



**INFORME SOBRE LA
PROPUESTA DE
PLANIFICACIÓN DE LA RED DE
TRANSPORTE DE ENERGÍA
ELÉCTRICA 2015-2020**

16 de abril de 2015

INF/DE/044/15

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015-2020

Índice

1. Antecedentes	3
2. Contenido de la Propuesta.....	4
3. Valoración general de la Propuesta de Planificación	5
4. Consideraciones particulares sobre el contenido de la Propuesta.....	7
4.1 Sobre la perspectiva de demanda energética	7
4.2 Sobre la previsión de la demanda de electricidad 2014-2020	11
4.3 Sobre la previsión del cumplimiento de los compromisos en el horizonte 2020	24
4.4 Sobre gestión de la demanda.....	27
4.5 Sobre la metodología de planificación de la red de transporte de electricidad.....	28
4.6 Sobre la calidad de servicio en la planificación de la red de transporte....	30
4.7 Sobre los escenarios de estudio e hipótesis de análisis	33
4.8 Sobre el análisis estático de la red de transporte	35
4.9 Sobre la viabilidad de ejecución de los planes de desarrollo.....	36
4.10 Sobre los criterios de justificación económica	37
4.11 Sobre los criterios de desarrollo topológico de la red de transporte	40
4.12 Sobre las necesidades adicionales de elementos de control de reactiva .	42
4.13 Sobre las infraestructuras eléctricas a construir y su estimación económica	43
ANEXO I.....	50
ANEXO II.....	57

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015-2020

Expediente núm.: INF/DE/044/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep María Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 16 de abril de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria acuerda, de conformidad con el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, emitir el presente informe sobre la «*Propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020*» (en adelante, la Propuesta de Planificación o simplemente la Propuesta).

El presente informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) con entrada en el registro general de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con fecha 4 de marzo de 2015, por el que se solicita la emisión, a la mayor brevedad posible y en todo caso en el plazo máximo de un mes, de informe preceptivo de acuerdo con el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, sobre la Propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, que se adjunta al referido oficio.

1. Antecedentes

El artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), establece que la planificación eléctrica tiene por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.

Dentro de la planificación eléctrica deben incluirse los planes de desarrollo de la red de transporte, que recogerán las líneas de transporte y subestaciones previstas, abarcarán periodos de seis años e incluirán criterios y mecanismos de

flexibilidad en cuanto a su implementación temporal para adaptarse a la evolución real de la demanda de electricidad, sin perjuicio de su revisión periódica cuando los parámetros y variables que sirvieron de base para su elaboración hubieran variado.

Por tanto, la planificación eléctrica es un elemento básico para el desarrollo del sector eléctrico nacional. En ella, se contempla la definición de los planes de desarrollo de las infraestructuras eléctricas, en especial, de las infraestructuras de transporte que están sometidas a la planificación vinculante de la Administración, que es una pieza esencial para asegurar la garantía de suministro. Dichas decisiones de planificación obligatoria son las grandes infraestructuras sobre las que descansa el sistema eléctrico nacional y que permiten su vertebración.

La labor de planificación obedece a unos principios que permiten la compatibilización de la iniciativa privada con la asunción por parte de la Administración de sus responsabilidades sobre el conjunto del sistema energético nacional, y éste es, sin duda, el mejor modelo para procurar un servicio fiable, eficiente y limpio. En definitiva, se trata de hacer compatible la calidad del servicio y una mejor asignación de los recursos con el respeto al medio ambiente, para sentar las bases de un crecimiento estable y sostenible tanto económica como medioambientalmente, todo ello, como señala la propia LSE, bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.

Si bien la responsabilidad última de la planificación recae sobre el Gobierno, ésta se confecciona también con la participación de las Comunidades Autónomas y de los diferentes operadores y demás agentes integrantes del sector, siendo especialmente importante el papel del OS y Gestor de la Red de Transporte.

2. Contenido de la Propuesta

La Propuesta de Planificación se estructura en tres capítulos y cinco anexos.

El **primer capítulo muestra el marco regulatorio y el contexto técnico-económico** en el cual se desarrolla la Propuesta de Planificación, señalando las novedades más importantes con respecto a planificaciones anteriores. De acuerdo con el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico, el horizonte para el que se planifican los nuevos desarrollos de la red de transporte de electricidad es de seis años (2015-2020). Sin embargo, las especiales características de las infraestructuras eléctricas, que requieren de largos periodos de tramitación administrativa y medioambiental, de resolución de dificultades técnicas y de coordinación entre distintos agentes, hace necesario la inclusión de una lista de infraestructuras de la red de transporte de electricidad que se estima necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación.

El **segundo capítulo engloba la parte indicativa de la Propuesta de Planificación**. En particular incorpora la previsión de la evolución energética española 2014-2020, con la que se pretende ofrecer una visión panorámica y global del balance energético en el período del análisis, partiendo de la descripción de un escenario y de un contexto energético. En dicho capítulo se

establece la metodología de previsión de la demanda energética diferenciándose dos fases. En la primera se realiza la previsión de la demanda de energía final, es decir, de la demanda de los sectores que consumen energía sin transformarlas en otras y, en la segunda fase, partiendo de la demanda de energía final más probable, se calcula su cobertura, tomando en consideración la necesidad de garantizar el cumplimiento de los objetivos comunitarios referentes a energías renovables y al medio ambiente. Como resultado se debe lograr un doble objetivo en el período hasta 2020: muy bajo crecimiento del consumo energético acompañando a un crecimiento económico significativo, junto con un mayor peso de las energías renovables en el abastecimiento energético, sustituyendo a otras energías.

El tercer capítulo contempla el plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad, que se concreta en el anexo I, y determina las necesidades de infraestructuras de transporte de electricidad hasta el año 2020 clasificándolas por tipo de instalación, con indicación de la fecha de puesta en servicio, su tipología y motivación de la misma, así como sus principales características técnicas. Estas necesidades de desarrollo de la red de transporte de electricidad provienen del análisis realizado por el Operador del Sistema (OS), derivado de su previsión de la demanda eléctrica peninsular y no peninsular y su cobertura en un horizonte a largo plazo, tanto en términos de energía como de potencia punta horaria en verano y en invierno.

Finalmente, el anexo I, como se ha indicado, contiene los listados de las instalaciones eléctricas planificadas en los sistemas eléctricos peninsular y no peninsulares para el período 2015-2020; el anexo II recoge, con anticipación a su posible posterior planificación, las actuaciones posteriores a 2020 cuya tramitación administrativa se estima necesario iniciar en cada uno de los subsistemas, mientras que el anexo III enumera las subestaciones que el OS considera “cerradas”, y el anexo IV recoge los análisis coste-beneficio realizados por el OS sobre ciertas instalaciones y/o proyectos que no se encontraban recogidas en la actual planificación 2008-2016. Por último, el anexo V se corresponde con el diccionario de acrónimos utilizados en el documento.

3. Valoración general de la Propuesta de Planificación

Los trabajos encaminados a la elaboración de la planificación de la red de transporte horizonte 2020 arrancaron con la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo. Recibidas por parte del Operador del Sistema las propuestas de los distintos participantes y tras un periodo de información pública, se mantuvieron en sede ministerial reuniones con todas y cada una de las Comunidades Autónomas, a las que pudieron asistir técnicos de la Comisión Nacional de la Energía. Resultado de todo lo anterior, el OS con fecha 11 de noviembre de 2011 presentó al antiguo Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta final de Planificación 2012-2020.

De acuerdo con lo señalado en la Propuesta de Planificación, el abrupto cambio de escenario macroeconómico, la adopción de nuevos compromisos con la UE en materia de eficiencia energética para 2020 y la reforma regulatoria del sector

eléctrico motivaron el abandono del procedimiento de planificación energética iniciado en 2010 para el periodo 2012-2020 y el inicio, mediante la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, de un nuevo procedimiento que ha culminado con la Propuesta de Planificación para el periodo 2015-2020 objeto del presente informe. En la misma se viene a destacar que este ejercicio de planificación se ha elaborado en un contexto económico marcado por un elevado grado de incertidumbre, lo que dificulta la elaboración de previsiones de evolución de la demanda de energía eléctrica en el horizonte contemplado.

En septiembre de 2013, el OS remitió al MINETUR una propuesta inicial de planificación, que fue revisada en sucesivas ocasiones a efectos de incluir las observaciones del ministerio. La versión preliminar de la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, fue publicada en diciembre de 2014, y sometida a un periodo de información pública de 45 días.

A diferencia del proceso iniciado en 2010, referido anteriormente, en esta ocasión la CNMC no ha tenido ocasión de participar en los debates previos encaminados a la elaboración de la Propuesta de Planificación. Así, en el oficio remitido por la SEE se señala que, previo trámite de audiencia a las Comunidades Autónomas, se publicó la versión preliminar de la planificación del sector eléctrico 2015-2020. Pues bien, el primer conocimiento que la CNMC ha tenido sobre la Propuesta de Planificación que se informa fue precisamente a raíz de la publicación en el BOE de 11 de diciembre de 2014 del Anuncio de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) por el que se efectúa consulta pública del informe de sostenibilidad ambiental y la versión preliminar de la planificación del sector eléctrico 2015-2020. A este respecto, la CNMC no ha tenido acceso a los comentarios, alegaciones y/o contribuciones que las Comunidades Autónomas y personas físicas y jurídicas interesadas hayan podido formular.

No obstante lo anterior, en los últimos meses se han ido recibiendo en esta Comisión una serie de escritos relacionados con el proceso de planificación en marcha, así como, en los últimos días, copia de las alegaciones formuladas por algunos de los agentes que operan en el sector eléctrico, cuyo resumen se adjunta como ANEXO I al presente informe.

Asimismo, teniendo en cuenta los plazos anteriores, a juicio de esta Comisión, y dada la importancia de la Propuesta, hubiera sido deseable disponer de más de un mes para emitir el informe preceptivo solicitado.

Por otra parte, dada la necesidad de introducir criterios de eficiencia económica en el desarrollo de la red de transporte, la Propuesta de Planificación incluye un Análisis Coste-Beneficio para las nuevas actuaciones *estructurales* de la red de transporte propuestas por el OS, así como para aquellas que si bien figuraban en la Planificación 2008-2016 se han visto paralizadas en virtud de la *moratoria* impuesta a las mismas por el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo. Al respecto, para la realización de tales Análisis Coste-Beneficio, el OS ha seguido los principios generales de la metodología coste-beneficio elaborada por ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) para la Comisión Europea, adaptados a las particularidades del sistema eléctrico español.

En este ámbito, se valora positivamente las actuaciones previstas en la Propuesta de Planificación para conseguir una reducción de los costes del sistema, y en particular, aquellas encaminadas a reducir los costes de restricciones técnicas.

No obstante, de la misma manera que la implementación temporal de los planes de desarrollo de la red de transporte de electricidad deberá adaptarse a la evolución real de la demanda de electricidad, tal y como establece la LSE, también deberá adaptarse, en su caso, a cualquier revisión del Análisis Coste-Beneficio realizado, ante una modificación en el futuro de sus hipótesis de partida.

Como se verá a lo largo del presente informe, durante la elaboración de la Propuesta se han producido cambios importantes en el escenario económico previsto, así como en el escenario de precios energéticos considerado. Por otro lado, las previsiones de crecimiento de la demanda de energía y de potencia punta prevista y su cobertura realizadas por el Operador del Sistema, son superiores a la demanda prevista por la CNMC. Por ello convendría, a la luz de las consideraciones siguientes, revisar en profundidad la Propuesta y otorgarla de un mecanismo de actualización, al menos cada tres años, al objeto de perseguir en el largo plazo el óptimo energético (garantía de suministro), económico y ambiental, para lo que se necesita partir de datos lo más fiables posible.

4. Consideraciones particulares sobre el contenido de la Propuesta

4.1 Sobre la prospectiva de demanda energética

De acuerdo con la Propuesta de Planificación, el escenario de prospectiva energética 2015-2020 se ha elaborado teniendo en cuenta tanto la evolución reciente del consumo energético, como las últimas previsiones económicas y energéticas realizadas por organismos internacionales tales como la OCDE, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la UE. En particular, por su impacto en la evolución de la demanda, así como en su cobertura, se ha tenido en cuenta la evolución del PIB, la población, los objetivos de eficiencia energética, las energías renovables y los relativos al medio ambiente, y los precios de los productos energéticos.

Respecto de la evolución de las diversas variables consideradas en el escenario de proyección se realizan las siguientes consideraciones:

a) Evolución económica

En la Propuesta de Planificación se prevé una tasa de crecimiento media para la economía española del 2,5% para el periodo 2014-2020, esto es, un 1% superior a la tasa de crecimiento estimada para la EU-28.

La evolución económica prevista para el periodo 2014–2017 en la Propuesta de Planificación coincide con la actualización del programa de estabilidad 2014-2017 del Reino de España, fechado en abril de 2014.

Por otra parte, en el punto 3.1.1 de la Propuesta de Planificación, el OS plantea tres escenarios de previsión del PIB, superior, central e inferior, coincidiendo el superior con el descrito en la sección 2.3.d) de la misma y con las consideradas en el programa de estabilidad.

Al respecto, se señala la necesidad de actualizar la variación del PIB real correspondiente a 2014 con la última información publicada por el INE (1,4%¹, 0,2% superior a lo indicado en la Propuesta), así como el escenario de previsión para 2015-2020, al objeto de recoger la evolución reciente de la economía española y el impacto de las medidas no convencionales adoptadas por el BCE.

En este sentido, las previsiones a más corto plazo (2015 y 2016) de los distintos organismos son superiores a las consideradas en la Propuesta de Planificación. Así, el panel de previsiones de la economía elaborado por FUNCAS estima un crecimiento para el 2015 y 2016 del 2,6%², mientras que la Comisión Europea estima un crecimiento del 2,3% para 2015 y del 2,5% para 2016³, y el FMI un crecimiento del 2,0% para 2015 y del 1,8% para 2016⁴.

A más largo plazo, el FMI estima que el crecimiento de la economía española entre 2017 y 2019 se situará entre el 1,8% y el 2%, tasas similares a las previstas por dicho organismo para 2015 y 2016, y que se sitúan en el escenario inferior previsto por el OS.

En el siguiente gráfico se resumen las previsiones de variación del PIB entre 2015 y 2020 consideradas por los diferentes organismos.

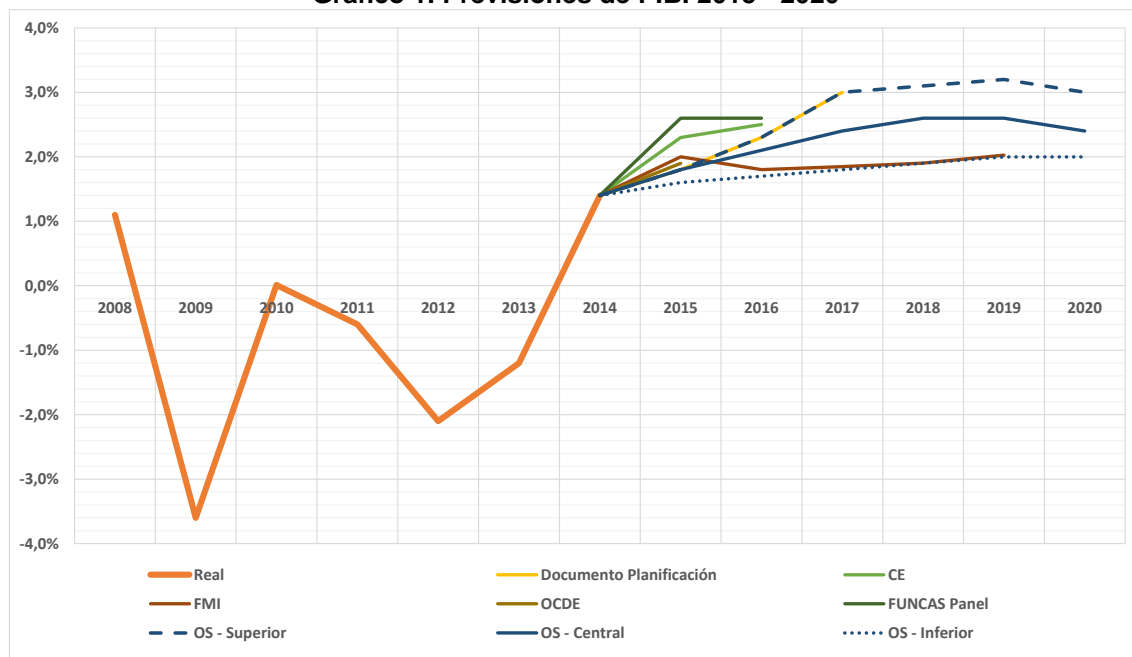
¹ Véase <http://www.ine.es/prensa/cntr0414.pdf>

² Panel de previsiones de la Economía Española. Marzo 2015, disponible en <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?file=4>

³ Informe sobre España 2015, con un examen exhaustivo relativo a la prevención y la corrección de los desequilibrios macroeconómicos, disponible en http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/csr2015/cr2015_spain_es.pdf.

⁴ Perspectivas de la Economía Mundial, Enero 2015. Disponible en <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2015/update/01/pdf/0115s.pdf>

Gráfico 1. Previsiones de PIB. 2015 - 2020



Fuentes: INE, FUNCAS, CE, OCDE y FMI.

Teniendo en cuenta lo anterior, y dado que el Programa de Estabilidad debe presentarse antes del próximo 30 de abril, se entiende que la evolución del escenario macroeconómico de la Propuesta será revisada, al objeto de reflejar la evolución prevista de la economía española para 2015 y 2016.

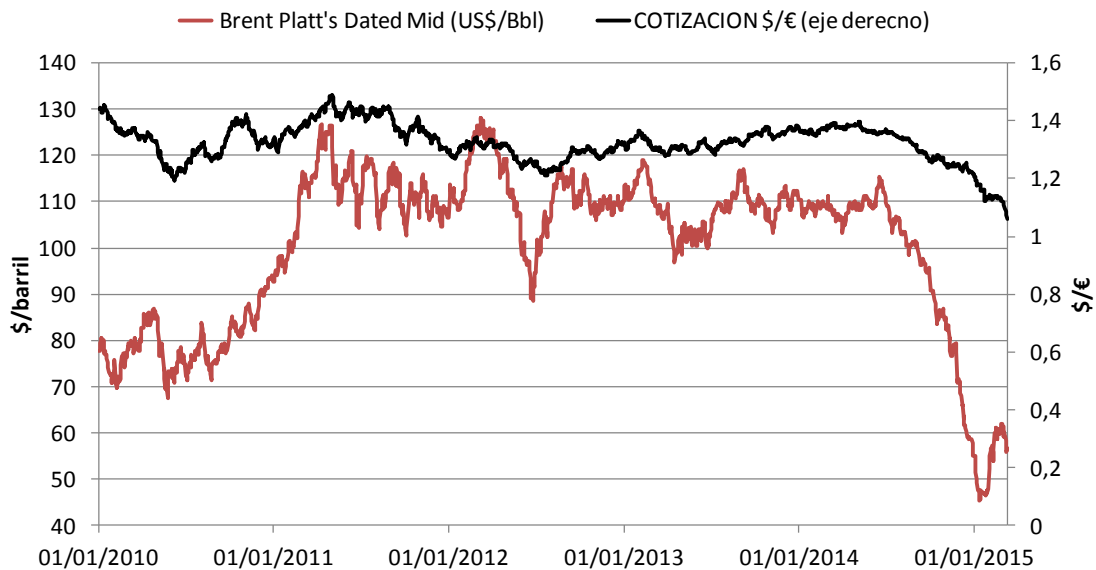
En coherencia con ello, se deberían revisar las previsiones macroeconómicas utilizadas por el OS, y descritas en el punto 3.1.1 de la Propuesta, en la medida en que son estos los escenarios determinantes del desarrollo de la red.

En cualquier caso, se considera que deberían ser coherentes las previsiones macroeconómicas reflejadas en el punto 2.3.d) del documento de planificación, con las utilizadas por el OS y descritas en el punto 3.1.1 de dicho documento.

b) Precios energéticos

El documento de planificación destaca el mantenimiento del precio de los productos petrolíferos en niveles históricamente muy elevados, por encima de los 100 \$₂₀₁₀/barril. A este respecto, convendría actualizar dicha referencia teniendo en cuenta lo sucedido en el primer trimestre de 2015, en el que el precio del barril ha descendido hasta los 45 \$, por primera vez desde principios de 2009. Desde finales de 2014, su valor se ha ido reduciendo debido a un excedente de crudo en el mercado por parte de los países productores y a una reducción de la demanda petrolera debido a la crisis económica. Esta evolución del precio del petróleo, junto con la fortaleza del dólar frente al euro experimentada en este mismo periodo, ha tenido un impacto significativo en el precio de los carburantes en España, así como en los precios de los contratos de aprovisionamiento de gas a largo plazo, en su mayoría ligados a la evolución del precio del petróleo.

Gráfico 2. Evolución experimentada por el precio del petróleo y el tipo de cambio \$/€



Fuente: Platts

Adicionalmente, cabe mencionar que en la fecha de elaboración de este informe, los precios a futuro del Brent se estarían negociando en el entorno de los 65-70 \$/bbl con plazo de entrega en 2018, lo que parece apuntar que los precios pudieran permanecer por debajo de los 100 \$/bbl en el horizonte de la Propuesta de Planificación.

En relación con el precio del mercado de electricidad, el documento de planificación considera un coste marginal medio de generación en la península en el año 2020 de 45 €/MWh para el cálculo del beneficio socio-económico de cada una de los refuerzos previstos. Estos precios son coherentes con las cotizaciones actuales del precio del mercado en los mercados a plazo con entrega en 2016-2017. No obstante, dado la incertidumbre existente en la evolución que pudiera registrar el precio de las materias primas a 2020, sería conveniente que el análisis coste-beneficio, contemplara diferentes hipótesis de precios de mercado, a fin de que las inversiones fueran acometidas valorando distintos escenarios posibles, y no sólo uno de ellos.

c) Objetivos medioambientales

En cuanto a los objetivos en materia de medio ambiente, tal y como indica la propia Propuesta de Planificación, son consecuencia directa de compromisos internacionales adquiridos con anterioridad al inicio de la elaboración de la misma, luego su discusión se considera fuera de cuestión.

Cabe señalar, no obstante, que la aplicación de objetivos establecidos en términos relativos (por ejemplo, en la forma de porcentajes sobre energía final bruta) a escenarios de notable crecimiento en la evolución de la demanda (ver más adelante) conduce a objetivos extraordinariamente exigentes en términos absolutos, parte de los cuales requerirían, para ser alcanzados, de la aprobación y entrada en vigor de normativa de acompañamiento que prevea medidas de

apoyo decidido no sólo a la eficiencia energética —siendo éste un aspecto imprescindible— sino también al incremento de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y al crecimiento de la proporción de biocarburantes empleados en el transporte.

4.2 Sobre la previsión de la demanda de electricidad 2014-2020

Según la información recogida en la Propuesta de Planificación con respecto al Escenario de prospectiva energética, la demanda nacional de electricidad en b.c. aumentará, en promedio anual, un 2,3% en el periodo comprendido entre 2013 y 2020, alcanzando los 303.901 GWh en 2020. El aumento de demanda previsto será abastecido, fundamentalmente, por generación renovable y ciclos combinados.

Cuadro 1. Demanda nacional en b.c. real y cobertura de la demanda registrada en 2013 y previsión para 2016 y 2020. Escenario de prospectiva energética

GWh	2013	2016	2020
Carbón	41.571	47.610	47.848
Petróleo	13.854	15.298	11.319
Gas Natural	57.094	65.926	85.221
Nuclear	56.731	59.670	59.670
Renovables	111.121	108.866	121.475
Otros	4.886	5.003	5.822
Producción bruta	285.258	302.372	331.355
Consumos propios y en bombeo	- 16.330	- 14.869	- 16.454
Saldo neto Importación-Exportación	- 6.731	- 11.000	- 11.000
Demanda en b.c.	262.197	276.503	303.901
Pérdidas	- 30.236	- 33.889	- 36.565
Demanda final de electricidad	231.962	242.614	267.336

Fuente: Propuesta de Planificación

Respecto de la evolución de la previsión para el periodo 2014-2020 se señalan los siguientes aspectos:

a) Evolución de la demanda

La demanda nacional en b.c. del Escenario de prospectiva energética aumentará, en promedio anual, un 1,8% en el periodo comprendido entre 2013 y 2016 y un 2,4% en el periodo comprendido entre 2017 y 2020, alcanzando los 303.901 GWh en 2020, cifra que supera en 1.116 GWh y 9.664 GWh a la prevista por el OS en los escenarios central e inferior, respectivamente.

Adicionalmente, se señala que, dado que la demanda nacional en b.c. correspondiente a los ejercicios 2013 y 2014 ha experimentado una reducción del 2,3% y del 1,2% respecto de los ejercicios 2012 y 2013, respectivamente, el escenario de la Propuesta de Planificación implícitamente está previendo

aumentos de demanda relevantes para los ejercicios 2015 y 2016 (superiores al 8%).

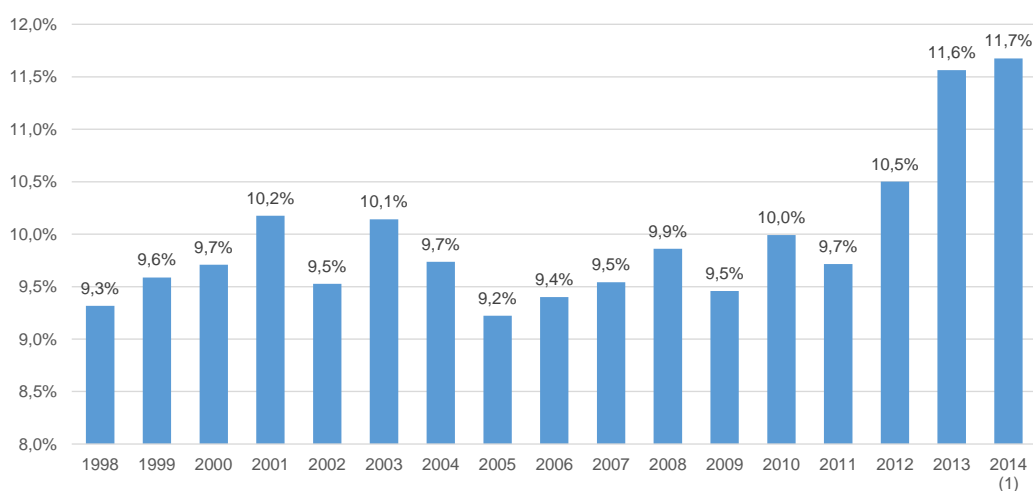
Por otra parte, según el Documento de Planificación, entre las directrices tenidas en cuenta en la elaboración del escenario de prospectiva se ha considerado una mejora de la eficiencia energética final y un coeficiente de elasticidad de la demanda de electricidad-renta del 0,8.

En términos macroeconómicos, la forma habitual de definir la eficiencia energética es a través de la intensidad energética⁵. Según el Documento de planificación, se estima que para cumplir con los objetivos de la UE referidos a la eficiencia la intensidad energética (consumo de energía final/PIB) se debe reducir el 1,6% de media anual de forma sostenida hasta 2020. En el desglose por energías, el Documento de Planificación estima que la intensidad eléctrica final (consumo de electricidad/PIB) baja significativamente en el periodo de previsión, un 0,5% anual, resultado de la hipótesis de Escenario de elasticidad 0,8 demanda eléctrica-PIB.

No obstante, se observa que el aumento de la demanda previsto para el periodo 2014-2020 (2,9%) es superior a la evolución del PIB previsto para el periodo (2,5%), lo que resulta inconsistente con la elasticidad renta de la demanda observada en los últimos años y con la senda de reducción de intensidad energética primaria prevista en la propia Propuesta de Planificación.

Por último, como resultado de comparar la demanda nacional en b.c. y en consumo del escenario previsto en la Propuesta de Planificación se obtienen unas pérdidas medias cercanas al 14%, cifra superior a las pérdidas medias registradas en el periodo comprendido entre 1998 y 2014, a pesar del incremento registrado en los últimos años.

Gráfico 3. Evolución de las pérdidas medias del sistema



Fuente: CNMC y REE

(1) Pérdidas de los últimos doce meses (diciembre 2013-noviembre 2014)

⁵ La intensidad energética refleja la relación entre el consumo de energía y el PIB.

Por su parte, la Propuesta de Planificación aporta tres escenarios de previsión de evolución de la demanda en b.c. proporcionados por el OS para el periodo comprendido entre 2014-2020, con base en tres previsiones de evolución del PIB, elaboradas a partir de las previsiones de diversos organismos⁶. En particular, el escenario de demanda superior se corresponde con la senda de evolución del PIB proporcionada por la DGPEM. El escenario de demanda central se corresponde con el promedio de las previsiones de los analistas. Y el escenario inferior se corresponde con la senda prevista por el FMI. Se indica que para los territorios no peninsulares, el OS únicamente aporta los escenarios de previsión central y superior.

Adicionalmente, la Propuesta de Planificación recoge que el OS ha tenido en cuenta medidas de gestión de la demanda en la elaboración de sus escenarios de previsión.

En el siguiente Cuadro se presentan los escenarios de previsión del OS desagregados por subsistema. Se considera relevante señalar que las previsiones de demanda del ejercicio 2015 coinciden con la información aportada por el OS a la CNMC en septiembre de 2014 a efectos de la elaboración del correspondiente informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2015. Según la citada información, la demanda prevista para el ejercicio 2015 aumentaba entre el 1,2% y el 2,5% respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2014 (260.794 GWh), resultado de considerar un impacto de la actividad económica de 0,85%, 1,80% y 1,90% en los escenarios inferior, central y superior⁷.

⁶ En la Propuesta de Planificación se citan las previsiones del FMI, ConsensusForecast, Ceprede y la propia del MINETUR.

⁷ Véase “Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema para 2015” (disponible en http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/141126_%20Inf_DGPEM_ingresosycostes_ee_2014_2015.pdf)

Cuadro 2. Demanda en b.c. real registrada en 2014 y escenarios de previsión del OS de la demanda en b.c. para los ejercicios 2015 y 2020 desagregada por subsistema. GWh.

	2014 (1)	2015	2020	Δ promedio 2020 sobre 2015
Escenario Inferior	257.983	263.924		
<i>Sistema peninsular</i>	<i>243.395</i>	<i>249.300</i>	<i>273.100</i>	<i>1,9%</i>
<i>Sistemas no peninsulares</i>	<i>14.588</i>	<i>14.624</i>		
Baleares	5.586	5.548		
Canarias	8.580	8.623		
Ceuta	212	232		
Melilla	210	221		
Escenario Central	257.983	266.675	294.237	2,1%
<i>Sistema peninsular</i>	<i>243.395</i>	<i>251.621</i>	<i>277.700</i>	<i>2,1%</i>
<i>Sistemas no peninsulares</i>	<i>14.588</i>	<i>15.054</i>	<i>16.537</i>	<i>2,0%</i>
Baleares	5.586	5.704	6.316	2,1%
Canarias	8.580	8.879	9.706	1,9%
Ceuta	212	242	263	1,7%
Melilla	210	228	252	2,1%
Escenario Superior	257.983	267.266	302.775	2,7%
<i>Sistema peninsular</i>	<i>243.395</i>	<i>251.790</i>	<i>284.900</i>	<i>2,6%</i>
<i>Sistemas no peninsulares</i>	<i>14.588</i>	<i>15.476</i>	<i>17.875</i>	<i>3,1%</i>
Baleares	5.586	5.861	6.813	3,2%
Canarias	8.580	9.134	10.517	3,0%
Ceuta	212	247	277	2,4%
Melilla	210	234	268	2,9%

Fuente: Propuesta de Planificación

Respecto de la previsión de la demanda del OS para el periodo 2015-2020 se realizan las siguientes consideraciones:

1. La demanda en b.c. realmente registrada en 2014 ha ascendido a 257.983 GWh, inferior en 2.811 GWh (-1,1%) a la demanda prevista por el OS para el cierre del ejercicio 2014 (260.794 GWh), aportada a la CNMC en septiembre de 2014. Según esto la demanda prevista por el OS para cada uno de los tres escenarios supera en, aproximadamente, 2.800 GWh a la demanda real.
2. Aplicando la tasa de variación prevista para 2015 respecto de 2014, según la información aportada por el OS en septiembre de 2014, a la demanda en b.c. registrada en 2014, se obtiene que la demanda en b.c. resultante debiera ser inferior en, aproximadamente, 3.100 GWh a la prevista en la Propuesta de Planificación por el OS para 2015.

Al respecto se indica que, según la información publicada en la web de REE sobre previsiones mensuales del OS (disponible en <http://www.esios.ree.es/web-publica/>) la demanda en b.c. del sistema peninsular prevista para 2015 ascendería a 245.039 GWh, cifra entre 4.261 GWh y 6.751 GWh inferior a las previstas para el sistema peninsular en los escenarios de previsión del OS.

Cuadro 3 Previsión mensual del Sistema de Información del Operador del Sistema (esios) para 2015 de la demanda en b.c. peninsular

Mes	2015		
	GWh	% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	22.674	2,81	-0,76
Febrero	21.016	3,16	-0,42
Marzo	21.529	2,91	-0,05
Abril	19.186	2,24	0,42
Mayo	19.280	-1,01	0,33
Junio	19.710	0,57	0,19
Julio	21.289	0,88	0,48
Agosto	20.627	2,27	0,85
Septiembre	19.735	-2,49	0,43
Octubre	18.991	-3,38	0,21
Noviembre	19.583	-0,84	0,44
Diciembre	21.419	0,58	0,68
Anual	245.039		0,68

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en naranja.

3. Si bien es cierto que el OS no detalla en la información proporcionada a la CNMC el PIB implícito en sus previsiones de demanda para 2015, se observa que la actividad económica es la variable que más incide en la evolución de la demanda. Al respecto, de acuerdo con lo considerado en el apartado 4.1. de este informe, se indica que desde septiembre de 2014 las previsiones de la mayor parte de las instituciones sobre la evolución de la economía española ha mejorado⁸.

La CNMC, teniendo en cuenta tanto la senda de recuperación de la economía como la evolución reciente de la demanda nacional en b.c., la evolución de la demanda nacional en consumo y las previsiones del OS, ha elaborado una proyección de la demanda para el periodo comprendido entre 2014 y 2020. En particular, se estima que la demanda en b.c. aumentará, en términos medios, un 1,7% en el periodo comprendido entre 2015 y 2020, con un crecimiento moderado en los ejercicios 2015 y 2016, en línea con la senda de recuperación económica, y una tasa de crecimiento cercana al 2% para el periodo comprendido entre 2017 y 2020. Cabe señalar que, como resultado del aumento de la supervisión de la evolución de las pérdidas y la implementación de medidas regulatorias

⁸ En el momento de realizar el "Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema para 2015", en noviembre de 2014, el intervalo de variación del PIB se encontraba entre el 1,6% y el 2,1% (CE 2,1%, FMI 1,7% y OCDE 1,6%), mientras que de acuerdo con las últimas previsiones se espera que en 2015 el PIB esté entre el 2,3% y el 1,7% (CE 2,3%, FMI 2% y OCDE 1,7%) el aumento entre un 2,0% respecto del 2014. Por su parte el Gobierno ha elevado sus previsiones del 2% al 2,4%.

encaminadas al control del fraude, se espera una progresiva reducción de las pérdidas del sistema en el periodo, por lo que la demanda en consumo aumenta por encima de la demanda en b.c. (un 2,1% de promedio en el periodo).

Cuadro 4. Previsión de la CNMC de la demanda nacional en b.c. y en consumo (GWh) para el periodo 2014-2020

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ promedio 2020 sobre 2015
Previsión CNMC								
Real	257.983							
Demanda b.c.	258.721	260.256	262.859	266.801	271.470	276.900	282.992	1,7%
% sobre año anterior		0,59%	1,00%	1,50%	1,75%	2,00%	2,20%	
Demanda en consumo	232.530	233.920	237.332	241.978	247.082	252.554	258.317	2,1%
% sobre año anterior		0,60%	1,46%	1,96%	2,11%	2,21%	2,28%	
Pérdidas	11,3%	11,3%	10,8%	10,3%	9,9%	9,6%	9,6%	

Fuente: CNMC

En el siguiente Cuadro se comparan las previsiones para el periodo 2014-2020 de la Propuesta de Planificación, del OS y de la CNMC. Se observa que tanto el escenario de prospección como el escenario central del OS recogidos en la Propuesta de Planificación son superiores a la demanda prevista por la CNMC. En particular, la demanda prevista para 2020 en el escenario de prospección supera en 20.909 GWh (7,4%) a la demanda prevista por la CNMC, mientras que el escenario central del OS estima una demanda superior en 11.245 GWh (4%) a la prevista por la CNMC. Cabe señalar que las diferencias se deben, en gran medida, a la distinta previsión en el inicio del periodo de análisis (2015 y 2016). Al respecto se indica que la demanda prevista en el escenario de prospección para el ejercicio 2016 supera en 13.644 GWh a la prevista por la CNMC y la demanda prevista por el OS para 2015 en su escenario central supera en 6.419 GWh a la prevista por la CNMC para dicho ejercicio.

Cuadro 5. Previsiones de demanda en b.c. y en consumo (GWh). Año 2014-2020

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ promedio 2020 sobre 2015 o 2016 (1)
Demanda b.c.								
Real	257.983							
Planificación (2)			276.503	283.112	289.878	296.807	303.901	2,4%
OS Central (3)	260.794	266.675	271.973	277.376	282.886	288.506	294.237	2,0%
CNMC	258.721	260.256	262.859	266.801	271.470	276.900	282.992	1,7%
Demanda en consumo								
Planificación			242.614	248.571	254.675	260.929	267.336	2,5%
CNMC	232.530	233.920	237.332	241.978	247.082	252.554	258.317	2,1%
Pérdidas								
Planificación			14,0%	13,9%	13,8%	13,8%	13,7%	
CNMC	11,3%	11,3%	10,8%	10,3%	9,8%	9,8%	9,8%	

Fuente: CNMC y Documento de planificación

Notas:

- (1) El aumento promedio en los escenarios de la CNMC y el OS se calcula respecto del ejercicio 2015, el de la Propuesta de Planificación se calcula respecto de 2016.
- (2) El escenario de prospección de la Propuesta de Planificación solo muestra la previsión para los ejercicios 2016 y 2020, los valores intermedios se han obtenido aplicando el mismo incremento medio en el periodo.
- (3) Los escenarios de previsión del OS de la Propuesta de Planificación solo muestra la previsión para los ejercicios 2015 y 2020, los valores intermedios se han obtenido aplicando el mismo incremento medio en el periodo.

Es por todo lo anterior por lo que parece necesaria la actualización de la previsión de la evolución de la demanda en b.c. para el periodo 2015-2020. Adicionalmente, teniendo en cuenta que la LSE establece que la planificación debe ir, preferentemente, acompañada por varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda eléctrica, incluyendo un análisis de sensibilidad en relación con la posible evolución de la demanda ante cambios en los principales parámetros y variables que la determinan y un análisis de los criterios que conducen a la selección de un escenario como el más probable, se considera que el presente epígrafe de la Propuesta de Planificación debería recoger claramente tanto el escenario de demanda incluido en el establecimiento de la planificación como los escenarios alternativos y el análisis de sensibilidad de los distintos escenarios que lleva a la selección del mismo.

b) Respecto de la potencia punta del sistema peninsular

La Propuesta de Planificación maneja diversos escenarios de previsión de la potencia punta peninsular, tal y como recoge el cuadro siguiente, estimando un valor para 2020 que varía entre los 47.000 MW y 49.000 MW.

Cuadro 6. Previsiones de punta de potencia peninsular en b.c. Año 2015-2020

MW	Escenario de prospectiva energética	Escenarios del OS			
		2020	2015		2020
	Invierno		Verano	Invierno	Verano
Escenario inferior	46.983	43.500	39.800	47.300	43.600
Escenario central		43.800	39.900	47.800	43.900
Escenario superior		43.800	39.900	49.000	45.100

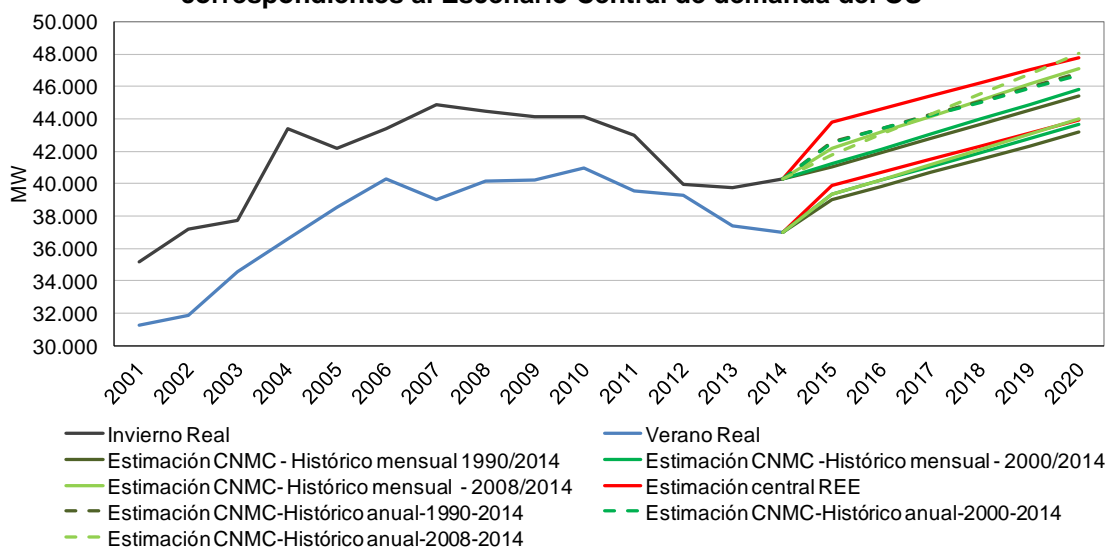
Fuente: Propuesta de Planificación

De acuerdo con la Propuesta, todos los escenarios manejan diversas hipótesis de incremento de la electrificación del país y penetración del vehículo eléctrico (estimando el impacto de esta última medida entre 30 MW y 300 MW de incremento en la punta de demanda). Asimismo, la Propuesta contempla la entrada de mayor generación distribuida bajo un esquema de autoconsumo y la implementación de medidas de flexibilidad y modulación por parte de la demanda, que podría suponer una reducción de la punta de entre 235 MW y 3.600 MW, en función de las hipótesis elegidas. Como consecuencia del efecto conjunto de todas estas hipótesis, cabría entender que las previsiones deberían contemplar un efecto neto de reducción de la punta de demanda con respecto a un escenario continuista.

Tal y como indica la Propuesta de Planificación, este ejercicio de prospectiva se ha elaborado en un contexto económico y energético marcado por un elevado grado de incertidumbre, lo que dificulta la valoración de las puntas previstas. En este sentido, se ha apreciado un comportamiento dispar de la evolución de la punta de la demanda desde el comienzo de la crisis en 2008, que pudiera resultar únicamente coyuntural y no extrapolable a 2020. Por ello, con el fin de poder

contrastar las puntas aportadas, se han realizado diversos análisis considerando diferentes horizontes de estudio. En el gráfico siguiente se muestran las diferentes estimaciones de la punta realizadas por la CNMC considerando el Escenario Central del OS, donde puede apreciarse que resultan ligeramente inferiores a la planteada por el OS. No obstante, se ha de señalar que los análisis realizados por la CNMC están basados en datos históricos sin recoger, por tanto, el impacto de las medidas indicadas en el párrafo anterior, por lo que en caso de considerarse, resultarían inferiores.

Gráfico 4. Evolución de la punta de demanda b.c real y prevista por el OS y por la CNMC, correspondientes al Escenario Central de demanda del OS

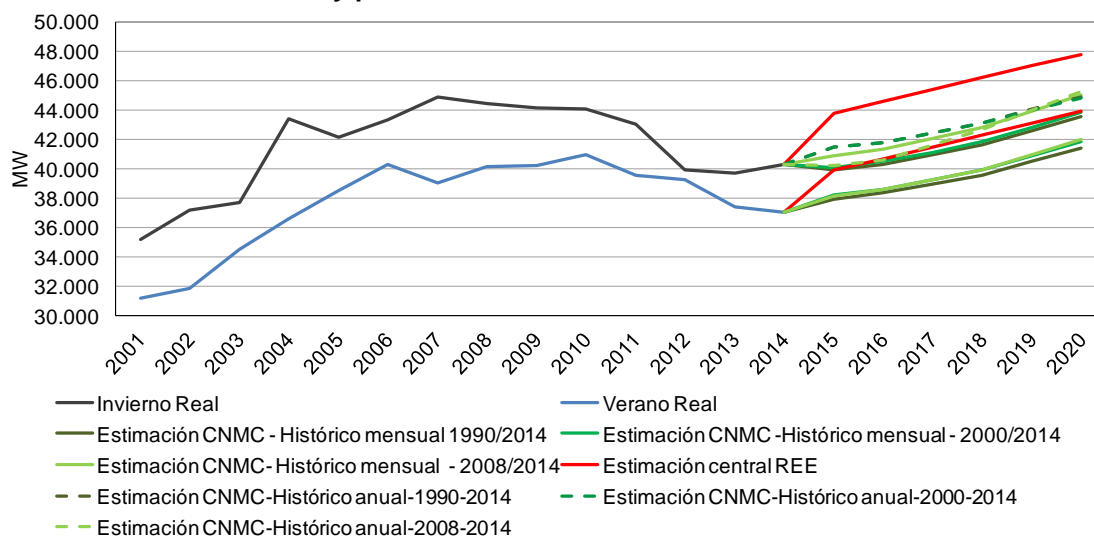


Fuente: CNMC y Propuesta de Planificación

Nota: Se muestra el resultado de diversos análisis realizados por la CNMC para la previsión de la punta, utilizando datos mensuales y anuales, y diversos horizontes de análisis (1990-2014, 2000-2014 y 2008-2014).

Utilizando los mismos análisis indicados en el párrafo anterior, se ha realizado una estimación de la punta de demanda acorde a la proyección de la demanda realizada por la CNMC indicada en el apartado anterior. Tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, la punta de demanda prevista para 2020 se situaría entre 44.000 MW y 45.300 MW, no superior por tanto a la punta histórica alcanzada en 2007.

Gráfico 5. Evolución de la punta de demanda b.c real y prevista por el OS en el Escenario Central de demanda y por la CNMC en el Escenario de demanda de la CNMC



c) Respecto a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular

De acuerdo con la Propuesta de Planificación, el OS ha realizado el análisis de cobertura partiendo del escenario de generación propuesto por la DGPEM. En dicho escenario, resulta destacable la hibernación desde 2015 de 6.000 MW de ciclos combinados, y la incorporación de 4.800 MW eólicos, y 1.370 MW fotovoltaicos hasta 2020.

Teniendo en cuenta dicho escenario de generación, en ningún escenario de punta del OS se alcanzaría un índice de cobertura superior al 1,1 en 2020, por lo que, resultaría necesario volver a disponer de potencia de ciclos hibernados.

No obstante, si se realiza el análisis de cobertura considerando este mismo escenario de generación previsto por la DGPEM, pero utilizando el escenario de demanda punta más elevado previsto por la CNMC, el índice de cobertura se mantendría en niveles superiores al 1,1 durante todo el periodo, pudiendo hibernarse adicionalmente a los 6.000 MW previstos por la DGPEM, unos 2.000-3.000 MW de ciclos combinados durante el periodo de análisis.

Cuadro 7. Balance de potencia peninsular. Punta de demanda de invierno. Escenario de generación de la DGPM y Escenario de punta de demanda más elevado de la CNMC

Potencia instalada (MW) a 31 de diciembre. Datos Brutos	2013	2015	2019	2020
Hidráulica	15.265	15.265	15.288	15.288
Bombeo	2.520	3.370	3.770	3.770
Nuclear	7.865	7.865	7.865	7.865
Fuel/gas	520			
Carbón	11.131	10.970	10.270	10.270
Ciclos combinados	25.354	19.272	19.272	19.272
Hidráulica (anterior RE)	2.102	2.135	2.267	2.300
Eólica	22.850	23.630	26.850	27.650
Solar fotovoltaica	4.420	4.786	5.790	5.790
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.300	2.300
Térmica renovable	980	990	1.201	1.254
Cogeneración + resto renovables	7.090	7.130	7.340	7.390
TOAL	102.397	97.713	102.213	103.149
Total potencia neta disponible en invierno	56.420	51.230	51.710	51.860
Punta de demanda de invierno- Escenario CNMC	39.411	40.200	44.000	45.300
Índice de Cobertura (IC)	1,43	1,27	1,18	1,14
Exceso de margen respecto a IC=1,1) MW	13.068	7.010	3.310	2.030

Fuente: CNMC y Propuesta de Planificación

Finalmente, cabe señalar que, si bien la Propuesta de Planificación hace mención al servicio de interrumpibilidad como una de las acciones actuales de gestión de la demanda, los análisis de cobertura incluidos en la misma no recogen expresamente los 2.164 MW de potencia interrumpible disponible en la actualidad. Por todo ello, se considera que el análisis de cobertura debería revisarse teniendo en cuenta el escenario de punta propuesto, y la potencia del servicio interrumpible disponible.

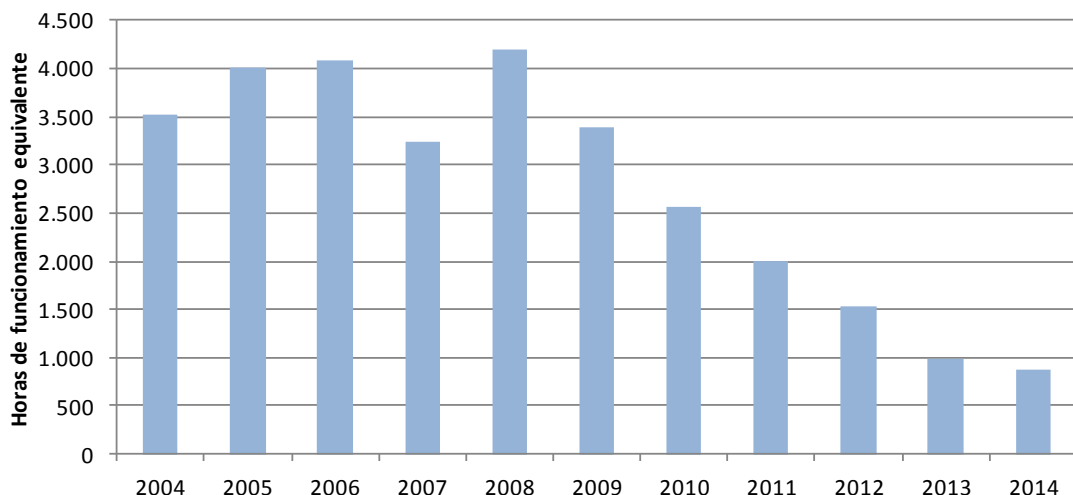
d) Respecto a la hibernación de los ciclos combinados

Es necesario recordar que la hibernación de los ciclos combinados en el año 2015, que contempla la Propuesta podría no ser posible, dado que la normativa de desarrollo que permite dicha hibernación está pendiente de aprobación. Cabría considerar, por el contrario, una reducción de unos 2.000-3.000 MW de potencia de ciclos combinados correspondiente a solicitudes de cierre definitivo en 2015-2017.

La LSE contempla el cierre temporal de las instalaciones de producción⁹, opción no prevista anteriormente por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. No obstante, resulta necesario su desarrollo normativo donde se concreten los detalles económicos y técnicos del procedimiento, a fin de que esta opción pueda resultar de aplicación, en línea con la propuesta¹⁰ realizada por la CNE a este respecto. En este sentido, se afirmaba que *“la regulación española no permite en la actualidad la hibernación temporal de las centrales de generación, a diferencia de lo que ocurre en otros países europeos. Esta “barrera a la salida” ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta actualmente el sector eléctrico, y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, posiblemente sin recuperar la totalidad de sus costes fijos de explotación.”*

Cabe señalar que el funcionamiento equivalente a plena carga de los ciclos combinados durante el año 2014 ha sido inferior a las 1.000 horas, siguiendo la tendencia iniciada desde 2008.

Gráfico 6. Evolución de las horas de funcionamiento equivalente a plena carga de los Ciclos combinados



Fuente: CNMC

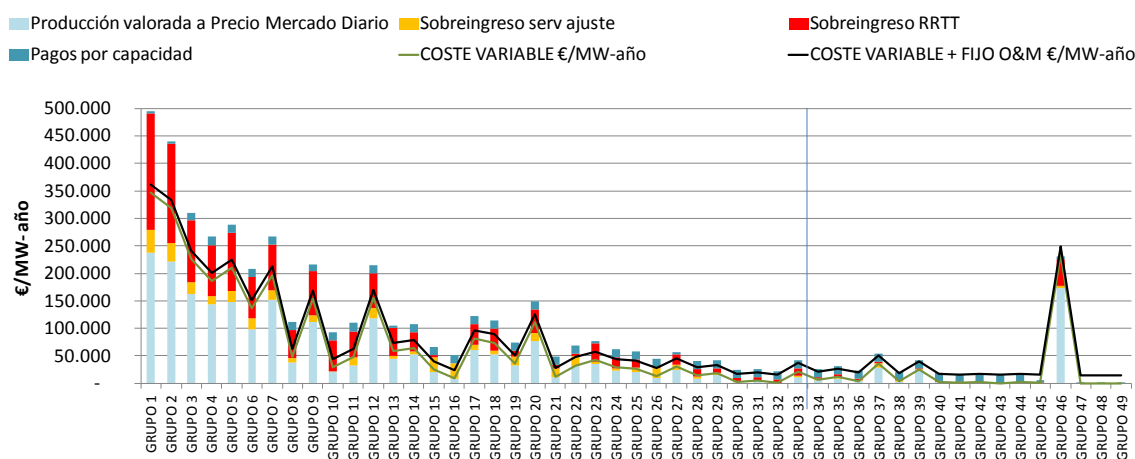
A fin de conocer la situación económica de los ciclos combinados, esta Comisión ha realizado un análisis sobre los márgenes de explotación que pudieran estar obteniendo este tipo de centrales en los últimos años, a través de sus ingresos

⁹ En su artículo 53, esta Ley regula la "Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas", disponiendo lo siguiente: "5. *La transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo. El titular de la instalación tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de la misma tras el cierre definitivo salvo que la autorización administrativa de cierre definitivo permita lo contrario.*"

¹⁰ Propuesta de mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro de 5 de diciembre de 2012. http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne51_12.pdf

procedentes del mercado¹¹ y de los pagos por capacidad. Dicho análisis se ha realizado teniendo en cuenta los costes fijos de explotación comunicados por los titulares de estas centrales en respuesta a una solicitud realizada por esta Comisión en mayo de 2014- en particular sobre los costes de operación y mantenimiento -. En cuanto a los costes variables, se han contemplado diversas referencias del precio del gas, al no conocerse con precisión los costes de abastecimiento de las centrales, sin que los resultados sean muy dispares. El gráfico siguiente resume los márgenes estimados sobre los costes de operación y mantenimiento de cada uno de los ciclos combinados en la península para el año 2014.

Gráfico 7. Evolución de la cobertura estimada del coste fijo de Operación y Mantenimiento de los ciclos combinados en 2014



Nota: Se ha considerado un valor de 15.000 €/MW/año de coste de O&M (de la información aportada de costes de operación y mantenimiento, el 50% de las instalaciones tiene un coste en el entorno de los 15.000 €/MW, mientras que el 50% restante ha reportado costes muy superiores). Se ha considerado como referencia del coste de gas, el coste de los contratos de largo plazo indexados a los precios del petróleo de los últimos 6 meses. Se ha considerado como ingresos los procedentes para cada central del mercado spot, servicios de ajuste y pagos por capacidad.

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, de acuerdo con la estimación realizada por esta Comisión, unos 16 ciclos combinados no habrían conseguido cubrir sus costes fijos de operación y mantenimiento o los habrían cubierto escasamente¹² a través de sus ingresos vía mercado y pagos por capacidad en 2014. Adicionalmente, ha de tenerse en cuenta que 10 de estas centrales (que representan un total de unos 5.000 MW) no contarán con una parte significativa de sus pagos por capacidad (en particular, el incentivo a la inversión) durante el

¹¹ Se han considerado diversos escenarios de cobertura de precios en los mercados a plazo y de exposición al precio del mercado spot, pero los resultados no resultan significativamente diferentes en 2014.

¹² Además, los ciclos combinados deben hacer frente a unos costes fijos de peajes de gas, aunque en el caso de estas 15 centrales, resultan poco significativos, al mantener un funcionamiento muy reducido (en el entorno de los 5.000 €/MW/año), y contratar únicamente peajes de corto plazo en las escasas ocasiones en las que resultan programados

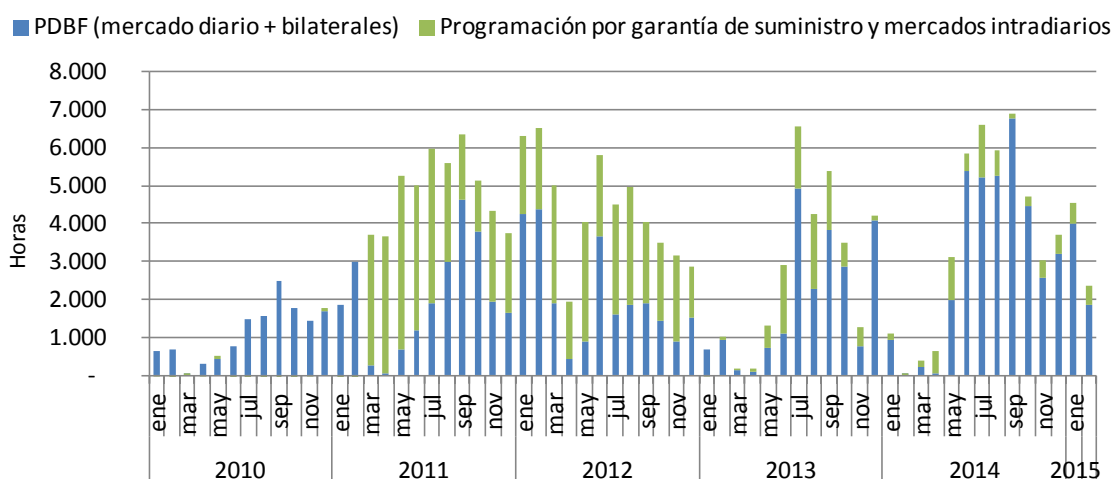
periodo de análisis 2015-2020. Por tanto, cabría considerar que sus titulares pudieran plantearse llevar a cabo una hibernación temporal de dichas plantas, a esperas de un nuevo escenario de demanda. Por todo ello, se considera necesario, tal y como se ha mencionado anteriormente, el desarrollo de los procedimientos que permitan llevar a cabo dicha posibilidad.

e) Respecto a la evolución de la potencia instalada

La Propuesta considera el cumplimiento de los Planes relativos a la minería del carbón nacional, así como el cumplimiento de la normativa específica sobre aspectos medioambientales y, en concreto, sobre emisiones en grandes instalaciones de combustión. En este sentido, la Propuesta parece asumir que dichos planes y normativas tendrán un impacto muy limitado sobre la potencia instalada de centrales de carbón, contemplando únicamente el cierre de 861 MW entre 2013 y 2020 (manteniendo 10.270 MW de carbón en 2020).

A este respecto, cabe indicar que desde el 1 de enero de 2015 el mecanismo de restricciones por garantía de suministro que incentivaba la producción con carbón autóctono ya no se encuentra en vigor y, sin embargo, la producción de estas centrales de carbón se ha manteniendo en niveles similares a los alcanzados bajo la aplicación de dicho mecanismo en los años anteriores. Estas centrales, en el contexto actual energético y de abastecimiento de carbón, poseen unos costes de generación más competitivos que las centrales de ciclo combinado, lo que permite su funcionamiento sin necesidad de ningún mecanismo que incentive su programación y pudiese tener impacto en el funcionamiento del mercado de producción de electricidad.

Gráfico 7. Evolución de las horas de funcionamiento equivalente a plena carga de las centrales de carbón adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro



Fuente: CNMC

Adicionalmente, los titulares de las centrales de carbón –tanto nacional como de importación-, han manifestado a la CNMC en diversas ocasiones la dificultad de acometer las inversiones necesarias para cumplir con la Directiva de Emisiones en grandes instalaciones de combustión, al no haberse definido el mecanismo de

capacidad que les resultará de aplicación en el largo plazo. A este respecto, cabe citar la *Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica*, remitida por la SEE el 18 de julio de 2013, que aún se encuentra pendiente de aprobación. Por todo ello, sería conveniente la aprobación de un mecanismo de pagos por capacidad que, tal y como prevé la LSE, “*permita dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado e incentive la disponibilidad de potencia gestionable*”.

f) Respetto del balance de energía

El saldo neto de energía exportada considerado en los balances de energía es de 11,5 TWh y 12,5 TWh para los años 2015 y 2020, respectivamente, pudiera resultar elevado a la vista de los saldos registrados en 2013 y 2014 (7 TWh y 4 TWh, respectivamente). La existencia de los impuestos actuales sobre la generación y los combustibles en España, unido a la entrada de la nueva interconexión con Francia prevista para 2015, pudiera suponer que el saldo de las interconexiones fuera inferior al previsto, por lo que sería conveniente su revisión.

4.3 Sobre la previsión del cumplimiento de los compromisos en el horizonte 2020

La Propuesta de Planificación recalca en repetidas ocasiones la importancia del crecimiento de las energías renovables tanto en la estructura de la energía final (con un crecimiento anual próximo al 5% en el período 2013-2020), como en el consumo de energía primaria, con especial protagonismo de la generación eléctrica y los biocarburantes. Las energías renovables constituyen asimismo la única fuente energética para la que se espera un crecimiento de la intensidad energética final, en torno al 2% anual para ese mismo período, previéndose una contracción significativa de los productos petrolíferos (-3% anual) y moderada de carbón, gas y electricidad (entre el -0,2% y -0,8% anual).

Las cifras anteriores se concretan en una participación de energías renovables sobre generación bruta total próxima al 37%, coherente con un 20% sobre consumo final bruto logrado fundamentalmente a partir de las tecnologías que la Propuesta de Planificación califica como «más competitivas y técnicamente eficientes, en particular eólica y fotovoltaica». Esto se traduciría en un salto —siempre entre 2013 y 2020— de entre 4.500 MW y 6.500 MW eólicos adicionales, junto con casi 1.400 MW de solar fotovoltaica, unos 200 MW de solar termoeléctrica y casi 300 MW de biomasa, biogás, residuos sólidos urbanos y otros.

Esta notable adición de potencia instalada renovable al mix de generación nacional se concentraría en gran medida en la segunda mitad del período considerado (es decir, a partir de 2017). Simultáneamente, el documento cuenta con la retirada temporal de 6.000 MW de ciclos combinados en el sistema peninsular, con recuperación de parte de esa potencia solo al final del período. Es decir, se prevé —grosso modo— sustituir 6 GW de ciclos combinados por 6 GW de eólica, y añadir a estos últimos aproximadamente 2 GW de otras renovables,

de los cuales 1,5 GW serían solares (en 2014 se instalaron apenas 43 MW adicionales de tecnologías renovables, ninguno de ellos en eólica, solar termoeléctrica o residuos).

La solar fotovoltaica, tras multiplicar su potencia instalada por un factor 5 en el año 2008 (el último antes de ser de aplicación la metodología retributiva decreciente por cupos trimestrales, también ahora ya derogada), se ha estabilizado en torno a los 4,7 GW en los dos últimos ejercicios. Se esperan adiciones poco significativas en los próximos años en la forma de unas pocas plantas de muy gran tamaño (entre 100 MW y 300 MW) que no requerirían de retribución específica.

En el caso de la solar termoeléctrica, lograr la instalación de 4 nuevos grupos de 50 MW cada uno sin un fuerte apoyo económico no parece viable, salvo que en los próximos tres años se produzca un salto tecnológico —que ahora no es posible anticipar— tal que permita reducir drásticamente sus costes de inversión. De hecho, el propio OS mantiene constante la potencia solar termoeléctrica instalada en todo el período (ver tabla 3.22 de la Propuesta de Planificación).

Para llegar al objetivo de generación solar sería necesario agregar varios miles de pequeñas instalaciones fotovoltaicas, presumiblemente sobre cubierta. En efecto, en el apartado 3.1.4.3 de la Propuesta (Otros aspectos a considerar en el ámbito de la gestión de la demanda) el OS considera la generación distribuida bajo un esquema de autoconsumo; en particular, para la generación fotovoltaica estima la incorporación de entre 200 MW y 2.000 MW en el horizonte de estudio, a efectos de la cobertura de la punta de verano.

De lo anterior se deduce que, en lo que respecta a las tecnologías solares, la consolidación de un escenario de alta penetración de renovables con una importante contribución del autoconsumo parece imprescindible para alcanzar los objetivos de potencia de generación eléctrica y, por ende, los derivados de los compromisos medioambientales adquiridos. En este sentido, se estima necesario concretar, en estrecha relación con la aprobación de la presente planificación, el desarrollo de una normativa específica que fije las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a red de las instalaciones con autoconsumo, así como las condiciones económicas para que determinadas instalaciones de producción con autoconsumo puedan, en su caso, vender al sistema la energía no autoconsumida.

En cuanto a la tecnología eólica, dado que el OS no contempla un impacto significativo desde el punto de vista del autoconsumo, los entre 4.500 MW y 6.000 MW adicionales provendrían presumiblemente de instalaciones comparables a las actuales (casi exclusivamente eólica terrestre, ubicada en parques eólicos de tamaño variable, alejados en su práctica totalidad de los centros de demanda).

En este sentido, el mercado español ha sido uno de los pioneros a nivel mundial en el desarrollo de la tecnología eólica, y puede considerarse maduro a estos efectos: buena parte de los mejores emplazamientos no sometidos a restricciones medioambientales han sido ocupados ya, muchos de ellos en la primera década

de este siglo, y la instalación de nuevos parques se ha detenido. Por lo que el escenario es sumamente optimista, dadas las perspectivas de desarrollo del propio sector en territorio nacional y con las solicitudes de acceso a red que constan hasta la fecha.

Tampoco hay indicios que permitan augurar un cambio de tendencia súbito como el que requeriría la implantación de aproximadamente 1.000 MW anuales de eólica durante los próximos 5 años. En el pasado, las campañas de repowering (renovación de parques eólicos mediante la sustitución de aerogeneradores antiguos por otros más eficientes y, por lo general, de mayor potencia) han tenido un alcance limitado, pese a contar en su día con incentivos económicos específicos que no están expresamente previstos en la normativa ahora en vigor.

Por otro lado, y aunque en el caso particular de la generación eólica y solar fotovoltaica en los territorios no peninsulares sí existe una normativa específica desarrollada mediante la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, de acuerdo con el apartado 3.2.2 de la Propuesta de Planificación, a efectos de la cobertura de la demanda eléctrica de los territorios no peninsulares, el OS define un solo escenario en función de la información suministrada por el MINETUR que no prevé la instalación de planta fotovoltaica alguna, así como «un incremento máximo de la energía eólica igual a un incremento de 509 MW en Canarias hasta el año 2020» (la disposición adicional sexta de la antedicha Orden preveía un cupo de 450 MW que podría ser retribuido de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, quedando exceptuado del procedimiento de concurrencia competitiva previsto con carácter general, de acuerdo con lo establecido por la disposición transitoria duodécima de la LSE).

Ahora bien, la citada Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, expone en su preámbulo cómo precisamente las tecnologías eólica y solar fotovoltaica contribuirían a un abaratamiento del coste de suministro en los territorios no peninsulares (en especial en Canarias, Ceuta y Melilla), donde la producción a partir de tecnologías térmicas de origen fósil resulta muy onerosa. Dichos territorios se configuran, por lo tanto, como un entorno preferente para el desarrollo de cuanto menos estas dos tecnologías renovables que destacan por su mayor madurez y por ser más competitivas en costes. Resulta, por lo tanto, sorprendente que en un contexto de planificación que prevé un fuerte crecimiento para ambas a nivel nacional, la contribución de los territorios no peninsulares en dicho avance se estime nula en cuanto a la solar fotovoltaica, y por debajo del 10% del total en cuanto a la eólica (y circunscrita exclusivamente a las islas Canarias).

En cuanto a los biocarburantes, su contribución es la más significativa (más del 90% del total) para alcanzar el objetivo del 10% fijado en 2020 para la participación de las renovables en el sector del transporte. Ahora bien, el reciente cambio en la normativa de apoyo a los biocarburantes ha supuesto una repentina contracción en su utilización, que pasó de situarse por encima del 8% en 2012 para caer por debajo del 5% en 2013. La Propuesta de Planificación prevé una senda de recuperación rápida y sostenida, que se aceleraría en los últimos años del horizonte analizado, si bien no se apuntan hasta el momento modificaciones normativas que pudieran amparar tal cambio de tendencia.

No obstante lo anteriormente expuesto, las cautelas expresadas en relación con el grado de cumplimiento de los compromisos adquiridos en el horizonte 2020, planteadas aquí desde el punto de vista de la oferta, deben ser reevaluadas tomando igualmente en consideración las reflexiones que sobre la evolución de la demanda se hacen en este mismo informe. En efecto, si la demanda en 2020 resultara ser más próxima a la prevista por la CNMC (inferior en más del 7% a la incluida en el escenario de prospección, y un 4% por debajo del escenario central del OS), la necesaria incorporación de nueva potencia de generación a partir de energías renovables (o el crecimiento de la participación de los biocarburantes) sería en consecuencia también sustancialmente menor.

4.4 Sobre gestión de la demanda

En relación con el nuevo mecanismo de gestión de la demanda de modulación, la Propuesta de Planificación indica que la implantación del Plan de sustitución de contadores, cuya finalización está prevista para el año 2018, permitirá la monitorización de los consumos casi en tiempo real, la agregación de medidas en centros de transformación y la incorporación de los mismos a los sistemas de gestión de la redes de distribución, así como el desarrollo de medidas de gestión al servicio de la operación del sistema. En este sentido, la Propuesta señala que los análisis realizados muestran un potencial adicional de reducción de la punta de 1.500 MW, de los cuales 500 MW estarían dedicados a mecanismos de flexibilidad prestados por el sector residencial a través de la agregación, y los 1.000 MW restantes se deberá a mecanismos de modulación.

Tal y como puso de manifiesto la Comisión Europea en el documento “Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility”, publicado en enero de 2015, si bien la implantación de los contadores inteligentes juega un papel fundamental en el éxito de la implantación de las medidas de gestión de la demanda, para lograr la aceptación por parte de los consumidores domésticos de las citadas medidas es preciso trabajar en la correcta introducción de los servicios de agregación y sistemas de precios dinámicos, asegurando en cualquier caso la protección de los consumidores. Asimismo, para posibilitar la introducción de dichas medidas es preciso asegurar que existen estándares abiertos e internacionalmente aceptados para los dispositivos instalados en las viviendas de los consumidores, aspecto que aún se encuentra pendiente de desarrollo.

Teniendo en cuenta lo anterior, además del hecho de que aún se encuentra pendiente de aprobación el procedimiento donde se regule la comprobación, validación y cierre de los datos procedentes de los equipos de medida conectados al sistema de telegestión, así como los protocolos de intercambio de información, de seguridad y de confidencialidad de la misma entre los agentes a efectos de la facturación y liquidación de la energía establecidos en la disposición adicional quinta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, parece improbable que se lleguen a cumplir las previsiones de penetración del 15% para el recurso de flexibilidad y del 25% para el de modulación en el año 2020.

En relación con la implantación del vehículo eléctrico, el OS estima un parque de 500.000 vehículos eléctricos para el año 2020, lo que supondría un incremento del consumo eléctrico de alrededor de 1,5 TWh sobre la demanda eléctrica anual prevista para el año 2020. Según se especifica en la Propuesta, las estimaciones se han llevado a cabo basándose en el documento de Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico en España, considerando la tendencia actual de matriculaciones. Cabe destacar que en el citado documento se establecía un objetivo de 250.000 vehículos eléctricos o enchufables en España en 2014, objetivo muy alejado de la realidad actual. En este sentido, en el documento se señala que para evaluar el impacto de dicha demanda en la punta del sistema, se ha supuesto que el 50% de la carga de los vehículos será sin ningún sistema de gestión y el 50% restante se deberá a vehículos eléctricos acogidos a la discriminación eléctrica supervalle.

En relación con lo anterior, es importante destacar que la discriminación horaria supervalle se introdujo a través del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, siendo de aplicación a los suministros en baja tensión para potencias contratadas no superiores a 15 kW, con el objeto de promover la recarga del vehículo eléctrico durante las horas de menos demanda del sistema. Teniendo en cuenta la escasa experiencia disponible en cuanto a la implantación del vehículo eléctrico en España en el momento de la elaboración de los perfiles de consumo asociados a dicha discriminación horaria, para disponer de una mejor estimación del impacto de dicha demanda en la punta del sistema, sería necesario contrastar las hipótesis de partida con datos reales obtenidos a partir de la implantación progresiva de los sistemas de recarga de los vehículos eléctricos.

Finalmente, en relación con las estimaciones del potencial del autoconsumo, cabe destacar que, como ya se ha indicado, se encuentran aún en tramitación, o en fase de elaboración, las disposiciones para adaptar las distintas regulaciones del sector a lo previsto en la LSE; en particular aquella que viene a actualizar la normativa relativa a los diversos aspectos del suministro y al desarrollo de los preceptos sobre autoconsumo, lo que previsiblemente influirá en el desarrollo de la generación distribuida en los próximos años.

4.5 Sobre la metodología de planificación de la red de transporte de electricidad

La metodología de planificación de la red de transporte de electricidad viene a comprender una serie de etapas encaminadas a la identificación de los problemas y a la propuesta de soluciones. Su proceso, tal y como viene recogido en el Procedimiento de Operación 13.1 “Criterios de desarrollo de la red de transporte”, comprende el análisis estático, análisis dinámico, análisis de viabilidad de la implantación física y evaluación ambiental y aplicación de criterios de eficiencia económica.

Se acuerdo con lo señalado en la Propuesta de Planificación, las soluciones encontradas a los problemas detectados implican una mejora de la red de transporte, ya sea mejorando una instalación existente, bien sea construyendo una nueva, clasificándolas en dos tipos:

- Estructurales, siendo éstas las actuaciones que contribuyen al buen funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto a nivel nacional o zonal.
- De Conexión, que permiten incorporar a un único agente al sistema (gran consumidor, generación o almacenamiento) o un beneficio social (apoyo a la red de distribución).

Dentro de estas dos categorías se distinguen las siguientes motivaciones, las cuales, según la Propuesta, permiten su jerarquización:

- Estructurales:
 - RRTT (Resolución de restricciones técnicas). Estas actuaciones reducen los costes del sistema. Se incluyen en este grupo, entre otras, actuaciones para la reducción de sobrecargas o problemas de tensión.
 - SdS (Seguridad de suministro). Estas actuaciones evitan cortes de suministro, locales o zonales.
 - Fiab (Fiabilidad). Estas actuaciones garantizan la seguridad del sistema en su conjunto. Dentro de este grupo se incluirían actuaciones para la reducción de la corriente de cortocircuito o eliminación de configuraciones en “T”, entre otras.
 - Int (Interconexiones). Se trata de actuaciones necesarias para conexiones internacionales, conexiones península-sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares.
- Conexión:
 - ATA: actuaciones para alimentación del tren de alta velocidad.
 - EvGen: actuaciones para evacuación de generación (EvCo: Evacuación de generación convencional; EvRe: Evacuación de generación renovable, cogeneración y residuos).
 - Alm: actuaciones necesarias para el acceso de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía (bombeo).
 - ApD: actuaciones para apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores excepto ATA.

En la Propuesta de Planificación se viene a señalar que la detección de problemas y definición de soluciones está sujeta a la incertidumbre de la actuación futura de los agentes, tanto en lo referente a la puesta en servicio de nuevas instalaciones, como en lo referente al volumen de consumo y producción que se materialice en cada momento del año, por lo que se han incluido en la misma las actuaciones en función del grado de certidumbre del problema/necesidad y en función del número y tamaño de los agentes afectados.

Al respecto, dado que no se dispone de los comentarios o alegaciones formulados por los distintos agentes, no puede realizarse una valoración sobre la prelación adoptada por el OS para la inclusión o no de las actuaciones solicitadas por los agentes.

4.6 Sobre la calidad de servicio en la planificación de la red de transporte

Como bien se señala en la Propuesta de Planificación, y la CNMC ha podido constatar a través de los grupos internacionales en los que participa, la calidad de servicio de la red de transporte en el Sistema Peninsular presenta un nivel global adecuado y favorable en comparación con los países de nuestro entorno. En los Sistemas no peninsulares la calidad de servicio alcanzada es menor, registrándose en ocasiones incumplimientos en los indicadores de referencia (ocasionales en el Sistema Balear y más frecuentes en los Sistemas Canario, Ceuta y Melilla).

En este apartado, la Propuesta de Planificación recoge, para el Sistema Peninsular, los análisis realizados por el OS sobre la calidad de servicio en los últimos años, seleccionando las conclusiones más relevantes, especialmente en lo relativo a los indicadores locales, señalando que las mismas resultan un valioso argumento complementario para la elaboración de las propuestas de desarrollo de red, estando supeditadas a las consideraciones de origen económico y generales que se deriven del resto de factores que intervienen en la planificación (evolución de la demanda y de la generación). A partir de los resultados de los indicadores locales, el OS lleva a cabo una valoración sobre determinados factores generales, que se complementa con un análisis por zonas concretas con la identificación preliminar de las medidas de desarrollo que puedan mejorar la calidad en dichas zonas.

a) Situación histórica de la continuidad de suministro:

En la red de transporte se mide mediante los indicadores globales de Energía No Suministrada (ENS), Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y Número de incidentes con interrupción (NIT), del análisis realizado por el OS se viene a concluir que, salvo en el año 2001, la continuidad de suministro ha sido adecuada y de un orden similar, o mejor, a la medida de las empresas europeas.

b) Análisis global asociado a factores generales:

Los más relevantes con influencia en la continuidad de suministro, de acuerdo con el OS, son el origen de las perturbaciones, la topología de la red de transporte y la influencia de la red subyacente a la red de transporte, si bien en el estudio realizado se analiza la totalidad de las interrupciones, sin diferenciarlas por causas, ya que, siempre según el OS, la red de transporte debe contar con la redundancia necesaria para garantizar el suministro con los niveles de fiabilidad adecuados.

El OS se ha centrado en valorar los aspectos de mallado de la red como los de mayor influencia en la continuidad de suministro, y particularmente la topología de la red de transporte y la influencia de la red de distribución, señalando que la supervisión y adecuación de los sistemas de protección y el mantenimiento en buen estado de las instalaciones, aunque ejercen un papel primordial en la

continuidad de suministro, no son objeto específico de la Propuesta de Planificación y no se abordan en este análisis, si bien resalta el ambicioso plan de adecuación de protecciones en la red de 220 kV llevado a cabo desde 2006 que ha ejercido una influencia positiva en paliar -al menos parcialmente- las consecuencias de los incidentes.

Del análisis realizado por el OS se concluye que la mayor parte de las interrupciones (aproximadamente un 80% entre 2007 y 2013) se dan en nudos “insuficientemente mallados”, incluyéndose en ellos los denominados “nudos no mallados” –apoyados con 2 ramas de transporte- y los “nudos en antena” –apoyados mediante una sola rama de la red de transporte -. En tales nudos “insuficientemente mallados” se concentra un 53% del total de la potencia instalada en las fronteras entre la red de transporte y las instalaciones de consumo, porcentaje significativamente inferior al de la Energía No Suministrada (ENS) asociada a los mismos que llega hasta el 74%. Señala el OS que este factor podría suponer un riesgo creciente en el futuro ya que de la potencia que está previsto instalar, de acuerdo con las solicitudes de acceso a la red de transporte para apoyo a distribución y a consumidores (35.370 MVA), sólo un 24 % se conectará en nudos mallados.

Otro factor de relevancia por su contribución al número de interrupciones, de acuerdo con lo señalado por el OS, es la existencia de subestaciones con configuración de simple barra, donde se concentran un 22% del número de interrupciones en punto frontera entre los años 2007-2013, pese a representar un 17% de la potencia instalada en el año 2013.

En relación a las líneas con conexión en T, las mismas vienen a contribuir a la ENS y al NIT, para los años comprendidos entre 2007 y 2013, en un 10% y un 14%, respectivamente, en tanto que únicamente constituyen el 9% del total de nudos del sistema a cierre del 2013.

Si se combina el efecto de aquellas conexiones en T con configuración de simple barra, la contribución a la ENS total del sistema alcanza el 10%, en tanto que el porcentaje de este tipo de conexiones respecto a la totalidad de nudos del sistema peninsular es tan solo del 3,66%.

En cuanto a la influencia de la red subyacente, el OS ha analizado por separado dos situaciones: la de los consumidores conectados a la red de distribución -es decir, la interfaz transporte/distribución- y la de los consumidores conectados directamente a la red de transporte, observándose la gran repercusión que tienen las interrupciones en estos, dado que en los últimos tres años representan un total del 10% del número de interrupciones, mientras que en ENS suponen un 57 %. Señala el OS que aunque este tipo de interrupciones resulten muy significativas en el cálculo de los indicadores de calidad de la red de transporte, la mejora en la calidad a estos consumidores no es generalmente un argumento suficiente para justificar el desarrollo topológico de la red que les afecta, ya que cada consumidor debe asumir la calidad en las condiciones topológicas particulares del nudo al que se conecta.

En el caso de los consumidores conectados a la red de distribución, el OS ha analizado la influencia de la relación de transformación en el punto de conexión a la red de transporte con la continuidad de suministro. En este sentido, es destacable que aunque sólo el 23,2% de la potencia de transformación transporte-distribución corresponde a niveles de tensión de distribución menores de 45 kV, el 63% de las interrupciones por punto frontera del período 2007-2013 tuvieron lugar en estos niveles de tensión. Así mismo, destaca que un 49,1% de las conexiones corresponden (en términos de MVA a cierre de 2013) a niveles de tensión inferiores a 110 kV, suponiendo sin embargo un 86,6% de la ENS del sistema (años 2007 a 2013).

Otro punto de interés, en lo que respecta a la afección de la red subyacente que se conecta a la red de transporte es el grado de apoyo que la red de distribución puede dar frente a interrupciones de suministro en puntos frontera de la red de transporte, y que permiten minimizar el impacto de dichas perturbaciones en el consumidor final que se conecta en distribución. Señala el OS que este factor podría ser también de relevancia a futuro, ya que la potencia para apoyo a distribución que está previsto instalar en nudos insuficientemente mallados, de acuerdo con las solicitudes de acceso a la red de transporte para apoyo a distribución, asciende a 22.096 MVA suponiendo un 75% del total de potencia solicitada, si bien únicamente en un 28% el apoyo previsto es inferior al 80%.

c) Análisis zonal:

Si bien desde una perspectiva global la continuidad de suministro del sistema peninsular es mejor que la media europea, existe cierta heterogeneidad regional en cuanto a la distribución de la ENS y el NIT, que de acuerdo con el OS puede ser objeto, asociado así mismo a un análisis de mayor detalle local, de propuestas de desarrollo que permitan mejorar los mencionados índices de continuidad de suministro de tal forma que se armonice el comportamiento de las distintas regiones en este aspecto.

A este respecto, el OS detalla ciertos desarrollos a nivel local que conllevaría, entre otros, una mejora significativa de la calidad de suministro, por cuanto una valoración del histórico de continuidad de suministro permite prever una reducción de la ENS y del NIT por punto frontera de forma significativa. En concreto, el OS expone los desarrollos asociados al Eje Costero-Levante 220 kV y al Eje Castellón-Valencia 220 kV, que de acuerdo con la información histórica relativa a la continuidad de suministro en el período 2007-2013, podrán reducir la ENS y el NI.

Asimismo, sobre la base de los análisis precedentes, el OS ha llevado a cabo un análisis individualizado de los puntos en los que se han producido interrupciones de suministro en los últimos siete años (2007-2013), indicando la influencia de los factores generales descritos anteriormente y analizando posibles soluciones. A este respecto, el OS ha analizado los 10 nudos con mayor ENS y los 10 nudos con mayor NIT, recogándose finalmente en la Propuesta de Planificación una tabla tanto con aquellos nudos estudiados y

considerados relevantes desde el punto de vista de la mejora de la calidad de suministro, como consecuencia de los indicadores anteriormente expuestos, como por la conjunción en un mismo nudo de distintos factores de riesgo, indicando los factores generales identificados como influyentes en cada uno de ellos, así como alternativas de solución a los problemas detectados, indicando en este sentido las posibles actuaciones para reforzar el apoyo desde la propia red de transporte, así como desde la red de distribución.

Concluye este apartado señalando el OS que desde la perspectiva de la calidad de servicio, las propuestas de actuación de la red de transporte deben continuar subsanando las insuficiencias de mallado en la medida de lo posible para cumplir con los criterios establecidos en los Procedimientos de Operación; si bien pone de manifiesto la necesidad de asegurar el apoyo desde la red de distribución en las circunstancias de insuficiencia del mismo. Todo ello, según el OS, debe ir acompañado de una progresiva eliminación de condiciones topológicas históricas como son las líneas en T y las subestaciones de simple barra. Por todo ello, señala el OS, que en la Propuesta de Planificación se vienen a actualizar las actuaciones en la red de transporte que contribuyen a reforzar las zonas en las que se han detectado incidentes con interrupción de suministro, como argumento relevante para su justificación.

Respecto a todo lo anterior, la CNMC entiende oportuno señalar que aun estando en perfecta sintonía con el OS en cuanto a los problemas detectados y su análisis, en ocasiones las soluciones apuntadas por éste se alejan de las de mínimo coste para el sistema, tal y como se exige en la propia LSE. Así, como se verá m

ás delante, en ocasiones el excesivo mallado provoca tener que acometer otras inversiones que perfectamente podrían evitarse. De igual modo, desechar sin más las subestaciones construidas en su día (algunas hace varias décadas) en simple barra, implica tener que realizar onerosas inversiones tanto en la red de transporte como en las redes de distribución asociadas a las mismas.

4.7 Sobre los escenarios de estudio e hipótesis de análisis

a) Escenarios de estudio:

Los análisis del sistema se realizan para distintos escenarios de estudio. Cada escenario viene a representar una posible evolución de las variables principales que definen una situación dada (senda de crecimiento de demanda, evolución del mix de generación, precios de combustible, etc.). En cada escenario se estudian varios casos de planificación que lo representan. Cada caso representa una distinta situación teniendo en cuenta un instante concreto (verano/invierno, punta/llano/valle, año), las condiciones climáticas (viento, sol, agua, temperatura, etc.), despacho de generación y flujo de energía entre países, etc. Para garantizar el correcto comportamiento del sistema eléctrico, se simula el comportamiento del sistema en un año futuro N, considerando el estado de la red de transporte a 31 de diciembre del año N y modelando la demanda nodal a partir de las previsiones globales de demanda. Estas previsiones de demanda tienen en cuenta, según el OS, la información aportada por los Gestores de la Red de Distribución en cuanto su distribución

nodal. Asimismo, se contempla la existencia de las demandas de carácter singular como, por ejemplo, grandes industrias o las líneas de ferrocarril de alta velocidad, entre otras.

b) Modelado de la demanda:

Para el dimensionamiento de la red de transporte el OS utiliza como referencia la punta de demanda superior, con objeto de mantener, según indica, una adecuada calidad, seguridad y fiabilidad de suministro en el sistema eléctrico. Partiendo del escenario superior de previsión de punta de demanda en b.c. se reparte la misma por Comunidades Autónomas. La demanda modelada a nivel de nudo (400 kV, 220 kV y 132/110 kV) se obtiene a partir de los anteriores valores, descontando las pérdidas hasta el nudo y aplicando posteriormente un incremento del 3% para tener en cuenta, según el OS, el paso de punta de potencia media horaria a instantánea.

c) Modelado de la generación:

A pesar de que la planificación de la generación no es vinculante y que la información aportada por los diferentes agentes y Administraciones competentes es orientativa, el OS ha asumido que se cubre la demanda del sistema en cada momento y que la ubicación y disponibilidad de la generación van a estar de acuerdo con las previsiones realizadas por dichos agentes y Administraciones. No obstante, destaca el OS las dificultades que a la hora de planificar la red de transporte introduce la incertidumbre en la ubicación de la futura generación. Una vez asignados los grupos de generación a los diferentes nudos, la elaboración de los perfiles de producción se realiza siguiendo un orden de mérito para las diferentes tecnologías de generación, basado en una previsión de la evolución del coste de los combustibles y atendiendo también al tratamiento regulatorio específico de la generación con fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Con independencia de este análisis previo, el estudio de contingencias asigna una determinada probabilidad de fallo a cada grupo significativo de generación. Los generadores se modelan en tensiones de generación incluyendo de forma explícita el transformador generación/red de distribución o transporte. Los grupos térmicos e hidráulicos se modelan de forma individual, mientras que la generación eólica se agrupa en parques o conjuntos de parques que vierten a un mismo nudo de la red.

Las hipótesis asumidas por el OS sobre cada tipo de generación para obtener los casos analizados para cada escenario son:

- **Generación hidráulica:** Se contemplan dos hipótesis de año hidráulico: húmedo y seco.
- **Generación térmica:** Se han considerado dos hipótesis de precios del gas natural como combustible de los grupos de ciclo combinado: una en la que el

precio del gas es alto y la generación con carbón es más barata, y otra en la que el precio del gas es más bajo, de tal manera que desplazaría a la generación de carbón tradicional.

- **Generación eólica y solar:** Se han supuesto dos hipótesis de producción, una alta y otra baja. Estos valores se han obtenido de un análisis estadístico de los últimos años de funcionamiento de la generación eólica y solar en el sistema eléctrico peninsular español.
- **Intercambios internacionales:** Los valores de intercambio supuestos para la importación y exportación con cada país vecino son una estimación realizada en base a criterios técnicos de cálculo de capacidad de intercambio y criterios técnico-económicos de mercado europeo.

Sobre este apartado, no queda sino remitirse a lo ya expuesto en relación con el escenario superior de previsión de punta de demanda en b.c., la no consideración de la interrumpibilidad, el escenario de precios de los combustibles, el incremento de la potencia eólica y solar a instalar y el saldo de los intercambios internacionales.

4.8 Sobre el análisis estático de la red de transporte

Para la evaluación del comportamiento estático en el sistema peninsular, el OS analiza el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas según las cuales, para determinadas situaciones topológicas tipificadas, se exige que ciertas variables se encuentren dentro de los límites de aceptabilidad establecidos en el Procedimiento de Operación 13.1.

Las contingencias analizadas son todas las incidencias individuales de líneas y transformadores de la red de transporte (niveles 220 y 400 kV) y grupos de generación, los fallos de dobles circuito con apoyos compartidos en más de 30 km, la pérdida de nudos de elevada concentración de transformación (>1.500 MVA), de elevada concentración de generación (>1.000 MW) y de nudos considerados como críticos desde el punto de vista de seguridad del sistema ante despeje de falta (el tiempo crítico es el máximo tiempo que el sistema soporta una falta trifásica permanente cumpliendo los criterios de seguridad).

La carga en las líneas se compara con la capacidad térmica en permanencia de invierno y verano, la carga en los transformadores con la nominal y los niveles de tensión de cada nudo se comparan con la tensión nominal asignada al mismo.

Para la determinación de los elementos necesarios de compensación de potencia reactiva en la red de transporte, el OS señala que se ha considerado que todos los agentes cumplen con los requisitos obligatorios establecidos en el Procedimiento de Operación del Sistema 7.4. y que el factor de potencia de los consumos es el comunicado por el distribuidor. Para completar este análisis, el OS también analiza situaciones similares a las que se dan actualmente en las que los generadores no aportan toda su capacidad de generar/consumir reactiva y en

las que en los puntos frontera entre transporte y distribución se inyecta potencia reactiva a la red de transporte y por tanto se tienen factores de potencia capacitivos.

En el caso de los Sistemas no peninsulares los criterios de planificación se establecen en el Procedimiento de Operación 13 de los Sistemas No Peninsulares. Los análisis en estos sistemas son análogos a los peninsulares, adaptados a los niveles de tensión de la red de transporte en dichos sistemas y con la particularidad de que, dada su especial climatología, la carga de las líneas de los sistemas eléctricos canarios se compara con un único valor anual de capacidad térmica. Por otro lado, debido a la mayor vulnerabilidad de estos sistemas (aislamiento, ocurrencia de tormentas tropicales, concentración de instalaciones, etc.) el OS contempla adicionalmente fallos múltiples que se consideran críticos (principalmente, aquellos fallos de dobles circuitos de 220 kV con impacto significativo en el sistema considerado).

Respecto a este apartado, la CNMC echa en falta que no se avance hacia estudios de carácter probabilístico, que al menos apoyen a los estudios deterministas que actualmente realiza el OS. Ello permitiría, en un entorno de limitación de inversiones, determinar una prelación de las actuaciones, desechando aquéllas que obedezcan a situaciones altamente improbables.

4.9 Sobre la viabilidad de ejecución de los planes de desarrollo

El plan de desarrollo de la red de transporte de la Propuesta de Planificación ha sido sometido al procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica que establece la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Las nuevas actuaciones que se plantean, según el OS, son precisas para garantizar la calidad y fiabilidad del suministro dentro del sistema eléctrico español, al tiempo que se consideran factibles de realizar desde el punto de vista medioambiental. Por tanto, la alternativa cero, que contempla la Ley 9/2006, de no realizar dichas infraestructuras, no se ha contemplado.

Dentro de las actuaciones incluidas en la Propuesta, señala el OS que hay algunas que no suponen afección apreciable sobre el medio ambiente y, por tanto, se puede considerar que su efecto potencial no es significativo (adecuar una subestación, un nuevo transformador, etc.). Sin embargo, hay otras actuaciones que sí pueden tener efectos sobre el medio (nueva línea, nueva subestación, etc.).

Para minimizar estos efectos los nuevos desarrollos que se plantean, afirma el OS, tratan de aprovechar al máximo las infraestructuras ya existentes. Así, se establece un plan de repotenciación de líneas existentes para incrementar su capacidad térmica de transporte, el aprovechamiento de trazas de líneas actuales para nuevas líneas de tensión superior y la ampliación de subestaciones existentes. Este tipo de medidas acompañan a las nuevas trazas y subestaciones que resultan precisas.

En determinados casos, aun estando planificadas determinadas líneas o ampliaciones de subestaciones, puede suceder que por condicionantes físicos o medioambientales no sea posible su construcción. Estos condicionantes pueden ser tanto la no obtención de determinadas autorizaciones medioambientales como la inviabilidad de ampliación de una subestación derivada de un estudio técnico detallado de ingeniería. La probabilidad de la aparición de modificaciones en el futuro se ha minimizado realizando un análisis exhaustivo de la viabilidad de cada actuación.

Al respecto, la CNMC entiende preciso seguir avanzando en aumentar el grado de viabilidad de las actuaciones recogidas en la Propuesta de Planificación, de modo que cada vez se produzcan menos casos que impliquen tener que recurrir a actuaciones alternativas, normalmente a través de los Programas Anuales, que suelen ser más caras que las actuaciones originalmente previstas.

4.10 Sobre los criterios de justificación económica

En la Propuesta de Planificación se expone que, para la realización del análisis coste-beneficio, el OS ha seguido los principios generales de la metodología coste-beneficio elaborada por ENTSO-E para la Comisión Europea (véase ANEXO II) adaptados a las particularidades del sistema eléctrico español. Sin embargo, no se describe la adaptación realizada para particularizar los principios de dicha metodología al sistema español, tan sólo se menciona que dicha adaptación incluiría los principios establecidos en el artículo 9 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

A este respecto, y con el fin de alcanzar una comprensión económica del análisis realizado, convendría clarificar, por un lado, las valoraciones que se han realizado sobre las variables contempladas en la metodología de ENTSO-E, así como, en particular, la forma en que se ha adaptado al caso español en concreto. Preocupa especialmente la posibilidad de que se puedan haber duplicado la incidencia de un mismo criterio o la ponderación que se pueda haber dado a los mismos, cuestión ésta ya resaltada por ACER en la aplicación de la metodología coste-beneficio de ENTSO-E al desarrollo de las planificaciones decenales internacionales (TYNDP).

En este sentido, dado que de la información que se recoge en el Anexo IV de la Propuesta de Planificación tan sólo podría contrastarse la valoración de los proyectos que también forman parte de la Propuesta del TYNDP 2014, se requeriría una mayor información que permitiese conocer las variables consideradas, así como las implicaciones directas de las mismas.

Por todo lo expuesto, se considera que la Propuesta de Planificación debiera haber venido acompañada de una Memoria económica justificativa, en la que se expusiera no sólo la metodología europea y la valoración económica, sino los criterios y parámetros concretos empleados, la ponderación de los mismos y la cuantificación de los resultados obtenidos según el escenario adoptado.

A este respecto cabe destacar que ya la opinión de ACER sobre la propuesta de metodología coste-beneficio elaborada por ENTSO-E, de fecha 30 de enero de 2014, recogía numerosas críticas entre las que destacaba la relativa a que se llevase a cabo una valoración económica cuantitativa más pormenorizada sobre los beneficios, alertando de la posibilidad de una doble contabilización de algunos de los factores.

Adicionalmente, entre las principales críticas a dicha propuesta, cabría señalar:

- Las recomendaciones sobre la categorización y el desglose de los componentes de coste, detallando los relativos al material y montaje, las soluciones temporales, los costes ambientales y sociales, los de reemplazo, desmontaje y los referentes al mantenimiento y al ciclo de vida.
- La pertinencia de aclaraciones sobre lo que se entiende como bienestar socioeconómico y sobre cómo éste se ve modificado particularmente en lo que se refiere a la reducción a corto plazo de los costes de generación y a la reducción de las restricciones dentro de los mercados locales, evitando la doble contabilización de los mismos.

En lo que se refiere a los escenarios de generación, es preciso señalar que la Propuesta de Planificación especifica la adopción de los proyectos establecidos para el TYNDP 2012 a los que se aplica su metodología de análisis coste-beneficio, sin que se haya actualizado dicha metodología de análisis coste-beneficio empleando la última versión que vendría dada por la propuesta del TYNDP 2014.

En línea con lo expuesto, cabe señalar que el TYNDP 2012 se fundamentaba sobre dos escenarios posibles de generación, demanda y expectativas de desarrollo, tanto de mercado como de redes, mientras que el TYNDP 2014 cubre cuatro escenarios, conocidos como las “Visiones de 2030”, desarrolladas por ENTSO-E en colaboración con los agentes interesados, y que se muestran en el siguiente gráfico.

Gráfico 9. Escenarios contemplados en el TYNDP. Visiones de 2030.

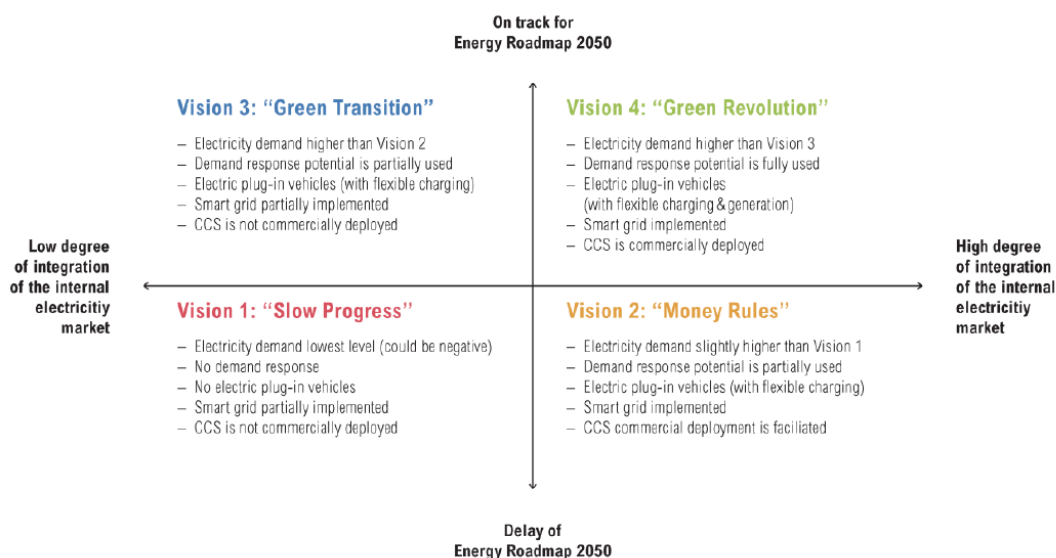


Figure 3-2 Overview of the generation and load frameworks of the four Visions

En este esquema, la diferencia entre los distintos escenarios es grande y cumple con las diversas expectativas de todos los agentes involucrados, presentando como principales diferencias:

- Que las Visiones 3 y 4 mantienen un ritmo regular desde el presente hasta 2050, mientras que Visiones 1 y 2 asumen un comienzo más lento antes de una aceleración después de 2030. Las variables de combustible y precio del CO₂ están a favor del carbón en las Visiones 1 y 2 mientras que el gas se ve favorecido en las Visiones 3 y 4.
- En lo que se refiere a la estrategia de desarrollo del mix de generación, las Visiones 1 y 3 suponen un agregado partiendo de las políticas energéticas de cada país con las directrices comunes, mientras que las Visiones 2 y 4 suponen un agregado del mix de generación que parte de una integración europea armonizada y que condiciona las políticas energéticas de las entidades nacionales.

Todo lo expuesto persigue mostrar que, a modo de ejemplo, la valoración económica recogida en la Propuesta de Planificación para la "Nueva interconexión España-Francia por Bahía Vizcaya", y que sería coincidente con la que se mostraría en el TYNDP 2014, sólo resultaría razonable para el escenario de la Visión 4.

En otro orden de cosas, resulta importante señalar que, en la opinión de ACER sobre el TYNDP 2014, se vierten varias opiniones entre las que destacan:

- El TYNDP 2014 debería abarcar el periodo 2015-2024.

- El TYNDP debería exponer las capacidades transfronterizas que resultarían al desarrollar los proyectos considerados en cada una de los cuatro escenarios planteados.

Por todo ello, ante la falta de una memoria económica que sustente los resultados reportados en el Anexo IV de la Propuesta de Planificación, se albergan serias dudas sobre la materialización efectiva de los beneficios asociados a estos proyectos frente a los costes reales incurridos. En particular, la vigencia de la planificación y la ejecución de los proyectos considerados en el marco temporal de dicha planificación está sujeta a numerosas incertidumbres, máxime cuando el discriminante temporal de prelación de las actuaciones se vea condicionado a la limitación presupuestaria.

4.11 Sobre los criterios de desarrollo topológico de la red de transporte

El objeto primordial de la planificación de la red de transporte debe ser atender la demanda en las condiciones establecidas de continuidad y calidad del suministro.

Según apunta el OS, la incorporación de toda nueva instalación a la red de transporte debe realizarse de forma que las operaciones de conexión y desconexión al sistema no provoquen una degradación de la topología de la red de transporte ni de su operación. Para ello se establecen ciertos criterios de desarrollo de la red como son:

- La limitación del número de nudos no mallados entre dos nudos mallados.
- La limitación en la concentración de generación en un nudo.
- La coordinación entre los planes de desarrollo de la red de transporte y de las redes de distribución.
- Las configuraciones preferentes para el diseño de los nuevos elementos de la red de transporte que son las establecidas en los Procedimientos de Operación 13.1 y 13.3.
- La limitación de cables aislados, salvo que por condicionantes insalvables sea necesaria su instalación.
- La construcción de subestaciones que será preferentemente con tecnología de aislamiento en aire salvo que, por condicionantes de espacio, medioambientales o de otro tipo, sea necesario utilizar tecnología con aislamiento blindado o mixto.
- La ampliación de las subestaciones existentes de simple barra o doble barra y que en su estado final alcancen cuatro o más posiciones, sin contar el posible acoplamiento, que deberán evolucionar a una configuración de las recogidas en el Procedimiento de Operación 13.3.

Entre los **condicionantes que pueden afectar a la elección de la tecnología de aislamiento**, el OS destaca:

- Corriente de cortocircuito.
- Disponibilidad de espacio.
- Proximidad a núcleos urbanos o emplazamientos sensibles.

- Contaminación ambiental.

En cuanto al **soterramiento de líneas**, señala el OS que como criterio general deben evitarse los soterramientos parciales que den lugar a tramos discontinuos aéreo-subterráneo en la misma línea. Cualquier soterramiento parcial debería mantener la capacidad de transporte máxima necesaria que actualmente tiene la línea. Dado el estado actual de la tecnología de cables aislados en 220 kV, en general es posible alcanzar la capacidad de transporte de líneas aéreas con un conductor por fase, pero no la de líneas con disposición dúplex (dos conductores por fase). Si pese a todo es necesario proceder a realizar un soterramiento, habrá que realizar los desarrollos de red adecuados para mantener las prestaciones de la instalación preexistente.

En relación con las **líneas multicircuito**, apunta el OS que en situaciones excepcionales, para la definición de los nuevos refuerzos de la red de transporte se podrán considerar líneas con tres o más circuitos incluso de distinto nivel de tensión.

En cuanto a los **accesos de distribución a transporte**, el OS indica que se debe buscar el óptimo del desarrollo conjunto transporte-distribución valorando simultáneamente las siguientes variables:

- Coste, que engloba el coste de inversión, operación, mantenimiento y fiabilidad (valoración de la energía no servida).
- Impacto ambiental, que engloba la afectación al territorio y el impacto medioambiental provocado.
- Viabilidad física.

Así mismo, señala el OS que se han de regularizar las excepciones en los accesos a la red de transporte, minimizando los incumplimientos de la relación de tensión entre la red de transporte y la red de distribución y de nudos no mallados.

Por último, el OS resalta el caso de las “**subestaciones cerradas**” de la red de transporte, que serían aquellas que no pueden acoger más ampliaciones para la conexión de nuevos elementos de la red de transporte o de nuevos accesos de generación y demanda, respetando los criterios de seguridad de suministro establecidos en los procedimientos de operación. La declaración como “cerrada” de una subestación puede deberse, según el OS, a alguno de los siguientes motivos:

- No queda más espacio físico y no hay terrenos adyacentes para ampliación.
- Con las ampliaciones destinadas a los elementos de la red de transporte planificados (líneas, transformadores, etc.) quedarán completas.
- Con las ampliaciones destinadas a las solicitudes de acceso de generación y demanda que ya disponen de acceso y conexión autorizados quedarán completas.

- No es posible evolucionar a una de las configuraciones preferentes establecidas en el Procedimiento de Operación 13.3. “Instalaciones de la red de transporte: criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación del equipamiento y puesta en servicio” o en el P.O 13 de los SEIE “Criterios de planificación de las redes transporte de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”.
- La subestación es de configuración de anillo completa, sin reservas.
- Se trata de un nudo crítico para la seguridad de suministro (excesiva concentración de demanda o generación).

De conformidad con lo anterior, el Anexo III recoge la lista de subestaciones de la red de transporte de electricidad que el OS propone sean consideradas como “cerradas”, especificando en cada caso la causa del cierre, de acuerdo con las motivaciones anteriores.

Respecto a este apartado, la CNMC entiende oportuno señalar que, al menos de acuerdo con los comentarios y/o alegaciones remitidos por algunos agentes del sector, los estudios y propuestas del OS en ocasiones no contemplan adecuadamente las inversiones necesarias en redes de distribución, por lo que algunas de las actuaciones recogidas en la Propuesta de Planificación pueden no cumplir el requisito de mínimo coste para el sistema que impone la LSE. En este sentido, destaca el caso de las “subestaciones cerradas”, para las que se entiende necesario realizar un estudio individualizado de las mismas antes de proceder a su calificación de “cerrada”. Por ello, se entiende necesario suprimir el Anexo III de la Propuesta de Planificación.

4.12 Sobre las necesidades adicionales de elementos de control de reactiva

De acuerdo con los análisis del OS, la red de transporte carece en estos momentos de elementos de control suficientes para mantener su nivel de tensión dentro de niveles aceptables y, en cualquier caso, en valores que aseguren, con suficiente margen de seguridad, la integridad del aislamiento de la aparamenta. Indica el OS en su propuesta de desarrollo que resultan muy habituales valores de tensión entre 420 y 430 kV, pese a que sistemáticamente se utilizan todos los recursos de absorción de reactiva disponibles, y que, puesto que el recurso ofrecido por las reactancias existentes se agota durante la mayor parte de los valles, es necesario abrir líneas de transporte para evitar la inyección de reactiva. De acuerdo con los datos facilitados por el OS, el número de líneas de la red de transporte desacopladas como último recurso para controlar la tensión está en torno a 60, habiendo llegado en determinadas situaciones a un máximo de 90. La práctica habitual de la apertura de líneas, en especial en este nivel de tensión, es indeseable puesto que se pone en riesgo la seguridad del sistema, ya que implica un desmallado del mismo, además de agotar la capacidad de control de tensión. Asimismo, las tensiones elevadas aumentan el riesgo de que se produzcan fallos en la aparamenta relacionados con un envejecimiento prematuro del aislamiento, el aumento de averías y una disminución de la fiabilidad del servicio.

De acuerdo con el OS los factores más importantes que propician la aparición de tensiones elevadas en el sistema eléctrico son los siguientes:

- La extensión de la red de transporte necesaria para incorporar un alto volumen de energía renovable al sistema y la necesidad de utilizar una gran parte de esta red con un nivel de carga bajo, del orden el 25% teniendo en cuenta que el número de horas anuales equivalentes con que operan las instalaciones eólicas es de unas 2.200, lo que implica la generación de un volumen importante de potencia reactiva.
- Los desarrollos en cable realizados y previstos en zonas urbanas con una elevada densidad de demanda acentúan la necesidad de elementos de control de tensiones.
- El incremento de la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda desplazando a la generación convencional pero sin participar del mismo modo en el control de tensiones del sistema.
- Los incumplimientos de los requisitos obligatorios establecidos en el P.O. 7.4, en especial en las fronteras transporte-distribución en nudos situados en zonas urbanas, motivados por los desarrollos en cable ya mencionados.

Los distintos análisis realizados por el OS ponen de manifiesto que son necesarias un mínimo de 22 reactancias de 150 MVar y 7 de 100 MVar. La ubicación definitiva de las reactancias podría variar a la vista de la evolución de la generación y de la demanda y en función de la viabilidad física definitiva.

Al respecto, la CNMC entiende oportuno resaltar que, si bien los factores apuntados por el OS son importantes, parece olvidarse de dos factores también fundamentales: la baja demanda actual y el excesivo mallado de buena parte de la red. Así, en tanto se siga mallando la red, en aras a la seguridad y fiabilidad del suministro, y la demanda no crezca de forma significativa, las tensiones de ciertos nudos seguirán aumentando siendo necesario recurrir a la instalaciones de nuevas reactancias y, como último recurso, precisamente al desmallado de la red de transporte.

4.13 Sobre las infraestructuras eléctricas a construir y su estimación económica

El conjunto de actuaciones recogidas en la Propuesta de Planificación se clasifica atendiendo a las siguientes consideraciones:

- Red de Partida: Actuaciones en ejecución.
- Red Complementaria: resto de actuaciones no recogidas en la Red de Partida. En este se encuentran algunas actuaciones recogidas en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 que se encontraban paralizadas en virtud del artículo 10 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, mientras que otras son nuevas.

Asimismo, atendiendo a su motivación, las actuaciones se clasifican de la siguiente manera:

- Mallado de la red de transporte.
 - Resolución de restricciones técnicas
 - Seguridad de suministro
 - Fiabilidad
 - Conexiones internacionales, conexiones península-sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares.

- Otras motivaciones:
 - Previsión de desarrollo de la red asociada al programa de red ferroviaria de alta velocidad (ATA).
 - Apoyo a Distribución y Demanda de Grandes Consumidores, excepto alta velocidad, (ApD).
 - Evacuación de generación (EvGen).
 - Conexión de instalaciones de almacenamiento de energía (Alm).

Además de las infraestructuras necesarias para el periodo 2015-2020 y que integran la planificación vinculante a la que se refiere el artículo 4.1 de la LSE, las cuales se incluyen en el anexo I de la Propuesta de Planificación, el anexo II recoge, solamente a los efectos de iniciar los trámites administrativos pertinentes, un conjunto de actuaciones cuya necesidad es posterior a 2020 o que siendo necesarias en el periodo 2015-2020, su construcción en dicho periodo es inviable por motivos constructivos o económicos.

a) Red de Partida (en ejecución):

Se considera Red de Partida el conjunto de actuaciones que están en ejecución independientemente de la motivación que las causa y cuya puesta en servicio se espera en el horizonte 2015-2020. La Red de Partida incluye, por lo tanto, todas las actuaciones no paralizadas por el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, además de aquellas aprobadas en los Consejos de Ministros de 28 de diciembre de 2012, 21 de febrero de 2014 y 6 de junio de 2014, independientemente de que para conectarse a la red de transporte sean o no necesarias otras actuaciones.

En el siguiente cuadro se incluyen los costes de inversión para el sistema para el periodo 2015-2020 correspondientes a la Red de Partida identificando por separado los costes peninsulares y de los sistemas no peninsulares, desagregados por su motivación. Por otra parte, debido a su singularidad, se identifican los costes asociados a las conexiones interinsulares y al enlace península-Ceuta.

**Cuadro 8. Volumen de inversión correspondiente a la Red de Partida por motivación.
 Periodo 2015-2020. M€**

	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvGen	Alm	ApD	Total
Península	552	232	121	36	43	10	5	293	1.292
Baleares	22	63	7	53	0	0	0	24	169
Canarias	109	239	51	140	0	84	0	2	624
Conex. Interinsular Baleares				299					299
Conex Interinsular Canarias				106					106
Conex. Península-Ceuta				129					129
TOTAL	682	534	178	763	43	93	5	320	2.619

Fuente: Propuesta de Planificación

b) Red Complementaria:

Se incluyen el resto de actuaciones incluidas en la Propuesta de Planificación que no están recogidas en la Red de Partida, bien por encontrarse paralizadas por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, o bien por tratarse de actuaciones nuevas no recogidas en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016.

La Red Complementaria está compuesta tanto por actuaciones estructurales, necesarias para el cumplimiento de los Procedimientos de Operación, como por actuaciones asociadas a la conexión a la red de transporte de los distintos agentes o actuaciones de conexión.

En los siguientes apartados se especifican dichas actuaciones según la motivación que las justifica.

1.- Actuaciones estructurales:

Las infraestructuras recogidas en este apartado tienen como objetivo garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia económica y energética y la sostenibilidad medioambiental. La justificación de las infraestructuras estructurales nace del cumplimiento de los Procedimientos de Operación del Sistema y su contribución a la eficiencia económica queda justificada, según el OS, mediante el análisis coste-beneficio según el modelo propuesto por ENTSO-E (solicitado por la Comisión Europea) que se adjunta en el anexo IV.

En general, para conseguir un objetivo concreto de refuerzo son necesarias un conjunto de actuaciones. En algunos casos el Real Decreto-Ley 13/2012 paralizó algunas de las actuaciones de cada conjunto dejando que otras se pudieran seguir construyendo.

2.- Actuaciones de conexión:

Se incluyen dentro de este apartado las actuaciones que corresponden a solicitudes de acceso y conexión realizadas por los distintos agentes distribuidores, consumidores y generadores. Aunque las actuaciones estén incluidas en la Propuesta de Planificación 2015-2020, solo se consolidan tras

la obtención de los permisos de acceso y conexión y la formalización del contrato técnico de acceso (CTA). Para aquellas actuaciones no recogidas en la Propuesta de Planificación 2015-2020, se dan por cancelados los expedientes de acceso y conexión asociados a las actuaciones de la red de transporte, quedando sin efecto, si los hubiere, los correspondientes permisos de acceso y conexión y CTAs (en coherencia con lo dispuesto en el artículo 18 del Real Decreto 1047/2013).

Para el caso de las actuaciones de evacuación de generación no incluidas en la Propuesta de Planificación 2015-2020, existe la posibilidad de tramitación en posiciones sí incluidas, que se realizaría de forma coordinada para instalaciones de generación renovables, de cogeneración y residuos (Anexo XV del Real Decreto 413/2014).

- **Red asociada al programa de red ferroviaria de alta velocidad (TAV):** La condición de servicio de interés general concedida a la alta velocidad ferroviaria, impone la necesidad de que las infraestructuras eléctricas no supongan una limitación a su desarrollo. Dentro del plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad se han tenido en cuenta las infraestructuras asociadas al suministro eléctrico de los ejes ferroviarios incluidos en el Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte (PEIT) elaborado por el Ministerio de Fomento y la información que sobre este Plan ha aportado el propio Ministerio de Fomento y el Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF).

Los refuerzos en las infraestructuras eléctricas necesarios para la puesta en servicio de algunos de los corredores de alta velocidad incluidos en el PEIT aún no han sido definidos por los responsables ferroviarios, por lo que no figuran en la Propuesta. No obstante, el artículo 4.4 de la LSE recoge mecanismos de modificación de los planes de desarrollo de la red de transporte que eventualmente podrían ser aplicados en caso de que la necesidad no permita esperar a la aprobación del siguiente ejercicio de planificación.

De forma general, hay que destacar que para el suministro a las subestaciones de tracción de los TAV(s) es importante conocer con la suficiente antelación los trazados, ubicación de las subestaciones de tracción y los consumos requeridos.

Sobre la base de la información disponible, se ha decidido retrasar fuera del horizonte 2015-2020 las subestaciones asociadas a:

- Eje Antequera-Algeciras: Ronda y Marchenilla
- Eje Burgos-Vitoria: Briviesca
- Eje Monforte-Murcia: Rocamora
- Eje Navalmoral-Badajoz (Madrid-Lisboa): Arañuelo, Cañaverál, Carmonita y Sagrajas

- **Motivación por apoyo a distribución (ApD)**

En la Propuesta de Planificación se incluyen sendas tablas que recogen el conjunto de actuaciones solicitadas por los agentes y que están motivadas por apoyo a distribución y demanda de grandes consumidores excepto ATA, clasificadas atendiendo a si han sido incluidas o no en la Propuesta, señalándose sobre estas últimas únicamente que ello es debido a incumplimiento de los Procedimientos de Operación o a la reducción del valor de demanda esperada.

- **Motivación por evacuación de generación (EvGen)**

En la Propuesta de Planificación se incluyen sendas tablas que recogen el conjunto de actuaciones motivadas por evacuación de generación, solicitadas por los agentes con accesos cumplimentados y por las Comunidades Autónomas, incluyendo la generación convencional y la que procede de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, clasificadas atendiendo a si han sido incluidas o no en la Propuesta, señalando que para su inclusión se han tenido en cuenta las siguientes premisas:

- No suponen coste de inversión para el sistema
- Presentan un mayor grado de avance en su tramitación administrativa
- Solicitudes que suman una potencia total que se ajusta a la previsión de la cobertura para cada tecnología y que se encuentran en el mismo estado de tramitación
- No incumplen ningún procedimiento de operación vigente
- Son viables físicamente

- **Motivación Almacenamiento (Alm)**

La gran cantidad de generación renovable instalada en España, junto con la escasa capacidad de intercambio con Francia, hace interesante la construcción de instalaciones de almacenamiento. De nuevo, en la Propuesta de Planificación se incluyen sendas tablas que recogen el conjunto de actuaciones solicitadas por los agentes y que están motivadas por nuevas instalaciones de almacenamiento, clasificadas atendiendo a si han sido incluidas o no en la Propuesta, señalándose que dada la gran incertidumbre de estos proyectos, se han incluido aquellos que no tienen coste de inversión para el sistema y algunos que aun implicando coste de inversión presentan un mayor grado de avance.

En el siguiente cuadro se incluyen los costes de inversión para el sistema para el periodo 2015-2020 correspondientes a la Red Complementaria identificando por separado los costes peninsulares y de los sistemas no peninsulares, desagregados por su motivación. Por otra parte, debido a su singularidad, se identifican los costes asociados a las conexiones interinsulares.

Cuadro 9. Volumen de inversión correspondiente a la Red de Complementaria por motivación. Periodo 2015-2020. M€

	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvGen	Alm	ApD	Total
Península	515	311	169	81	43	0	7	375	1.501
Baleares	1	19	13	37	0	0	0	5	76
Canarias	101	116	20	7	0	0	11	5	261
Conex. Interinsular Baleares				84					84
TOTAL	618	446	203	209	43	0	18	386	1.922

Fuente. Propuesta de Planificación

En resumen, en el siguiente cuadro se recoge la estimación del OS del volumen total de inversión en M€ correspondiente a las actuaciones incluidas en la Propuesta de Planificación para el periodo 2015-2020 atendiendo a su motivación e identificando, debido a su singularidad, los costes asociados a las conexiones Península-Ceuta, y a las conexiones interinsulares. Así mismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1047/2013, en el cálculo del volumen de inversión previsto, el OS ha deducido la parte correspondiente de su mejor estimación de las ayudas europeas ligadas a la contribución a una economía baja en carbono a las que previsiblemente podrían optar algunas de las actuaciones incluidas en la Propuesta de Planificación.

Cuadro 10. Volumen de inversión correspondiente a la Red Planificada por motivación. Periodo 2015-2020. M€

	RRTT	SdS	Fiab	Int	ATA	EvGen	Alm	ApD	Total
Península	1.068	543	290	117	86	10	12	668	2.793
Baleares	23	82	20	90	0	0	0	30	245
Canarias	209	355	71	147	0	84	11	8	885
Conex. Interinsular Baleares				383					383
Conex Interinsular Canarias				106					106
Conex. Península-Ceuta				129					129
TOTAL	1300	980	381	971	86	93	23	706	4.541
Estimación ayudas europeas para contribuir a una economía baja en carbono									-130
TOTAL M€									4.411

Fuente. Propuesta de Planificación

Finalmente, en el siguiente cuadro se presenta el coste total anualizado. En estos valores no se ha reducido el valor estimado de ayudas europeas para contribuir a una economía baja en carbono (estimado en 130 M€)

Cuadro 11. Volumen de inversión total actualizado Periodo 2015-2020. M€

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Volumen de inversión M€	592	723	783	882	629	931

Fuente. Propuesta de Planificación

Al respecto de las estimaciones económicas realizadas por el OS se entiende oportuno destacar el elevado nivel de inversiones en desarrollo de la red de transporte que se prevé en la Propuesta de Planificación, teniendo en cuenta la

coyuntura económica y el entorno de contención de los costes del sistema que ha pretendido la reforma energética abordada.

De hecho, dicho volumen de inversión total sobrepasaría en todos los años del periodo, salvo en 2015, el volumen máximo de inversión fijado por el Real Decreto 1047/2013.

Extraña igualmente el reparto del volumen total de inversión al que se llega entre las actuaciones por mallado de la red de transporte (80%) y las otras actuaciones asociadas a la demanda o a la generación (20%). Se compadece mal que siendo la demanda, y la generación que garantice su cobertura, los vectores fundamentales que deben justificar las actuaciones en la red de transporte, las inversiones asociadas a otras necesidades (mallado de la red de transporte) sean cuatro veces superiores, todo ello teniendo en cuenta que la actual red de transporte presenta una calidad de servicio más que aceptable. De nuevo, caben aquí los comentarios vertidos a lo largo del informe acerca de la necesidad de replantear tales actuaciones.

Visto el expediente relativo a la Propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, la Sala de Supervisión Regulatoria, de conformidad con el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio,

ACUERDA

ÚNICO.- Comunicar a la Secretaría de Estado de Energía el presente informe preceptivo sobre la Propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Secretaría de Estado de Energía.

ANEXO I

Resumen de los comentarios recibidos de diversos agentes del sector

Resumen de los comentarios recibidos de diversos agentes del sector

Como ya se ha comentado, en los últimos meses se han ido recibiendo en la CNMC una serie de escritos relacionados con el proceso de planificación en marcha, así como, en los últimos días, copia de las alegaciones formuladas por algunos de los agentes que operan en el sector eléctrico, que se resumen a continuación:

ORISOL (Corporación Energética): Solicita que se contemple la evacuación de unos parques eólicos, para los que disponen de acceso reconocido por la CNMC, en la barra de 220 kV de la subestación de “Tabernas” 220 kV, propiedad de REE, en el término municipal de Tabernas (Almería).

BERMEJALES: Pone de manifiesto la falta de capacidad en su actual frontera distribución-distribución para atender la demanda de energía eléctrica en zonas del área metropolitana de Granada, en el horizonte temporal 2014-2020. Solicita que las previsiones de demanda de potencia que adjuntan a su escrito, bien teniendo en cuenta única y exclusivamente los suministros existentes o bien aquellos derivados de compromisos ciertos de demanda a corto plazo, se recojan en el documento de planificación.

IBERDROLA: Manifiesta la necesidad de energización, prevista a corto plazo, de las subestaciones “Valle del Cárcer” 220 kV, “Gandía” 220 kV y “Valldigna” 220 kV, dado que las instalaciones actuales no son suficientes para garantizar en el futuro el suministro a la Costa Blanca.

Estas subestaciones y sus líneas de transporte asociadas sólo conforman la primera fase de los refuerzos de la red de transporte necesarios para alimentar la zona de Costa Blanca, debiéndose continuar con el resto de desarrollos de transporte para que esta zona disponga de la suficiente garantía de continuidad de suministro. Destaca IBD que entre los puntos débiles en esta zona que quedan por resolver está, por un lado, la garantía de la alimentación a Gandía y al eje de Costa Blanca en su vertiente norte, para lo cual hace falta realizar un segundo eje de 220 kV “Benicull-Brosquil-Playa de Tabernes”, y por otro lado, el refuerzo del eje de 132 kV “Gandía-Benidorm” mediante el d/c “Gandía-Vergel- Montebello” 220 kV.

A este respecto, alega IBD que todos los refuerzos de la red de transporte que su sociedad había solicitado en esta zona han sido pospuestos, por lo que la precariedad del suministro se prolongará de forma indefinida, considerando además que el desarrollo de estas instalaciones conlleva un elevado plazo de construcción debido a la dificultad de conseguir las autorizaciones necesarias.

ENDESA: Pone de manifiesto que el documento que se informa no presenta ninguna modificación de infraestructuras respecto al borrador publicado en julio de 2014, a pesar de que ENDESA ha reiterado por diversos medios la necesidad de acometer una serie de infraestructuras con carácter urgente, por la delicada situación de algunas zonas de distribución.

El documento incluye igualmente un listado de actuaciones posteriores a 2020, con la posibilidad de adelantar su tramitación. No obstante, no se han contemplado en el mismo, actuaciones de apoyo a distribución.

Así mismo, el documento incluye una tabla de nudos de transporte con problemas de calidad derivados del nivel de mallado de la red de transporte o de la configuración en simple barra, indicándose en algunas de ellas que el problema ha sido resuelto por la red de distribución. A este respecto, ENDESA entiende que no se debe aceptar, con carácter general, que se traslade a la distribución problemas de la red de transporte, que además pueden tener repercusiones en caso de incidente.

A este respecto, ENDESA indica las actuaciones más urgentes por Comunidad Autónoma, que deberían aparecer en esta Planificación 2015-2020, algunas de las cuales estaban incluidas en la versión preliminar de la Planificación 2015-2020.

En relación con determinadas subestaciones que, conforme a la planificación, se denominan “subestaciones cerradas”, término que se refiere a aquellas subestaciones que no pueden acoger más accesos de generación y demanda, o de nuevos elementos de la red de transporte adicionales a los que contempla la presente planificación, ENDESA no comparte que se considere “cerrada” una subestación de simple barra si una nueva posición supusiera la necesidad de pasar a doble barra. En muchos casos puede ser viable este paso a doble barra y evitaría la necesidad de construir una nueva subestación, siendo la primera opción más beneficiosa para el sistema eléctrico en su conjunto. Esto puede ser especialmente evidente en los casos en que el “cierre” de una subestación obligue a llevar sus posibles ampliaciones de transformación a otras subestaciones vecinas o de nueva creación, induciendo costes elevados a la red de distribución aguas abajo (nuevos parques de distribución y/o líneas de conexión hacia el antiguo), que no están contemplados en su modelo retributivo.

Por ello, en los casos en que el “cierre” obedece a un alto coste de ampliación, ya sea por condicionantes de espacio que requieran de rellenos de terreno o desmontes, ya sea por migración a doble barra y/o tecnología GIS, debería poderse plantear su ampliación siempre y cuando un estudio técnico-económico que contemple otros costes inducidos, además de los de la red de transporte, demuestre que la ampliación resulta más ventajosa que otras alternativas.

En relación con la inclusión de 26 nuevas reactancias en todo el horizonte, en su mayoría en 400 kV, ENDESA considera que debería priorizarse la conexión de las unidades que reducen las necesidades de acoplamiento de grupos por restricciones frente a otras localizaciones. El documento plantea una valoración económica global (el coste total es de 72,1 M€), que enmascara el retorno real de las actuaciones individuales.

En relación a las actuaciones de conexión de generación, en la planificación figuran unas tablas en las que aparecen las solicitudes de conexión realizadas por los agentes para distintas tecnologías, con los MW totales solicitados y los costes,

tanto para el sistema como para los agentes. ENDESA considera necesario que, si dicho coste es el que deberá pagar el transportista por tales instalaciones, deberá expresarse de forma transparente como se obtienen los mismos.

Finalmente, en relación a las interconexiones, ENDESA señala que cualquier alternativa debería estar soportada por un análisis exhaustivo, detallando las hipótesis, de manera que prime la minimización de costes para el sistema español.

XUNTA DE GALICIA: Echa en falta una memoria económica de acompañamiento, que dé credibilidad y solvencia a todo el documento, que identifique la evolución de los precios de la energía y analice si es viable y sostenible económicamente en el tiempo.

En la parte de la planificación indicativa se da iniciativa a los inversores privados, que echan en falta, para las energías renovables, un marco jurídico y retributivo estable en el tiempo que les garantice el retorno de sus inversiones. Como consecuencia de ello, se convierte la planificación indicativa en un documento de intenciones, máxime cuando el Gobierno del Estado ha introducido en estos últimos dos años diversas modificaciones regulatorias que han provocado incertidumbre retributiva y que puede contribuir a que los inversores no apuesten decididamente por las energías renovables, especialmente por aquellas tecnologías que todavía no han alcanzado el mínimo grado madurez exigido. Por todo ello, para lograr los objetivos fijados y transmitir confianza futura a los agentes energéticos, se solicita que se elabore la correspondiente Memoria Económica de acompañamiento a dicha planificación.

CAPITAL ENERGY ANDALUCÍA, S.L.U.: Señala que siendo una empresa dedicada a la promoción, construcción y explotación de plantas de producción mediante fuentes de energías renovables, precisan del desarrollo de la red de transporte para permitir la evacuación de la energía generada. Por ello realizaron propuestas de desarrollo de la red de transporte, entre las que se encontraba, con carácter principal, mantener, en la planificación para el periodo 2014-2020, la subestación "Baza" 400 kV, al ser el punto de conexión para la evacuación de un significativo número de proyectos de su titularidad, que incluso a esa fecha ya contaban con derechos de conexión a la red de transporte. En la anterior "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016" estaba incluida dicha instalación con fecha prevista de puesta en servicio 2012.

CEREZO RENOVABLES, S.L.: Solicita la inclusión en la planificación de una serie de adecuaciones o refuerzos en la red de transporte que, en su caso, sean necesarias para la evacuación de la electricidad producida por el Parque Eólico "El Palomar" de 48,6 MW, del que es titular, con acceso y punto de conexión en la subestación de "Puentelarrá" 132 kV, propiedad de IBD, alegando que los promotores de nuevos proyectos de generación deben tenerse en cuenta en la planificación de la red de transporte, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 11.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

UNESA: En relación a la planificación vinculante de redes, UNESA señala que resulta impactante el elevado nivel de inversiones en desarrollo de la red de transporte que se prevé en esta planificación, en un entorno de contención de los costes del sistema. A este respecto, en la planificación se incluyen los costes estimados para el sistema y para los agentes por las posiciones de conexión en las subestaciones de transporte, costes que consideran por encima de los costes reales para una subestación tipo. Por ello, solicitan explicación sobre el equipamiento considerado y la metodología de estimación de costes.

UNESA señala que no parecen justificadas económicamente algunas de las interconexiones entre sistemas eléctricos. La incorporación de estos enlaces debe basarse en un análisis individual y exhaustivo de los costes y beneficios que suponen, dado que son infraestructuras costosas, que hay que amortizar, y que se ha de garantizar la opción más económica para el sistema.

Sin embargo, ponen de manifiesto su preocupación respecto al déficit sustancial de inversiones de apoyo a la distribución que se observa.

Asimismo, en relación con las redes para la evacuación de la nueva generación renovable en la península, UNESA manifiesta su desconocimiento, dado que no se explica en la propuesta, de los criterios utilizados para la consideración y aprobación de unas instalaciones frente a otras, teniendo en cuenta que algunos de los nuevos proyectos de generación se podrían tener que adjudicar mediante procedimientos de concurrencia que deberían ser competitivos.

La Planificación no debería condicionar la incorporación de nuevos proyectos de generación sin justificar debidamente la priorización realizada, que según el Real Decreto 1047/2013, debería atender a la minimización de costes para el conjunto del sistema vinculados a la construcción de dicha infraestructura de la red de transporte y a la producción de las plantas de generación a las que la puesta en servicio de dicha instalación de transporte permita su funcionamiento, y con fecha de obtención de la autorización de explotación prevista en la planificación ligada al grado de ejecución del proyecto de generación.

UNION FENOSA: Pone de manifiesto la necesidad de que la Planificación incluya las actuaciones de apoyo a la red de distribución de electricidad que dicha sociedad solicitó incluir en la Planificación 2015-2020, las cuales han sido desestimadas en gran parte y que fueron contempladas prácticamente en su totalidad en la propuesta de Planificación 2012-2020 y anteriormente en la Planificación 2008-2016.

UFD argumenta que la planificación no solamente debe ser el soporte para el desarrollo económico de las Comunidades, sino también un impulsor del mismo, facilitando la toma de decisiones de inversión por parte de la iniciativa privada, dando señales de localización. Es por ello por lo que la desaparición de actuaciones de apoyo a la distribución, no sólo podría afectar a los nuevos suministros que las originaron, sino también a potenciales inversores que ya no contarían con estos desarrollos. Esto es especialmente significativo en la

Comunidad de Madrid, donde existen unos planes de desarrollo urbanísticos y convenios firmados, potencialmente afectados por esta decisión.

En relación a la previsión de la punta de demanda 2015-2020, UFD indica que su sociedad consideró, en relación a las estimaciones que aparecen en la propuesta de planificación, unas estimaciones de crecimiento conservadoras, es decir, por debajo de las de la propuesta, lo que no cuadra con la justificación de la no inclusión de todas estas actuaciones o bien por incumplimiento de los Procedimientos de Operación o bien debido a la reducción de la demanda esperada.

Finamente, UFD señala que el concepto de “subestaciones cerradas” niega la posibilidad, sin alternativa, de que terceros puedan acceder a la red de transporte. Antes de considerar “cerrada” una subestación habría que hacer una valoración individual de cada situación, en la que se compare el coste para el sistema de actuar en la instalación que se pretende “cerrar” frente al coste que tendría la alternativa que habría que realizar para solucionar la necesidad de red. Por tanto, UFD solicita la eliminación del listado de “subestaciones cerradas”.

GAS NATURAL FENOSA: Alega que, desde un punto de vista medioambiental, las actuaciones propuestas para la evacuación de generación no garantizan la consecución de los objetivos renovables de 2020, porque su aprobación no está asociada a un compromiso de inversión de las instalaciones renovables a las que se pretende dar evacuación. Adicionalmente no se tiene constancia de que las instalaciones renovables a las que pretende dar acceso esta planificación sean las más eficientes ni medioambiental ni económicamente, ni en potencial de recurso, ni en costes.

Asimismo, alega GNF que la Planificación no se acompaña de una memoria que explique y justifique, sobre todo para el caso de actuaciones que no implican costes para el sistema, la priorización de unas actuaciones frente a otras, razón por la cual no se puede entender porque hay actuaciones que no han sido incluidas.

Asimismo, GNF alega que, de todas las actuaciones solicitadas en su día por GNF conforme a la Orden IET/ 2598/ 2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte, sólo la actuación de evacuación de la central de bombeo de Belesar III ha sido incluida. Por este motivo, GNF reitera la necesidad de incluir las actuaciones que GNF ha identificado necesarias para poder llevar a cabo una cartera de proyectos de inversión optimizada y que contribuiría de una manera eficiente a la consecución de los objetivos renovables de la presente Planificación.

Finalmente, GNF se reitera en la inclusión de una serie de actuaciones en la red de transporte con coste para el sistema, pero necesarias para poder avanzar en la tramitación de los proyectos de inversión de la citada sociedad, como por ejemplo subestaciones que permitirían la evacuación de un gran contingente de parques de alto potencial eólico, tanto de su sociedad como de otros agentes, así como de nuevas subestaciones que darían servicio a la evacuación de proyectos

estratégicos de bombeo que facilitarían la integración de las renovables en la red. GNF considera que en todo caso estas actuaciones deberían contemplarse al menos en el anexo II de la Planificación, al objeto de que puedan continuar con la tramitación y ponerse en servicio cuanto antes.

ANEXO II

Resumen de la Metodología ENTSO-E para los Análisis coste-beneficio

Resumen de la Metodología ENTSO-E para los Análisis coste-beneficio

Las Directrices para los Análisis Coste-Beneficio (CBA) desarrolladas por ENTSO-E consisten en una actualización de la metodología de evaluación multicriterio desarrollada con motivo de la planificación europea a 10 años (TYNDP) de 2012, a la que se le realizan una serie de mejoras, teniendo en cuenta la opinión de ACER en la TYNDP como los requisitos del Reglamento.

En particular suponen:

- El uso de un espectro más amplio de escenarios y análisis de sensibilidad: los proyectos tienen que ser evaluados contra al menos dos escenarios, y se da orientación para el análisis de sensibilidad.
- La especificación de la naturaleza, el nivel de coherencia y la fuente de legitimidad de los datos y parámetros económicos que se utilizará en los escenarios de construcción y en la realización de análisis.
- La orientación sobre la agrupación de proyectos, la tasa de descuento y el cálculo del valor residual.
- Una mayor transparencia en la metodología de cálculo de cada indicador y la exigencia de cuantificación de cada indicador.
- La orientación sobre la cuantificación y la posible monetización de indicadores adicionales (pérdidas, seguridad del suministro).
- La orientación sobre el análisis de los excedentes.

La aplicación de la Metodología CBA a la Planificación decenal.- El objetivo principal de las interconexiones eléctricas transfronterizas en una visión actual añade a las cuestiones meramente técnicas los objetivos de energías renovables y CO₂. La integración de la electricidad a partir de fuentes de energía renovables y la mitigación de emisiones de CO₂ aparecen como nuevos aspectos a considerar para los proyectos de transporte. La mayoría de los proyectos de la TYNDP persiguen cumplir con todos los indicadores, lo que demuestra la polivalencia característica de los proyectos de transporte.

El Reglamento (UE) N° 347/2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, establece en su Anexo IV los principales beneficios del transporte:

- La integración del mercado, la competencia y flexibilidad del sistema, medida a través del aumento de la capacidad de transporte de la red (GTC) y la evolución de los costes del sistema;
- El transporte de la producción a partir de fuentes de energías renovables.
- La interoperabilidad y el funcionamiento seguro del sistema, que se evaluó a través del impacto del proyecto sobre la expectativa de pérdida de carga para el área de análisis.

Estos beneficios ya se incluyeron en la metodología de evaluación multicriterio de ENTSO-E utilizada para la TYNDP 2012. La metodología actual CBA requiere la publicación de todos los resultados.

Además, el Anexo V del citado Reglamento sugiere una lista de otros indicadores que se podrían tener en cuenta. Entre ellos se incluyen los siguientes:

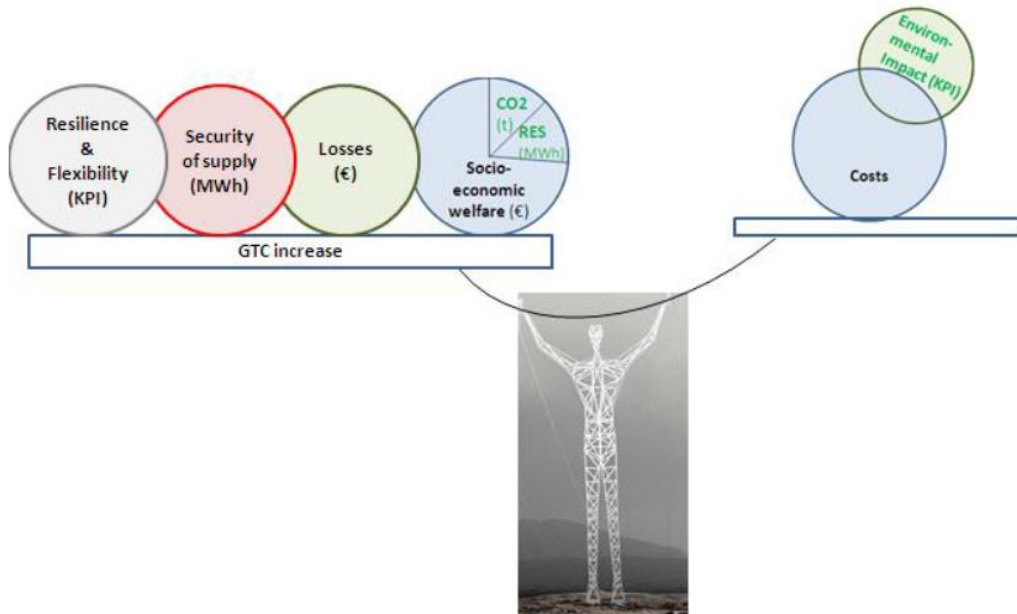
- Las emisiones de gases de efecto invernadero y las pérdidas de transporte durante el ciclo de vida técnico del proyecto;
- Los costes futuros de nueva generación y la inversión en transporte a lo largo del ciclo de vida técnico del proyecto;
- La flexibilidad operativa, incluyendo la optimización de la regulación de la energía y los servicios auxiliares;
- La seguridad y la capacidad de recuperación del sistema, ante desastres naturales y situaciones climáticas extremas, en particular para las infraestructuras críticas europeas definidas en la Directiva 2008/114/CE.

Una de las principales cuestiones relacionadas con el análisis coste-beneficio de los proyectos es la preocupación por la gran variedad de beneficios, su cuantificación y monetización, todo ello de una manera fiable, evitando su doble contabilización.

El enfoque de ENTSO'E consiste en adoptar un marco combinando varios criterios coste-beneficio, teniendo en cuenta la mejor información disponible para toda la gama de indicadores requeridos por el Reglamento, monetizando los criterios en la medida de lo posible.

ENTSO-E se pronuncia sobre las externalidades de la siguiente manera:

- Las energías renovables y las emisiones de CO₂ están plenamente internalizadas a través del bienestar socioeconómico, y cuantificadas a través de sus unidades de referencia (MWh, toneladas).
- La seguridad del suministro, la resiliencia y la flexibilidad no se encuentran internalizados, resultando independientes (la seguridad de suministro se refiere a la fiabilidad de la red bajo contingencias normales, mientras que la resiliencia se asocia con las contingencias excepcionales);
- El impacto ambiental está parcialmente internalizado a través de los costes del proyecto (coste de prevención, costes de compensación). El impacto residual se clasifica a través de los indicadores de impacto ambiental y social.



Fuente:

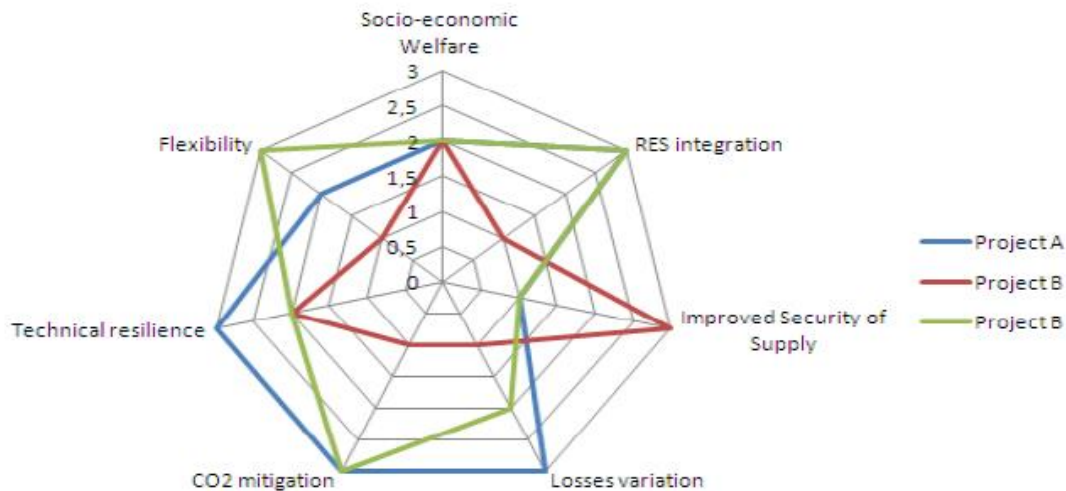
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/events/Workshops/CBA/130612_CBA_Methodology-Key_issues.pdf

Se comparan los proyectos incluyéndose de manera unitaria dentro de los sistemas eléctricos y se evalúan los parámetros objeto de análisis, con la presencia de dicha infraestructura y sin ella, dando lugar a una serie de comparaciones como las que muestran en las siguientes figuras:

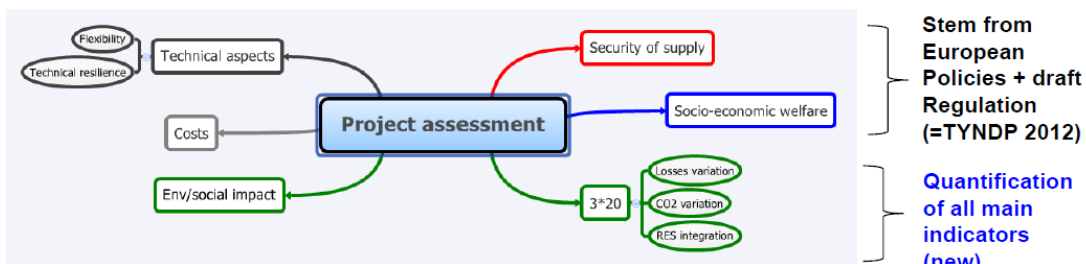
Criteria	Grid Transfer Capability Increase	Socio-economic Welfare		RES integration	Improved Security of Supply	Losses variation	CO2 mitigation	Technical resilience	Flexibility	Social and environmental Impact	Project costs
	MW	M€/year	MWh/year	MWh/year	M€	Mt					M€
Project A	1000	90-150	500-550				0.5-0.8	+++	++		650-700
Project B	500	30-50		3000	20-30			++			25
Project C	800	225-30	3500		10-20		1-1.5	++	+++		150

Fuente:

CBA Methodology Workshop 24 June 2013. <https://www.entsoe.eu/news-events/events/Pages/Events/cost-benefit-analysis-cba-methodology-workshop-24-june-2013-in-brussels.aspx>



Fuente: CBA Methodology Workshop 24 June 2013. <https://www.entsoe.eu/news-events/events/Pages/Events/cost-benefit-analysis-cba-methodology-workshop-24-june-2013-in-brussels.aspx>



Recommended Analysis with and without the project : TOOT methodology

Fuente: CBA Methodology Workshop 24 June 2013. <https://www.entsoe.eu/news-events/events/Pages/Events/cost-benefit-analysis-cba-methodology-workshop-24-june-2013-in-brussels.aspx>

Con todo ello, el análisis incluido en la Planificación decenal se realiza por medio de un análisis de coste-beneficio con evaluación multicriterio, cumpliendo así con el artículo 11 y los anexos IV y V del Reglamento (UE) nº 347/2013.

Los criterios establecidos en el TYNDP 2014 en aplicación de la Metodología de Análisis Coste Beneficio fueron elaborados en base a lo siguiente:

- Para poder apreciar los beneficios del proyecto en términos de objetivos de la red de la UE:
 - Asegurar el desarrollo de una red europea única que permita la política climática de la UE y los objetivos de sostenibilidad.
 - Garantizar la seguridad del suministro.
 - Completar el mercado interior de la energía, especialmente por medio de una contribución a un mayor bienestar socioeconómico.
 - Asegurar la robustez técnica del sistema.

- Para proporcionar una medida de los costes del proyecto y su viabilidad (especialmente del medio ambiente y la viabilidad social).

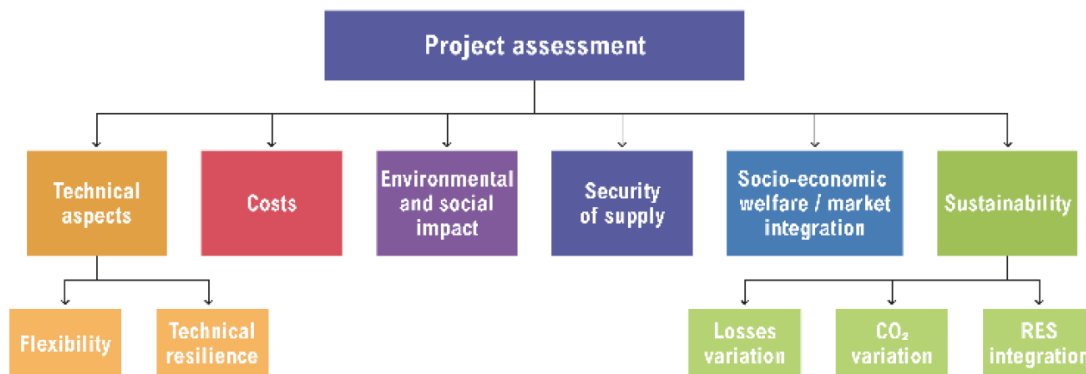


Figure 2-4 Main categories of the project assessment methodology

Fuente: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20RgIP%20CSW_.pdf

Se persigue que los indicadores utilizados sean tan simples y robustos como sea posible. Esto lleva a metodologías simplificadas para algunos indicadores. También existen otros beneficios, tales como el incremento de la competencia; que resultan más difíciles de modelar y que no se tienen en cuenta explícitamente.

Los diferentes criterios se explican a continuación, agrupados por Beneficios, coste, impacto sobre la sociedad y capacidad de interconexión.

- Las categorías de beneficios que se definen como sigue:

B1. Mejora de la seguridad del suministro (SOS): capacidad de un sistema para proporcionar un suministro adecuado y seguro de electricidad en condiciones normales

B2. Bienestar social y económico (SEW) o integración del mercado: capacidad de un sistema para reducir las congestiones y proporcionar así una garantía de transporte adecuada para que los mercados de electricidad pueden negociarse de una manera económicamente eficiente

B3. Integración de energías renovables: capacidad del sistema para permitir la integración de nuevas plantas de energías renovables, sin que las redes supongan una restricción al empleo de las mismas, tanto presentes como futura

B4. Variación en las pérdidas en la red de transporte: caracterización de la evolución de las pérdidas térmicas en el sistema eléctrico, resultando ser un indicador de la eficiencia energética y que se correlaciona con el bienestar social y económico

B5. Variación de las emisiones de CO₂: caracterización de la evolución de las emisiones de CO₂ en el sistema eléctrico, siendo una consecuencia de B3 (generación con menor contenido de carbono)

B6. Técnica de seguridad resiliencia/sistema: capacidad del sistema para resistir unas condiciones cada vez más extremas (contingencias excepcionales)

B7. Flexibilidad: capacidad de que el refuerzo propuesto sea adecuado en diferentes escenarios futuros de desarrollo, incluyendo los servicios de balance

- Los costes del proyecto que se definen como sigue:

C1. Total de gastos del proyecto: basados en los precios de cada país, realizándose estimaciones aproximadas de la coherencia del proyecto (por ejemplo kilómetros de líneas).

- El impacto del proyecto en la sociedad que se define como sigue:

S.1. Impacto del proyecto sobre las áreas protegidas: evaluación a través de estudios preliminares, con objeto de proporcionar una medida de la sensibilidad ambiental asociado al proyecto.

S.2. Impacto del proyecto sobre las áreas urbanizadas: evaluación del proyecto sobre la población (local) que se ve afectada, sobre la base de estudios preliminares, con el objeto de dar una medida de la sensibilidad social asociado al proyecto.

Estos dos indicadores se refieren a los impactos tras las posibles medidas de mitigación, concretándose según la definición del proyecto se hace más precisa.

- La capacidad de interconexión de la red (GTC) que se define como la capacidad de la red para el transporte de electricidad a través de una frontera, es decir, de un área de oferta a otra.

El GTC se expresa en MW. Depende del consumo, de la generación y del intercambio, así como de la topología y de la disponibilidad de la red, adecuándose a las normas de seguridad que se describen en el documento de ENTSO-E CBA Metodología. La capacidad de interconexión de la red depende del sentido del flujo de energía, lo que significa que puede haber dos valores diferentes a través de una frontera. Un límite puede ser fijo (por ejemplo, una frontera entre los estados o áreas de licitación), o variar de un horizonte o escenario a otro.

