

DECISIÓN SOBRE LA DISTRIBUCIÓN TRANSFRONTERIZA DE COSTES DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN EN EL GOLFO DE VIZCAYA

En el presente documento se establece la Decisión conjunta de las Autoridades Reguladoras Nacionales (ARN) en Francia y España, *la Commission de Régulation de l'Énergie y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* respectivamente, de conformidad con el artículo 12 del Reglamento (UE) no 347/2013, sobre la asignación transfronteriza de costes del proyecto de interconexión eléctrica del Golfo de Vizcaya. Esta decisión se basa en la evaluación llevada a cabo por ambas ANR de la solicitud de inversión presentada por Réseau de Transport d'Électricité y Red Eléctrica de España, -los gestores de redes de transporte de Francia y España-. Las ANR han concluido un acuerdo sobre la manera en que los costes deben compartirse entre los promotores del proyecto, teniendo en cuenta los beneficios económicos esperados y la ayuda financiera de la Unión Europea.

INTRODUCTION

La Unión Europea (UE) ha desarrollado una política energética robusta basada en la necesidad de una energía segura, competitiva y sostenible. En este sentido, la UE ha establecido unos objetivos ambiciosos que han de ser alcanzados a nivel comunitario, relativos a la eficiencia energética, al desarrollo de fuentes de energía renovables y a la reducción de emisiones de CO₂. Los Estados Miembros de la UE tienen como misión lograr un mercado energético más integrado.

En este contexto, el desarrollo de la capacidad de interconexión eléctrica entre la Península Ibérica y el resto de Europa es una prioridad, con el objetivo de reducir el aislamiento de España y Portugal. La importancia de un incremento adicional de la capacidad de interconexión entre España y Francia se ha enfatizado en la Declaración de Madrid, firmada el 4 de marzo de 2015 por el Presidente de Francia, Sr. François Hollande, el Presidente del Gobierno de España, Sr. Mariano Rajoy, el Primer Ministro de Portugal, Sr. Pedro Passos Coelho y el Presidente de la Comisión Europea, Sr. Jean-Claude Juncker. Dicho texto subraya la capital importancia que tiene lograr un mercado interno que funcione y se encuentre totalmente interconectado y considera que la construcción de infraestructuras energéticas necesarias resulta ser “realmente un imperativo para los Estados Miembros que no han alcanzado todavía un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía, tales como Portugal y España”. A raíz de esta declaración, se creó el Grupo de Trabajo de Alto Nivel para el Suroeste de Europa, con el cometido de supervisar el desarrollo de las interconexiones en la región.

A este respecto, se han alcanzado progresos significativos durante los últimos años con la puesta en funcionamiento en 2015 del enlace Baixas-Santa Llogaia, en HVDC¹ de 2000 MW. El transformador desfasador de Arkale, puesto en marcha en junio de 2017, permitirá alcanzar una capacidad de intercambio de 2800 MW entre los dos países. Se considera que la construcción de la interconexión submarina del Golfo de Vizcaya es el siguiente paso, con el que se espera aumentar la capacidad de interconexión hasta 5000 MW. Los gestores de red de transporte (TSO) propusieron este proyecto en un documento de estrategia común citado en la Declaración de Madrid.

El proyecto del Golfo de Vizcaya ha formado parte desde 2012 del Plan Decenal de Desarrollo de la Red en el Ámbito Europeo (TYNDP), preparado por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E). Se debe mencionar que este proyecto se declaró Proyecto de Interés Común (PCI) en 2013 y 2015 (con número 2.7) y es candidato a ser incluido en la lista del 2017.

Solicitud de inversión para el proyecto del Golfo de Vizcaya

Los promotores del proyecto, Red Eléctrica de España (REE) and Réseau de transport d'Electricité (RTE), enviaron una solicitud de inversión del proyecto del Golfo de Vizcaya a las autoridades reguladoras francesas y españolas (respectivamente Commission de Régulation de l'Énergie y Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en adelante “CRE” y “CNMC”). REE envió un primer documento el 27 de enero 2017, que fue complementado con información adicional el 27 de marzo, la CRE recibió la solicitud de inversión de RTE el 27 de marzo. Por tanto, dicha solicitud se compone de dos documentos, el “Documento de Solicitud de Inversión” y el “Documento de Solicitud de Inversión – Información complementaria”. Tanto la CNMC como la CRE han valorado conjuntamente la solicitud de REE y RTE, teniendo en cuenta la recomendación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) del 18 de diciembre de 2015². Se consideró la información recibida satisfactoria y, por tanto, se dieron por recibidas las solicitudes de inversión y se notificaron a ACER.

En particular, la CNMC y la CRE llegaron a la conclusión de que el proyecto posee la madurez suficiente como para emitir una solicitud de inversión con el objeto de determinar la distribución transfronteriza de costes. Se han elaborado estudios preliminares, así como estudios técnicos y económicos. La fase de permisos ha comenzado en ambos países: en el lado español, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo confirmó a REE el inicio de los permisos para la concesión de las autorizaciones el 15 de julio de 2016, y el 11 de agosto de 2016; REE ha presentado el proyecto a consulta pública y el Documento Inicial (Scoping Report). El Ministerio de Energía francés aceptó formalmente la notificación oficial de RTE sobre el proyecto el 14 de junio de 2017. RTE remitió el caso a la Comisión Nacional de Debate Público en junio de 2017.

¹ Corriente continua en alta tensión o en terminología anglosajona: High Voltage Direct Current

² Recomendación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía N ° 05/2015, de 18 de diciembre de 2015, sobre buenas prácticas para el tratamiento de las solicitudes de inversión, incluidas las solicitudes transfronterizas de asignación de costes, para proyectos de interés común.

Marco legal

El Reglamento (EU) 347/2013 ha introducido una serie de disposiciones con el objetivo de promover la interconexión de la red europea. Este Reglamento es una herramienta esencial para conseguir los objetivos de la política energética de la Unión Europea, a saber: posibilitar un mercado competitivo y funcional, alcanzar un uso óptimo de las infraestructuras de energía, mejorar la eficiencia energética e integrar las energías renovables. Esto debe contribuir a la reducción del fragmentado mercado europeo y a terminar con el aislamiento de las áreas menos favorecidas.

Dicho Reglamento introduce el concepto de PCI que, en el sector eléctrico, incluye infraestructuras de transporte, almacenamiento y redes inteligentes. Los proyectos declarados como tales en los PCIs son considerados necesarios para la implementación de los corredores prioritarios. La categorización como PCI abre la posibilidad de que los proyectos se beneficien de una serie de mecanismos definidos para permitir su desarrollo.

Como parte de las medidas que pretenden facilitar la ejecución de los PCIs, el Reglamento 347/2013 prevé el uso de mecanismos financieros que permitan mitigar los problemas de viabilidad comercial, cuando éstos son un obstáculo en la decisión de inversión. El Artículo 12 de este Reglamento especifica que, ante la solicitud de los promotores del proyecto y sobre la base de un análisis coste-beneficio del proyecto para los países beneficiarios, las autoridades nacionales regulatorias correspondientes deben decidir una asignación coordinada de los costes de inversión. Esta decisión abre la posibilidad de solicitar ayuda financiera a la Unión Europea de acuerdo con el Artículo 14 del Reglamento.

Para complementar esta regulación, ACER ha publicado una recomendación en relación a la solicitud y a las decisiones relativas a la distribución de los costes de la interconexión (recomendación 07/2013). En concreto, este documento recomienda identificar aquel país(es) en los cuales el proyecto tiene un impacto neto negativo y diseñar un modelo de reparto de costes para mitigar este impacto negativo.

Estructura del documento

El documento está estructurado de la siguiente manera: la Sección 1 aporta una visión completa del proyecto, la Sección 2 presenta un análisis de los costes del proyecto, mientras que la Sección 3 proporciona una valoración de los beneficios. Las cifras proporcionadas en las secciones 2 y 3 se presentan en base anual y constituyen los datos de partida de los análisis económicos. Posteriormente, en la Sección 4 se desarrolla la evaluación de costes y beneficios por medio del cálculo del Valor actualizado Neto (VPN). Por último, en la Sección 5, se valora la necesidad de asistencia financiera por parte de la Unión Europea y, en la sección 6, se detalla la decisión conjunta de las autoridades regulatorias nacionales.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1 Descripción técnica del proyecto

El proyecto del Golfo de Vizcaya consiste en la construcción de dos enlaces independientes de corriente continua, cada uno de ellos con 1000 MW, entre Cubnezais (FR) y Gatica (ES). Se compondrá de los siguientes elementos:

- Adaptaciones técnicas de las subestaciones existentes de Gatica 400 kV y Cubnezais 400 kV;
- Conexiones de 400 kV AC entre las subestaciones de Gatica 400 kV y Cubnezais 400 kV y las nuevas estaciones convertoras (HVDC) en Gatica y Cubnezais (2 en Gatica, 2 en Cubnezais);
- Cuatro nuevas estaciones convertoras de 1000 MW HVDC (2 gemelas en Gatica, 2 en Cubnezais);
- Dos enlaces de 1000 MW (4 cables) ,90 km terrestres y 280 km submarinos a través del Golfo de Vizcaya;
- El voltaje de dichos enlaces de corriente continua (HVDC) se definirá una vez se haya completado el proceso de concurso, aunque posiblemente se encuentre en el rango de 400-500 kV.

Aproximadamente, del total de los 370 km de ruta proyectada, el 70 % corresponde a territorio francés y el 30 % a territorio español.

RTE y REE han venido desarrollando extensos estudios técnicos desde el año 2011 para definir la ruta exacta del proyecto, sobre todo de la parte submarina. De hecho, las características geológicas del cañón submarino de Capbreton hacen que atravesarlo sea uno de los mayores desafíos en la implementación del proyecto. De acuerdo con estudios técnicos, fenómenos tales como la erosión y la sedimentación del cañón marino impiden que los TSOs extiendan directamente el cable sobre el cañón siguiendo la ruta considerada en un primer momento. Investigaciones geofísicas y geotécnicas posteriores llevaron a la conclusión de que la solución técnica más adecuada consiste en la perforación marina subterránea por debajo del cañón.

1.2 Programa

Se espera que la puesta en marcha del proyecto se produzca en el año 2025. Se espera que el proceso de autorización se prolongue hasta mediados del 2020, permitiendo que la fase de construcción finalice en el segundo semestre de 2024.

2. ANÁLISIS DE COSTES

En esta sección se presentan las estimaciones de los diferentes costes del proyecto realizadas por los TSOs, así como su correspondiente análisis por parte de las autoridades regulatorias nacionales. Atendiendo a la solicitud de inversión de los TSOs, se distinguen tres tipos de costes: costes de inversión (CAPEX), costes de operación y mantenimiento (OPEX) y pérdidas eléctricas.

2.1 Costes de Inversión

Estimaciones de los TSOs

Los costes totales de inversión estimados por parte de los gestores de las redes de transporte son de 1750 M€ +/- 200 M€. Se descomponen como se detalla a continuación:

España	██████	██████ €	Total 559 M€
	██████	██████ €	
	██████	██████ €	
	██████	██████ €	
Francia	██████	██████ €	Total 1.191 M€
	██████	██████ €	
	██████	██████ €	
	██████	██████ €	
	██████	██████ €	

Por lo tanto, el 68 % de los costes de inversión del proyecto se producen en territorio francés y el 32 % en territorio español.

El gasto anual estimado debería seguir la siguiente evolución (in M€):

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
5,7	7,9	4,3	1,8	25,6	172,6	569,1	519,3	375,8	67,8

Análisis de las ARNs

Los costes previstos por km del cable submarino tienden a ser más alto que el de otros proyectos submarinos presentados en los documentos de solicitud de inversión. Sin embargo, las estimaciones inferiores que se pueden encontrar si se lleva a cabo una comparación corresponden a los proyectos NSN y Nord Link, interconexiones de mucha mayor longitud (alrededor de 700 km de longitud), con lo cual es lógico asumir que el coste de adquisición de cables por km de estas interconexiones sea probablemente inferior.

Además, las ARN ponen de manifiesto que los costes del proyecto están sujetos a incertidumbres significativas:

- La perforación marina subterránea de Capbreton es un desafío tecnológico cuyo coste es aún incierto y que se estima en el rango de ██████ €;
- Los costes de los cables submarinos puede variar significativamente dependiendo del resultado del proceso de adquisición;
- El coste de cada estación convertora se estima en ██████ €, con un total de ██████ €€ (ya que el proyecto necesita 4 estaciones convertoras). El último proceso de adquisición llevado a cabo por RTE, para un proyecto similar (el interconector IF2 entre Francia y Gran Bretaña,) terminó con un coste por estación convertora de ██████ €³.

Los altos costes en los que incurre el proyecto se deben a que, en lugar de una línea aérea de corta longitud que conectase los dos países- lo que hubiese implicado una restricción medioambiental y social insalvables-, se precisa un enlace submarino de larga longitud. Además, el hecho de tener que evitar las zonas más débiles y congestionadas cercanas a la frontera también incrementa estos costes. Como resultado, las ARN han aceptado un proyecto mucho más caro que la recientemente construida interconexión entre los dos países.

Teniendo en cuenta estos elementos, la estimación de coste de los TSOs de 1.750 M€ será la que se utilice más adelante para llevar a cabo el análisis coste-beneficio. Sin embargo, dados los retos tecnológicos del proyecto, las

³ See for example <http://subseaworldnews.com/2017/04/07/abb-wins-e270m-deal-in-uk-france-interconnection-project/>

ARN destacan el elevado riesgo de que se incrementen los costes. Tal aumento de costes dañaría el balance económico general del proyecto, por lo que se necesita una atenta supervisión por parte de las autoridades regulatorias nacionales.

2.2 Costes de operación y mantenimiento

Estimaciones de los TSOs

Los costes de operación y mantenimiento del proyecto se estiman por parte de los TSOs en alrededor de 10.2 M€/año.

Se asume que estos costes serán repartidos con criterios geográficos en relación a los cables submarinos y en una proporción 50/50 para aquellos gastos fijos y de operación y mantenimiento de las estaciones convertoras. Bajo estas hipótesis, RTE soporta el 60 % de los gastos de operación y mantenimiento, mientras que REE soporta el restante 40 %.

En el mismo sentido, los costes relacionados con los daños del cable submarino serán compartidos en un ratio 60/40 sin importar el lugar del incidente.

Análisis de las ARNs

Las ARN respaldan este modelo de reparto de costes. Sin embargo, ponen de relieve que los costes de operación y mantenimiento estimados únicamente representan el 0,6 % de los costes de inversión del proyecto. Este ratio se sitúa en el extremo más bajo de los ratios típicos encontrados en proyectos similares.

2.3 Pérdidas de energía

Estimaciones de los TSOs

Las estimaciones relativas a las pérdidas de energía se obtienen en el TYNDP de 2016. Estas estimaciones se basan en un modelo físico de la red de electricidad europea que permite el cálculo de los flujos de electricidad y de las pérdidas de energía asociadas. El volumen de pérdidas obtenido es posteriormente monetizado a un precio representativo del de la electricidad.

En la solicitud de inversión, los TSOs propusieron un desglose del coste de las pérdidas entre Francia y España, basándose en los valores acordados por el Grupo Regional "Interconexiones Norte-Sur en Europa Occidental". En particular, debe tenerse en cuenta que, debido a que los flujos de electricidad obedecen a leyes físicas no lineales, no hay razón para que las pérdidas en la red francesa y española deban ser iguales.

Horizonte temporal	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
Pérdidas Europa (M€/año)	30	40	55	35	55
Pérdidas Francia (M€/año)	15	20	31	19	20
Pérdidas España (M€/año)	15	20	24	16	35

Análisis de las ARNs

Las estimaciones del coste de las pérdidas de energía se basan en el TYNDP de 2016. Sin embargo, los TSOs apuntan que los resultados son muy sensibles a los supuestos relacionados con el lugar donde se localiza la generación. Así, el rango de incertidumbre de las pérdidas es bastante amplio (entre el 17 % y el 36 %). Además, la cantidad de pérdidas representa una parte importante del coste total en términos descontados (bajo el análisis VPN): 36 % de los costes de inversión de media.

El TYNDP emplea una tasa de disponibilidad de interconexión del 100 %. Aun así, los TSOs han considerado en su solicitud de inversión una tasa de disponibilidad esperada del 92 % (véase Apéndice 1 del documento de información complementaria), dados los desafíos tecnológicos a los que se enfrenta el proyecto. Esta tasa de disponibilidad es menor que la unidad debido principalmente a fallos no programados que provocan una indisponibilidad de la interconexión durante algunas horas.

Las ARN entienden que es imposible estimar de forma precisa el impacto de la tasa de disponibilidad. Incluso si un nuevo cálculo del análisis de coste-beneficio (CBA) se llevara a cabo, el impacto de múltiples hipótesis daría como resultado unas estimaciones poco robustas. Como consecuencia de ello, se han considerado, en los cálculos globales, la estimación del impacto de la tasa de disponibilidad propuesta por los TSOs, empleando una aproximación *grosso modo* consistente en reducir el coste de las pérdidas de forma coherente con la disponibilidad esperada de la interconexión, tal como la que se muestra en la tabla:

Horizonte temporal	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
Pérdidas Europa (M€/año)	28	37	51	32	51
Pérdidas Francia (M€/año)	14	18	29	17	18
Pérdidas España (M€/año)	14	18	22	15	32

3. VALORACIÓN DE LOS BENEFICIOS

En esta sección se presentan las estimaciones de los diferentes beneficios del proyecto elaboradas por los TSOs, así como las valoraciones realizadas por las ARN.

Entre estos beneficios se monetizan dos tipos: el ahorro de combustible y la seguridad de suministro. También se discuten otros beneficios potenciales adicionales.

3.1 Bienestar económico y social (BES)

Estimaciones de los TSOs

Los ahorros en los costes de combustible gracias a la interconexión, considerados como bienestar económico y social en el contexto del TYNDP, representan la mayor parte de los beneficios. El TYNDP publicado en 2016 proporciona las estimaciones brutas de estos ahorros, que los TSOs han repartido por países en su solicitud de inversión. Las cifras son las siguientes:

Horizonte temporal	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
BES Europa (M€/año)	200	120	150	120	240
BES Francia (M€/año)	51	37	19	35	89
BES España (M€/año)	110	97	162	70	170

Análisis de las ARN

Estas estimaciones de BES incluyen en particular los beneficios que se generan, tanto en términos de reducción de CO₂ (teniendo en cuenta un precio estimado de CO₂), como en términos de integración de energías renovables (que sustituyen tecnologías con unos costes marginales altos a corto plazo, generando un ahorro en el combustible).

De manera similar a lo señalado sobre las pérdidas en la parte 2.3, estas cifras están basadas en el TYNDP, que considera una tasa de disponibilidad de la interconexión del 100 %, que se percibe optimista por parte de los TSOs. Por lo tanto, como sugirieron los TSOs, para los cálculos se ha tenido en cuenta una tasa de disponibilidad de la interconexión del 92 %. En coherencia con esto y como una aproximación, se han ajustados también los ahorros de combustible a la baja de acuerdo con:

Horizonte temporal	2020 EP	2030 V1	2030 V2	2030 V3	2030 V4
BES Europa (M€/año)	184	110	138	110	221
BES Francia (M€/año)	47	34	17	32	82
BES España (M€/año)	101	89	149	64	156

3.2 Seguridad de suministro

Estimaciones de los TSOs

El aumento de capacidad de interconexión entre Francia y España también da como resultado un valor añadido en términos de seguridad de suministro. De hecho, incrementando la posibilidad de intercambio de energía en situaciones de cobertura de la demanda ajustada, se puede reducir el riesgo de interrupción del suministro y compensar así una posible falta de capacidad de generación. Promover la seguridad de suministro es un objetivo clave de la Regulación (UE) No. 347/2013.

De acuerdo con los TSOs, la monetización de los beneficios relativos a la seguridad de suministro es compleja y el TYNDP de 2016 puede subestimar los beneficios potenciales del proyecto en este aspecto. En su metodología, ENTSOE introduce un criterio en su metodología de análisis de costes y beneficios para medir los beneficios en la seguridad de suministro proporcionados por una interconexión. Este indicador considera la disminución del Valor Esperado de Energía No Suministrada (EENS) o de la Pérdida de Carga Esperada (LOLE) que se obtiene con la puesta en marcha de una interconexión. Para la del Golfo de Vizcaya, el indicador parece ser nulo por dos razones principalmente. En primer lugar, la capacidad instalada de producción considerada en los escenarios del TYNDP parece ser lo suficientemente elevada como para que no haya ningún problema en relación con la seguridad de suministro. En segundo lugar, sólo se analizan un número limitado de variables estocásticas, especialmente en relación con la demanda. Por ello, al emplear impactos estocásticos con baja probabilidad de ocurrencia rara vez aparece un problema de seguridad de suministro.

En la solicitud de inversión, los promotores del proyecto propusieron una estimación del valor de la seguridad del suministro que aporta el proyecto del Golfo de Vizcaya, basándose en el coste evitado al sustituir turbinas de gas, considerando una capacidad instalada de generación inferior a la del TYNDP y teniendo en cuenta mayores oscilaciones climáticas.

Estos beneficios adicionales estimados por los TSOs se valoran en **40 M€/año** (comenzando el año de la puesta en marcha) independientemente del escenario que se considere. Esto implica un VPN de 470 M€ a lo largo de toda la vida útil del proyecto.

Análisis de las ARN

Este análisis complementario sobre los beneficios relativos a la seguridad del suministro proporcionados por los TSOs se basa en escenarios significativamente diferentes de aquellos determinados por el TYNDP, lo que aumenta los riesgos de falta de precisión.

Por ejemplo, la capacidad instalada de centrales térmicas convencionales (carbón, gas y nucleares) en España es aproximadamente un 50 % superior en los escenarios del TYNDP que en los escenarios empleados para evaluar los beneficios de la seguridad del suministro⁴.

Para una demanda punta del sistema determinada, el análisis de los TSOs considera que:

- por un lado, la interconexión permite ahorrar costes de combustible al disminuir la energía suministrada por centrales de punta (como muestran los cálculos del ahorro de los costes de combustible bajo los escenarios del TYNDP de 2016) ;
- por otro lado, la interconexión permite incrementar la seguridad de suministro cuando la generación no es capaz de suministrar toda la demanda (que se corresponde con el cálculo del “valor de la capacidad” basado en los escenarios de los TSOs cuando la potencia instalada es menor).

Las ARN consideran que el proyecto conlleva ambos beneficios y, por lo tanto, ambos conceptos deben ser monetizados. El ahorro de los costes de combustible se incluye a través de los cálculos del BES, aunque los escenarios que se emplean para estos cálculos puede que no permitan obtener todo el beneficio que presenta en relación al ahorro de generación.

Como consecuencia de lo anterior, aunque las ARN han acordado considerar las estimaciones de seguridad de suministro proporcionadas por los TSOs como una aproximación, en el contexto de esta solicitud de inversión y teniendo en cuenta los límites de la metodología del TYNDP de 2016, consideran que la metodología usada por los TSOs no es precisa y debe ser mejorada. Los beneficios relativos a la seguridad de suministro y al ahorro de los costes de combustible y su análisis deben sustentarse en supuestos consistentes, a la vez que se consideran variaciones estocásticas significativas para poder capturar los beneficios de la seguridad de suministro. Por lo tanto, este valor debe considerarse como una aproximación y las ARN consideran necesario continuar los trabajos para mejorar esta valoración de los beneficios de seguridad de suministro en el contexto del TYNDP de 2018.

3.3 Contribución al 10 % de nivel de capacidad de interconexión para 2020

El Reglamento (UE) nº 347/2013 tiene por objeto desarrollar la integración del mercado y la seguridad del suministro. A este respecto, este Reglamento fija el porcentaje del 10% de capacidad de interconexión por país como

⁴ <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2016>

objetivo para lograr la integración del mercado de la Unión Europea. La interconexión entre la Península Ibérica y el resto del mercado de la UE se sitúa exclusivamente en la frontera entre España y Francia, lo que hace que España y Portugal tengan una especial preocupación por el cumplimiento del objetivo del 10%, definido a nivel nacional. En 2017, la capacidad de interconexión de España asciende a 5,6 GW, incluyendo 2,8 GW con Francia, en comparación con una capacidad de generación instalada de aproximadamente 100 GW. Con más de 2 GW de capacidad adicional de interconexión, el Proyecto Golfo de Vizcaya contribuirá a la convergencia hacia el objetivo del 10% y, con carácter más general, a una mejor conexión de la Península Ibérica con el resto de Europa.

3.4 Contribución a los objetivos climáticos y energéticos europeos

España (y en general, la Península Ibérica) presenta uno de los mayores potenciales de desarrollo de energía renovable (FER): España tiene una capacidad instalada de FER de 23 GW de energía eólica y 5 GW de energía solar fotovoltaica. El incremento de la capacidad de interconexión permitirá el desarrollo de fuentes de energía renovables en la Península Ibérica y el flujo de esta energía hacia el resto de Europa. Esto permitirá que la Península Ibérica contribuya a la consecución de los objetivos climáticos y energéticos europeos, aprovechando la ventaja de su potencial renovable.

En estos momentos se encuentra en elaboración el Plan Nacional Español Integrado de Energía y Clima del periodo 2021-2030, por lo que todavía no se han establecido los compromisos a largo plazo sobre las energías renovables. Sin embargo, se espera que España lleve a cabo un importante esfuerzo para contribuir a los compromisos energéticos europeos, considerando el potencial del país. En 2016, la electricidad renovable representó el 41% de la demanda eléctrica en España y se prevé en varios escenarios que, para 2030, se necesitará una participación renovable del 80% de la demanda de electricidad⁵ para cumplir con los compromisos europeos, lo que supone un desafío importante para el funcionamiento del sistema de la Península Ibérica.

En relación a esto último, el Proyecto del Golfo de Vizcaya puede considerarse como un elemento que facilite el desarrollo de un objetivo político ambicioso en términos de desarrollo de FER. Para ilustrar esto, la visión 4 del TYNDP de 2016, "Revolución Verde Europea", se ha basado en un desarrollo de la generación de FER en la que éstas están distribuidas espacialmente de acuerdo a los recursos potenciales de cada país, así como a un incremento sostenido del consumo de energía. En ese escenario, y de acuerdo a los supuestos considerados, el valor presente neto del proyecto del Golfo de Vizcaya es significativamente mayor que en el de los otros escenarios (véase parte 4.1 posteriormente).

3.5 Beneficios para los países donde no se sitúa el proyecto

Estimaciones de los TSOs

Los TSOs analizaron el impacto neto nacional del Proyecto en los países del entorno en los que no se sitúa la interconexión. El estudio muestra que, dependiendo del escenario que se considere, entre el 15 % y el 40 % del total de los beneficios brutos recaen en países donde no se sitúa la interconexión. Sin embargo, estos beneficios están repartidos entre un número considerable de Estados miembros y cada uno de ellos únicamente se adjudica una pequeña parte de los beneficios.

Alemania y Portugal son los países en los que el Proyecto tiene un mayor impacto. Aun así, este efecto es pequeño y claramente en el rango de incertidumbre de los cálculos. Los TSOs han concluido, por tanto, que no se debería solicitar contribución financiera para el proyecto ni a Portugal ni a Alemania.

RTE y REE consultaron a los gestores de la red de transporte (al de Portugal y a los cuatro de Alemania), quienes declararon que sus beneficios netos no eran suficientemente relevantes ni seguros (o incluso negativos en el caso de Portugal) como para contribuir financieramente en el proyecto.

Análisis de las ARN

Las ARN habrían esperado un impacto positivo para Portugal, pero siguiendo las recomendaciones de ACER y teniendo en cuenta los beneficios netos de Portugal y Alemania y el margen de error de los resultados, los ARN entienden las conclusiones adoptadas por RTE y REE.

3.6 Innovación y beneficios asociados

Estimaciones de los TSOs

Las condiciones geofísicas de la frontera entre España y Francia obligan a que el desarrollo de interconexiones suponga un desafío técnico para los promotores. Además, la configuración de las redes de transporte eléctrico de la zona también restringe el refuerzo de la capacidad de interconexión entre España y Francia: se necesita disminuir

⁵ Se están estudiando diferentes escenarios a la fecha de redacción de este informe. La cuota renovable del 80% correspondería a un objetivo renovable del 27%, considerando que la estructura del consumo final de energía de 2016 se mantiene en 2030.

la congestión de los corredores ya interconectados. Por ello, la ruta elegida por los promotores del proyecto, lejos de la costa, tiene ciertos beneficios.

En relación con la gestión de la congestión, los estudios muestran que la construcción de un nuevo enlace en la parte oeste de la frontera es la manera más eficiente de mejorar la capacidad de interconexión entre España y Francia. El proyecto del Golfo de Vizcaya, al evitar las zonas más congestionadas y al enlazar Bordeaux y Bilbao (que son fuertes nodos de red), permitirá incrementar la capacidad en 2200 MW.

La ruta submarina también presenta, sin duda, beneficios sociales y medioambientales, ya que evita cruzar los Pirineos. Las rutas pirenaicas se caracterizan por la preocupación ciudadana en relación a la construcción de líneas aéreas en la región. Esto ocasiona potenciales retardos en la implementación de los proyectos e implica mayores costes debido a la necesidad de soterramiento de líneas.

Sin embargo, esta ruta submarina conlleva varios retos técnicos. La principal dificultad es el cruce del cañón de Capbreton, que se realizará mediante una perforación en dirección horizontal, una técnica ampliamente probada en tierra pero que requiere soluciones innovadoras para poder ser empleada en zonas marinas. Estas soluciones podrían beneficiar posteriormente a otros promotores. Además, el cruce del cañón submarino obliga a los promotores del Proyecto a incrementar la longitud del mismo en 70 km, debido a las grandes profundidades.

Análisis de las ARNs

Las ARN confirman que el proyecto presenta innovaciones clave que podrían beneficiar a futuros proyectos similares y presenta beneficios en cuanto a la localización y a los tiempos de construcción. Las ARN, sin embargo, subrayan que el sobrecoste en comparación con una línea aérea, estimado por los TSOs en 1000 M€, debe ser considerado cuidadosamente. Sería bienvenida una comparación con una interconexión alternativa creíble, especialmente si se tiene en cuenta el terreno y los refuerzos necesarios en ambas redes.

4. ANÁLISIS DE COSTE-BENEFICIO (ACB)

En esta sección, las ARN emplean las hipótesis expuestas anteriormente en los apartados 2 y 3 para realizar un análisis de coste-beneficio (ACB).

4.1 Valor presente neto (VPN) del proyecto bajo una perspectiva europea

Los costes variables y los beneficios descritos en las secciones anteriores están disponibles para dos años: 2020 (escenario EP 2020) y 2030 (4 diferentes escenarios: del V1 al V4). Para calcular los flujos de caja anuales de estas estimaciones, los TSOs han propuesto, para cada "visión", interpolar linealmente los resultados entre 2020 y 2030 para la visión considerada y repetir los resultados del año 2030 desde el 2031 en adelante.

Los flujos de caja obtenidos son convertidos a un Valor Presente Neto considerando las siguientes suposiciones, consistentes todas ellas con la opinión de ACER sobre el Reglamento del ACB para la TYNDP⁶:

- Se considera una vida útil de 25 años después de la puesta en marcha (2025-2049), sin ningún valor residual (después de 2050);
- Se emplea una tasa de descuento del 4 %.

La tabla siguiente proporciona el VPN obtenido en el ámbito europeo, calculado en el año 2017 según los diferentes escenarios (las cifras negativas en paréntesis). En el Anexo 1 se detallan los flujos de caja correspondientes en el caso del escenario 1. El cálculo para los otros escenarios sigue la misma lógica.

Escenario	V1	V2	V3	V4	Media aritmética
VPN@2017	(481)	(318)	(427)	656	(143)

VPN obtenido con una tasa de disponibilidad del 100 % y sin considerar beneficios adicionales de seguridad de suministro

Como se ha mencionado ya, dados los desafíos tecnológicos a los que se enfrenta el proyecto, las ARN han seguido las indicaciones de los TSOs, considerando una tasa de disponibilidad de la interconexión del 92 %. Teniendo en cuenta esta tasa de disponibilidad, que afecta tanto a los ahorros de combustible como a las pérdidas de energía, tal y como se indica en los apartados 2.3 y 3.1, las estimaciones del VPN que resultan son inferiores:

Escenario	V1	V2	V3	V4	Media aritmética
-----------	----	----	----	----	------------------

⁶ http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2001-2014.pdf

VPN@2017	(564)	(415)	(515)	482	(253)
----------	-------	-------	-------	-----	-------

VPN obtenido con una tasa de disponibilidad del 92 % y sin considerar beneficios adicionales de seguridad de suministro

Como se puede apreciar, bajo los supuestos anteriores, los resultados son positivos únicamente en la visión 4. Atendiendo a la propuesta de los TSOs, y teniendo en cuenta tal y como se expuso en el apartado 3.2, los beneficios adicionales de seguridad de suministro de 40 M€/año (desde el año 2025 en adelante), el VPN medio de los proyectos se convierte en positivo.

Escenario	V1	V2	V3	V4	Media aritmética
VPN@2017	(90)	60	(40)	957	222

VPN obtenido con una tasa de disponibilidad del 92 % y considerando beneficios adicionales de la seguridad de suministro

Por tanto, el valor del proyecto resulta sobre todo de su potencial para acomodarse a los ambiciosos objetivos de potencia instalada renovable (como se describe en el escenario V4), y por su contribución a la seguridad de suministro, tal y como ha sido analizado por los TSOs utilizando un método *ad hoc*.

5. SOLICITUD DE APOYO FINANCIERO A LA UE

De acuerdo con el Artículo 12 (4) del Reglamento europeo 347/2013, la distribución de los costes de la interconexión debe incluir una estimación de las rentas de congestión y “tendrán en cuenta los costes económicos, sociales y medioambientales y los beneficios de los proyectos en los Estados miembros de que se trate y la posible necesidad de apoyo financiero”. El Artículo 10(3) del Reglamento europeo 1316/2013 establece que la cantidad máxima del apoyo financiero de la UE no puede superar el 50 % de los costes del proyecto.

5.1 Elegibilidad del proyecto para obtener apoyo financiero de la UE: viabilidad comercial

La elegibilidad de los PCI a efectos de recibir apoyo financiero de la UE está determinada en el Artículo 14 (2) del Reglamento 347/2013 que establece que el ACB debe demostrar claramente que el proyecto “carece de viabilidad comercial de acuerdo con el plan estratégico y otras evaluaciones realizadas, en particular, por inversores o acreedores potenciales o, cuando proceda, por una autoridad reguladora nacional.” Las ARN consideran que estas condiciones se cumplen y que el proyecto es elegible, como se describe a continuación.

De acuerdo con el plan estratégico desarrollado por los promotores del proyecto, la cantidad de ingresos directos procedentes de las rentas de congestión o de los mecanismos compensatorios entre los TSOs se estima en 104 M€/año. Teniendo en cuenta los costes y beneficios soportados y disfrutados por los TSOs (CAPEX, OPEX; pérdidas e ingresos por congestión) a lo largo de los 25 años de vida útil del proyecto, el VPN de la disminución de ingresos representa 413 M€.

Considerando un reparto de 50/50 de los costes de inversión, el impacto estimado de la inclusión del proyecto en las tarifas de acceso de red de Francia y España es relativamente bajo (1,2% y 1,5 % respectivamente⁷). Sin embargo, estos proyectos no son las únicas inversiones en interconexiones que se construirán en estos países. Por ejemplo, en Francia, el proyecto del Golfo de Vizcaya representa el equivalente al 72% de los costes de inversión realizados en las interconexiones entre 2013 y 2016. También, se estima que la realización de las inversiones planificadas en interconexiones en los próximos 10 años supondrá un aumento total de las tarifas de un 3,5% en España. Por otra parte, la realización del proyecto del Golfo de Vizcaya aumentaría un 6,4%⁸/ 11%⁹ el valor de los activos fijos de RTE / REE, lo que deterioraría la situación financiera .

5.2 Externalidades

Además de la falta de viabilidad comercial, el Artículo 14(2) del Reglamento europeo No. 347/2013 se refiere a la necesidad de proporcionar indicios de “la existencia de externalidades positivas significativas, como la seguridad de suministro, la solidaridad o la innovación”. Más aun, el Artículo 4 del Reglamento (UE) No. 1316/2013 establece el criterio de la integración de mercados, la sostenibilidad y la seguridad de suministro como objetivos del Mecanismo de Interconexión para Europa (Connecting Europe Facility o CEF) al analizar las solicitudes de subvención. El proyecto del Golfo de Vizcaya contribuye claramente a estos tres objetivos.

⁷ Considerando la estructura actual de la demanda y los ingresos reconocidos de transporte y distribución

⁸ Al 31.12.2016, la base reguladora de RTE asciende a 13.728 M € (sin considerar los activos en construcción).

⁹ Según datos de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. auditados a 31.12.2016, el activo fijo de la sociedad es de 7.813 M € (sin considerar los activos en construcción).

Estas Externalidades son sin embargo indirectas, de tal forma que no compensan la falta de ingresos y de viabilidad comercial del proyecto indicada anteriormente.

5.2.1 Innovación

Como se ha indicado en el apartado 3.6, la ruta elegida para el proyecto del Golfo de Vizcaya introduce retos técnicos y, por tanto, beneficios en términos de innovación. El diseño de la interconexión a través del Golfo de Vizcaya presenta una serie de ventajas frente a otras alternativas, como son la posibilidad de maximizar el incremento de la capacidad en la frontera evitando congestiones internas, evitando obstáculos sociales y medioambientales. Las ARN creen que esta ruta motivará el desarrollo de interconexiones entre Francia y España, ahorrando varios años en comparación con una interconexión similar que cruzara los Pirineos.

Las características físicas de la frontera Francia-España hacen que el proyecto precise de soluciones técnicas innovadoras. Además, este proyecto puede convertirse en una referencia para futuros proyectos que tengan que superar desafíos técnicos similares y, adicionalmente, las tecnologías empleadas pueden beneficiar a otros promotores.

El proyecto presenta varios retos técnicos que requieren soluciones innovadoras en la parte submarina:

- el principal es el paso del cañón de Capbreton: la solución técnica que ha sido elegida para cruzar el cañón es una Perforación Horizontal Direccional (PHD), un tipo de excavación de microtúneles para la instalación de tuberías por debajo de la base del cañón, que empieza y termina en el mar (en profundidades de 20 a 35 metros). Esta técnica especial de construcción ha sido ampliamente utilizada en tierra, pero es sumamente innovadora al aplicarse en el mar en el proyecto del Golfo de Vizcaya. Esta aplicación excepcional implicará el empleo de plataformas lejos de la costa y una configuración específica de los equipos de perforación. Adicionalmente, para la instalación de los cables a través de las tuberías se necesitarán recursos marinos y una metodología específicos para su instalación.
- el sistema de cableado submarino de alta tensión tiene actualmente limitaciones técnicas en relación a la profundidad máxima de instalación, alrededor de 1600 m. La existencia del cañón de Capbreton y su gran profundidad y su lejanía de la costa francesa requiere que la ruta submarina siga las plataformas continentales, paralela a los litorales español y francés, lo que implica una mayor extensión de la longitud del cable de 70 km (+25%).

El proyecto del Golfo de Vizcaya también requiere el diseño e implementación de soluciones innovadoras en las secciones terrestres:

- del lado francés, la ruta del proyecto discurre por una sección de 80 km, que será, cuando esté realizada, la sección terrestre más extensa para un cable subterráneo de corriente continua (HVDC) de todas las interconexiones europeas construidas o planeadas hasta el momento. No solo la longitud de la sección en Francia es un desafío; también las condiciones del suelo en el área del Medoc exigen una especial atención al comportamiento térmico del sistema de cableado y un diseño específico de las zanjas, relleno y del propio sistema de cableado, para poder cumplir con las especificaciones de la interconexión;
- en el lado español, una corta sección de electrificación elevada (OHL) debe diseñarse. El hecho de que no se tenga un sistema de cableado continuo aislado entre el cable submarino HVDC y la sección de OHL tiene consecuencias relevantes para el diseño del equipamiento, principalmente por la dificultad de identificar de manera fidedigna, en caso de fallo, el lugar del problema – el cable o la sección de OHL. Esta nueva situación afectará al diseño del sistema de las estaciones convertoras y también a su configuración (puente medio/llevo), a la coordinación de las protecciones, a la coordinación del nivel de aislamiento, a la interfase cable físico/ OHL que se deben instalar.

Además de estos desafíos en la construcción, el proyecto del Golfo de Vizcaya abre nuevos interrogantes en relación a la seguridad del sistema por la mezcla de interconexiones síncronas y asíncronas, lo que nunca se ha probado en esta frontera. La interconexión de corriente continua del Golfo de Vizcaya trabajará en paralelo con otras líneas de corriente alterna y con el enlace de HVDC Baixas-Santa Llogaia en la frontera este. Por ello, resulta necesaria una solución innovadora de gestión de control de energía para la transferencia de capacidad entre la Península Ibérica y Francia, para poder llevar a cabo una coordinación eficiente entre los enlaces HVDC del este y del oeste, con las líneas de corriente alterna y así maximizar la capacidad de transferencia posible, garantizando la seguridad del suministro.

Los TSOs han estimado un sobrecoste de 1000 M€ en comparación con una línea aérea de 2000 MW. Esta cifra, sin embargo, ha de discutirse teniendo en cuenta el diseño actual de las interconexiones alternativas, sobre todo el terreno y los refuerzos necesarios en ambas redes.

5.2.2 Seguridad de suministro

REE y RTE han estimado el valor de la seguridad de suministro en 470 M€ considerando el coste evitado en generación que conlleva la nueva interconexión. Sin embargo, la seguridad de suministro es un concepto más amplio que la cobertura de la demanda. El desarrollo de la integración del mercado europeo también conduce a niveles más altos de interdependencia entre los Estados miembros. En suma, las interconexiones se han convertido en un elemento clave en la seguridad del suministro a nivel de la UE, permitiendo a la comunidad beneficiarse de la

integración de sus socios a un coste eficiente. Así, el desarrollo de la capacidad de interconexión entre España y Francia beneficia la resiliencia del sistema eléctrico europeo. El proyecto del Golfo de Vizcaya contribuye a mejorar la seguridad de suministro de electricidad en la Península Ibérica y Francia. Considerando el tamaño y la situación geográfica de estos países, la estabilidad de sus correspondientes sistemas eléctricos también beneficia significativamente al resto de la Unión Europea. Además, la seguridad de suministro puede aumentar debido a aspectos distintos de la estabilidad, como por ejemplo, por realizarse un uso más eficiente de los recursos en tiempo real mediante el intercambio de energías de balance entre Estados miembros.

5.2.3 Integración del mercado

Al aumentar de 2800 MW a 5000 MW la capacidad de interconexión entre España y Francia, el proyecto del Golfo de Vizcaya tendrá un papel clave en la integración de la Península Ibérica en el mercado eléctrico europeo (acentuando notablemente la convergencia de precios entre la Península Ibérica y la Europa continental). En concreto, ayudará a salvar la actual distancia con el nivel objetivo de capacidad de interconexión del 10 %. Debido a su localización específica al oeste, este proyecto hace un mejor uso de las redes existentes y, por tanto, ayuda a limitar la necesidad de refuerzos internos y alivia las congestiones. Esta externalidad no puede ser monetizada.

5.2.4 Sostenibilidad

Los resultados del análisis de costes y beneficios (ACB) del proyecto son muy dependientes de los supuestos relativos al desarrollo de la generación de FER. Los resultados son altamente positivos en la visión 4 del escenario del TYNDP (VPN¹⁰ estimado de 957M€). También conocido como “Revolución Verde Europea”, este escenario asume un desarrollo coordinado de la generación de FER en la UE, permitiendo una distribución óptima de la nueva capacidad. Por lo tanto, la Visión 4 redistribuye la potencia instalada de FER entre toda Europa, con el objetivo de concentrar los esfuerzos en la integración de las FER en los lugares en los que se maximizan los beneficios para los consumidores finales. La Península Ibérica es una de las zonas con un mayor potencial en generación solar. Otro factor que ayuda a la instalación de energía solar en España es la baja densidad de población que deja mucha superficie disponible. Además, aparentemente las tecnologías solares han alcanzado la paridad de red de acuerdo con el resultado de las últimas subastas celebradas en España. Más aún, en las últimas subastas parece que la producción solar fotovoltaica ha sido adjudicada percibiendo el precio de mercado. En consecuencia, la visión 4 considera un gran despliegue de energía solar en España. Al paliar las restricciones de los flujos de electricidad al mercado del resto de la UE, el proyecto del Golfo de Vizcaya puede aumentar la producción renovable y, por lo tanto, motivar su fuerte desarrollo en España y Portugal. Tal desarrollo contribuiría a la consecución de los objetivos de la Unión Europea en política energética.

En contraste con la Visión 4, los escenarios Visión 1 y Visión 2 recogen la posibilidad de incumplimiento de la hoja de ruta de 2050 y la falta de implementación de medidas adicionales después de 2020 para estimular la instalación de energías renovables, más allá de los esquemas de apoyo locales. En la Visión 3, el mix de generación en 2030 se encuentra en camino para conseguir los objetivos, pero a través de esquemas paralelos de medidas nacionales, sin abordar un método óptimo.

Si el proyecto se contempla como clave para el conjunto de la política europea, imprescindible para la consecución de la Visión 4, la posibilidad de que esta política no sea implementada traería una pérdida para Europa que debería ser monetizada. Una aproximación del valor de esta política europea podría estimarse como la diferencia entre las estimaciones del VPN de la Visión 4 (957 M€) y la media de todos los escenarios posibles (222 M€). Esto significaría que **el valor del proyecto en términos de implementación de las medidas de la UE puede ser monetizado en 735 M€.**

Finalmente, el proyecto del Golfo de Vizcaya podría facilitar la entrada en Europa de importantes cantidades de energía renovable procedente del Norte de África, favoreciendo el desarrollo de una interconexión más fuerte con este continente, contribuyendo en este sentido a conseguir los compromisos renovables.

5.3 Conclusión de la solicitud de subvención

En la Declaración de Madrid, los Jefes de Estado de Francia, España y Portugal, así como el Presidente de la Comisión, enfatizaron la importancia de promover el desarrollo de las interconexiones de electricidad entre España y Francia, en particular para alcanzar el objetivo de conexión del 10 %. También subrayaron en concreto que “el desarrollo de dichas infraestructuras se debería beneficiar de todo el apoyo disponible en el plano europeo, en especial, a través del Instrumento para la Interconexión en Europa, los Fondos Estructurales y el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas”.

El proyecto del Golfo de Vizcaya conlleva varias externalidades de las que no sólo se van a beneficiar los países donde residen las instalaciones, sino también los promotores de otros proyectos y la Unión Europea en su totalidad. Algunas de estas externalidades, como la contribución al objetivo de la UE de que la interconexión alcance el 10 % no pueden ser monetizadas. El resto de las externalidades se han sido monetizado según diversas estimaciones, tal y como se ha indicado anteriormente.

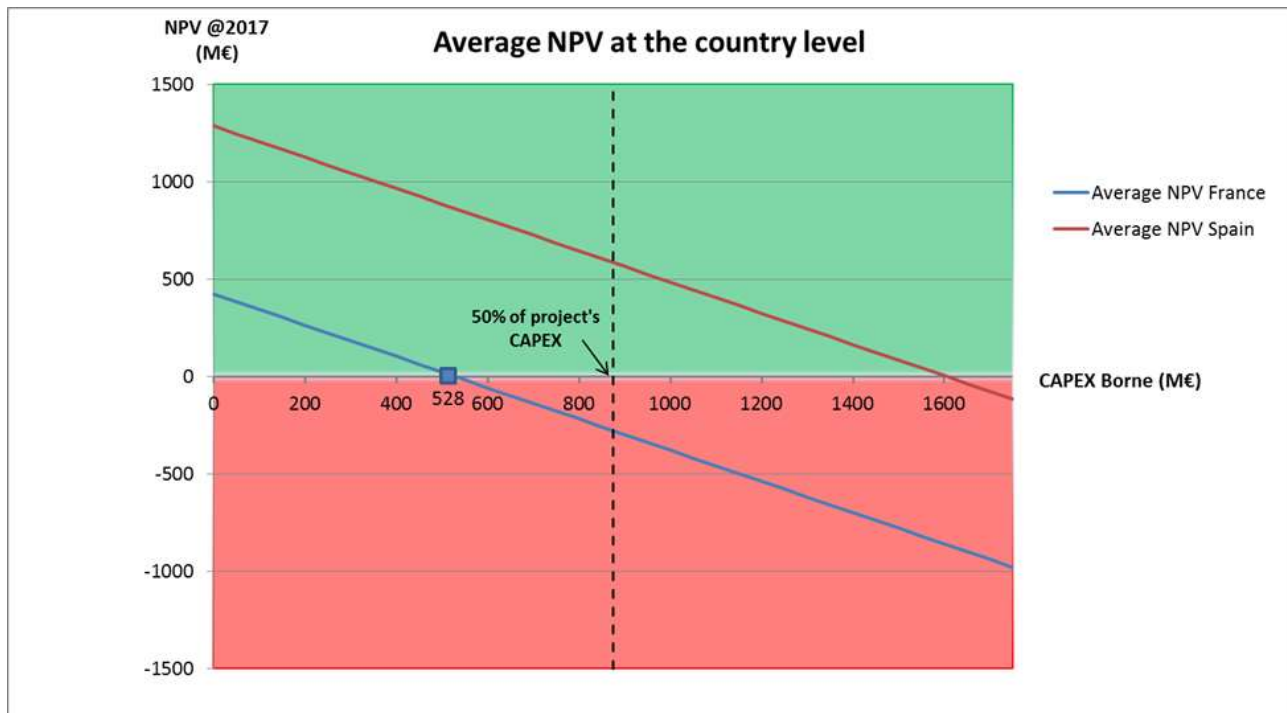
Como consecuencia de esto, la CRE y la CNMC concluyen que el proyecto del Golfo de Vizcaya debe beneficiarse de un ambicioso – pero siempre por debajo del límite teórico del 50 % - apoyo financiero por parte de la Unión Europea que se estima en el 40% del coste del proyecto, es decir, en 700 M€.

¹⁰ incluidos los beneficios de la monetización de la seguridad del suministro

6. Decisión de distribución transfronteriza de los costes

El análisis de coste-beneficio desarrollado a nivel nacional revela que los costes y beneficios del proyecto están muy desequilibrados: el 68 % de las inversiones tendrán lugar en Francia, y el 32 % en España, mientras que el 35 % de los beneficios de los países donde se encuentra situada la interconexión serán obtenidos en Francia y el 65 % en España, debido a que la Península Ibérica es un área periférica de Europa.

Teniendo en cuenta la solicitud de inversión, y 40 M€/año de beneficios adicionales por seguridad de suministro (compartida igualmente entre Francia y España), la gráfica siguiente presenta el VPN medio del proyecto (en los cuatro escenarios del TYNDP) para Francia y España, dependiendo de los CAPEX soportados por RTE y REE respectivamente:



Esta gráfica muestra que el VPN francés comienza a ser negativo cuando la contribución de RTE al proyecto exceda de 528 M€ (mientras que el 68 % de los costes se localizan en territorio francés y el 32% en territorio español).

Teniendo en consideración al análisis de la solicitud de inversión y las conclusiones arriba descritas, la CRE y la CNMC reconocen la necesidad de basarse en una ACBC (CBCA, por sus siglas en inglés), para evitar que el VPN francés sea negativo. Los cálculos muestran que para alcanzar este objetivo, la contribución de RTE a los costes de inversión del proyecto del Golfo de Vizcaya no puede exceder de 528 M€.

Las ARN entienden que el proyecto es una parte fundamental en la política constructiva de la UE y que una parte importante de los beneficios estimados recaerán en el conjunto de Europa y no solo en la Península Ibérica. Por ello, y considerando lo expuesto en la Sección 5, las ARNs apoyan la solicitud de los TSOs de una subvención del CEF de 700 M€.

Partiendo de las hipótesis de reparto de los TSOs de 50/50 de los costes de inversión, ambos países aportarán 875 M€ al proyecto. CRE y CNMC acuerdan que la ayuda financiera de la UE debería asignarse para que el VPN francés sea neutro (es decir, que 350 M€ deberían ser retribuidos a RTE independientemente de la cantidad de la subvención). Si la financiación recibida del CEF es menor de 350 M€, la CNMC y la CRE acordarán una revisión de la distribución de costes, de tal forma que se garantice la rápida implementación del proyecto del Golfo de Vizcaya.

- Reparto de costes de operación

Como se ha establecido en el apartado 2, estos costes serán repartidos de acuerdo con el siguiente esquema de distribución de los costes de operación y mantenimiento del proyecto: RTE soportará el 60% mientras que REE sustentará el 40% restante. Así, los costes relativos a los daños en el cable submarino se compartirán siguiendo este esquema, sin importar el lugar del incidente.

- Tratamiento de potenciales sobrecostes

REE soportará los sobrecostes hasta una contribución neta¹¹ sobre el CAPEX de 875 M€. Cualquier coste adicional por encima de dicha cantidad, será sustentada en un 62.5% por REE, y un 37.5% por RTE (lo que se corresponde con la cantidad relativa del CAPEX cubierta respectivamente por REE y RTE, asumiendo que RTE obtiene 350M€ de subvención: 875M€ por REE y 525M€ por RTE).

Como se indica en el párrafo 5 del artículo 12 del Reglamento (UE) N° 347/2013, las ANR prestarán especial atención a la eficiencia de los costes incurridos por los TSOs.

Se asegurará, a través de las regulaciones nacionales de incentivos - p.e. como se describe en la decisión de la CRE sobre el TURPE 5¹² - que los TSOs tengan los incentivos necesarios para minimizar la magnitud de dichos sobrecostes. En particular, este mecanismo considerará los posibles sobrecostes previos a las subvenciones.

- Tratamiento de las rentas de congestión

Las rentas de congestión del proyecto se repartirán en una proporción 50/50 entre RTE y REE, tal como se ha asumido en los cálculos anteriores. Sin embargo, si el proyecto resultara más beneficioso que lo inicialmente previsto, se aplicarán mecanismos específicos para redistribuir estos beneficios adicionales.

Más concretamente, los cálculos anteriores consideran que, sin del proyecto del Golfo de Vizcaya, la capacidad de interconexión disponible entre Francia y España sería de 2,4 GW cuando la energía fluye desde España a Francia y de 2,8 GW en la dirección opuesta. El proyecto del Golfo de Vizcaya incrementa la capacidad nominal de interconexión a 5 GW en ambas direcciones.

Los beneficios finales del proyecto pueden estimarse sobre la base de la tasa de utilización de la capacidad adicional aportada por el proyecto del Golfo de Vizcaya (2.6 GW en el sentido España Francia y 2.2 GW en el sentido Francia España). La tasa de utilización prevista en esta decisión es del 50%, en línea con las 4 visiones del TYNDP tomadas en consideración en los cálculos realizados por los TSOs en 2020 y 2030.

Asimismo, la tasa de utilización final se calculará al dividir los flujos finales (flujos de más de 2.4 GW en la dirección España Francia y de más de 2.8 GW en la dirección Francia España) entre la capacidad disponible nominal adicional (2.6 GW en el sentido de España a Francia y 2.2 GW desde Francia a España).

Cualquier punto adicional de la tasa de utilización adicional más allá de la tasa prevista dará lugar a un pago de RTE a REE de 0.3 M€, en coherencia con el excedente bruto previsto (neto de pérdidas de energía) y el esquema que establece que RTE debe transferir a REE el 25% de los beneficios extra obtenidos de la interconexión (de manera que España obtiene el 62.5 % de los beneficios adicionales y Francia el 37.5%)¹³.

En caso de que la tasa de utilización resulte ser inferior a la prevista para un año dado N, la transferencia de RTE a REE se reducirá en consecuencia al siguiente año N + 1, a menos que corresponda una transferencia negativa para este año (N + 1), en cuyo caso, no se realizará ninguna transferencia y el resto se pasará al año siguiente (N + 2).

El mecanismo descrito anteriormente se aplicará durante 25 años. Si el resultado es negativo al final de los 25 años, no se realizará ninguna transferencia de REE a RTE. Tras 10 años de funcionamiento de la interconexión, las ANR evaluarán este mecanismo específico y, en consecuencia, podrán acordar un mecanismo diferente.

¹¹ Contribución neta: costes de inversión efectivamente comprometidos por REE menos el importe de ayuda financiera recibida por REE

¹² <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-htb3>

¹³ Se supone ficticiamente que los beneficios adicionales son por defecto compartidos 50/50 entre Francia y España. Si RTE transfiere el 25% del beneficio extra francés a REE, REE recupera el 12,5% de los beneficios adicionales totales, terminando con el 62,5% del total de los beneficios adicionales.

Anexo 1

La tabla siguiente detalla los diferentes flujos de caja para el escenario V1 bajo el supuesto de una tasa de disponibilidad del 100% y sin tener en cuenta beneficios adicionales de seguridad de suministro.

Calculando un VPN en 2017 con una tasa de descuento del 4% da como resultado la cifra que se presenta en este documento.

Año	CAPEX	OPEX	Escenario V1			Flujo de caja total anual
			Pérdidas	Ahorros de combustible	Otros	
2016	(5,7)					(6)
2017	(7,9)					(8)
2018	(4,3)					(4)
2019	(1,8)					(2)
2020	(25,6)					(26)
2021	(172,6)					(173)
2022	(569,1)					(569)
2023	(519,3)					(519)
2024	(375,8)					(376)
2025	(67,8)	(10,2)	(32,2)	147,2	0	37
2026		(10,2)	(33,1)	139,8	0	97
2027		(10,2)	(34,0)	132,5	0	88
2028		(10,2)	(35,0)	125,1	0	80
2029		(10,2)	(35,9)	117,8	0	72
2030		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2031		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2032		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2033		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2034		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2035		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2036		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2037		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2038		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2039		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2040		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2041		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2042		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2043		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2044		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2045		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2046		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2047		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2048		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63
2049		(10,2)	(36,8)	110,4	0	63