situación de visto bueno al cien por cien de la Junta de Andalucía en su declaración de impacto ambiental, y de visto bueno al cien por cien por parte del Instituto Geológico y Minero de que se cumple con los requisitos, según los estándares adecuados de seguridad en el ámbito geológico y sísmico, evidentemente no vamos a dar una licencia de funcionamiento. Ahora bien, la Junta de Andalucía, si tiene un criterio diferente en el ámbito medioambiental, debería empezar a cambiarlo a través del procedimiento adecuado. Para el ministerio es mucho más complicado encontrarse con un documento oficial de la Junta de Andalucía diciendo que tiene una declaración de impacto ambiental favorable, pero luego se nos pida que deneguemos la autorización de funcionamiento, lo cual sería muy arbitrario por nuestra parte. Por tanto tienen ellos que argumentar por qué tenemos que denegarla. Evidentemente nosotros por nuestra parte con una declaración de impacto ambiental desfavorable nunca autorizaremos la puesta en funcionamiento. Es más, si se inicia un procedimiento por parte de la Junta de Andalucía, hasta que no termine ese procedimiento con el resultado que tenga que ser, nunca daremos la licencia de funcionamiento del almacenamiento. Creo que con esto he dado cuenta de los temas para los que se solicitó la comparecencia del Gobierno en esta Comisión.