

La efectividad de las políticas en materia de seguridad energética



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE ADMINISTRACIONES
PÚBLICAS

El impulso de la evaluación de los resultados de los programas y políticas públicas, así como el desarrollo de la transparencia, la mejora del uso de los recursos y la calidad de los servicios a los ciudadanos son prioridades del gobierno. Corresponde al Consejo de Ministros la aprobación anual de un conjunto de programas y políticas públicas que serán objeto de evaluación por la Agencia de Evaluación y Calidad, dentro de su plan de trabajo.

Así, y a propuesta del ministro de Administraciones Públicas, el Consejo de Ministros, en su reunión de 30 de marzo de 2007, acordó los programas y políticas públicas que serían objeto de evaluación en 2007: el Programa Nacional de Reformas de España; los trámites administrativos para la creación de empresas; el registro nacional de derechos de emisión de gases de efecto invernadero; y, la calidad de los servicios de los museos de titularidad estatal.

La evaluación del Programa Nacional de Reformas de España se debería centrar en la incidencia de las medidas adoptadas para la racionalización del gasto farmacéutico; la efectividad de las políticas en materia de seguridad energética; los programas de fomento de las actividades de investigación, desarrollo e innovación; y, las líneas de financiación para el fomento de la actividad emprendedora.

Primera edición: 2008

© Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios
<http://www.aeval.es>

Este informe es propiedad de la Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios. Se puede reproducir libremente, en su totalidad o parcialmente, siempre que se cite la procedencia y se haga adecuadamente, sin desvirtuar sus razonamientos.

E03/2007

La efectividad de las políticas en materia de seguridad energética
Madrid, noviembre de 2007

Edita: Ministerio de Administraciones Públicas. Agencia Estatal de Evaluación de las Políticas Públicas y la Calidad de los Servicios

Catálogo general de publicaciones oficiales:

<http://www.060.es>

NIPO: 331-08-007-3



ÍNDICE

| | |
|--|----|
| 1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PRINCIPALES | 5 |
| 2. INTRODUCCIÓN | 11 |
| 3. EL CONTEXTO INTERNACIONAL, LA REGULACIÓN Y EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL | 13 |
| 4. LA SEGURIDAD ENERGÉTICA COMO OBJETIVO ESTRATÉGICO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ESPAÑOLA | 16 |
| 5. ANÁLISIS DE ELEMENTOS MARCO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN RELACIÓN CON LA GESTIÓN DEL RIESGO DE SUMINISTRO | 18 |
| 5.1. La responsabilidad regulatoria | 18 |
| 5.2. La planificación | 19 |
| 5.2.1. Los retrasos en la ejecución de la planificación energética | 20 |
| 5.2.2. Una estrategia energética a largo plazo | 21 |
| 5.3. La supervisión | 23 |
| 6. ANÁLISIS DE ELEMENTOS CRÍTICOS DE LA POLÍTICA DE SEGURIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO | 26 |
| 6.1. La suficiencia de inversiones en generación eléctrica y el mix eléctrico | 26 |
| 6.2. El desarrollo, calidad y eficiencia de la red de transporte | 28 |
| 6.3. El impulso a la interconexión con los países vecinos | 30 |
| 6.4. El desarrollo, calidad y eficiencia de la red de distribución | 31 |
| 6.5. La gestión del sistema eléctrico para garantizar la fiabilidad a corto plazo del suministro | 33 |
| 7. ANÁLISIS DE ELEMENTOS CRÍTICOS DE LA POLÍTICA DE SEGURIDAD DEL SUMINISTRO DE GAS | 35 |
| 7.1. La dependencia de materias primas | 35 |
| 7.2. La suficiencia de inversiones en infraestructuras gasistas | 36 |
| 7.3. La gestión del sistema gasista para garantizar la fiabilidad a corto plazo | 38 |
| 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 42 |
| Anexo I. Características más destacables de la demanda y oferta española de energía | |
| Anexo II. Medidas contenidas en el PNR en relación con la fiabilidad del suministro | |
| Anexo III. Tiempo y número de interrupciones del sistema y sus causas | |
| Anexo IV. La reforma del sistema de retribución a la distribución | |
| Anexo V. Entrevistas mantenidas | |





1. Conclusiones y recomendaciones principales

La seguridad del suministro energético es un elemento esencial para el bienestar de los ciudadanos y el buen funcionamiento de la economía. El nuevo contexto energético internacional, de precios al alza y menor seguridad de los aprovisionamientos, unido a unos episodios de interrupciones graves del suministro tanto nacional como internacionalmente, confirman la necesidad de revisar los principales factores de riesgo, y la efectividad de las políticas de seguridad energética tanto europeas como nacionales.

Tanto la política europea como la española consideran la seguridad del suministro uno de los ejes estratégicos de su política energética, junto a los objetivos de energía competitiva y sostenible. Así lo refleja el Programa Nacional de Reformas español (PNR), donde se presentan una serie de objetivos y medidas concretas de reforma en materia de la fiabilidad del suministro, que están orientadas a mejorar ciertos aspectos de la planificación y la coordinación, reformar técnicamente los precios regulados y fomentar el desarrollo de infraestructuras y la interconexión. Respondiendo al encargo recibido del Consejo de Ministros, esta evaluación se ha centrado en el análisis de las medidas destinadas a incrementar la seguridad en el suministro en los sectores eléctrico y de gas de la España peninsular, sin por ello perder de vista la estrecha interrelación existente entre las tres dimensiones de seguridad, competitividad y sostenibilidad.

La regulación del sector eléctrico y del gas español, siguiendo las líneas europeas de liberalización y apertura a la competencia, ha promovido la separación de actividades reguladas (operación de los sistemas de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento básico de gas) frente a las liberalizadas (generación eléctrica y comercialización de ambos) y el establecimiento de un regulador independiente, la Comisión Nacional de Energía (CNE). Se aplica el principio de libre acceso a las redes de terceros tras el correspondiente pago de un peaje por uso. La regulación medioambiental ha determinado en buena medida la limitación de las centrales de carbón, el aumento de la generación eólica y el auge de las centrales gasistas de ciclo combinado. La creciente interdependencia entre gas y electricidad significa que cada vez más el suministro de electricidad depende, especialmente en punta, de la disponibilidad de las plantas de gas.

Como consecuencia de la transformación de los mercados y de su regulación, las compañías eléctricas y gasistas están diversificando sus actividades y participando mediante diferentes arreglos en fases sucesivas de la cadena de valor que va desde la extracción de gas a su empleo en la producción de electricidad para su posterior comercialización. Estas fórmulas pueden tener efectos en las situaciones de dominio de mercado y en la seguridad de suministro.

Junto a la consideración de los elementos de contexto citados, la fiabilidad del sistema energético depende de elementos marco, de la fiabilidad individual de cada



uno de los elementos de la cadena (generación/abastecimiento, redes de transporte y distribución), de su gestión integrada, su planificación y su supervisión. Del análisis detallado de cada uno de estos factores en relación con la gestión del riesgo de suministro en los mercados eléctrico y del gas en España se observa que, en su conjunto, la política de seguridad de suministro española está en línea con la europea y muestra un grado de efectividad aceptable. La diversificación de los abastecimientos gasistas, las inversiones previstas en generación eléctrica y la flexibilidad del mix energético confieren seguridad. Sin embargo, existe margen de mejora en las infraestructuras de red, especialmente las de distribución de electricidad, y se ha de insistir en la debilidad que supone la situación actual en materia de almacenamientos subterráneos de gas y de interconexiones con Francia.

A continuación se presentan las conclusiones principales y las recomendaciones:

La actual planificación a 10 años de los sectores de la electricidad y el gas es un documento básico de la política energética. Tiene como principal objetivo la cobertura de la demanda y la planificación vinculante de las redes de transporte eléctricas y ciertas infraestructuras gasistas. Su carácter ejecutivo no posibilita el análisis y el debate sobre cuestiones estratégicas clave, como la elección de tecnologías y la planificación global del sistema en un horizonte temporal acorde con el tiempo de maduración de las infraestructuras (20-30 años).

La combinación tecnológica para la producción de electricidad en España presenta una importante y creciente participación del gas y de las energías renovables. Existen ciertos techos técnicos de producción de renovables no gestionables (con alta volatilidad) admisibles por el sistema en distintos plazos y límites al volumen de primas que afectan al coste de la energía. Desde un punto de vista de seguridad del suministro, esto implica la necesidad de complementar las renovables no gestionables con energías que permitan la acumulación y arranque rápido, que en general son caras.

Recomendación 1

Sería útil complementar la presente planificación a 10 años con un documento de estrategia a largo plazo (20-25 años), consensuado tanto política como territorialmente. Tomando como punto de partida los trabajos de Prospectiva 2030, la estrategia incorporaría una visión integral del sistema que incluyese reflexiones regulatorias y sobre el mix energético que fuesen útiles para los gestores de la política y para los agentes del sector. Habría de articularse a través del establecimiento claro de objetivos, medidas e indicadores para su seguimiento. El estudio del mix tecnológico debería basarse en una valoración del beneficio y coste social de todas las tecnologías actualmente disponibles, tanto de su fiabilidad como de su contribución a los objetivos de competitividad y sostenibilidad medioambiental.



Se debe continuar vigilando el buen funcionamiento de los mecanismos para promover la fiabilidad del sistema ante el crecimiento de la participación de las renovables e informar al respecto. El Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético previsto en la reforma de la ley del sector de hidrocarburos podría incluir este tema en sus informes.

Red Eléctrica Española (REE) y Enagas son dos compañías que desarrollan un papel central dentro de los sistemas eléctrico y gasista a las que la ley les asigna el papel de garantes de la seguridad y continuidad de los suministros. Por otro lado, la normativa establecida para salvaguardar la independencia de las unidades orgánicas de REE y Enagas que actúan como gestores técnicos de los sistemas indica la preocupación del legislador por potenciales conflictos de intereses de los directivos de estas compañías.

En ocasiones, en el pasado, la planificación no dio todas las señales de alarma ante riesgos de cobertura. Por otro lado, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC) no cuenta con la capacidad operativa suficiente para efectuar, contestar o supervisar plenamente los trabajos de planificación que realizan los gestores técnicos de los sistemas gasista y eléctrico. Como consecuencia de esta debilidad, parte de la responsabilidad política de la planificación se desplaza de hecho a las sociedades anónimas Enagas y REE.

Recomendación 2

Seguir avanzando en el diseño de mecanismos institucionales de coordinación de la gestión de los sistemas gasista y eléctrico y potenciar sus sistemas de información y transparencia.

El MITYC debería fortalecer técnicamente su función planificadora dotándose de los medios materiales y humanos que le permitan desarrollar sus responsabilidades de manera independiente y que le posibiliten desempeñar un papel de mayor alcance.

Dado el papel central que Enagas y REE juegan en el sistema y las numerosas responsabilidades que atienden deberían contar con mecanismos de rendición de cuentas equiparables a sus responsabilidades sociales y políticas. Al cabo de un cierto tiempo de funcionamiento, debería evaluarse la efectividad conseguida con la normativa de salvaguardia de conflictos de intereses.

Aunque a principios de la década había un problema de insuficiente capacidad de generación de electricidad, dicho problema se ha superado, a la vista de la capacidad instalada actualmente y las solicitudes existentes de nuevas instalaciones. No



obstante, no funcionó adecuadamente el mecanismo de garantía de potencia que debía haber incentivado la inversión.

Por otro lado, se producen importantes retrasos en el desarrollo de las infraestructuras, especialmente de red, debido a los largos procesos de tramitación administrativa, la actuación descoordinada entre los distintos ámbitos de gobierno y la oposición social a la instalación de líneas eléctricas. Además, no se logra avanzar en la implementación de los proyectos de interconexión con Francia a pesar del interés de las autoridades españolas y de la Comisión europea.

Existen desequilibrios entre la generación y la demanda eléctrica en distintas zonas. Si las nuevas instalaciones de generación no se instalan en las zonas deficitarias, se incrementan los costes de las inversiones en red derivadas de los transportes entre zonas, las pérdidas por el transporte de la energía y las congestiones de evacuación.

Recomendación 3

Debe avanzarse en la función de los precios como señales para oferentes y demandantes. A partir de las alternativas propuestas para la reforma del mecanismo de garantía de potencia, el nuevo sistema de pagos por capacidad, pendiente de desarrollo, debe aportar metodologías claras y transparentes y generar suficientes incentivos a la disponibilidad y a la inversión en situaciones de escasez, para evitar los defectos del sistema anterior.

Impulsar la tramitación de una norma, sobre la que ya existe un encargo de propuesta, que proporcione señales, incentivos o desincentivos zonales, a los productores para promover la localización geográfica eficiente de las instalaciones de generación.

Estudiar las formas de agilizar en mayor medida los procedimientos administrativos, instituir mecanismos adecuados de coordinación con las CCAA que impliquen asimismo un compromiso de las autoridades locales y estudiar medidas para tratar de lograr una mayor concienciación ciudadana sobre la necesidad de las líneas eléctricas.

Los proyectos de interconexión eléctrica y gasista, particularmente con Francia, deben seguir recibiendo el impulso político necesario. Deben agotarse todas las posibilidades de colaboración con las empresas que operan en territorio francés.

La calidad de la red de transporte medida por la evolución del indicador de Tiempo de Interrupción Medio (TIM) permite afirmar que se encuentra dentro de los niveles aceptables y presenta en general un alto nivel de mallado. Sin embargo, el análisis



de las causas de las interrupciones indica que existe margen de mejora en la supervisión, el mantenimiento y la puesta al día de las instalaciones.

La mayoría de las interrupciones del suministro tienen su origen en la red de distribución. Existe escasa información publicada al respecto. Parece que el nivel de inversión en la red de distribución es inadecuado, lo que se ha debido en parte a un sistema de retribución que se ha percibido como insuficiente por los distribuidores y que no aportaba incentivos a la inversión para hacer frente al crecimiento de la demanda, a la mejora de la calidad ni a la reducción de las pérdidas por transporte en la red. Actualmente, está en proceso de reforma el mecanismo de retribución a la distribución, que incluye incentivos a la calidad y la eficiencia de la red. Adicionalmente, y cubriendo un vacío, se dota a la CNE de nuevos instrumentos para regular los precios y supervisar la inversión en las redes de distribución.

Recomendación 4

Mantener el buen nivel de transparencia sobre las cuestiones topológicas de mallado, entre otras, de la red de transporte y complementarlo con indicadores de mantenimiento. Acelerar en la medida de lo posible la adaptación de los sistemas de protección de la red de transporte. Impulsar la supervisión de la actuación de REE desde la CNE, en línea con las competencias de supervisión reconocidas en la reciente reforma de la ley del sector eléctrico (LSE).

Reformar el sistema de retribución de la distribución (actualmente en fase de tramitación), de manera que se introduzcan los incentivos adecuados para la inversión en redes de distribución, su calidad y su eficiencia. Asimismo, sería oportuno desarrollar por parte de la CNE las competencias de supervisión atribuidas en la reforma de la LSE, y promover la transparencia de los indicadores de robustez y mantenimiento de dicha red.

En ocasiones se ha producido incertidumbre regulatoria por los frecuentes cambios normativos, al tiempo que también ha existido un importante retraso en la adopción de reformas reguladoras necesarias, que desde 2004 se está corrigiendo.

Recomendación 5

Una regulación que aspire a consolidar iniciativas liberalizadoras y la apertura de los mercados debe contar con un marco regulador que ofrezca estabilidad en los patrones de conducta, los incentivos y las señales de precios y tener presente los costes que en términos de riesgo regulatorio puedan tener las medidas que vayan a ser adoptadas.



Se debería continuar y profundizar en el ejercicio de la responsabilidad política que supone el establecimiento transparente de los objetivos y el seguimiento de sus resultados, articulando adecuadamente la lógica de la política energética recogida en el PNR y completando los indicadores para su oportuno seguimiento.



2. Introducción

Existe unanimidad sobre la relevancia de la seguridad del suministro energético para el bienestar de los ciudadanos y el buen funcionamiento de la economía. Las recientes interrupciones del suministro tanto nacionales como internacionales confirman la necesidad de revisar los principales factores de riesgo y la efectividad de las políticas para hacerle frente. Esta es la cuestión que se aborda con la presente evaluación¹.

¿Cuándo podemos decir que el suministro es seguro o fiable? En el largo plazo debe garantizarse la “suficiencia de las inversiones” en infraestructuras, teniendo en cuenta su amplio periodo de maduración, para hacer frente al crecimiento de la demanda. En el corto plazo la “gestión del sistema” debe permitir garantizar un muy bajo riesgo de cortes de suministro imprevistos. A qué nivel de reducción del riesgo se aspira dependerá de la disposición social a pagar por ello.

Este planteamiento simplificado no puede dejar de lado una serie de aspectos directamente relacionados con dicha seguridad: la gestión de la demanda, los efectos sobre el medio ambiente y el coste de la energía.

Las preocupaciones medioambientales de la sociedad, los compromisos internacionales y la responsabilidad respecto a las generaciones futuras incorporan al objetivo de suministro seguro la dimensión de reducción del impacto en el medio ambiente.

Si bien en el corto plazo la demanda es muy rígida, los consumidores deben ser conscientes del verdadero coste de la energía. Esto enlaza con las políticas de control del crecimiento de la demanda, especialmente la demanda de punta, y de promoción de la eficiencia energética.

En tercer lugar, ¿seguro a qué coste? La evolución reciente de los precios internacionales y las características de competencia imperfecta del mercado eléctrico introducen consideraciones respecto al coste de las tecnologías de generación, la eficiencia de los sistemas de transporte y distribución y la fuerza de la competencia para promover reducciones de precios.

Todos estos aspectos se han incorporado tanto en la política europea como en la española, que contemplan tres ejes estratégicos: energía sostenible, competitiva y segura. Reconociendo que se trata de dimensiones claramente interrelacionadas, en este informe nos centraremos en el tercer eje².

¹ El análisis se refiere a la España peninsular, dadas las especiales características de los territorios no peninsulares.

² En línea con el Informe de Progreso 2007 que enmarca el control de la demanda y el fomento de las energías renovables en el ámbito de la sostenibilidad.



En lo que respecta a las fuentes de energía, el sector energético integra múltiples fuentes de energía "primaria": petróleo, gas natural, nuclear, carbón, renovables (incluyendo principalmente las energías hidráulica, eólica y solar) que tienen como usos "finales" generar electricidad o consumirse directamente. La presente evaluación se centrará en el sector eléctrico y el sector del gas en la medida en que son los recogidos en el PNR y donde se concentra la actuación del gobierno en política energética. No obstante, se introducirán consideraciones sobre todas las fuentes de energía en el ámbito de la generación de electricidad.

Un factor adicional de complejidad es el carácter no almacenable de la electricidad, que hace que deba ser producida en el mismo momento en el que es demandada, y por tanto, se traslade la estacionalidad del consumo (puntas de verano e invierno) íntegramente a la producción.

En este informe, tras una breve revisión del contexto y la política actual en materia de seguridad del suministro, se aborda un análisis de las dimensiones que se han identificado como más destacadas en la gestión del riesgo de suministro de la actual política de seguridad energética. Dicho análisis se estructura en tres partes:

- Un análisis conjunto para el sector eléctrico y del gas de la responsabilidad regulatoria, la planificación y la supervisión.
- Una serie de elementos críticos en la política de seguridad del suministro eléctrico: la suficiencia de inversiones en generación, el mix tecnológico, el desarrollo, calidad y eficiencia de las redes de transporte y distribución, la interconexión y la gestión del sistema para garantizar la fiabilidad a corto plazo del suministro.
- Una serie de elementos críticos en la política de seguridad del suministro de gas tales como la suficiencia de inversiones en infraestructuras, la dependencia de materias primas y la gestión del sistema para garantizar la fiabilidad a corto plazo del suministro.

El informe estudia las políticas de seguridad energética que afectan a los sectores de electricidad y gas peninsulares, y no analiza las cuestiones relativas a la industria nuclear.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Para realizar el informe se ha seguido un procedimiento de análisis documental y entrevistas individualizadas a los gestores de la política en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), miembros de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de los gestores de los sistemas, expertos independientes y actores que participan en distintos ámbitos del sector.



3. El contexto internacional, la regulación y el sector energético español

El contexto energético internacional ha cambiado sustancialmente en los últimos años: el gran aumento de la demanda de las economías emergentes, especialmente China, y la inestabilidad de buena parte de los países productores han resultado en una tendencia creciente de los precios y menor seguridad de los aprovisionamientos. Por otro lado, los compromisos medioambientales condicionan las tecnologías a utilizar, impulsando las renovables y el gas. Finalmente, los procesos de liberalización y apertura al mercado de los sistemas energéticos, han supuesto, desde la óptica de la seguridad energética, una profunda transformación de los mecanismos para garantizar la recuperación de las inversiones y su suficiencia para hacer frente a la demanda.

Las dinámicas de liberalización y regulación impulsadas desde la UE han avanzado en la ordenación bajo esquemas homogéneos de los mercados de gas y electricidad. Han producido cambios sustanciales en la regulación de la libertad de entrada, de acceso a la red y de contratación, aunque los avances hacia el mercado único no se están produciendo al ritmo deseado por la Comisión, y la política de campeones nacionales sigue predominando en este sector. Las dificultades son todavía mayores para lograr una voz única europea en la negociación con los principales proveedores de energía.

En 2007, la UE ha marcado unas nuevas pautas para promover una energía más segura, más competitiva y más sostenible: el denominado "paquete Energía"³. Se marca como objetivos prioritarios el funcionamiento adecuado del mercado interior de la energía, la seguridad del suministro estratégico, una reducción concreta de las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por la producción o el consumo de energía, así como la afirmación de una voz única de la UE en el ámbito internacional. El Consejo europeo adoptó en marzo un Plan de Acción Global en el ámbito de la energía 2007-2009. Entre los compromisos recogidos en dicho Plan figuran la reducción de las emisiones internas de la UE de gases de efecto invernadero en al menos un 20% hasta el año 2020, la reducción del consumo de energía en un 20% hasta dicha fecha y el aumento del porcentaje de energías renovables a un 20% de su combinación energética en el año 2020. En esta línea, la Comisión europea acaba de proponer en septiembre de este año un tercer paquete de medidas con el objetivo declarado de que exista en el sector energético un verdadero mercado con abastecimiento seguro.

La regulación del sector eléctrico y del gas español ha seguido las líneas europeas de liberalización y apertura a la competencia, aunque los expertos coinciden en señalar que todavía no se puede decir que los precios finales del mercado de electricidad

³ Se puede consultar este y los siguientes documentos de la UE en http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/index_en.htm



cumplan la función de verdadera señal para oferentes y demandantes. También se ha avanzado en la integración con Portugal con la puesta en marcha del mercado hispano-portugués de electricidad (MIBEL).

Como respuesta a este nuevo contexto, las compañías eléctricas han desarrollado estrategias orientadas a protegerse frente a la competencia y a asegurarse el suministro de gas en cantidad y precio adecuado a sus necesidades. En concreto, han diseñado fórmulas de integración vertical entre generación de electricidad y suministro de gas. Por su parte, las compañías gasistas, han procurado entrar en el negocio eléctrico para participar directamente en el precio final de la materia prima que comercializan. En ambos casos, además de reducir riesgos de aprovisionamiento o comercialización, las empresas persiguen diversificar sus actividades y posiblemente conseguir economías de alcance⁴.

Tanto el consumo de la energía primaria en España como la demanda eléctrica han venido creciendo a una tasa superior a la del PIB a excepción de los dos últimos años, en los que se ha reducido la intensidad energética primaria en un 0,9% en 2005 y un 4,7% en 2006 y se mejoró el comportamiento de la intensidad eléctrica⁵.

La dependencia externa de España – porcentaje de energía importada respecto a la energía consumida – alcanza el 80%, muy por encima de la ya alta dependencia de la UE, que se sitúa en torno al 50%. El petróleo representa casi la mitad del consumo de energía primaria⁶ en 2006 y en los últimos años se ha producido un espectacular incremento de la participación del gas, que ya representa el 21% del total del consumo.

En la producción de electricidad, la gran mayoría de la energía que se consume tiene origen fósil (petróleo, carbón y gas natural), con una participación creciente del gas (que ya representa casi el 30% de la producción de electricidad) y las energías renovables, que incluyendo la hidráulica suponen el 20% de la producción de electricidad.

Las centrales de ciclo combinado de gas han ganado cuota por sus características tecnológicas eficientes y sus bajas emisiones, su menor coste de inversión y más

⁴ Las fórmulas más frecuentes en las que se ha materializado esta integración vertical son contratos a largo plazo de suministro de gas, participación parcial en la propiedad de gasoductos internacionales, participación parcial en compañías que operan en la cadena de valor del gas (exploración, extracción, licuefacción, comercialización) e integración de las actividades de gas y electricidad en un mismo grupo de empresas.

⁵ En 2005 y 2006, el crecimiento de la demanda eléctrica corregida ha sido prácticamente igual al de la actividad económica. Planificación 2007 MITYC.

⁶ Véase el Anexo I para una caracterización más completa de la oferta y demanda de energía en España.



rápida puesta en funcionamiento, y las renovables especialmente la eólica, impulsadas por las políticas activas de fomento al respecto⁷.

La creciente interdependencia entre gas y electricidad significa que cada vez más el precio de la electricidad y su oferta, especialmente en punta, se determina por el precio⁸ y la oferta disponible en las plantas de gas. Esta interdependencia plantea la interrelación entre la seguridad del suministro eléctrico y la seguridad en el suministro de gas.

Para atender la creciente demanda de gas que no podía atenderse exclusivamente con el gas argelino transportado por gasoducto, se ha procedido a la expansión de las instalaciones de desembarco de gas natural licuado traído por buques metaneros⁹, la construcción de plantas de regasificación y de tanques criogénicos y la expansión de la red de gaseoductos nacionales y de conexión con Portugal y Francia.

⁷ En ambos casos los condicionantes medioambientales y la moratoria nuclear limitan las opciones alternativas.

⁸ Por su parte, el precio del gas tiende a ligarse al precio del petróleo.

⁹ Cada vez es mayor la proporción de gas natural licuado transportado en buques frente al gas natural transportado por gasoductos.



4. La seguridad energética como objetivo estratégico de la política energética española

El último Informe de Progreso del Programa Nacional de Reformas de España identifica la competencia¹⁰, la seguridad del suministro y la sostenibilidad¹¹ como los tres ejes fundamentales de la política energética¹².

Para el Secretario general de la Energía¹³, el “fin último” de la política regulatoria en el ámbito de la electricidad es “garantizar el suministro eléctrico de una manera eficiente y con el mínimo impacto en el medioambiente.” La seguridad de suministro trata de “garantizar el suministro eléctrico continuo y de calidad en el corto, medio y largo plazo en todo el territorio”. Se identifica la planificación de las infraestructuras, dado su periodo de maduración, y el aumento de la capacidad de interconexión, principalmente en la frontera francesa, como actuaciones prioritarias en materia de seguridad; si bien la interconexión es asimismo de gran relevancia para lograr los objetivos de competencia y sostenibilidad.

Dentro del PNR y en sus informes de progreso se presentan una serie de objetivos y medidas concretas de reforma en materia de fiabilidad del suministro¹⁴, que están orientadas a mejorar ciertos aspectos de planificación y coordinación, reformar técnicamente los precios regulados y fomentar el desarrollo de infraestructuras y la interconexión. El grado de aplicación y desarrollo normativo de dichas medidas se detalla en los anexos del Informe de Progreso del PNR.

Los importantes desarrollos normativos de los últimos años, en los que se profundizará posteriormente, han respondido a una doble línea de acción: corregir defectos regulatorios y transponer las directivas europeas¹⁵.

Un elemento esencial de la política de seguridad energética es la planificación de infraestructuras a 10 años que lleva a cabo el MITYC con la participación de las

¹⁰ Aunque su evaluación no es objeto de este informe, el valor del precio como señal para la correcta toma de decisiones de oferentes y demandantes afecta a la fiabilidad del suministro.

¹¹ Dentro de este tercer eje cabe destacar la Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética (E4) y el Plan de Energías Renovables 2005-2010. En España existe el compromiso de cubrir con energías renovables al menos el 12% del consumo de energía primaria en 2010 (en el año 2006 cubrieron el 6,8%), y al menos el 29,4% del consumo bruto de electricidad.

¹² No obstante, cabe señalar que no existe un documento global de estrategia energética donde se articulen el conjunto de objetivos estratégicos, operativos y medidas.

¹³ Nieto, I., La política energética del gobierno, Cuadernos de Energía nº 17, junio 2007.

¹⁴ Véase el Anexo para un detalle de las medidas recogidas en el PNR.

¹⁵ Se han modificado la ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico y la ley 38/1998, de hidrocarburos, mediante la LSE 17/2007 y la LH 12/2007, para adaptarlas a las Directivas europeas 2003/54/CE y 2003/55/CE.



comunidades autónomas¹⁶. El plan se revisa cada cuatro años en su totalidad y parcialmente cada dos. En electricidad realiza una planificación eléctrica indicativa en generación (dado el carácter liberalizado de esta actividad) y obligatoria en lo relativo a redes de transporte. No se refiere a las redes de distribución. En cuanto al gas, tiene carácter obligatorio la planificación de los gasoductos de la red básica, la capacidad requerida de regasificación total de gas natural licuado y el almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos, siendo el resto indicativa.

La función de seguimiento y la supervisión se apoya en una serie de indicadores entre los que sobresalen los siguientes:

- El índice de cobertura (IC), que indica, bajo ciertas hipótesis, en qué medida la potencia disponible en el sistema permitiría hacer frente a la punta de potencia demandada. Se considera en general que un valor de 1,10 es un margen adecuado.
- El TIEPI y NIEPI, como indicadores de seguridad, que miden respectivamente el tiempo y número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada en media tensión.

Posteriormente se abordará el análisis de sus valores en los últimos años.

¹⁶ La planificación que se inició con el Plan 2002 – 2011 ha sido objeto de revisión en 2006 (Plan 2005 – 2011). La última revisión está contenida en el documento preliminar de planificación de los sectores de electricidad y gas 2007-2016, de julio de 2007, cuya aprobación definitiva está prevista para antes de final de año tras incorporar la evaluación ambiental estratégica y el informe preceptivo de la CNE.



5. Análisis de elementos marco de la política energética en relación con la gestión del riesgo de suministro

La fiabilidad del sistema depende de elementos marco, de la fiabilidad individual de cada uno de los elementos de la cadena (generación/abastecimiento, redes de transporte y distribución), de su gestión integrada, su planificación y su supervisión. Se abordan a continuación las dimensiones de regulación, planificación y supervisión que afectan tanto al sector de la electricidad como al del gas.

5.1. La responsabilidad regulatoria

Una regulación que aspire a consolidar iniciativas liberalizadoras y la apertura de los mercados debe contar con un marco regulatorio que ofrezca estabilidad sobre patrones de conducta, incentivos y señales de precios. La crítica de la Comisión europea a la fijación de la tarifa en España es una llamada de atención al respecto. La reducción del “riesgo regulatorio” contribuiría a generar un clima más favorable para incentivar la toma de decisiones privadas que impliquen compromisos a largo plazo. Si cabe, es todavía más importante en este sector por el volumen de la inversión en infraestructuras y su largo plazo de recuperación, así como por el grado de incertidumbre tecnológica (que aparezcan nuevas tecnologías más eficientes) y estratégica (evolución de los precios y el comportamiento de los competidores).

El coste del riesgo regulatorio se ha puesto de manifiesto, por ejemplo, en relación con la retribución a la distribución eléctrica, donde una aplicación distorsionada de un modelo de regulación por incentivos y unos coeficientes con cambios frecuentes y poco transparentes han afectado negativamente a las inversiones en la red de distribución y conducido a que actualmente la mayoría de las interrupciones en el suministro se deba a problemas en la red de distribución (ver punto 5.4.).

Dicho riesgo regulatorio también se produce por el retraso en adoptar reformas necesarias, como por ejemplo la corrección de la mencionada retribución a la distribución y la reforma del mecanismo de pago de potencia eléctrica. Afortunadamente, los mecanismos de reforma se han puesto finalmente en marcha. Las recientes reformas normativas aplicadas en el sector no sólo han respondido a la necesaria transposición de las nuevas Directivas, sino que han abordado cuestiones problemáticas existentes.

Asimismo, el PNR constituye una aportación importante a la fijación de objetivos y su seguimiento. Es deseable que se mantenga y refuerce el mecanismo de responsabilidad que ofrece este planteamiento transparente de objetivos y su rendición de cuentas. Aunque existe margen de mejora en la articulación de objetivos y medidas en el PNR, se valora muy positivamente el disponer de esta guía para evaluar el cumplimiento de los compromisos. El repaso a las medidas anunciadas permite concluir que se han cumplido razonablemente.



Por otra parte, revisando las medidas propuestas por el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, publicado en junio de 2005, se constata el impacto de ese documento, pues se han incorporado una parte importante de sus recomendaciones, y donde no ha sido así, el Libro Blanco sigue siendo un referente.

Finalmente, a la reducción del riesgo regulatorio y a la rendición de cuentas se suma una tercera faceta de la responsabilidad regulatoria: la gestión del cambio.

Distintas deficiencias normativas de carácter eminentemente técnico que han causado no pocos problemas han tardado también un tiempo excesivo en corregirse, pese a existir un consenso prácticamente unánime de la CNE y los agentes económicos al respecto, y venir avalado el cambio por experiencias internacionales. Sin entrar en detalles concretos¹⁷, se pone de manifiesto que ha existido un problema en el mecanismo de gestión de los cambios regulatorios. Aunque en los últimos años se ha puesto solución a la mayoría de estos problemas, siguen existiendo indicaciones de que las adaptaciones regulatorias, para ser ágiles, están obligadas a recurrir a mecanismos indirectos. El creciente número de Procedimientos Operativos iniciados a instancias de REE son una llamada de atención. Parece recomendable que la regulación contemple explícitamente procedimientos para solicitar cambios regulatorios y responsabilidades de promoverlos. Podrían articularse en torno a la capacidad de propuesta de la CNE.

5.2. La planificación

La planificación actual de los sectores de electricidad y gas a diez años es un documento básico de la política energética, cuyo valor vinculante en redes de transporte e indicativo en el resto ha ido reforzándose en las últimas planificaciones. La introducción reciente del requisito de que para que a una infraestructura de red eléctrica o gasista se le reconozca una retribución deba estar previamente incluida en el plan es una medida que contribuye a optimizar el empleo de los recursos.

Asimismo, se han reforzado las consideraciones de eficiencia de las redes eléctricas al habilitar a REE como gestor de la red de transporte para que “atendiendo a criterios de seguridad del suministro” pueda “establecer límites por zonas territoriales a la capacidad de conexión a las instalaciones de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica previa comunicación a la Secretaría general de Energía del MITYC”¹⁸. Se compatibiliza así la libertad de instalación de los generadores con criterios de eficiencia de la red.

¹⁷ El propio Libro Blanco cita a modo de ejemplo el especial tratamiento de la garantía de potencia para los contratos bilaterales, la no participación de la energía contratada en el mercado intradiario en el pago de los costes de gestión de las restricciones técnicas o el mecanismo de asignación de la capacidad de la conexión internacional con Francia.

¹⁸ Disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 1634/2006.



No obstante, existen ciertas limitaciones del modelo actual de planificación. Unas vienen ligadas a ciertos aspectos estratégicos que no se abordan en la planificación actual, que tiene un carácter más bien ejecutivo, y que sería adecuado tratarlos en otro tipo de documento que complementara al actual para un horizonte temporal mayor. Otro aspecto a considerar de la planificación eléctrica actual es valorar si en el contexto presente de mayor peso de la llamada “generación no gestionable”, sería adecuado para previsiones a largo plazo ampliar el tratamiento estocástico a un número mayor de variables, aparte de la hidráulidad, en lugar de limitar el análisis a la consideración de ciertos aspectos y escenarios.

También merece una reflexión la capacidad de supervisión de la labor de REE y Enagas por parte del MITYC, que más bien realiza una delegación de responsabilidades en la previsión de las necesidades de infraestructuras. Finalmente, existen una serie de elementos que están ocasionando retrasos importantes en la ejecución de la planificación y que analizamos a continuación.

5.2.1. Los retrasos en la ejecución de la planificación energética

Se considera necesario realizar los nuevos desarrollos de la red de transporte, tanto eléctrica como gasista, en los plazos previstos en la planificación. Existen tres problemas destacados que retrasan el desarrollo de las infraestructuras: insuficiente coordinación con las comunidades autónomas, problemas administrativos para conseguir las autorizaciones necesarias y oposición social a la instalación de líneas eléctricas.

Si bien tanto la ley 54/1997, del sector eléctrico, como la ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, recogen respectivamente que la planificación eléctrica y del gas será realizada por el Estado con la participación de las CCAA, y se están aplicando mecanismos de consulta a tal efecto, se detectan algunos problemas de coordinación en la práctica en relación con la ordenación del territorio que llevan a cabo las CCAA y los ayuntamientos, como señala tanto el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica como la CNE. El Libro Blanco indica asimismo que “sería conflictivo emplear las potestades asociadas a la política territorial para otros fines diferentes de los puramente territoriales y, por decirlo de forma simplificada, usarlos para tomar decisiones de política industrial”. Las dificultades encontradas para llevar a cabo la construcción de nuevas instalaciones aconsejan valorar el establecimiento de procedimientos formales flexibles de coordinación, más allá de las consultas preceptivas, que se podrían articular a través de los convenios de cooperación ya previstos en la LSE.

En segundo lugar, existe unanimidad entre los agentes del mercado respecto a los excesivos y largos trámites administrativos para conseguir las autorizaciones de instalaciones eléctricas tanto de generación como de transporte y distribución. REE estima que la duración del proceso administrativo hasta conseguir la aprobación del proyecto de ejecución de una línea es aproximadamente de tres años. Estas demoras afectan negativamente a la competencia y a la seguridad del sistema. Cabe



achacarlas tanto a la complejidad del procedimiento como al volumen de peticiones cursadas.

La CNE ya llamaba la atención sobre este tema en las conclusiones de su informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura de 2001, y lo reitera en las recomendaciones de su último informe marco de 2006.

El MITYC ha realizado una aportación sustancial para tratar de reducir los plazos en la medida en que incorpora las consideraciones medioambientales desde el principio a través de la evaluación ambiental estratégica, lo que debería permitir agilizar los trámites de declaración de impacto medioambiental, que son de los que más alargan el proceso. También se requieren avales para evitar solicitudes de autorizaciones especulativas que colapsaban el procedimiento de tramitación. No obstante, la duración del proceso sigue siendo excesiva y es necesario agilizar en mayor medida los procedimientos y lograr una mayor coordinación entre los organismos involucrados, con el posible uso de una herramienta del tipo de ventanilla única y la posibilidad de realizar algunas fases del proceso de forma paralela.

En cuanto a la oposición social a la instalación de líneas eléctricas, cabe destacar la percepción difusa de beneficios que supone una línea eléctrica aérea frente al temor al potencial efecto de los campos electromagnéticos y los impactos visuales y medioambientales. Esta oposición no debe menospreciarse, pues paraliza proyectos que contribuirían a una mayor fiabilidad del suministro. Un ejemplo citado en múltiples ocasiones es Girona, que depende actualmente de una sola línea de alimentación de muy alta tensión. Un avance en este campo ha sido el establecimiento por Real Decreto de una partida asignada a compensar los daños e inconvenientes causados por la instalación de líneas eléctricas. Iniciativas que promuevan la concienciación ciudadana contribuirían a solucionar este problema. Por otra parte, sería interesante promover un entendimiento con las asociaciones ecologistas planteándolo en términos generales de la política energética, especialmente en los capítulos de ahorro y eficiencia energética e impulso de las energías renovables.

5.2.2. Una estrategia energética a largo plazo

Dado el amplio plazo de maduración de las infraestructuras energéticas y su carácter de política de estado, sería deseable contar con una planificación estratégica a largo plazo que complemente a la planificación actual a 10 años. Esta nueva planificación estratégica (a 20-30 años) resolvería además ciertos problemas que surgen en la planificación a diez años actual y permitiría análisis más profundos de la elección de tecnologías y de planificación "global" del sistema.

La elaboración del estudio de prospectiva energética 2030 que se está realizando por el MITYC podría ser un buen punto de partida. El grupo de trabajo constituido cuenta con numerosos miembros que se distribuyen en un Comité de Dirección, un Grupo



Operativo, un Consejo Asesor, un Consejo de Participación Social y expertos sectoriales. Dicho grupo publicará un Informe antes del final de la legislatura.

La iniciativa y su enfoque participativo son loables y útiles. La información disponible al respecto indica que cumpliría una función de estudio y análisis de escenarios. Sería interesante continuar su labor definiendo una estrategia a largo plazo. Para ello sería deseable reconsiderar la ampliación de sus miembros, previendo la participación de partidos políticos del arco parlamentario, de cara a favorecer el necesario consenso político que debe haber en una política cuya puesta en práctica podrá ser labor de varios gobiernos.

En ocasiones se ha constatado la inviabilidad de algunas previsiones de la planificación, lo que podría deberse al interés de las distintas comunidades autónomas en incluir infraestructuras que consideran prioritarias sin atender suficientemente a su viabilidad en el horizonte temporal de diez años. Una planificación a más largo plazo sería el lugar donde incluir las peticiones de inversiones de las comunidades autónomas. Aunque sean prioritarias, no deberían incluirse en la planificación que realiza actualmente el MITYC si no es factible llevarlas a cabo en el periodo de diez años que cubre dicha planificación, pues claramente desvirtúan la utilidad del instrumento.

La actual planificación a 10 años de los sectores de electricidad y gas tiene como principal objetivo la cobertura de la demanda y la planificación vinculante de las redes de transporte eléctricas y ciertas infraestructuras del gas. Una articulación global de todos los elementos precisaría de un foro de diálogo y negociación más amplio y con un distinto ámbito temporal.

Asimismo, dado que no existe actualmente un documento de estrategia energética que articule los objetivos estratégicos, operativos y medidas, dando respuesta a un diagnóstico explícito de los problemas y orientando con claridad a los agentes del mercado, sería deseable que una estrategia global a largo plazo se diseñara con dicho planteamiento.

Por otra parte, es de esperar que en dicho proceso se abordaran adecuadamente las cuestiones relativas al denominado "mix tecnológico" valorando las distintas tecnologías energéticas, en sus dimensiones tanto de fiabilidad del suministro como económicas y medioambientales. Claramente, en un contexto de incremento de la demanda y los precios de la energía, de inestabilidad de la oferta de hidrocarburos y mayor conciencia medioambiental, se hace necesario fomentar la diversificación tecnológica de las fuentes de suministro y el uso de las energías autóctonas y renovables competitivas. Esta parece ser la línea adoptada por el Gobierno, pero no se ha producido un verdadero debate al respecto, en el que se debería valorar si reabrir el debate nuclear (especialmente teniendo en cuenta que en la década de 2020 llegarán la mayoría de las centrales al final de su vida útil y las implicaciones en términos de costes y medioambientales de su cierre). También se deberían planificar mecanismos para gestionar adecuadamente la volatilidad de la oferta de las energías



renovables de modo que no se menoscabe la fiabilidad del sistema y valorando su coste. Asimismo, habría que valorar los pros y los contras del carbón, en la medida que reduce la dependencia exterior a costa de incrementar las emisiones contaminantes, a no ser que se incorporen nuevas tecnologías de “captura y almacenamiento de carbono”. Y, por último, se debería ser consciente de la dependencia creciente del gas ligada al aumento de las centrales de ciclo combinado. En definitiva, un debate explícito sobre el mix energético contribuiría a una mejor percepción de los puntos fuertes y débiles de la opción elegida, y el reconocimiento de sus costes, permitiendo al regulador y al operador del sistema gestionar mejor los riesgos y reducir la incertidumbre para la inversión privada.

5.3. La supervisión

En materia de planificación, el seguimiento ha mejorado sustancialmente en los últimos años y el Comité de Gestión Técnico previsto aportaría un seguimiento estratégico que se sumaría al seguimiento más operativo que se desarrolla actualmente. No obstante, en lo que respecta a la supervisión del desempeño de las funciones de operador/gestor del sistema de REE y Enagas, existe un importante margen de mejora.

Se observa una adecuada transparencia en la evolución de las infraestructuras de red¹⁹ y una coordinación reforzada con los operadores técnicos y con el Ministerio de Medio Ambiente, a través de reuniones de seguimiento informal de alto nivel. Asimismo, merece una valoración positiva el hecho de que finalmente este año en el sector eléctrico se ha publicado el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional²⁰, que pese a estar previsto en el Real Decreto 1955/2000, y ser demandado por el sector, no se estaba publicando.

Por su parte, la CNE realiza estudios periódicos sobre seguridad de suministro de electricidad y gas. Uno de los temas centrales de estos trabajos es el seguimiento del desarrollo de las infraestructuras²¹.

Asimismo, es de destacar favorablemente la creación por la ley 12/2007, de hidrocarburos, del Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético²² cuyo objetivo es el seguimiento permanente de la garantía de los

¹⁹ Informes mensuales de seguimiento del desarrollo de las infraestructuras realizados por el Ministerio a partir de sendos informes mensuales de REE y Enagas.

²⁰ Orden ITC/1549/2007, de 18 de mayo.

²¹ El último informe anual de cobertura disponible es el Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural y su cobertura. 2006.

²² Aunque está pendiente de desarrollo reglamentario, el Comité estará formado por representantes de la Secretaría general de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, del Gestor Técnico del Sistema de gas natural, del Operador del Sistema Eléctrico, de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y de la Comisión Nacional de Energía.



suministros energéticos, en una dimensión que se intuye más bien “estratégica” frente al seguimiento operativo que se realiza en otros ámbitos.

También existe un seguimiento interno de los operadores de los respectivos sistemas eléctrico y de gas:

REE cuenta con un comité de seguimiento de la planificación y otro de la operación del sistema en los que participan los agentes del sector y se conciben como foros técnicos de debate y presentación de propuestas, cuyo funcionamiento se considera en general eficaz y una importante contribución a la transparencia.

Por su parte, el Comité de Seguimiento del Sistema Gasista²³ ha celebrado hasta septiembre de este año once reuniones, revisando en ellas los avances en materia normativa, la evolución de la demanda y la oferta, las previsiones sobre el comportamiento de los principales parámetros del sistema, el desarrollo de las infraestructuras, y los planes de actuación invernal.

Tanto REE como Enagas son dos compañías que ocupan un lugar central dentro de los sistemas eléctricos y gasista a las que la ley les asigna el papel de garantes de la seguridad y continuidad de los suministros. Estas compañías tienen forma jurídica de sociedad anónima, están cotizadas en bolsa y sus acciones se reparten entre numerosos inversores privados. Ambas sociedades desarrollan dos cometidos: el de transportistas principales, explotando sus redes, y el de gestores técnicos de sus respectivos sistemas. Esta doble función genera dos conflictos potenciales en el gobierno de las sociedades.

En primer lugar, el peligro de que la toma de participaciones significativas en su accionariado por parte de empresas eléctricas (o de terceros no deseados) pudiera influir negativamente en la neutralidad del gestor técnico del sistema o en la operación de la red de transporte. En segundo lugar, el conflicto de intereses del que pudieran ser objeto los equipos directivos de las compañías al no ser necesariamente coincidentes los intereses de los accionistas de la compañía (a los que deben lealtad los directivos) y la explotación de las redes de transporte, con los objetivos del gestor del sistema.

Para resolver el primer problema, la ley establece límites a las tomas de participación por inversores privados. Con ello blindada la compañía, y a sus directivos, frente a

²³ El Comité de Seguimiento del Sistema Gasista, creado por ORDEN ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista, es un órgano que tiene por objeto el seguimiento operativo del sistema, la coordinación, la presentación de información y cualquier otro tema de interés para el seguimiento del sistema. Se debe reunir con carácter general de forma bimestral y a sus reuniones asisten, además de los representantes de todos los sujetos del sistema, representantes del MITYC, de la CNE y, atendiendo a los asuntos a tratar, del Operador del Sistema Eléctrico. Del resultado de sus trabajos se da cuenta en la web de Enagas.



inversores no deseados y reduce el control que el cuerpo accionario puede ejercer sobre aquellos. Para resolver el segundo problema, la ley dispone la creación de una unidad orgánica independiente desde el punto de vista funcional y contable en el seno de cada compañía para que ejerza las funciones de gestor técnico, y cuyo director, que será nombrado por su consejo de administración, deberá contar con el visto bueno del Ministro del ramo. Estas medidas permitirán gestionar los conflictos de intereses, pero no los hacen desaparecer.

La trascendencia social y la naturaleza de responsabilidad estatal de sus cometidos convierten en necesario que estas empresas realicen una rendición de cuentas de sus responsabilidades públicas y con un grado de transparencia en consonancia con los impactos de su actuación.



6. Análisis de elementos críticos de la política de seguridad del suministro eléctrico

6.1. La suficiencia de inversiones en generación eléctrica y el mix eléctrico

Los generadores toman libremente sus decisiones de instalación. En este contexto, puede preguntarse si la inversión realizada y la prevista en centrales de generación da garantías de que no se van a producir interrupciones del suministro por una insuficiente producción de electricidad, si el mix tecnológico es adecuado desde un punto de vista exclusivamente de fiabilidad del suministro y si el principal mecanismo existente para incentivar las inversiones y garantizar su disponibilidad en situación de escasez – el pago por garantía de potencia - funciona adecuadamente. Por supuesto, un precio de la energía que pueda considerarse una verdadera señal para la toma de decisiones de inversión constituye el punto de partida deseable.

Las últimas estimaciones de la CNE indican que el índice de cobertura previsto se situaría por encima de 1,10 y las previsiones del Ministerio se sitúan en ese entorno. El MITYC considera que de acuerdo con la información disponible de solicitudes de acceso a la red, no parece probable que vayan a existir problemas de potencia instalada suficiente en 2016 para afrontar la cobertura de la demanda. No obstante, la entrada efectivamente en servicio de los equipos no está garantizada, y dependerá de una serie de factores, como los aspectos señalados en el punto 4.2.1.

Las diversas alternativas tecnológicas para producir electricidad presentan diferencias en cuanto al coste de construcción y operación, impacto medioambiental, flexibilidad operativa, grado de dependencia exterior, etc. Dada la configuración del parque de generación español actual, se plantean dos cuestiones inmediatas, en relación con la gestión de las renovables y el peso creciente del gas, aparte de reiterar la necesidad de una reflexión estratégica más amplia al respecto, que ya hemos apuntado anteriormente.

¿Cómo se gestiona la mayor volatilidad de la producción debida a la creciente participación de tecnologías renovables de tipo intermitente, la denominada “generación no gestionable”? La línea de actuación actual responde a un objetivo de máxima aportación de renovables con dos limitaciones: precios razonables y seguridad. En cuanto a la seguridad técnica, en la planificación 2007-2016 se considera idóneo complementarlas con el recurso a las turbinas de gas y bombeo puro, que combinan un arranque rápido y capacidad de almacenamiento²⁴. El aumento de energías renovables complica así la gestión del sistema, pero no comprometería la fiabilidad. Ahora bien, debe contarse con suficiente capacidad “complementaria” y mecanismos de gestión del sistema adecuados. Y es primordial

²⁴ También las hidráulicas podrían desempeñar hasta cierto punto (existe el “riesgo de vertido”) esta función. En cuanto al bombeo, debe tenerse presente su alto coste.



resolver el problema de desconexiones masivas por motivos técnicos²⁵ y de respuesta de las eólicas a las instrucciones del operador del sistema, que están actualmente en vías de solución, al ligarse dichas obligaciones al derecho de percepción de tarifas y primas²⁶. Por otro lado, el aumento de la capacidad de interconexión con Francia contribuiría a reforzar la fiabilidad. En cuanto a los efectos de las primas sobre el coste de la energía, el RD 661/2007, de 25 de mayo establece unos objetivos de potencia instalada de referencia para los que será de aplicación el régimen retributivo establecido en dicho real decreto y se introducen referencias al plazo máximo de derecho a prima. Se valora positivamente esta mayor racionalidad en la gestión de los incentivos.

En cuanto al peso creciente del gas, teniendo en cuenta la dependencia exterior y su tendencia de precios, desde el Ministerio se considera que dado que las renovables tienen prioridad en el orden de entrada de energía en el mercado, el propio mercado dará señales adecuadas para frenar una instalación excesiva de ciclos combinados. Posteriormente, en el análisis del sector del gas se analiza y valora la fiabilidad del suministro de gas.

Finalmente, en cuanto al mecanismo para incentivar las inversiones y garantizar su disponibilidad en situación de escasez²⁷, el mecanismo de garantía de potencia vigente hasta ahora en España no promueve dichos incentivos puesto que:

- Es independiente del margen de reserva, es decir del valor que aportaría la nueva capacidad al sistema
- No incentiva la disponibilidad real cuando es necesaria puesto que no penaliza por incumplimiento
- Existe una percepción de que puede ser modificado discrecionalmente

Parece que su principal efecto ha sido aplazar el cierre de ciertas instalaciones que se encontraban en el final de su vida útil pero que podían realizar una contribución en momentos de demanda alta.

El MITYC no ha sido ajeno a estas críticas y ha aprobado una reforma del mecanismo en la ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, si bien se aplicará el sistema vigente en

²⁵ Los denominados “huecos de tensión”, un problema técnico por el que, ante pequeñas perturbaciones, se producen desconexiones masivas de energía eólica que conducen a una pérdida importante de capacidad del sistema.

²⁶ RD 661/2007 de 25 de mayo.

²⁷ La justificación de un mecanismo de este tipo se basa en que el beneficio marginal privado para un productor eléctrico de un kw de nueva capacidad es inferior al beneficio marginal social, al incluir éste último los beneficios de un suministro seguro. Además, existen precios tope implícitos o explícitos y delegación de responsabilidades en el regulador para que cubra el riesgo de suministro.



tanto se desarrolla el nuevo sistema propuesto. El procedimiento normativo ha sido criticado por la CNE calificándolo de degradación normativa²⁸.

A partir de las alternativas propuestas²⁹ para la reforma del mecanismo de garantía de potencia, se ha adoptado un nuevo sistema de pagos por capacidad que incluye dos tipos de servicio: un servicio de disponibilidad y un incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo. Se remite el desarrollo de aspectos esenciales de los mecanismos de pagos por capacidad a futuras propuestas del operador del sistema. Para evitar los defectos del sistema anterior, habrá que poner especial atención a la metodología que se desarrolle para el cálculo de los pagos, de manera que sea suficientemente clara y transparente. Adicionalmente, el mecanismo deberá ser suficientemente incentivador a la inversión en capacidad de generación y a su disponibilidad en momentos de escasez.

Finalmente, cabe recordar que el sistema de pagos por capacidad constituye un incentivo adicional al implícito en la señal de corto plazo que supone el precio de la energía en el mercado. Cuanto menores distorsiones haya sobre dicho precio mejor funcionará como señal de la escasez y guía para la inversión.

6.2. El desarrollo, calidad y eficiencia de la red de transporte de electricidad

La actividad de REE como transportista se encuentra regulada, dado el carácter de monopolio natural de la red de transporte. Su retribución se fija administrativamente de acuerdo con las inversiones realizadas y puestas en operación. El procedimiento para acometer inversiones considera la relación entre el coste de las medidas y los beneficios de las mismas e identifica las redes cuyo refuerzo pueda ser más eficiente, coordinando la evolución de las redes de transporte y distribución.

Puesto que el riesgo regulatorio de falta de recuperación de inversiones es prácticamente inexistente con el actual sistema de retribución de las actividades de REE, la cuestión de partida sería saber si hay un problema o puede haberlo por un insuficiente desarrollo y calidad de la red (diseño, mantenimiento y mallado) o por una insuficiente eficiencia de la misma (pérdidas en la red de transporte, extra coste de las restricciones de la red).

En cuanto a la calidad de la red, la evolución del indicador de Tiempo de Interrupción Medio (TIM) permite concluir que se encuentra dentro de los niveles aceptables. Desde 1985 sólo se ha superado el valor de referencia (15 minutos para el sistema eléctrico peninsular) en cuatro ocasiones, y el valor en los años 2002 a 2006 ha

²⁸ Mediante la ley 17/2007 se habilita al Ministerio a realizar desarrollos normativos de esta materia por orden ministerial, en lugar del rango previo necesario de real decreto, y posteriormente dicha orden remite a posteriores propuestas del operador del sistema o en ocasiones a la regulación por procedimientos operativos.

²⁹ Pueden citarse como propuestas alternativas las emitidas por el Libro Blanco y por el Consejo de Reguladores del MIBEL.



estado entre 1 y 3 minutos³⁰. Además, el valor de este indicador se encuentra en línea con la media europea de cinco empresas de transporte seleccionadas de Italia, Reino Unido, Portugal, Suecia y Francia. Y del número de interrupciones y su duración, medidas por los indicadores TIEPI y NIEPI, sólo el 3% de las interrupciones y el 2% del tiempo se deben a problemas en la red de transporte.

Dicho esto, cabe profundizar un poco más respecto a las causas de las interrupciones, que en general responden a dos factores: elementos tecnológicos, su mejora y mantenimiento por un lado, y redundancia de la red (el mallado) por otro.

Respecto a las cuestiones tecnológicas, la red de REE es el resultado de múltiples "herencias" que incorporan desiguales sistemas de protección ante las distorsiones. Existe un plan de renovación y mejora, y otro de adecuación de las instalaciones para hacer frente gradualmente a los problemas que unos sistemas de protección insuficiente pueden causar. Actualmente no parece que se esté desarrollando una supervisión suficiente de estas cuestiones, aparte de la que internamente realiza REE. El análisis de las causas de interrupciones indica que existe margen de mejora en la supervisión del mantenimiento y mejora de las instalaciones, siendo especialmente relevante los sistemas de protección. Por otra parte, el Ministerio, en su documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2007-2016 llama la atención sobre el hecho de que el 87% de la potencia a instalar prevista en las solicitudes de acceso a la red de transporte se conectará en nudos insuficientemente mallados. Aunque la aceptabilidad de esta circunstancia esté sujeta a ciertas condiciones, no deja de ser preocupante.

En cuanto al desarrollo de la red, se reiteran las preocupaciones por los retrasos (aspectos comentados en el punto 4.2.1. de planificación). Actualmente consume un mayor plazo de tiempo el tendido de líneas eléctricas que, por ejemplo, la construcción de centrales de ciclo combinado.

Por otro lado, los indicadores de restricciones de red (congestiones) y pérdidas señalan que existe un problema de transporte ineficiente, que resta oferta de energía y, por tanto, seguridad. En 2004, las pérdidas en la red de transporte supusieron el 1,68% de la energía eléctrica total entrante en la red, y el coste extra que las restricciones de la red³¹ ocasionaron en el sistema correspondió al 2,97% del coste total de la energía en 2004 en el mercado mayorista³².

Los desequilibrios entre la generación y la demanda en distintas zonas peninsulares obligan a transportar la energía desde las zonas excedentarias a las deficitarias. Una ubicación geográfica adecuada de las nuevas centrales de generación puede aportar importantes ventajas económicas, como son la reducción de las pérdidas de

³⁰ El Tiempo de Interrupción Medio en la red de transporte en 2006 ha sido 1,73 minutos.

³¹ Son las limitaciones que la red impone a la inyección y retiro de potencia del sistema, bien por falta de capacidad, congestiones o requerimientos de estabilidad del sistema.

³² Libro Blanco



transporte, la eliminación de restricciones técnicas y evitar inversiones derivadas de los transportes entre zonas. De ahí la importancia de dar suficientes señales a los generadores (informativas y económicas) para priorizar ciertas localizaciones.

La planificación 2007-2016 avanza en esa dirección. Aparte de identificar localizaciones preferentes como Madrid, Comunidad Valenciana (provincias de Alicante y Valencia), Cataluña (provincias de Girona y Barcelona), Andalucía (provincias de Granada, Almería y Málaga), se incluyen detalles sobre los límites de capacidad de evacuación de distintos puntos de acceso. Se valora muy positivamente esta línea de actuación, que debería completarse asimismo con señales económicas. En este sentido, la disposición adicional duodécima del RD 1634/2006 da un mandato a la CNE para que proponga una norma que proporcione señales a los productores para adecuar la localización geográfica eficiente de las instalaciones de generación, donde se incorporen incentivos o desincentivos zonales para las nuevas unidades de producción de energía eléctrica, teniendo en cuenta las pérdidas. Este mandato responde a lo ya recogido en el RD 1955/2000, donde se reglamenta la necesidad de aplicar señales de pérdidas. Desde 1999, existe un procedimiento genérico de operación de REE que permitiría que los agentes del mercado asumieran su participación individual en las pérdidas en la red de transporte, pero nunca se ha puesto en práctica porque el procedimiento detallado de desarrollo no se ha aprobado hasta el momento.

6.3. El impulso a la interconexión con los países vecinos

La actual capacidad de la interconexión con Francia es insignificante en relación con el volumen agregado de los mercados eléctricos español y portugués, apenas representa el 3% de la potencia en punta del sistema, lo que muestra una situación de práctica insularidad eléctrica.

El aumento de la capacidad de interconexión tiene gran importancia porque:

- Aumentaría la competencia.
- Mejoraría la seguridad del suministro.
- Permitiría incrementar la participación segura de las energías renovables intermitentes, al tener un mayor respaldo en el caso de indisponibilidad de dichas fuentes de energía.

En palabras del actual Secretario general de la Energía, “es quizás la mayor prioridad del Gobierno en materia de infraestructuras energéticas y seguridad de suministro en la actualidad”.

Las dificultades para aumentar la interconexión con Francia tienen un carácter eminentemente político. La interconexión eléctrica entre España y Francia ha sido declarada prioritaria en las Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de marzo de 2007. Tras la cumbre bilateral de noviembre de 2006, se acordó nombrar



un coordinador para el proyecto, puesto para el que se ha nombrado este verano al antiguo comisario Mario Monti.

Aparte de ratificar la importancia de la interconexión³³, cabe comentar que los efectos de la misma son los previsible de una expansión del mercado y funcionamiento como mercado único, en particular una tendencia a la igualación de precios y un aumento de los intercambios internacionales. En cualquier caso, debe tenerse presente que actualmente la legislación europea establece que es posible interrumpir los intercambios internacionales en caso de que exista riesgo para la demanda nacional, por lo que debe seguir valorándose la fiabilidad a escala nacional. De hecho, en la planificación energética actual no se considera la capacidad de interconexión al estimar la cobertura.

6.4. El desarrollo, calidad y eficiencia de la red de distribución

La distribución es una actividad desarrollada por agentes privados con precios regulados administrativamente y con controles de calidad. Pueden aparecer problemas por las siguientes razones:

- Que no funcionen los mecanismos de incentivo (vía precios y bonificaciones/penalizaciones) y control (supervisión) para garantizar la calidad de la red (factores de robustez y mantenimiento) y la eficiencia de la misma (pérdidas de energía).
- Que los precios regulados no incentiven adecuadamente la realización de inversiones.

Si bien en los últimos años los indicadores de calidad TIEPI y NIEPI han mostrado una continuada mejoría³⁴, es preocupante el hecho de que más de las tres cuartas partes del número de interrupciones del suministro estén relacionadas con aspectos de la red de distribución³⁵. Además, la exigencia de requisitos adicionales de calidad en el territorio de distintas comunidades autónomas³⁶ indica que no existe satisfacción con los resultados obtenidos.

En el ámbito de la Administración central no parece disponerse de información concreta sobre los problemas de robustez y mantenimiento que pueda haber en el ámbito autonómico. Esto se debe a que las competencias de supervisión al respecto están descentralizadas. Por otra parte, y al margen de la información interna,

³³ Y llamar la atención sobre la cierta paradoja que supone que primordialmente se importe energía nuclear barata de Francia al tiempo que se mantiene la moratoria nuclear nacional.

³⁴ El TIEPI nacional en 2006 ha sido 2,04 horas; en 2005, 2,18; y en 2004, 2,42.

³⁵ Ver anexos.

³⁶ Se genera un problema cuando no existe una compensación por incurrir en dichas obligaciones adicionales, dado que la regulación administrativa de la distribución se establece de manera común desde la Administración General del Estado. La reforma prevista de la retribución permitiría solucionarlo.



también llama la atención la escasa información publicada al respecto. La situación de la red de transporte es mucho más transparente al incluirse detalles al respecto en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas del MITYC. La propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica, que se comenta posteriormente, aborda esta cuestión y establece obligaciones a las empresas distribuidoras de aportar cuanta información sea precisa para el establecimiento de los parámetros de actualización retributivos y con el objeto de que puedan ser realizadas labores de supervisión y control por parte de las autoridades reguladoras. Otra cuestión será qué parte de esta información será pública, aspecto en el que, como hemos comentado, existe margen de mejora.

Por otro lado, si bien por concepción es una red de carácter más radial, pues aporta capilaridad para llegar hasta el consumidor final, cabría exigírsele un cierto grado de robustez, en el sentido de que ante posibles fallos de la red de transporte pueda darse apoyo desde puntos vecinos de la red de distribución, lo que en la actualidad no está ocurriendo en muchas ocasiones.

En cuanto a la eficiencia de la red, las pérdidas conjuntas en la red de distribución y transporte supusieron el 9% del total del consumo de 2006. Dichas pérdidas se deben en su gran mayoría a la red de distribución. Asimismo, la citada propuesta de Real Decreto aborda también este punto, como veremos posteriormente.

En cuanto al desarrollo de la red, existe la percepción de que ante las insuficiencias retributivas que resultaban del mecanismo de regulación de precios, las empresas han reaccionado posponiendo inversiones no esenciales. Esta afirmación sería coherente con los datos que indican que la mayor parte de las interrupciones de suministro se deben a problemas en la red de distribución.

¿Cómo funciona el mecanismo retributivo actual y qué efectos ha tenido?

El sistema retributivo actual³⁷ de la actividad de distribución ha sido objeto de abundantes críticas, principalmente por las siguientes razones:

- Se produce incertidumbre regulatoria en relación con el criterio de reparto de la bolsa de retribución global entre las distintas empresas.
- No existen estímulos para invertir en la mejora de las instalaciones. Prevalece una percepción de insuficiencia en la retribución, al aplicarse la fórmula de limitación de ingresos con estimaciones conservadoras del crecimiento de la demanda y del IPC, sin realizar ajustes posteriores con los valores reales ni

³⁷ La fórmula de remuneración vigente consiste en una limitación de ingresos para el conjunto de las cinco grandes empresas distribuidoras (bolsa única) que está indexada con la inflación anual, un factor de productividad del 1% y un ajuste por el incremento de la demanda total suministrada. Existen unos factores de reparto, aunque el cálculo de coeficientes aplicados en cada año por la Administración no puede ser considerado transparente.



revisar la fórmula periódicamente para evitar desajustes entre ingresos y costes. No se contempla el coste del capital, lo que es particularmente notorio en una actividad como la de distribución, que es muy intensiva en activos y cuya rentabilidad se supone que está regulada administrativamente. Tampoco se recogen las diferencias entre empresas, especialmente relevante en la medida en que existen diferentes tasas de crecimiento de la demanda a la que abastecen³⁸.

El propio regulador ha reconocido la necesidad de un nuevo modelo retributivo. Así, actualmente se está tramitando un borrador de nuevo Real Decreto por el que se regula la actividad de la distribución. La principal novedad es la aplicación de la fórmula de manera individual para las empresas, introduciendo incentivos en función de la calidad del suministro y de la reducción de pérdidas, así como el establecimiento de instrumentos que reducen la asimetría de información del regulador³⁹.

La CNE ha emitido su informe preceptivo respecto al borrador de Real Decreto.⁴⁰ Valora muy positivamente la propuesta normativa como avance sustantivo en el esquema retributivo necesario para la actividad. No obstante, realiza una serie de consideraciones de mejora (ver anexos).

Reconociendo el gran avance que supone la propuesta de una nueva normativa, es de esperar que se aproveche el momento para corregir todas las distorsiones que la normativa vigente estaba provocando y que afectan sustancialmente al nivel de inversión y a la fiabilidad del suministro.

6.5. La gestión del sistema eléctrico para garantizar la fiabilidad a corto plazo del suministro

La operación del sistema permite alcanzar los equilibrios entre oferta y demanda de energía en todo momento. Para ello, REE en su papel de operador del sistema puede realizar acciones y solicitar determinados servicios del resto de los agentes. En general se considera que los procedimientos de operación del mercado español han funcionado razonablemente bien, a pesar de algunos aspectos de detalle problemáticos.

Aparte de la disponibilidad de potencia que debe garantizar el mecanismo de pagos por capacidad ya comentado, el operador del sistema dispone de las reservas primaria, secundaria y terciaria⁴¹, el recurso a interrumpir la demanda de ciertos

³⁸ Por ejemplo, se producen incrementos retributivos derivados de los crecimientos en el mercado de los competidores.

³⁹ Ver resumen de novedades en los anexos.

⁴⁰ Informe 23/2007 sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica, de 26 de julio de 2007.

⁴¹ La primera de ellas consiste en la respuesta inercial de los generadores ante cambios en la demanda, en plazos de tiempo cortos (15-30 segundos). La segunda permite dar



consumidores y otros mecanismos de aportación de potencia⁴², y también puede transmitir directamente órdenes.

En un sistema como el español, donde la participación de energías renovables con alto grado de volatilidad es creciente, se complica y cobra gran importancia la capacidad de operación del sistema. Ciertos problemas que han aparecido en la gestión de la energía eólica, como el denominado "hueco de tensión"⁴³ o la ausencia de elementos de control y comunicación eficaces, están en vías de solución con la imposición a las nuevas centrales eólicas de la necesidad de soportar los huecos de tensión y la adaptación de las existentes en un plazo transitorio, así como con la adscripción obligatoria de las eólicas a centros de control. No obstante, todavía existen algunas centrales que no están cumpliendo estas exigencias. Otros problemas, como los incentivos a una gestión de embalses hidráulicos coherente con los objetivos de fiabilidad del suministro y a la gestión del gas, que no deje de lado la contribución a la fiabilidad ante alternativas comerciales que puedan resultar más rentables, podrían encontrar una solución a través del nuevo sistema de pagos por capacidad.

En definitiva, en este punto, cabe llamar la atención sobre la complicación creciente de la operación del sistema con el aumento de la participación de las renovables con alto grado de interrumpibilidad, lo que hace necesario mantener una actitud vigilante ante posibles problemas en el funcionamiento de los mecanismos de los que dispone REE y en particular los que permitan asegurar que sus decisiones se cumplen.

El equilibrio entre la atribución de competencias suficientes a REE para una gestión ágil del sistema y el control de su discrecionalidad se favorecería en un entorno en el que la actual separación funcional y contable de las funciones de operador del sistema y gestor de la red de transporte se complementara con adecuados sistemas de supervisión de su actividad.

instrucciones a los grupos y obtener respuestas en intervalos cortos (unos 100 s.). La tercera es una reserva de energía con una velocidad de respuesta de unos 15 mn. La energía hidráulica es la que se encuentra en posición más favorable para proporcionar reserva secundaria y terciaria.

⁴² La interrumpibilidad es un mecanismo por el que determinados grandes consumidores llegan a acuerdos para pagar precios más reducidos a cambio de estar dispuestos a interrumpir su demanda ante la solicitud del operador. Se han extendido recientemente las condiciones de aportación de potencia mediante Orden ITC/1673/2007, de 6 de junio.

⁴³ Problema técnico por el que ante pequeñas perturbaciones se producen desconexiones masivas de energía eólica que conducen a una pérdida importante de capacidad del sistema.



7. Análisis de elementos críticos de la política de seguridad de suministro de gas

7.1. La dependencia de materias primas

España se aprovisiona de gas a través de gaseoductos (un tercio) y de buques metaneros que transportan gas licuado (GNL), (dos tercios). Esta política de diversificación de los medios de transporte del gas se valora positivamente. El elevado uso que se hace del GNL aporta flexibilidad y seguridad al aprovisionamiento por varias razones: se puede descargar en varios puertos; se puede adquirir en numerosos países; y los operadores españoles pueden participar en el mercado multilateral mundial del gas que se está desarrollando.

Por su parte, el aprovisionamiento por gasoducto es más económico cuando la distancia desde el origen es inferior a 2.000 km. Es también un buen instrumento para conectar con sistemas gasistas de países vecinos.

Los contratos de aprovisionamiento firmados aportan suministros para cubrir porcentajes elevados de la demanda, que oscilan entre el 84 % y el 102 %, dependiendo del escenario que se tome en consideración. Por tanto, resulta necesario el seguimiento permanente de evolución de la demanda para saber cuándo es necesario aumentar la contratación de suministros.

La política de diversificación de suministros tiene su base legal en el artículo 99 de la ley de hidrocarburos que establece que los comercializadores de gas natural y, en su caso, los consumidores directos que el MITYC determine deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60 %. Esta cifra puede ser modificada por el MITYC en función de los mercados internacionales del gas, facultad que no ha sido utilizada hasta el momento.

Esta política de diversificación se ha mostrado acertada. España recibe aprovisionamientos de diez países distintos. El porcentaje de gas con origen Argelia no supera el 35%.

La política de diversificación de suministros ha prestado atención a las interconexiones de transporte de gas mediante gasoductos con Argelia, Francia y Portugal y tiene más actuaciones y proyectos en marcha.

El proyecto MEDGAZ consiste en construir un gasoducto submarino desde Beni Saf, en la costa argelina, hasta Almería, en la costa española. MEDGAZ está compuesta por cinco empresas internacionales: Sonatrach, Cepsa, Iberdrola, Endesa y Gaz de France. La fecha de comienzo de las operaciones de transporte se sitúa a mediados de 2009. Aunque según la CNE las infraestructuras ligadas al proyecto presentan ligeros retrasos respecto al gasoducto submarino, Enagas sostiene que no es



previsible que existan dilaciones en la disponibilidad de las infraestructuras de enlace en territorio español. Existen dudas sobre la viabilidad de la fecha de finalización de los trabajos de MEDGAZ en estos momentos. En todo caso, el gas que aportará este gaseoducto no se considera imprescindible en la actualidad, aunque su disponibilidad mejorará la seguridad de suministro.

Las interconexiones con el resto de Europa a través de Francia se desarrollan en el marco de la *South Gas Regional Initiative*. Este proyecto se ocupa de las conexiones de las infraestructuras de Enagas, por la parte española, y TIGF y GRTgaz, por la parte francesa, que deberán estar finalizadas hacia 2013 ó 2015. Estas interconexiones permitirán: llevar gas argelino a Francia, y a través de este país al resto de Europa, y gas noruego y ruso a España; poner en común la abundancia de GNL de que dispone España con la amplia capacidad de almacenamiento que tiene Francia; y conectar plantas de GNL a ambos lados de la frontera de manera que puedan prestarse servicio de apoyo mutuo para asegurar el suministro.

El avance de los proyectos de interconexión con Francia es difícil. En Francia existe un oligopolio de oferta con empresas integradas verticalmente que se reparten el territorio. Francia está recibiendo muchas presiones de la UE para cambiar sus sistemas monopolísticos y para impulsar el proyecto de interconexión.

La capacidad de conexión con Portugal es suficiente. Para aprovechar plenamente esta conexión resulta necesario avanzar en hacer compatibles los marcos normativos de ambos países, evitando las diferencias en especificaciones técnicas y en requisitos para operar.

El PNR establece que el gobierno debe diseñar los peajes de tránsito internacional. Para cumplir con esa tarea y con objeto de favorecer el desarrollo del mercado europeo, la ORDEN ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas establece el peaje de tránsito internacional, determina por primera vez un peaje para el tránsito de gas desde y a países terceros, en coherencia con lo establecido en el Reglamento (CE) n.º 1775/2005.

7.2. La suficiencia de inversiones en infraestructuras gasistas

Hasta 2004, y debido al fuerte incremento de la demanda que provocaba el crecimiento de las centrales de ciclo combinado, el sistema se vio desbordado en algunos momentos, de manera que hubo algunos inviernos en los que existieron ciertas tensiones siendo necesario interrumpir el suministro. En los dos últimos inviernos no se ha registrado ningún problema tanto por el hecho de que la demanda no ha crecido (condiciones climáticas favorables en cuanto a las temperaturas y la hidraulicidad), como por el desarrollo de las infraestructuras: la capacidad de los tanques se ha multiplicado por dos y la capacidad de los tubos ha crecido notablemente.



La capacidad de entrada de gas es holgada. La capacidad de transporte no es tan holgada, aunque parece suficiente por el momento y está desarrollándose. El problema actual está en los almacenamientos subterráneos donde la situación es precaria (8% de capacidad de emisión mientras que países del entorno están entre el 25% y 50%). Esta situación ha venido provocada porque España no dispone de viejos yacimientos adicionales a los que ya se usan como almacenamientos y hay que hacer nuevos.

Puesto que existe más capacidad de entrada de gas en el sistema que capacidad de transporte, la planificación se orienta a corregir este desequilibrio. Las infraestructuras que están en construcción sufren ligeros retrasos. De hecho, el criterio de vulnerabilidad N-1⁴⁴ sigue vigente.

El fuerte crecimiento esperado de la demanda de gas requiere ser complementado con un desarrollo equivalente de la capacidad de almacenamiento. La no inversión en almacenamientos subterráneos, dado los largos periodos que requiere el desarrollo de este tipo de infraestructuras, podría llevar a situaciones de cobertura muy ajustadas a partir de 2010. A juicio de la CNE debe impulsarse, además de la conversión de los yacimientos de Poseidón y Marismas, la construcción de la ampliación de Gaviota y los nuevos almacenamientos de Castor y Yela.

Para un sistema como el español, que importa casi en su totalidad la demanda de gas que consume, los almacenamientos subterráneos como reserva estratégica de gas tienen una especial importancia. Son dos los riesgos de disponer de unos almacenamientos escasos: a) Riesgo operativo: el no disponer de almacenamientos hace más difícil modular la demanda en invierno; b) Riesgo a largo plazo, relacionado con las existencias estratégicas. Por el contrario, disponer de almacenamientos, además de eliminar o atenuar estos riesgos, permite comprar gas cuando su precio es bajo.

Adicionalmente hay que observar que los almacenamientos subterráneos colaboran en la regulación del suministro, que puede verse impactado por la fuerte presencia de la energía eólica en el mix de generación eléctrica (cuando cae la energía eólica entran en funcionamiento los ciclos combinados y por tanto el gas).

La creación de un almacenamiento nuevo en lugares donde nunca ha habido gas tiene un alto riesgo (es posible que se realice la inversión y al inyectar el gas se produzcan fugas y el almacenamiento sea inservible). El sistema de retribución, que no tenía en cuenta el riesgo de proyectos fallidos, no ha incentivado la investigación de nuevos almacenamientos.

⁴⁴ Capacidad de poder atender la demanda en caso de fallo de una de las entradas del sistema. En el caso de Cataluña este criterio no se cumple.



El plan 2007 – 2016, en periodo de consulta, establece que dada la disparidad de costes de cada proyecto de almacenamiento, la retribución de cada uno deberá establecerse de acuerdo con sus características técnicas para garantizar una rentabilidad mínima para sus promotores, lo que se considera una medida razonable.

En diciembre se modificó el sistema retributivo de los almacenamientos subterráneos para que se pueda disponer de un marco estable⁴⁵.

Se han realizado las siguientes concesiones:

- Castor (Castellón), a la empresa Escal. Se ha otorgado la concesión de la explotación aunque falta el proyecto (hubo problemas de emplazamientos).
- Yela (Guadalajara), a la empresa Enagas.
- Ampliación del Gaviota (País Vasco).

Se están estudiando otros emplazamientos incluidos en la planificación. En principio, si se ponen en marcha todos los emplazamientos previstos se entiende que se alcanzará un nivel razonable, habida cuenta de las limitaciones geológicas del suelo peninsular.

El desarrollo de la red de distribución depende en buena medida de la retribución que puedan recibir sus promotores. El sistema retributivo existente hasta ahora no incentivaba suficientemente la construcción de este tipo de redes. La explicación radicaba en que los peajes correspondientes al uso de las redes de distribución eran únicos y se determinaban atendiendo exclusivamente a los niveles de presión y a las características de los consumos. Por este motivo, una de las medidas del PNR es revisar la retribución de la distribución de gas natural para asegurar la calidad en el suministro y el despliegue eficiente de nuevas infraestructuras.

Para dar satisfacción a ese propósito se dictó la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista. En ella se regula la retribución de la actividad de distribución, determinando que esta retribución se establecerá para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora en función de criterios que tienen presente los costes reales de la inversión y la contribución de la red a la seguridad y calidad del suministro.

7.3. La gestión del sistema gasista para garantizar la fiabilidad a corto plazo

Siguiendo el objetivo del PNR de desarrollar mercados secundarios de gas y de reserva de capacidad en las instalaciones gasistas, se han publicado un conjunto de

⁴⁵ Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.



disposiciones que apuntan en esa dirección⁴⁶. De entre ellas conviene destacar por su trascendencia el RDL 7/2006 por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético y que modifica el criterio de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo a los agentes, que pasa de ser cronológico (primero en tiempo mejor en derecho), a tener en cuenta las cuotas de ventas totales de los agentes en el año anterior y la necesaria reserva de capacidad para el mercado nacional. Con ello se espera optimizar el uso de los almacenamientos.

Una de las herramientas elementales de seguridad de suministro es la obligación legal impuesta a los agentes del sistema de mantener unas reservas de seguridad equivalentes a su volumen de operación durante un cierto número de días. En España, la ley de hidrocarburos de 1998 establecía en su versión inicial que los transportistas, los comercializadores y ciertos consumidores estarán obligados a mantener unas existencias mínimas⁴⁷ de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas o consumos. Dado el escaso espacio de almacenamiento, una vez dispuesto el existente para cumplir con esa obligación y que legalmente debe permanecer inmovilizada⁴⁸, a los agentes no les queda espacio disponible para mantener existencias destinadas a la operativa de su negocio, lo que introduce rigidez a la gestión del sistema.

La modificación de la ley de hidrocarburos renuncia a establecer un número de días obligatorio y deja su determinación al desarrollo reglamentario para que se haga atendiendo a las necesidades de la gestión del sistema. Con esta reforma, una vez que tenga lugar el desarrollo reglamentario pendiente, no sólo se legalizará una práctica del sector, sino que se fomentará el intercambio de gas entre operadores potenciando el mercado secundario del gas.

Dado el papel cada vez más relevante que juega el gas en la generación de energía eléctrica, el PNR establece como una de sus metas el mejorar los mecanismos de coordinación de la gestión técnica del sistema gasista con la operación del sistema eléctrico.

⁴⁶ Orden ITC/4100/2005 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas; RDL 7/2006 por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético; Resolución de 18 de abril de 2007, de la DGPEM, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2008; Resolución de 12 de abril de 2007, de la SGE, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y el nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo; y Resolución de la SGE por la que se modifican los porcentajes de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo.

⁴⁷ Estas existencias se mantienen en almacenamientos subterráneos, en tanques y en gaseoductos.

⁴⁸ Al parecer, las empresas mantienen un número de días inferior al obligatorio para poder disponer de un margen de maniobra.



Para conseguir tal objetivo, se dictó la Orden ITC/3126/2005 por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista, y que establece que el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico y el Gestor Técnico del Sistema Gasista actuarán coordinadamente sobre la base de los procedimientos que existan o se desarrollen, con el objetivo de garantizar la máxima cobertura de las necesidades de gas para generación eléctrica.

En el texto reformado de la ley de hidrocarburos se refuerza la independencia del Gestor Técnico del Sistema, separando esta función de las de regasificación, transporte y almacenamiento. Para ello, se establece, en primer lugar, que Enagas creará una unidad orgánica específica cuyo director ejecutivo será nombrado y cesado por el Consejo de Administración de la empresa, con el visto bueno del Ministro de Industria, Turismo y Comercio; y en segundo lugar, que ninguna entidad privada podrá participar en Enagas en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100 (1 %, si es empresa gasista).

La separación funcional de las actividades de transporte y de gestión técnica del sistema se ha de completar con la exigencia de mayores requisitos de transparencia, como la publicación de los procedimientos operativos y normas internas. En particular, es de especial relevancia la labor de mejora de las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Es por ello que el PNR fijó como un elemento de la política energética el desarrollar las normas de gestión técnica del sistema gasista para mejorar los procedimientos de gestión, balance y suministro de gas, introduciendo los mecanismos necesarios para una mayor garantía del suministro y una gestión más eficiente del sistema.

La normativa de gestión técnica del sistema gasista⁴⁹ tiene por objeto el fijar los procedimientos y mecanismos que permitan la coordinación de la actividad de todos los agentes que intervienen para garantizar su correcto funcionamiento y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, respetando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

⁴⁹ Orden ITC/3126/2005 por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista y que se desarrolla mediante la Resolución de 13 de marzo de 2006 por la que se establecen los protocolos de detalle de las normas de gestión técnica del sistema gasista; la Resolución de 28 de julio de 2006 de la Secretaría General de Energía por la que se modifica el apartado 3.6.3 «Viabilidad de las programaciones de descarga de buques» de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista «NGTS-3»; la Resolución de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se modifican determinadas Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista y se establecen varios Protocolos de Detalle; Resolución de 25 de octubre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2006-2007, para la operación del sistema gasista.



Estas normas son relevantes en materia de seguridad de suministro, al ocuparse de temas tales como: los planes de mantenimiento; la comunicación de balances, existencias operativas y mínimas de seguridad de los sujetos involucrados; los requisitos generales de uso de los almacenamientos subterráneos; la programación de las redes de transporte, de los almacenamientos subterráneos, y de las plantas de regasificación de GNL; y la operación del sistema en situaciones normal y excepcional.

La existencia de peajes fijados administrativamente, que emiten señales a los operadores y condicionan sus comportamientos, pero que no son producto de la actuación de las fuerzas del mercado, hace necesario que el regulador modifique con más frecuencia de la deseable la cuantía y forma de determinar estos elementos del sistema. Con objeto de aproximar los precios reglados a las necesidades del mercado, el PNR propuso revisar la metodología y estructura de los peajes para resolver situaciones de congestión y mejorar la eficiencia en el uso de las redes, creando un peaje interrumpible.

La interrumpibilidad es un instrumento de gestión de la demanda a corto plazo que se ha demostrado de gran utilidad. Se trata de una herramienta que flexibiliza el sistema y que permite dar respuestas rápidas y eficientes ante eventuales fallos mediante la posibilidad de interrumpir el suministro a aquellos consumidores que estén dispuestos a ello. Para poder hacer uso flexible de ella, y en desarrollo de la Orden ITC/4100/2005, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección general de Política Energética y Minas, regula las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista. La Resolución contempla dos tipos de interrumpibilidad: a) Interrumpibilidad comercial, que se instrumenta a través de contratos firmados entre el consumidor final y comercializador en condiciones libremente pactadas; y b) Peaje interrumpible, que se instrumenta a través de un convenio entre el consumidor final, el comercializador y el Gestor Técnico del Sistema Gasista para situaciones de falta de gas imputables a las infraestructuras.



8. Conclusiones y recomendaciones

Conclusión 1

La planificación actual de los sectores de electricidad y gas a diez años es un documento básico de la política energética, cuyo valor vinculante en las redes de transporte e indicativo en el resto ha ido reforzándose en las últimas planificaciones. La introducción reciente del requisito de que para que se le reconozca retribución a una infraestructura deba estar previamente incluida en el plan es una medida que contribuye a optimizar el empleo de recursos.

La planificación energética ha ido enriqueciéndose en sensibilidad por el medio ambiente tanto en sus objetivos como en sus instrumentos de análisis. Esta mayor presencia de los temas ambientales en el plan debería tener reflejo positivo en agilizar los temas de impacto ambiental en los procesos de autorización de instalaciones.

La planificación tiene como principal objetivo la cobertura de la demanda. Hay que hacer notar que en ningún momento se plantean modificaciones de la política existente, pues son documentos de carácter eminentemente ejecutivo. En el sector eléctrico está centrada en el despliegue de la red de transporte, realiza algunas indicaciones sobre la generación y no considera la distribución. Por su naturaleza no debería incluir infraestructuras con un periodo de maduración superior a su horizonte de planificación, aunque en el pasado se ha constatado la inviabilidad de algunas previsiones, lo que podría deberse al interés de las distintas comunidades autónomas en incluir infraestructuras que consideran prioritarias sin atender suficientemente a su viabilidad en el horizonte temporal de diez años.

Recomendación 1

Manteniendo la presente planificación a 10 años, sería útil un documento de estrategia a largo plazo (20-25 años), consensuado a nivel político y territorial, puesto que su ámbito de aplicación excedería varias legislaturas y el ámbito de la Administración General del Estado. El análisis realizado en relación con Prospectiva 2030 constituye un buen punto de partida. Sería interesante continuar su labor definiendo una estrategia a largo plazo consensuada que incorporara una visión integral del sistema con un suficiente horizonte temporal y se articulara a través del establecimiento claro de objetivos, medidas e indicadores para su seguimiento. Asimismo, sería oportuno incluir reflexiones regulatorias sobre el mix energético que constituyan referentes útiles para los gestores de la política y para los agentes del sector.

Conclusión 2

La combinación tecnológica para la producción de electricidad en España presenta una importante y creciente participación del gas y de las energías renovables. Los condicionantes medioambientales y la moratoria nuclear han promovido estas opciones, a lo que han contribuido asimismo las políticas de fomento de las renovables mediante primas.

Existen ciertos límites técnicos de producción de las energías renovables no gestionables (con alta volatilidad), que el sistema sólo admite en determinados plazos y hay también límites en el volumen de primas, que afectan al coste de la energía. Desde un punto de vista de seguridad del suministro, esto implica la necesidad de complementar las renovables no gestionables con energías que permitan la acumulación y arranque rápido que, en general, son caras, y con mecanismos apropiados para la gestión a corto plazo del sistema, que garantice el flujo continuo de energía entre los centros de generación y los de consumo.

La producción de energía eléctrica depende cada vez más de la disponibilidad de gas natural. En particular, la viabilidad de la generación eólica está condicionada en buena medida por la existencia de un parque de centrales de ciclo combinado que puedan entrar en funcionamiento cuando la disponibilidad de viento sea escasa.

Ante el entorno regulatorio y la mayor interrelación entre gas y electricidad, se observan intentos de las compañías eléctricas y gasistas de participar aguas arriba y aguas abajo de sus respectivos negocios, participando mediante diferentes arreglos en fases sucesivas de la cadena de valor. Estas fórmulas pueden tener efectos en las situaciones de dominio de mercado y en la seguridad de suministro.

Recomendación 2

Incorporar una valoración del coste social del mix energético que se plantea y sus alternativas, teniendo en cuenta las dimensiones de sostenibilidad, seguridad y competitividad. El análisis del grupo de trabajo Prospectiva 2030 podría realizar aportaciones interesantes para valorar las distintas fuentes de energía por sus méritos.

Continuar vigilando el buen funcionamiento de los mecanismos para promover la fiabilidad del sistema ante el crecimiento de la participación de las renovables, incluyendo el seguimiento de las condiciones impuestas a las renovables en cuanto a su adaptación técnica para soportar las perturbaciones normales del sistema y su respuesta adecuada a las instrucciones del operador del sistema. El Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético previsto en las reformas



de las leyes del sector eléctrico y de hidrocarburos podría incorporar este tema en sus informes.

Seguir avanzando en el diseño de las medidas institucionales de coordinación de la gestión de los sistemas gasista y eléctrico. Los mecanismos de transparencia que se implementen deben estar a la altura de la concentración de responsabilidades que resulte.

Conclusión 3

En ocasiones, en el pasado, la planificación no dio todas las señales de alarma ante riesgos de cobertura. Por otro lado, el MITYC no cuenta con la capacidad operativa para efectuar, contestar o supervisar los trabajos de planificación que realizan los gestores técnicos de los sistemas gasista y eléctrico. Como consecuencia de esta debilidad, parte de la responsabilidad de la planificación se desplaza de hecho a las sociedades anónimas Enagas y REE.

Recomendación 3

El MITYC debería fortalecer técnicamente su función planificadora dotándose de los medios materiales y humanos que le permitan desarrollar sus responsabilidades de manera independiente y que le posibiliten desempeñar un papel de mayor alcance. Asimismo, en el sector eléctrico podría ser interesante evaluar si el sistema de previsión que utiliza actualmente REE debería completarse con el uso de técnicas probabilistas y de análisis de riesgo de fallo más elaboradas.

Conclusión 4

Se producen importantes retrasos en el desarrollo de las infraestructuras, especialmente de red, debido a los largos procesos de tramitación administrativa, la actuación descoordinada de los distintos ámbitos de gobierno y la oposición social a la instalación de líneas eléctricas.

Recomendación 4

Estudiar las formas de agilizar en mayor medida los procedimientos administrativos, instituir mecanismos adecuados de coordinación con las CCAA que impliquen asimismo un compromiso de las autoridades locales a través, por ejemplo, del desarrollo de convenios del tipo de los previstos en el RD 1955/2000 y estudiar



medidas para tratar de lograr una mayor concienciación ciudadana sobre la necesidad de las líneas eléctricas, valorando si sería necesario aumentar los recursos para compensaciones económicas.

Conclusión 5

Aunque a principios de la década había un problema de insuficiente capacidad de generación de electricidad, dicho problema se ha superado, a la vista de la capacidad instalada actualmente y las solicitudes existentes de nuevas instalaciones. No obstante, no funcionó adecuadamente el mecanismo de garantía de potencia que debía haber incentivado la inversión. Después de tomar en consideración y descartar buena parte de los elementos de la propuesta presentada por el Consejo de reguladores de MIBEL, el MITYC ha sustituido el mecanismo existente por un nuevo sistema de pagos por capacidad, aunque transitoriamente sigue en vigor el sistema anterior.

Recomendación 5

Debe avanzarse en la función de los precios como señales para oferentes y demandantes, lo que enlaza con los objetivos estratégicos de competitividad (establecimiento competitivo de los precios) y sostenibilidad (ahorro y eficiencia energética).

A partir de las alternativas propuestas para la reforma del mecanismo de garantía de potencia, el nuevo sistema de pagos por capacidad, pendiente de desarrollo, debe aportar metodologías claras y transparentes y generar suficientes incentivos a la disponibilidad y a la inversión en situaciones de escasez, para evitar los defectos del sistema anterior.

Conclusión 6

Existen desequilibrios entre la generación y la demanda eléctrica en distintas zonas. Si las nuevas instalaciones de generación no se instalan en las zonas deficitarias, se incrementan los costes de las inversiones en red derivadas de los transportes entre zonas, las pérdidas por el transporte de la energía y las congestiones de evacuación. Dado que la actividad de generación de electricidad está liberalizada, la importancia de los costes mencionados justifica que en la planificación que realiza el MITYC se estén incorporando señales informativas sobre las localizaciones preferentes para las nuevas instalaciones de generación. Señales económicas serían igualmente necesarias y aunque está prevista su reglamentación desde el año 2000, todavía no se ha desarrollado.



Recomendación 6

Impulsar la tramitación de una norma que proporcione señales, incentivos o desincentivos zonales, a los productores para promover la localización geográfica eficiente de las instalaciones de generación, una vez que ya se ha dado el mandato, mediante el RD 1634/2006, a la CNE para que presente una propuesta al respecto.

Conclusión 7

La red de transporte de electricidad presenta en general un alto nivel de mallado. No obstante, existen problemas puntuales de mallado en determinadas zonas y de mantenimiento, especialmente en los sistemas de protección, que están identificados por REE y se está procediendo a su corrección gradual.

Recomendación 7

Mantener el buen nivel de transparencia sobre cuestiones topológicas de mallado (entre otras) de la red de transporte y complementarlo con indicadores de mantenimiento. Acelerar en la medida de lo posible la adaptación de los sistemas de protección de la red de transporte. Impulsar la supervisión de la actuación de REE desde la CNE, en línea con las competencias de supervisión reconocidas en la reciente reforma de la LSE.

Conclusión 8

La mayoría de las interrupciones del suministro tienen su origen en la red de distribución. Existe escasa información publicada al respecto. Parece que el nivel de inversión en la red de distribución es inadecuado, lo que se ha debido en parte a un sistema de retribución que se ha percibido como insuficiente por los distribuidores y que no aportaba incentivos a la inversión para hacer frente al crecimiento de la demanda, a la mejora de la calidad ni a la reducción de pérdidas de transporte en la red.

Recomendación 8

Reformar el sistema de retribución de la distribución (actualmente en fase de tramitación) de manera que se introduzcan los incentivos adecuados para la inversión en redes, su calidad y su eficiencia. Asimismo sería oportuno desarrollar por parte de la CNE las competencias de supervisión atribuidas en la reforma de la



LSE, y promover la transparencia de los indicadores de robustez y mantenimiento de la red.

Conclusión 9

La segregación de la actividad a lo largo de la cadena de valor del gas conlleva la necesidad de coordinar el funcionamiento de los distintos agentes que, a falta de mecanismos eficientes del mercado, deberá ser realizado por el regulador. La publicación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema clarifica las funciones y responsabilidades de los agentes del sector. Las tareas de seguimiento que realizan la CNE, el Comité de Seguimiento del Sistema Gasista y la que hará el recientemente creado Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético contribuyen a la coordinación, buen funcionamiento y transparencia del sistema.

Conclusión 10

Las normas sobre diversificación de suministradores de gas se han mostrado eficaces. España compra gas a diez países y la participación argelina no supera el 35% del total importado.

Conclusión 11

Existe más capacidad de entrada de gas al sistema que de transporte y almacenamiento. El problema principal es el disponer de capacidad de almacenamiento subterráneo suficiente. La reciente modificación en el sistema retributivo de los almacenamientos se espera que ayude a corregir esta situación.

Conclusión 12

Igualmente, el cambio del sistema retributivo de la red de distribución se encamina en la dirección de facilitar el desarrollo de la red.

Conclusión 13

La reciente modificación legal que permite reducir el número de días de existencias mínimas que tienen que tener los agentes aspira a dar flexibilidad a la operación y desarrollar un mercado secundario de gas.



Recomendación 13

La modificación de la norma sobre existencias mínimas de gas, en la medida que favorezca los intercambios entre agentes, debería ser aprovechada para favorecer la aparición de plataformas de contratación, intercambio o compensación de gas.

Conclusión 14

No se observan avances en el fortalecimiento de las interconexiones con Francia a pesar del interés y renovados esfuerzos de las autoridades españolas y de la Comisión europea.

Recomendación 14

Los proyectos de interconexión eléctrica y gasista, particularmente con Francia, deben seguir recibiendo el impulso político necesario. Deben agotarse todas las posibilidades de colaboración con las empresas que operan en territorio francés.

Conclusión 15

REE y Enagas son dos compañías que desarrollan un papel central dentro de los sistemas eléctrico y gasista, a las que la ley les asigna el papel de garantes de la seguridad y continuidad de los suministros.

Recomendación 15

Dado el papel central que Enagas y REE juegan en el sistema y las numerosas responsabilidades que atienden deberían contar con mecanismos de rendición de cuentas de alcance y peso equiparable a sus responsabilidades sociales y políticas.

Conclusión 16

La normativa establecida para salvaguardar la independencia de las unidades orgánicas de REE y Enagas que actúan como gestores técnicos de los sistemas indica la preocupación del legislador por potenciales conflictos de intereses de los directivos de estas compañías.



Recomendación 16

Al cabo de un cierto tiempo de funcionamiento debería evaluarse la efectividad conseguida con la normativa de salvaguardia de conflictos de intereses.

Conclusión 17

Sin entrar a juzgar las mejoras que aspira conseguir el legislador con cada modificación normativa, la historia regulatoria reciente del sector es abundante en cambios normativos. La vida de las disposiciones es corta. La incertidumbre regulatoria es algo que no favorece la toma de decisiones de inversión y el funcionamiento eficaz del mercado, obligando a actuar al sector público de manera subsidiaria.

Al mismo tiempo, en ocasiones se ha producido un importante retraso en la adopción de reformas de la regulación necesarias que, desde 2004, se está corrigiendo. El sistema de planificación por objetivos y seguimiento de resultados promovido por el PNR ha favorecido la transparencia y la rendición de cuentas ante los ciudadanos.

Recomendación 17

Una regulación que aspire a consolidar iniciativas liberalizadoras y la apertura de los mercados debe contar con un marco regulador que ofrezca estabilidad en los patrones de conducta, los incentivos y las señales de precios y tener presente los costes que en términos de riesgo regulatorio puedan tener las medidas que vayan a ser adoptadas.

Se debería continuar y profundizar en el ejercicio de responsabilidad política que supone el establecimiento transparente de objetivos y el seguimiento de sus resultados, articulando adecuadamente la lógica de la política energética recogida en el PNR y completando los indicadores para su oportuno seguimiento.



ANEXOS



Anexo I. Características más destacables de la demanda y oferta españolas de energía

El consumo de energía primaria en España se ha incrementado a una tasa media del 3,4% entre 2000 y 2005⁵⁰. No obstante, en 2006 ha tenido lugar un descenso del consumo de energía primaria del 1,1%. Las previsiones del MITYC estiman un crecimiento entre 2006 y 2016 del 1,3% anual del consumo de energía primaria y del 1,6% anual del consumo de energía final.

La intensidad energética primaria⁵¹ ha crecido en España a una tasa media anual del 0,62% en el período 1990-2004, en una tendencia opuesta a la de la mayoría de los países desarrollados, donde se mantiene una tendencia decreciente. No obstante, en los años 2005 y 2006 ha tenido lugar un significativo cambio de tendencia, con una reducción de la intensidad energética respectivamente del 0,9% y del 4,7%.

Por su parte, la demanda de energía eléctrica ha aumentado a un ritmo medio interanual del 4,5% en el periodo 2000-2006⁵². Esta evolución está ligada al crecimiento económico, de la población y de la renta. Además, la creciente penetración de equipos de climatización ha afilado la punta de demanda. Así, la punta de verano ha experimentado un crecimiento medio en los últimos 7 años del 5%. No obstante, el MITYC prevé una moderación del crecimiento de la demanda de energía eléctrica final, que considera que será del 2,9% anual en 2006-2011 y del 2,1% en 2011-2016, ligado a la saturación de algunas demandas al final del periodo junto con los resultados de las estrategias de eficiencia energética.

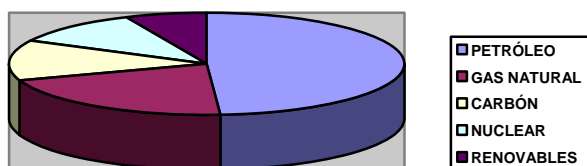
En cuanto a la distribución del consumo energía primaria por tipos de energía, el petróleo representa en 2006 casi la mitad del total (49%), seguido del gas natural (21%), el carbón (12,6%), la nuclear (10,8%) y las renovables (6,8%). En los últimos años ha tenido lugar un gran cambio estructural del abastecimiento, con un espectacular incremento de la participación del gas y en menor escala, de las renovables.

⁵⁰ Boletín estadístico de Hidrocarburos. CORES.

⁵¹ Es la medida de eficiencia energética que indica el consumo de energía primaria por unidad de PIB.

⁵² Planificación 2007 MITYC.

DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2006

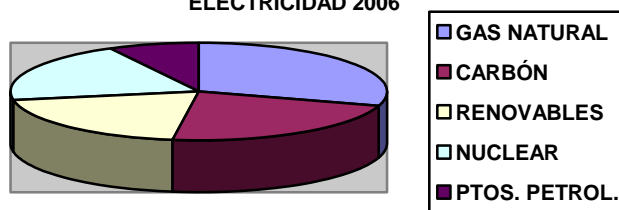


Elaboración propia a partir de datos del MITYC.

Para satisfacer esta demanda, España recurre primordialmente a las importaciones. Su dependencia externa – porcentaje de energía importada respecto a la energía consumida – alcanza el 80%, muy por encima de la ya alta dependencia de la UE, que se sitúa en torno al 50%.

En cuanto a la estructura de la producción eléctrica española, se puede describir el sistema eléctrico español como un sistema hidrotérmico con elevada penetración de energía intermitente. La gran mayoría de la energía que se consume tiene origen fósil (petróleo, carbón y gas natural), pero se constata un continuo proceso de cambio del tradicional peso dominante del carbón y la energía nuclear al predominio del gas natural y las energías renovables. En cuanto a las nuevas inversiones, las centrales de ciclo combinado y las renovables han ganado cuota sustancialmente en los últimos años; las primeras, por sus características tecnológicas eficientes y bajas emisiones, su menor coste de inversión y más rápida puesta en funcionamiento, y las segundas, por las políticas activas de fomento de renovables, especialmente la eólica. El mix de producción⁵³ de electricidad actual está dominado por el gas natural (29,8%), seguido del carbón (22,4%), las energías renovables, incluida la hidráulica (20,1%), la nuclear (19,8%) y los productos petrolíferos (7,9%). Las previsiones indican que se alcanzará una participación de las renovables del 34,9% en 2016.⁵⁴

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD 2006



Elaboración propia a partir de datos del MITYC.

⁵³ Porcentaje sobre el total de generación bruta.

⁵⁴ Para alcanzar el compromiso del 12% de la energía primaria procedente de renovables en 2010, se considera un 29,4% del consumo de electricidad procedente de estas energías (ver Plan de Acción de la E4).



Anexo II. Medidas contenidas en el PNR en relación con la fiabilidad del suministro energético

Se destacan a continuación las medidas de reforma contenidas en el PNR y sus informes de progreso con efectos más directos sobre la fiabilidad del suministro, reconociendo que otras medidas englobadas en los objetivos de competitividad y sostenibilidad inciden también sobre la seguridad y que la política en materia de seguridad energética va más allá de las medidas recogidas en el PNR. La mayor parte de ellas han sido o están siendo aplicadas:

- Elaboración de la Prospectiva energética 2030 como estrategia a largo plazo.
- Establecimiento de un nuevo Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético, integrado por representantes de los operadores del sistema eléctrico y gasista, CNE, CORES y MITYC, con el objetivo de hacer un seguimiento permanente y coordinado de la garantía de suministro.
- Desarrollo de campañas de información y sensibilización para transmitir a la sociedad la necesidad de construir líneas eléctricas y revisar los procedimientos administrativos para agilizar la construcción de las mismas.
- Ampliación de la interconexión eléctrica.
- Optimización e incentivo del desarrollo de nuevas infraestructuras.
- Desarrollo de un nuevo sistema de pagos por garantía de potencia.
- Aplicación de la nueva metodología para la retribución de la distribución eléctrica junto con la revisión de los índices de calidad.
- Desarrollo de un nuevo marco retributivo para las actividades de regasificación y de los almacenamientos subterráneos de gas natural y de mecanismos de asignación de la capacidad disponible de almacenamientos subterráneos.
- Mejora de los mecanismos de coordinación de la gestión técnica del sector gasista con la operación del sistema eléctrico.
- Incremento de la eficiencia en los mecanismos de planificación, construcción y explotación de las redes de transporte.
- Revisión de la estructura de los peajes y la retribución de la distribución de gas natural.
- Desarrollo de las normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.



Anexo III. Tiempo y número de interrupciones del sistema y sus causas

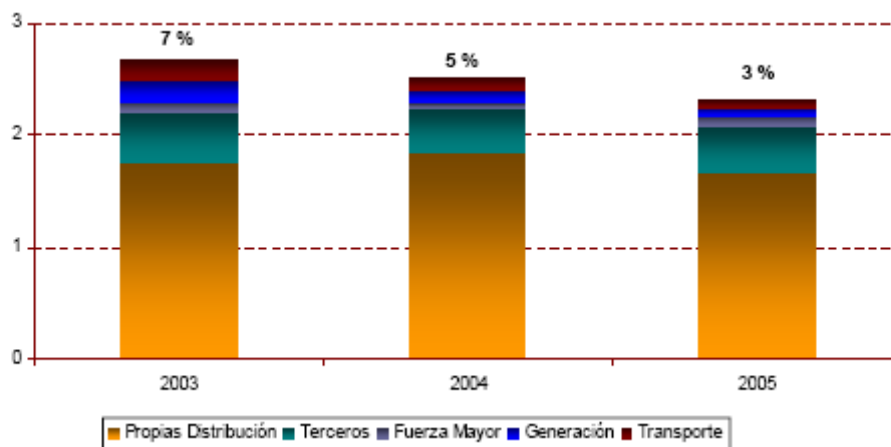


Gráfico 1. NIEPI imprevistas: número de interrupciones imprevistas globales del sistema. Fuente: Planificación 2007-2016 MITYC. (El número indicado se refiere al transporte).

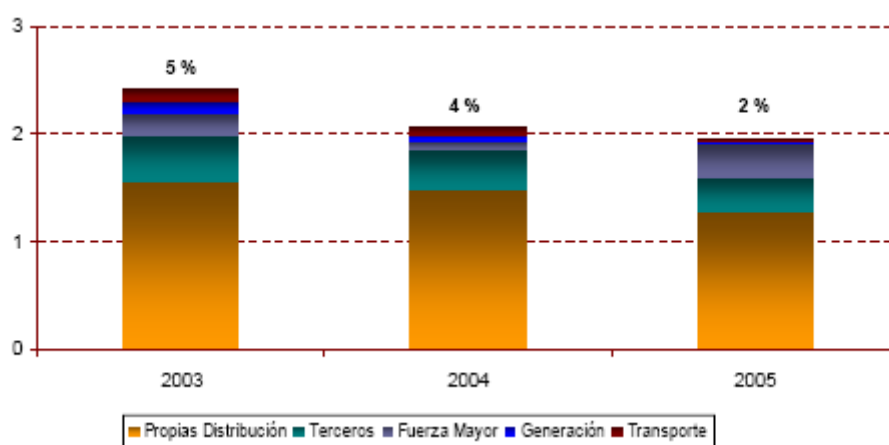


Gráfico 2. TIEPI imprevistas: tiempo de interrupciones imprevistas globales del sistema. Fuente: Planificación 2007-2016 MITYC. (El número indicado se refiere al transporte).



Anexo IV. La reforma del sistema de retribución a la distribución

IV.I. Resumen de las principales novedades de la propuesta de nuevo modelo retributivo de la distribución

- La remuneración de cada empresa distribuidora se fija de forma individual, de acuerdo con una fórmula común de limitación de ingresos. Se eliminan así las distorsiones asociadas al criterio de bolsa única.
- La fórmula partirá de una retribución base que se actualizará por periodos de cuatro años de duración. Anualmente el MITYC establecerá la retribución reconocida a cada distribuidor.
- La retribución base de cada empresa tendrá en cuenta los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones que gestione cada distribuidor y otros costes necesarios para desarrollar la actividad de la distribución. Se explicita la utilización de la herramienta de cálculo del modelo de red de referencia.
- La retribución anual de cada empresa distribuidora se actualizará en función de una fórmula retributiva que incluye los siguientes elementos:
 - Un reconocimiento explícito del incremento de costes asociados a las nuevas inversiones.
 - Un factor de ajuste por la ganancia de eficiencia requerida por el regulador.
 - Incentivos a la mejora de la calidad del servicio y a la reducción de pérdidas por el transporte.
- Adicionalmente, el regulador dispondrá de dos herramientas regulatorias que le permitirán disminuir la asimetría de información con las empresas para abordar adecuadamente los procesos de revisión tarifaria y de ajustes anuales de la retribución. Estas herramientas son la contabilidad regulatoria, que exige a las empresas presentar sus costes desglosados convenientemente para poder realizar comparaciones de eficiencia entre las mismas, y los modelos de red de referencia, que calculan una red de "referencia" para cada área de servicio y a partir de ella se determinan los costes eficientes de la distribución asociada.
- El Ministerio aprobará el método de cálculo de la variación de la retribución reconocida a cada distribuidor asociada al aumento de la actividad de distribución en cada zona.

IV.II. Resumen de las principales consideraciones de mejora de la CNE sobre la propuesta de modificación del marco retributivo de la distribución

- La CNE entiende deseable que en la norma en la que se determina la retribución de la actividad de distribución se incluyan también algunas referencias a la ordenación de la misma, de modo que pueda establecerse una relación biunívoca entre la retribución asignada y las obligaciones establecidas, en definitiva, entre los ingresos y los costes.



- Realiza propuestas de mayor transparencia y de solicitud de opinión previa a las empresas sobre los valores concretos propuestos para los parámetros básicos retributivos.
- Propone modificaciones sobre los parámetros de la fórmula de actualización de la retribución. Merecen especial atención las siguientes consideraciones:
 - En la retribución por incremento de actividad “no es adecuado que se aplique un factor de escala medio y único para todo el sector, sino que debería aplicarse a nivel individual para cada una de las empresas”.
 - En cuanto a los incentivos a la calidad, propone modificar los límites superior e inferior de los índices de cumplimiento. “Tal y como está fijada la fórmula, niveles de calidad iguales a los establecidos reglamentariamente como mínimos, darían lugar a la percepción por parte de las empresas distribuidoras de una cantidad en concepto de incentivo a la mejora de la calidad”.
 - En cuanto a los incentivos a la reducción de pérdidas, propone una modificación de la redacción. “La redacción dada no se corresponde con el objetivo de incentivar a las empresas a la reducción de pérdidas”. “Además, en ningún caso, se refleja en la propuesta que se informa la posibilidad de penalizar a las distintas empresas distribuidoras en función de la holgura existente entre el valor de las pérdidas reales y el de las pérdidas objetivo”.



Anexo V. Entrevistas mantenidas

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

D. Ignasi Nieto Magaldi
Secretario General de Energía

D. Fernando Calancha Marzana
Jefe de Gabinete

D. Manuel García Hernández
Vocal Asesor

Dña. Marta García Álvarez
Vocal Asesor

D. Eduardo Ramos García
S.G. de Energía Eléctrica

D. Francisco J. Macía Tomás
S.G. de Planificación Energética

Comisión Nacional de la Energía

D. Jorge Fabra Utray
Consejero

D. Carlos Solé Martín
Director de Energía Eléctrica

D. Raúl Yunta Huete
Director de Gas

Red Eléctrica de España

D. Alberto Carbajo Josa
Director General de Operación

D. Juan Moreno Moreno
Director de Operación

D. Tomás Domínguez Autrán
Jefe del Departamento de Centro de Control Eléctrico



Asociación de Productores de Energías Renovables

D. José María González Vélez
Presidente

D. J. Enrique Martínez Pomar
Director General

Asociación Española de la Industria Eléctrica UNESA

D. Mariano Cabellos Velasco
Director General Adjunto

Dña. María Romera Martínez
Jefe de División
Dirección General Adjunta

Enagas

D. Francisco Javier González Juliá
Director General de Operación del Sistema

D. Jesús Saldaña Fernández
Director de Planificación

Experto

D. Miguel Ángel Laceras
Presidente
Intermoney Energía

Prof. Ignacio J. Pérez - Arriaga
Instituto de Investigación Tecnológica
Universidad de Comillas

D. Arturo Rojas
Socio
Analistas Financieros Internacionales