



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

# ANÁLISIS MULTICRITERIO DE PROYECTOS DE INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS TRANSFRONTERIZAS

Autor/es

**M<sup>a</sup> PILAR GASCÓN ZARAGOZA**

Director/es

**JOSE M<sup>a</sup> YUSTA LOYO**

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2019

## RESUMEN

### ANÁLISIS MULTICRITERIO DE PROYECTOS DE INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS TRANSFRONTERIZAS

La evaluación de los proyectos enmarcados en la planificación de infraestructuras eléctricas europeas constituye una compleja tarea de análisis dada la gran cantidad de factores involucrados y existiendo múltiples objetivos, criterios, participantes y alternativas.

Este trabajo aporta una visión integral mediante la consideración de criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales para la selección de proyectos mediante un tratamiento multidimensional del problema.

Se realiza en primer lugar, un análisis del estado de la planificación de las redes eléctricas europeas, así como de la normativa asociada y de los corredores eléctricos relacionados con los Proyectos de Interés Común (PIC) de la Unión Europea de los que forman parte las infraestructuras españolas de conexión transfronteriza.

En segundo lugar, se describe la metodología de análisis coste beneficio (CBA) seguida por la Unión Europea para el análisis de los proyectos y que constituye la base de selección de los PIC, para pasar en tercer lugar al análisis de las metodologías multicriterio, justificando la elección del método AHP (Analytic Hierarchy Process) para la priorización de proyectos y proponiendo una metodología propia para la priorización de proyectos en base a los resultados de la metodología CBA.

Se aplica dicha metodología para la selección y jerarquización de los proyectos seleccionados, exponiendo los resultados obtenidos, según los cuales se puede considerar que la metodología es coherente, demostrando como el análisis realizado favorece la comprensión de proyectos tan grandes y complejos y facilitando una herramienta que permite la priorización de la cartera de proyectos con un método claro y explícito, permitiendo a su vez la simulación de diferentes valoraciones y decisiones.

## ÍNDICE

<b>1. OBJETO Y ALCANCE .....</b>	<b>6</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
<b>3. NORMATIVA.....</b>	<b>7</b>
<b>4. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA.....</b>	<b>11</b>
4.1. ESCENARIOS .....	12
4.2. EL CORREDOR NORTE-SUR OESTE: NUESTRO CORREDOR (NSI WEST) .....	14
<b>5. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS COSTE BENEFICO (CBA) DE LA UNIÓN EUROPEA .....</b>	<b>16</b>
5.1. INDICADORES DE TIPO BENEFICIO .....	18
5.1.1. B1. BIENESTAR SOCIOECONÓMICO (Socio-Economic Welfare (SEW)).....	18
5.1.2. B2. VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO2 .....	19
5.1.3. B3. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES (Renewable Energy Sources (RES)).....	19
5.1.4. B4. LA VARIACIÓN EN EL BIENESTAR SOCIAL COMO RESULTADO DE LA VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO2 Y LA INTEGRACIÓN DE RES.....	19
5.1.5. B5. LA VARIACIÓN EN LAS PÉRDIDAS DE LA RED.....	19
5.1.6. B6. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA ADECUACIÓN PARA SATISFACER LA DEMANDA .....	20
5.1.7. B7. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA .....	20
5.1.8. B8. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: ESTABILIDAD DEL SISTEMA .....	20
5.2. INDICADORES DE TIPO IMPACTO RESIDUAL .....	20
5.2.1. S1. EL IMPACTO AMBIENTAL RESIDUAL .....	21
5.2.2. S2. EL IMPACTO SOCIAL RESIDUAL.....	21
5.2.3. S3. OTROS IMPACTOS .....	21
5.3. INDICADORES ECONÓMICOS .....	21
5.3.1. C1. GASTOS DE CAPITAL (CAPEX) .....	21
5.3.2. C2. COSTES DE OPERACIÓN (OPEX).....	21
<b>6. ANÁLISIS DE DECISIONES MULTICRITERIO .....</b>	<b>23</b>
6.1. FUNDAMENTOS.....	23
6.1.1. CONCEPTOS.....	23
6.1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE DECISIÓN .....	23
6.2. MÉTODOS MULTICRITERIO PARA LA TOMA DE DECISIONES .....	24
6.2.1. PROCESO JERÁRQUICO DE ANÁLISIS O MÉTODO AHP .....	25
<b>7. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS.....</b>	<b>28</b>
7.1. ALGORITMO DE LA METODOLOGÍA .....	28

7.2.	SELECCIÓN DE PIC .....	30
7.2.1.	PIC 2.7: INTERCONEXIÓN ES-FR DEL GOLFO DE VIZCAYA.....	31
7.2.2.	PIC 2.27.1: INTERCONEXIÓN ES-FR ARAGÓN-PIRINEOS ATLÁNTICOS.....	31
7.2.3.	PIC 2.27.2: INTERCONEXIÓN ES-FR NAVARRA-LANDES.....	32
7.2.4.	PIC 2.17: INTERCONEXIÓN ES-PT ESPAÑA-PORTUGAL.....	32
7.3.	RECOPIACIÓN DE RESULTADOS DE INDICADORES SEGÚN METODOLOGÍA CBA .....	33
7.4.	NORMALIZACIÓN DE VALORES SEGÚN EL PAIS OBJETIVO.....	33
7.5.	CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ NORMALIZADA RESPECTO AL TOTAL DE PROYECTOS 34	
7.6.	APLICACIÓN DEL MÉTODO AHP .....	35
7.6.1.	SELECCIÓN DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS.....	35
7.6.2.	PONDERACIÓN DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS .....	36
7.6.3.	CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE DECISIÓN: PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS.....	42
<b>8.</b>	<b>RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO A LOS PROYECTOS SELECCIONADOS.....</b>	<b>44</b>
8.1.	RESULTADOS DE LOS INDICADORES SEGÚN LA METODOLOGÍA CBA DE LA UE Y VALORES NORMALIZADOS .....	44
8.2.	DIFERENTES POSTURAS DE DECISIÓN: VALORACIONES DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS. ....	48
8.2.1.	PONDERACIÓN DE CRITERIOS .....	48
8.2.2.	PONDERACIÓN DE SUBCRITERIOS.....	48
8.2.3.	ÁRBOL DE PONDERACIÓN DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS .....	50
8.3.	RESULTADOS DE APLICACIÓN DEL MÉTODO AHP.....	51
8.3.1.	CRITERIO ECONÓMICO INCLUIDO EN PONDERACIÓN .....	51
8.3.2.	ANÁLISIS BIDIMENSIONAL: CRITERIOS ECONÓMICO, SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL VS CRITERIO ECONÓMICO.....	52
8.4.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	53
8.5.	COSTE DE LA NUEVA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA INSTALADA .....	54
<b>9.</b>	<b>CONCLUSIONES Y APORTACIONES.....</b>	<b>55</b>
<b>10.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>57</b>
<b>11.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>59</b>
	ANEXO I. HERRAMIENTA EXCEL DE TRABAJO CON RESULTADOS DE LOS PIC SELECCIONADOS .....	59
	ANEXO II. COYUNTURA ENERGÍA ELÉCTRICA ESPAÑA 2018: DATOS RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE) .....	63
	ANEXO III. MATRICES DE VALORACIÓN DEL MÉTODO AHP .....	74
<b>12.</b>	<b>ÍNDICE DE MAPAS, TABLAS Y FIGURAS .....</b>	<b>80</b>

## 1. OBJETO Y ALCANCE

La evaluación de los proyectos de infraestructuras eléctricas enmarcados en la planificación de infraestructuras europea constituye una compleja tarea de análisis dada la gran cantidad de factores involucrados y existiendo múltiples objetivos, criterios, participantes y alternativas. El Trabajo Fin de Máster “Análisis multicriterio de proyectos de interconexiones eléctricas transfronterizas” tiene como objeto aportar una visión integral mediante la consideración de criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales para la selección de proyectos mediante un tratamiento multidimensional del problema.

En primer lugar, se realiza un análisis del estado del arte de la planificación de las redes eléctricas europeas, así como de la normativa asociada. Para pasar a ver cuáles son los corredores europeos centrándonos en el corredor Norte-Sur Oeste en el que se ubica España con los Proyectos de Interés Común que constituyen las interconexiones eléctricas seleccionadas para el país.

En segundo lugar, se describe cual es la metodología seguida por la Unión Europea para el análisis de los proyectos y que se supone constituye la base para la selección de los mismos.

En tercer lugar, se analizan los métodos multicriterio para la toma de decisiones, justificando la aplicación del método “Analytic Hierarchy Process” AHP, realizando una propuesta metodológica para la realización de un modelo de evaluación de los proyectos.

Y por último se aplica la metodología propuesta para la selección y jerarquización de los proyectos seleccionados exponiendo los resultados obtenidos, así como las conclusiones del trabajo.

## 2. INTRODUCCIÓN

La energía es esencial para nuestras vidas, no únicamente por las actividades propias del sector, sino porque en sus diferentes formas constituye una prestación fundamental para nuestro confort y calidad de vida.

Para alcanzar un desarrollo energético eficiente se deben superar los retos tecnológicos para producir la energía necesaria, el reto de convertir la energía en un flujo global que permita la disponibilidad en cualquier punto y hacerla sostenible dando cumplimiento a los retos medioambientales a los que nos enfrentamos, así como a los requisitos de calidad y servicio.

En España el sector energético depende todavía fuertemente de las fuentes de energía convencionales y esto implica una elevada dependencia del exterior. También la situación de crisis de los últimos años ha desacelerado la creciente demanda energética.

Precisamos ser independientes energéticamente y reducir la necesidad de abastecimiento exterior, creando un mix energético diversificado que fomente el uso de los recursos autóctonos y renovables y favoreciendo actuaciones que incentiven el ahorro y uso eficiente de la energía, sufragando el desarrollo social y económico y resguardando el medio ambiente.

La Unión Europea (UE) ha desarrollado una política energética ambiciosa basada en la necesidad de una energía segura, competitiva y sostenible, estableciendo unos objetivos ambiciosos que se deben alcanzar a nivel comunitario, relativos a eficiencia, al desarrollo de

energías renovables y a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, siendo necesario que los Estados Miembro trabajen en aras de la creación de un mercado energético integrado.

En este contexto, la interconexión eléctrica juega un papel fundamental para la creación de un mercado único interno que funcione y se encuentre totalmente interconectado, de manera que la energía sea más barata y accesible para todos. Siendo esencial el abastecimiento y la seguridad de suministro, pero respondiendo a las necesidades de desarrollo social y económico de las regiones y la cohesión, hecho que pone de manifiesto la necesidad de coordinación y consenso de todos los agentes involucrados.

### 3. NORMATIVA

La Unión Europea (UE) está actualizando su marco de política energética [1] de una manera que facilitará la transición de energía limpia y la adaptará al siglo XXI. El 30 de noviembre de 2016, la Comisión Europea presentó un nuevo paquete de propuestas, el Paquete de Energía Limpia para Todos los Europeos [2], con el objetivo de proporcionar el marco legislativo estable necesario, y así dar un paso significativo hacia la creación de la Unión de la Energía y su cumplimiento.

El nuevo marco de políticas brinda seguridad regulatoria, en particular a través de la introducción de los primeros planes nacionales de energía y clima, alentando la realización de inversiones en este sector.

Las Directivas europeas marcan los objetivos que deben alcanzar los Estados Miembro y fijan una fecha límite para su transposición a la normativa nacional. Siendo cada Estado Miembro el que elige los medios mediante los cuales se alcanzarán dichos objetivos. Actualmente, las Directivas vigentes en la UE en grandes bloques son la Directiva (UE) 2018/2001 de 11 de diciembre de 2018 [3] relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la Directiva (UE) 2018/2002 de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética [4] y la Directiva 2019/944 de 5 de junio de 2019 – sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (versión refundida) [5], que derogará la Directiva 2009/72/CE – Normas para el mercado interior de la electricidad [6]. Existen otras muchas, pero estas tres rigen los tres grandes pilares energéticos: Energías Renovables; Eficiencia Energética e Infraestructuras eléctricas.

Estamos pues inmersos en plena transición energética y se han fijado dos nuevos objetivos para la UE para el año 2030: Un objetivo vinculante de energía renovable de al menos el 32% y un objetivo de eficiencia energética de al menos el 32,5% con una posible revisión en 2023. Estos ambiciosos objetivos, se supone que estimularán la competitividad industrial en Europa, impulsarán el crecimiento y el empleo, reducirán las facturas de energía, ayudarán a combatir la pobreza energética y mejorarán la calidad de aire. Cuando estas políticas estén completamente implementadas, darán lugar a reducciones de emisiones de entorno al 45% para el 2030 en comparación con 1990 (objetivo de reducción del 40%).

Para lograr un objetivo a largo plazo de reducción de gases de efecto invernadero, el marco también establece un sistema de gobierno sólido para la Unión de la Energía y describe medidas específicas para el sector de la construcción, el mayor consumidor de energía en Europa con elevado potencial de ahorro en términos de eficiencia energética.

Estos nuevos objetivos han desempeñado un importante papel en los preparativos de la Comisión para su visión a largo plazo para una Europa neutral para el clima para 2050, publicada el 28 de noviembre de 2018.

El paquete incluye 8 propuestas legislativas diferentes (cada una con una evaluación de impacto vinculada), y se llegó a un acuerdo político en cinco de los ocho archivos, como se muestra a continuación (a diciembre de 2018):

- Rendimiento energético en edificios (comunicado de prensa 17/04/2018, preguntas y respuestas, hoja informativa)
- Energía renovable (comunicado de prensa 14/06/2018, hoja informativa)
- Eficiencia energética (comunicado de prensa 19/06/2018, hoja informativa)
- Gobernanza (comunicado de prensa 20/06/2018, hoja informativa)
- Reglamento de preparación ante riesgos (comunicado de prensa 22/11/2018)
- Diseño del mercado eléctrico (la regulación de la electricidad y la directiva de electricidad)
- Reglas para el regulador ACER (comunicado de prensa 12/12/2018)

En la tabla 1 se muestra el paquete de medidas y su estado actual (a 4 de diciembre de 2018)

	PROPUESTA COMISIÓN EUROPEA	NEGOCIACIONES INTER-INSTITUCIONALES	ACEPTACIÓN EN EL PARLAMENTO EUROPEO	ACEPTACIÓN EN EL CONSEJO	PUBLICACIÓN OFICIAL
Rendimiento energético en edificios	30/11/2016	Acuerdo político	17/04/2018	14/05/2018	-
Energías renovables	30/11/2016	Acuerdo político	13/11/2018	04/12/2018	-
Eficiencia energética	30/11/2016	Acuerdo político	13/11/2018	04/12/2018	-
Gobernanza	30/11/2016	Acuerdo político	13/11/2018	04/12/2018	-
Regulación de la electricidad	30/11/2016	En trámite	-	-	-
Directiva sobre electricidad	30/11/2016	En trámite	-	-	-
Reglamento preparación ante riesgos	30/11/2016	Acuerdo político	-	-	-
ACER	30/11/2016	Acuerdo político	-	-	-

Tabla 1. Paquete “Energía limpia para todos los europeos (2018) (elaboración propia)”

El paquete 'Energía limpia para todos los europeos' tiene como objetivo ayudar al sector energético de la UE a ser más estable, más competitivo, más sostenible y adecuado para el siglo XXI. Con el fin de estimular la inversión en la transición de energía limpia, los tres objetivos principales del paquete son:

- Poner en cabeza la eficiencia energética.
- Alcanzar el liderazgo global en energías renovables.
- Proporcionar un trato justo para los consumidores.

También tiene el potencial de ser bueno para los consumidores, allanando el camino para reducir las facturas, una mejor calidad de vida, y más oportunidades para que las personas produzcan su propia energía limpia.

Al lograr estos objetivos, este paquete también puede maximizar el liderazgo de la UE en la transición de energía limpia y en la lucha contra el cambio climático, además de ayudar a los países que no pertenecen a la UE a alcanzar sus objetivos políticos.

Mediante la “Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo: Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10% [7], preparación de la red eléctrica europea de 2020” del 25 de febrero de 2015 (COM (2015) 82 final) se marcó el objetivo de alcanzar una interconexión del 10% pero en noviembre de 2017 se aumenta dicho objetivo, dada la ejecución de Proyectos de Interés Común (PIC) en los últimos años, mediante la “Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Comité económico y social Europeo y al Comité de las Regiones: Reforzar las redes energéticas de Europa” (COM (2017) 718 final).

Actualmente diecisiete de los Estados miembro ya han alcanzado el objetivo del 10% mejorando su comercio eléctrico y bajando sus precios mayoristas. Siete Estados más están en proceso de alcanzar el objetivo del 10% en 2020 con la finalización de los PIC en construcción. Pero es necesario un esfuerzo adicional para integrar, en particular, la península ibérica en Europa sudoriental y a Polonia e Irlanda. El objetivo planteado para el 2030 es del 15% de interconexión.

Los estados miembro que no cumplan alguno de estos umbrales deberán incorporar medidas en el caso de que se activen cualquiera de los siguientes umbrales:

- Se debe tratar de minimizar las diferencias en cuanto a precios del mercado mayorista. Las interconexiones adicionales deberían de ser prioritarias si el diferencial de precios supera un umbral indicativo de 2€/MWh entre Estados miembros, regiones o zonas de oferta, para garantizar que todos los consumidores se benefician del mercado interior de manera comparable.
- Además, los países en los que la capacidad nominal de transporte de los interconectores sea inferior al 30% de su carga máxima deberán examinar la incorporación de nuevos interconectores.
- Así como los países en los que la capacidad nominal de transporte de los interconectores sea inferior al 30% de su capacidad instalada de producción de energía a partir de fuentes renovables deberán examinar la incorporación de nuevos interconectores.

El siguiente mapa muestra la situación de los estados miembro. El verde indica que cumple los tres umbrales, el amarillo indica que cumple dos de los tres y el rojo que cumple uno o ninguno.





Mapa 1. Situación de los Estados miembro respecto a los tres umbrales.[8]

El Reglamento (EU) 347/2013 [9] introdujo una serie de disposiciones con el objeto de promover la interconexión de la red europea. Este Reglamento constituye una gran herramienta para la consecución de los objetivos y contribuye a la reducción del fragmentado mercado europeo y erradicar el aislamiento de las áreas más desfavorecidas.

Dicho reglamento introduce el concepto de Proyectos de Interés Común (PIC) que, en el sector eléctrico, comprende las infraestructuras de transporte, almacenamiento y redes inteligentes. Los proyectos clasificados como PIC son considerados necesarios para la implementación de los corredores energéticos. Cuando un proyecto se clasifica como PIC se puede beneficiar de los mecanismos establecidos por la UE para su desarrollo. Los proyectos PIC son proyectos clave para el desarrollo de la infraestructura energética de la UE y la consecución de los objetivos energéticos y la política energética. La UE elabora una lista de PIC cada dos años, la última se adoptó en noviembre de 2017 y la próxima se publicará en octubre de 2019.

En cuanto a gobernanza, el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo del 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y la Acción por el Clima en lo que se refiere a “Mercado interior de la energía” [10] establece el 15% mínimo de interconexión en el 2030 y el establecimiento de los mecanismos (proyectos clave relativos a la infraestructura de transporte) necesarios, estableciendo como obligatorios los objetivos e hitos de la COM (2017) 718 final, como se ha comentado anteriormente

## 4. PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

La planificación energética constituye una herramienta básica para la previsión de necesidades futuras y de las actuaciones a llevar a cabo para lograr la consecución de los objetivos planteados. La planificación es utilizada en todos los sectores de actividad, pero en el ámbito energético cobra especial importancia, dado que la prestación de servicios energéticos está fuertemente condicionada por las infraestructuras que dan soporte a esta actividad y que requieren un largo periodo de maduración desde que se identifica la necesidad de las mismas hasta su puesta en marcha. Es pues esencial, la anticipación y la adaptación a la cambiante realidad.

La mayor parte de las actividades vinculadas a la actividad energética se realizan en régimen de libre competencia, razón por la cual la planificación energética es en su mayor parte indicativa, teniendo en cuenta las previsiones sobre el comportamiento a futuro de la demanda, los recursos necesarios para dar dicho servicio, así como criterios ambientales, entre otros.

Estos planes indicativos sirven de potente herramienta a los diferentes agentes del sistema para la toma de decisiones y como de premisa para la realización de decisiones vinculantes. Así, la planificación contempla una serie de infraestructuras de transporte que deberán acometerse para atender de manera adecuada a las necesidades futuras. Las decisiones de planificación obligatoria hacen referencia a las grandes infraestructuras sobre las que descansa el actual sistema eléctrico y ayudan a su vertebración.

En este contexto, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) [8] desarrolla el Plan Decenal de Desarrollo de la Red en el Ámbito Europeo (Ten –Year Development Plan (TYNDP)).

TYNDP tiene en cuenta todas las evoluciones tecnológicas, de mercado y políticas, y propone una cartera de proyectos que aportan bienestar socioeconómico y ayudan a Europa a cumplir sus objetivos climáticos. Se trata de un plan a largo plazo sobre cómo debería evolucionar la red de transmisión de electricidad en Europa para implementar la estrategia de la UE y está basado en una extensa recopilación y análisis de datos, siendo lo suficientemente flexible como para adaptarse a los cambios políticos, las tendencias macroeconómicas y la evolución tecnológica.

El TYNDP tiene en consideración los planes de desarrollo nacional y proyectos de promotores, junto con escenarios futuros consultados públicamente. La escala de este trabajo no tiene precedentes y es de vanguardia. Más de 6000 configuraciones de sistemas (escenarios cambiantes de generación y demanda, configuración de red, condiciones climáticas) modeladas para cada hora del año en 38 países.

Se basa en una serie de escenarios, que se comentarán más adelante, de cómo podría ser el sistema eléctrico europeo en el futuro. ENTSO-E desarrollan dichos escenarios con la colaboración de los agentes implicados. Los impactos de cada escenario se analizan con herramientas de modelado adecuadas a cada sistema. Gracias a los modelos, ENTSO-E puede explorar diferentes necesidades del mercado energético y las configuraciones de red eléctrica correspondientes. De esta manera se puede entender qué partes de la infraestructura de red funcionan bien y dónde se detectan debilidades, debiendo reforzar el sistema.

La convocatoria de proyectos y el mandato general de ENTSO-E están en línea con el Reglamento (CE) 714/2009 y el Reglamento (UE) 347/2013. La base legal indica que TYNDP debería ayudar a identificar aquellos proyectos de infraestructura que son clave para el logro de los objetivos de clima y energía de la UE. Dichos proyectos, conocidos como PIC, como se ha comentado anteriormente, se seleccionan de la lista general de proyectos de transmisión y almacenamiento de TYNDP.

Cada dos años, la Comisión Europea utiliza la información del último TYNDP, en particular sobre proyectos individuales como parte de su selección y elaboración de una nueva lista bianual de PIC. Desde el momento en que un proyecto TYNDP se convierte en un PIC, puede beneficiarse de un tratamiento favorable, como la planificación acelerada y la concesión de permisos. Por lo tanto, los PIC tienen un estado especial entre los proyectos de TYNDP.

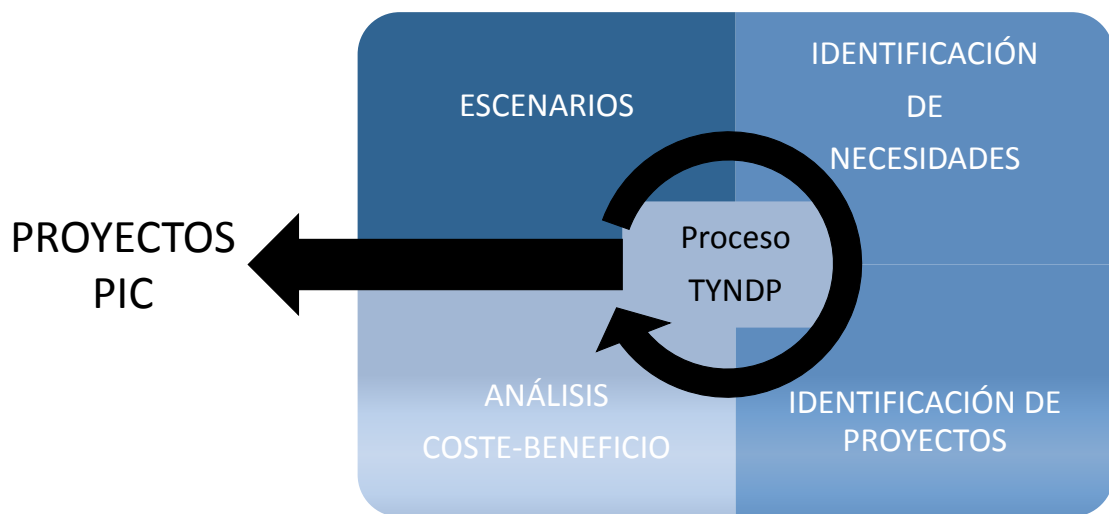


Figura 1. Obtención de los proyectos PIC [8]

La planificación del futuro sistema de energía europeo implica que los nuevos proyectos son una de las posibles soluciones, existiendo otras diferentes según el escenario en el que nos situemos, así, los escenarios planteados por la UE en la última planificación TYNDP 2018 son los siguientes.

#### 4.1. ESCENARIOS

Los escenarios planteados por la UE pretenden mostrar diferentes marcos en los cuales se cumplen los objetivos planteados. Ninguno es mejor que el otro, pero dependiendo de las políticas y las actuaciones que vayan tomando los Estados Miembro, así como los agentes implicados se llegará al escenario definitivo. Los escenarios se elaboran mediante la consulta a los Estados Miembro, y a los agentes representativos.

Se pueden distinguir según el horizonte temporal: medio plazo (de 5 a 10 años), largo plazo (de 10 a 20 años) y muy largo plazo (de 20 a 40 años), véase figura 2.

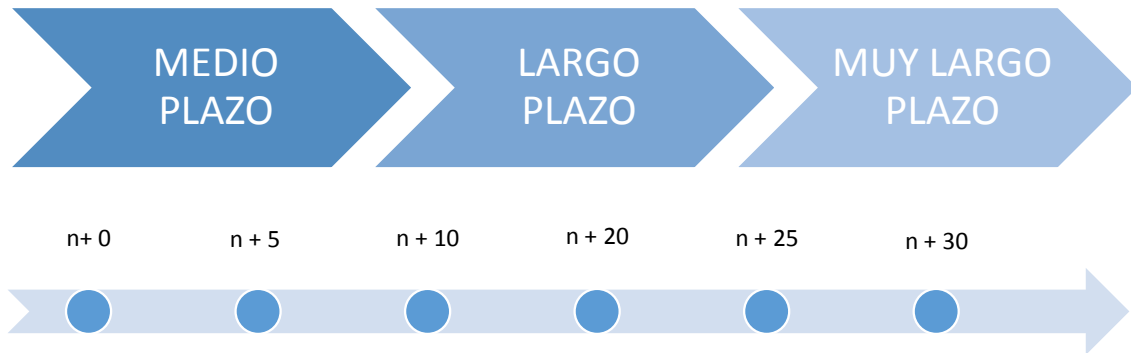


Figura 2. Horizontes de estudio [11]

En los proyectos estudiados, pertenecientes a la planificación TYNDP 2018, nos encontramos en una situación de estudio a medio plazo, es decir, el horizonte de estudio es 2025 (n + 5) y 2030 (n + 10).

Para esta planificación, los operadores del sistema eléctrico (ENTSO-E) y de gas (ENTSO-G) han realizado un ejercicio de puesta en común, y es la primera vez que se plantean escenarios conjuntos [11].

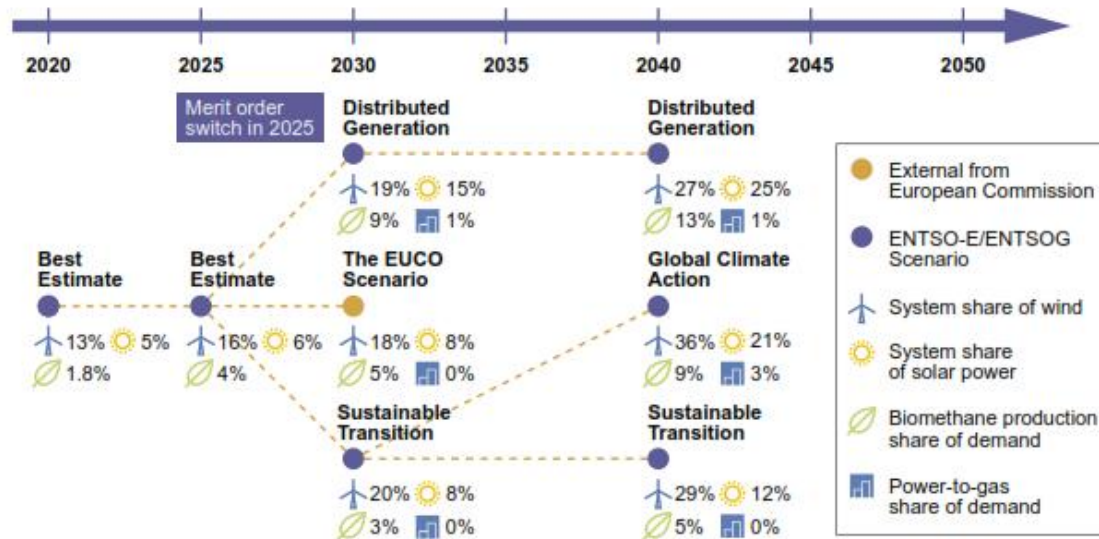


Figura 3. Escenarios en la planificación TYNDP 2018 para 2030 y 2040 (Fuente: Scenario\_Report\_2018\_Final.pdf de ENTSO-E) [11]

Todos los escenarios detallan el consumo eléctrico y generación eléctrica junto con la demanda y suministro de gas, en el marco de los objetivos de la UE. Se incluye el escenario “Best Estimate” para el corto – medio plazo y tres cronologías a largo plazo, todas con el objetivo de llegar a la decarbonización en 2030. Los escenarios incluyen un escenario denominado “Best estimate” a corto y medio plazo y tres líneas de referencia a largo plazo que reflejan diferentes tendencias recientes. Las rutas de los escenarios se muestran en la figura 3.

Los escenarios “Best estimate” para 2020 y 2025 se basan en la perspectiva de los operadores del sistema y reflejan las normativas europeas y nacionales vigentes. En 2030 el gas adelanta al carbón impulsado por los mejores precios y la necesidad de reducir emisiones.

Los escenarios planteados de 2030 a 2040 son los siguientes, véase tabla 2:

<p><b>SUSTAINABLE TRANSITION (ST)</b> Los objetivos se logran a través de regulaciones nacionales, esquemas de derechos de emisión y maximización de la estructura existente. Se consigue una rápida reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> sustituyendo el carbón por gas. La electrificación del calor y del transporte es más lenta que en otros escenarios.</p>
<p><b>DISTRIBUTED GENERATION (DG)</b> Prosumidor (Productor + Consumidor) en el centro y generación a pequeña escala. Tecnología orientada al usuario final. Tecnología inteligente y aparatos de doble combustible que permitan al usuario cambiar de tipo de energía. Mayor penetración de la fotovoltaica y las baterías, así como del vehículo eléctrico. Sistemas de distribución que utilizan materias primas locales.</p>
<p><b>GLOBAL CLIMATE ACTION (GCA)</b> Representa un esfuerzo global hacia la descarbonización a toda velocidad. Energías renovables a gran escala incluso nucleares en el sector eléctrico. Medidas de eficiencia energética en todos los sectores. En este escenario es en el que más se potencia power-to-gas.</p>
<p><b>EXTERNAL ESCENARIO: BASED ON EU CO 30 (EU CO)</b> EU CO 30 es un escenario generado por la Comisión Europea. Este escenario modela el logro de los objetivos planteados en 2030 acordados en el Consejo Europeo de 2014 por lo que no tiene en cuenta los últimos desarrollos tecnológicos, pero incluye el objetivo de alcanzar el 30% de eficiencia energética.</p>

Tabla 2. Escenarios TYNDP 2018 de 2030 a 2040 (Elaboración propia)

De entre los escenarios planteados por ENTSO-E, el escenario que se considera más realista es el denominado EU CO-30, ya que es el más conservador y está respaldado por las iniciativas políticas de los estados miembros de la Unión Europea. Además, es un escenario de medio plazo y por tanto de mayor interés para la proyección de cálculos. Así, es el escenario seleccionado como base para este TFM.

#### 4.2. EL CORREDOR NORTE-SUR OESTE: NUESTRO CORREDOR (NSI WEST)

Dentro de la TYNDP 2018 [12] se establecen cuatro corredores europeos Norte-Sur Este, Norte-Sur Oeste, zona marítima norte offshore (NSOG (Northern Seas Offshore Grid)) y países nórdicos y bálticos que constituyen las cuatro regiones para las que se establecen los PIC.

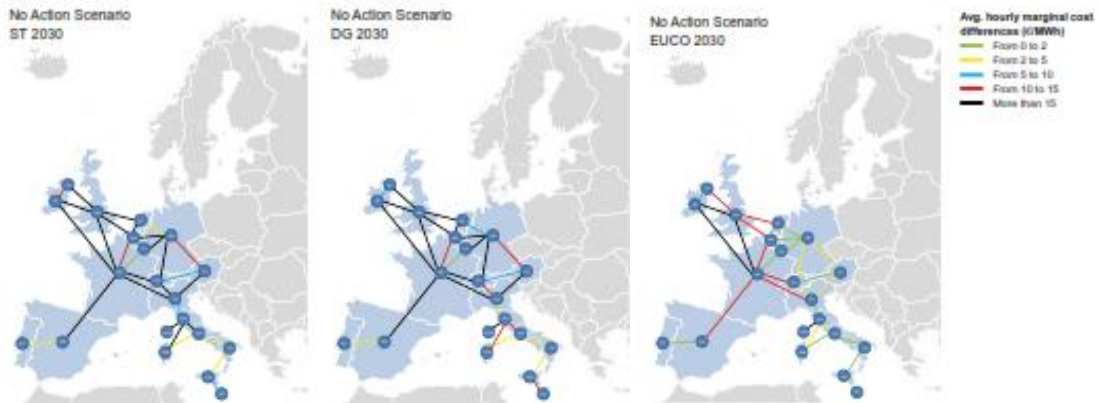
El corredor Norte-Sur-Oeste del cual formamos partes está constituido por los siguientes países: Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Malta, Portugal, España y Reino Unido.

A largo plazo se espera abundante generación renovable gracias a la eólica en el norte del corredor y a la fotovoltaica en el sur. Además del desarrollo de proyectos de almacenamiento en las regiones alpinas.

La planificación TYNDP 2018 remarca cinco fronteras en este corredor que deberían reforzarse en cuanto a interconexiones se refiere, dada la gran diferencia de precios en la electricidad en sus respectivos países frontera. Dichas fronteras son:

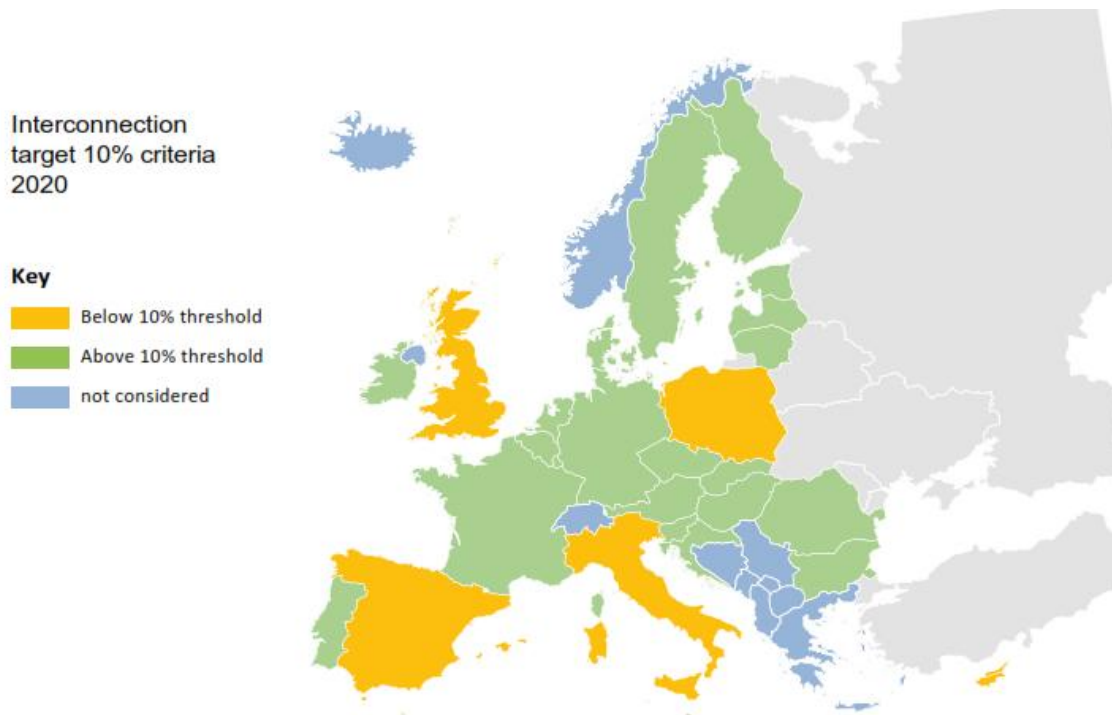
- La Península Ibérica y Francia.
- Italia y Francia, Suiza y Austria.
- Gran Bretaña y la Europa continental.

- Irlanda y la Europa continental.



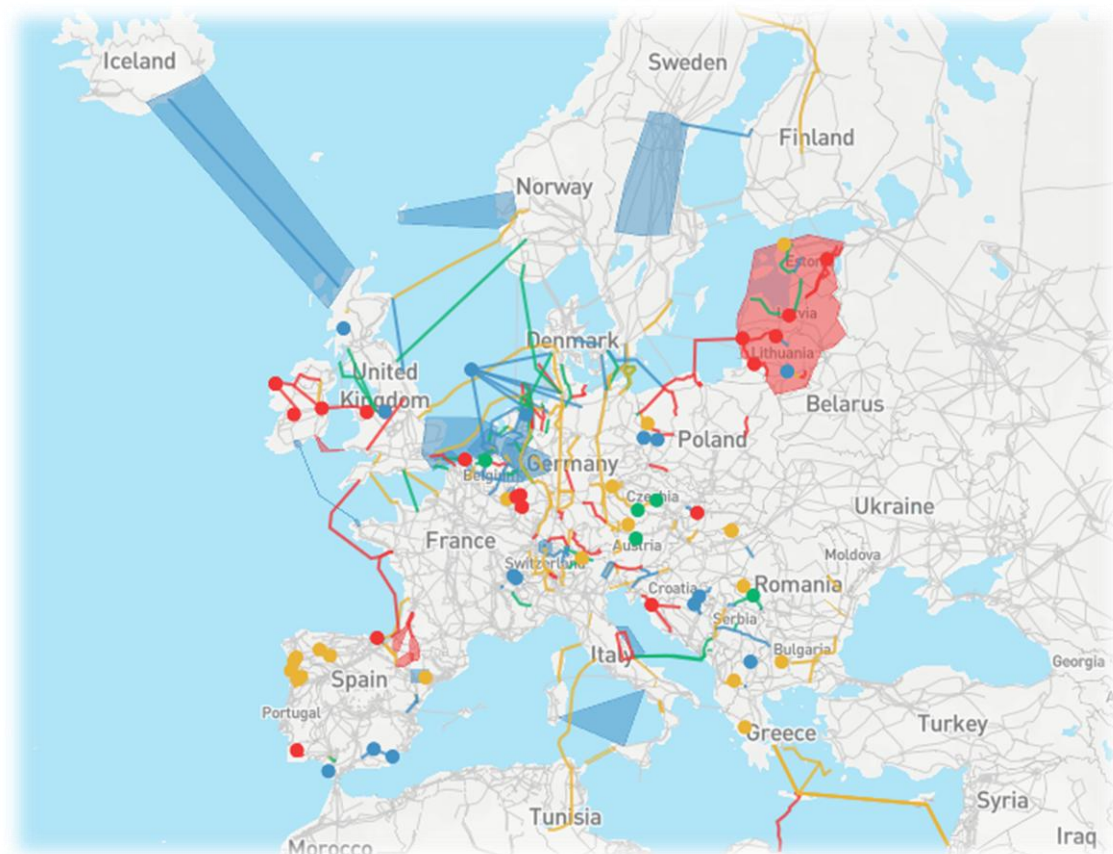
Mapa 2. Costes marginales en fronteras en diferentes escenarios (Fuente: ENTSO-e) [12]

Se considera que existe la necesidad de integración en la red de varias áreas para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico europeo. Especialmente Reino Unido, Italia y la Península Ibérica ya que están muy lejos de alcanzar el 10% de nivel de interconexión que se planteó para el año 2020. En el mapa 3 se observa el grado de alcance de los países de cara al 2020, mostrando que Gran Bretaña, España, Italia, Polonia y Chipre no llegarán a dicho objetivo.



Mapa 3. Grado de cumplimiento del 10% de interconexión en 2020. (Fuente: ENTSO-e) [12]

En el mapa 4 se muestran la propuesta actual de PIC, el código de colores indica el estado del proyecto: verde (en construcción), amarillo (en trámite), rojo (planeado pero no aprobado) y azul (en consideración).



Mapa 4. PIC propuestos en la TYNDP 2018 [13]

## 5. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS COSTE BENEFICO (CBA) DE LA UNIÓN EUROPEA

Cada proyecto incluido en el TYNDP se evalúa utilizando la metodología europea CBA [14], [15], [16]. Esta metodología establece los criterios para la evaluación de los costes y beneficios de los proyectos de transmisión y almacenamiento, derivados de las políticas europeas sobre integración de mercados, seguridad de suministro y sostenibilidad, constituyendo así el punto de partida del presente TFM.

Como tal, cada proyecto TYNDP se evalúa en función de 8 indicadores de beneficio, 2 indicadores de coste y 3 indicadores de impacto residual. Un beneficio también puede ser "negativo", por ejemplo, un aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub> o un aumento en las pérdidas de la red.

La figura 4 muestra las categorías principales que agrupan los indicadores utilizados para evaluar el impacto de los proyectos.

Algunos proyectos contribuirán en todas las categorías de beneficios, mientras que otros proyectos solo lo harán significativamente a una o dos de ellas. También existen otros beneficios, como los beneficios para la competencia. Estos son más difíciles de modelar y no se tienen en cuenta explícitamente. La metodología de CBA es preparada por ENTSO-E en coordinación con las partes interesadas, sujeta a la opinión de la Agencia de Cooperación de

los Reguladores de la Energía (ACER) y la Comisión Europea, y finalmente debe convertirse en un documento publicado por la Comisión Europea.

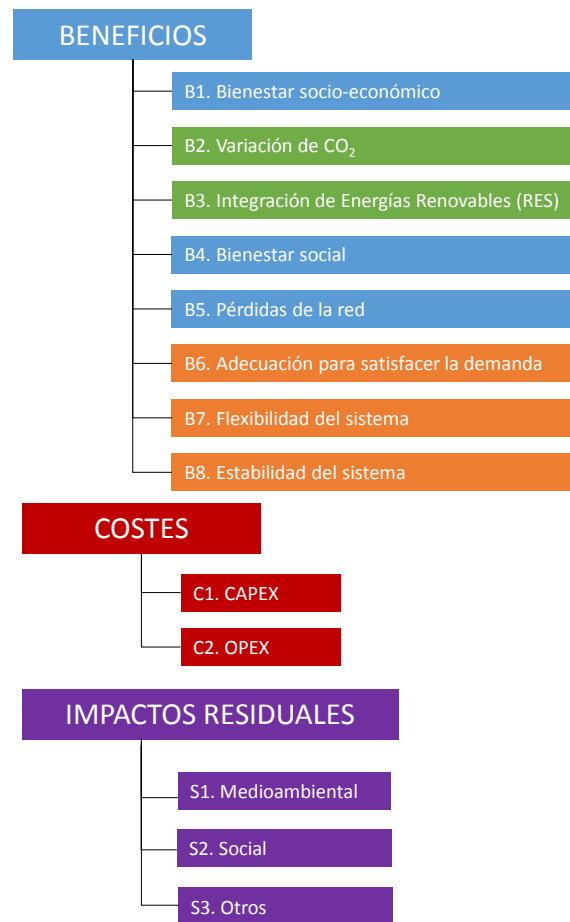


Figura 4. Categorías de indicadores utilizados en la metodología CBA [14]

La metodología para el análisis de proyectos de infraestructuras eléctricas y de almacenamiento desarrollada por la UE es resultado del aprendizaje mediante la implementación del método, así como de la incorporación de las experiencias y sugerencias de las partes interesadas. El Reglamento (CE) 347/2013 obliga a ENTSO-E a la elaboración de esta metodología de análisis coste-beneficio que se utiliza en la evaluación del desarrollo de las redes. La primera metodología oficial de CBA fue elaborada por ENTSO-E, aprobada y publicada por la CE el 5 de febrero de 2015.

Esta primera edición del CBA fue utilizada por ENTSO-E para evaluar proyectos en el plan de desarrollo de la red a 10 años (TYNDP) 2014 y 2016. ENTSO-E registró el impacto de los resultados de la evaluación del proyecto TYNDP en el proceso de selección de PIC europeos de la CE. Esta experiencia demostró la necesidad de una mejor metodología que permita una evaluación más consistente y exhaustiva de los proyectos.

Actualmente se utiliza la segunda versión de la metodología. Esta versión tiene un enfoque más general que la predecesora y asume que la selección y definición del proyecto, junto con la descripción de escenarios se encuentran en el marco de la TYNDP, por lo que estos aspectos no están definidos en detalle en esta metodología. Así, se ha pretendido desarrollar una metodología más generalista. Esta metodología se ha usado por ENTSO-E en la evaluación de



los beneficios de los proyectos de la TYNDP 2018 y los resultados están publicados en la web de ENTSO-E.

Dichos resultados constituyen el punto de partida de este TFM para las interconexiones españolas seleccionadas.

El desarrollo del sistema de transmisión se enfoca en la preparación y programación a largo plazo de refuerzos y extensiones a la red de transmisión existente. La identificación de una necesidad de inversión es seguida por un promotor (es) de proyecto que define un proyecto que aborda esta necesidad. Siguiendo el Reglamento (UE) 347/2013, estos proyectos deben evaluarse en diferentes escenarios de planificación, cada uno de los cuales representa un posible desarrollo futuro del sistema energético (Apartado 4.1).

La metodología CBA ofrece una guía general para la evaluación de los proyectos desde un punto de vista de los beneficios y los costes, si bien, los costes dependen principalmente de factores independientes del escenario, los beneficios están fuertemente correlacionados con el escenario en el que nos situemos.

La metodología CBA está desarrollada para evaluar los beneficios y los costes de los proyectos TYNDP desde una perspectiva europea. Los resultados obtenidos por este análisis son de gran ayuda para la selección de los PIC. Así el objetivo principal de la metodología CBA es proporcionar una base común y uniforme para la evaluación de proyectos con respecto a su valor para la sociedad europea. Los criterios de evaluación de coste beneficio reflejan el valor agregado del proyecto para la sociedad. Así, la viabilidad económica y social se muestra en términos de una mayor capacidad para el intercambio de energía y servicios de equilibrio entre las áreas (integración de mercados), sostenibilidad o seguridad de suministro. También se reflejan los costes y viabilidad medioambiental.

Es una metodología en continua evolución, por lo que es revisada periódicamente, de acuerdo con la práctica de planificación prudente y otras ediciones de la TYNDP, o cuando se solicite (según los previstos en el Artículo 11 del Reglamento 347/2013 de la UE).

A continuación, se describen los indicadores de la metodología CBA.

## 5.1. INDICADORES DE TIPO BENEFICIO

### 5.1.1. B1. BIENESTAR SOCIOECONÓMICO (Socio-Economic Welfare (SEW))

Este indicador muestra la capacidad del proyecto para la integración en el mercado de la energía eléctrica, por tanto, es un indicador de la reducción de la congestión en la red. Al aumentar la capacidad de transmisión aumentan los intercambios internacionales de manera que los mercados eléctricos puedan intercambiar energía más eficientemente y económicamente.

En el contexto del TYNDP, se entiende el bienestar socioeconómico como los excedentes económicos (renta por congestión) de los consumidores, productores y propietarios de transmisiones. El indicador más común para la medición de los beneficios de las inversiones en transmisión es la reducción en los costes variables totales de generación. Así, se valora la inversión en transmisión en términos de ahorro en costes totales de generación, ya que un proyecto que aumenta la capacidad de intercambio entre dos áreas (A y B) permite que los generadores en el área de menor precio exporten energía al área de mayor precio.

La nueva capacidad de transmisión reduce el gasto de combustible y otros costes de operación variables, aumentando por tanto el bienestar socioeconómico. Es un indicador que se calcula mediante estudios de mercado (pudiendo considerar la demanda elástica o inelástica) y estudios de red. Se mide en €/año.

#### 5.1.2. B2. VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

Este indicador mide las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas gracias a la incorporación del proyecto. Es consecuencia directa de los cambios en el mix energético gracias al desbloqueo del potencial renovable.

El objetivo de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> está incluido explícitamente como uno de los objetivos de la UE 20-20-20 y, por tanto, se muestra como un indicador separado.

#### 5.1.3. B3. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES (Renewable Energy Sources (RES))

Este indicador representa la contribución del proyecto a la integración de RES, es decir, la capacidad del sistema para permitir la conexión de dichos recursos. La integración de recursos renovables es uno de los objetivos de la UE 20-20-20.

El volumen de RES integrado (en MW o MWh) debe incluirse siempre. La integración de los RES existentes y planificados se facilita mediante:

1. La conexión de la generación RES al sistema de alimentación principal.
2. El aumento de la capacidad entre un área con un exceso de generación de RES a otras áreas, para facilitar un mayor nivel general de penetración de RES.

Este indicador proporciona un valor independiente asociado con la RES adicional disponible para el sistema. Mide la pérdida de generación renovable evitada y la cantidad adicional de generación renovable conectada gracias al proyecto. Por tanto, se distingue explícitamente entre los proyectos relacionados con (1) la conexión directa de RES al sistema principal y (2) los proyectos que aumentan la capacidad en el sistema principal en sí.

#### 5.1.4. B4. LA VARIACIÓN EN EL BIENESTAR SOCIAL COMO RESULTADO DE LA VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub> Y LA INTEGRACIÓN DE RES

Este indicador está pensado para medir el aumento en el bienestar social más allá de los efectos económicos, que quedan reflejados en el cálculo de SEW (indicador B1). Así mismo, la variación en emisiones de CO<sub>2</sub> y la integración de RES quedan reflejadas económicamente en los indicadores anteriores. Sin embargo, sería posible que los indicadores anteriores no reflejen los beneficios sociales completos de tener más RES en el sistema o el coste social completo de las emisiones de CO<sub>2</sub> (es decir, el daño causado por la emisión de una tonelada de CO<sub>2</sub> no se refleja necesariamente en el coste de los certificados de emisiones que los productores deben pagar). Estos efectos adicionales se reportan con este indicador.

#### 5.1.5. B5. LA VARIACIÓN EN LAS PÉRDIDAS DE LA RED

Este indicador mide el coste de compensar las pérdidas eléctricas por efecto Joule en el sistema de energía debido al proyecto. Es un indicador de eficiencia energética y se expresa como un coste en € por año.

Se calcula la diferencia en las pérdidas del sistema con y sin el proyecto, considerando las siguientes hipótesis:

1. Utilización de un modelo de red representativo para la zona.
2. Elección correcta del periodo de simulación (generalmente 1 año, en pequeños intervalos (1 hora).
3. Resultados de mercado / patrón de generación con y sin el proyecto o en situaciones de estrés de la red.
4. Monetización de las pérdidas.

#### 5.1.6. B6. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA ADECUACIÓN PARA SATISFACER LA DEMANDA

Este indicador caracteriza el impacto del proyecto en la capacidad de un sistema de energía para proporcionar un suministro adecuado de electricidad para satisfacer la demanda durante un período prolongado de tiempo. Se tiene en cuenta la variabilidad de los efectos climáticos sobre la demanda y la producción de fuentes de energía renovables.

Se utilizan dos sub-indicadores:

- Expected Energy Not Served (EENS) [MWh]: Para capturar el beneficio del proyecto en caso de que se detecte un problema de seguridad de suministro.
- Additional adequacy margin [MW]: Beneficio del proyecto con EENS = 0.

#### 5.1.7. B7. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA

Este indicador mide el impacto del proyecto en como aumenta la capacidad del sistema eléctrico para adaptarse a cambios rápidos y profundos en la demanda cuando existen altos niveles de generación de electricidad no gestionable (renovables). Dado que se espera que aumente este tipo de generación, se requiere que la generación convencional sea más flexible para hacer frente a los cambios (subidas y bajadas) de la demanda (ramping-up y ramping-down).

Las interconexiones pueden jugar un papel fundamental en la integración de la generación de energía no gestionable, ya que ayudan a las rampas y equilibrarían las desviaciones sobre sistemas de energía que cubren áreas más grandes. Al equilibrar estas fluctuaciones a lo largo de áreas geográficas mayores, la variabilidad de los RES disminuye y aumenta su previsibilidad. Por lo tanto, la capacidad de transmisión proporciona una forma de flexibilidad en el sistema al aumentar las unidades flexibles disponibles que se pueden compartir entre diferentes áreas.

Las tecnologías de almacenamiento, la respuesta del lado de la demanda (DSR) y la participación de RES también pueden desempeñar un papel importante en el suministro de flexibilidad al sistema.

#### 5.1.8. B8. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Este indicador mide de forma cualitativa el impacto del proyecto en la capacidad de un sistema de energía para proporcionar un suministro seguro de electricidad (estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia). Dependiendo de los elementos físicos que incorpore la interconexión al sistema se considera si dicho elemento mejora o no la estabilidad.

### 5.2. INDICADORES DE TIPO IMPACTO RESIDUAL

En lo que respecta a los costes de mitigación ambiental y social, los costes de las medidas tomadas para mitigar los impactos de un proyecto deben incluirse en el coste del proyecto

(indicador C1). Algunos impactos pueden permanecer después de que se implementan estas medidas de mitigación. Estos impactos se miden mediante los indicadores S1, S2 y S3. Esta división garantiza que se tengan en cuenta todos los costes medibles y que no haya doble contabilidad entre estos indicadores

#### 5.2.1. S1. EL IMPACTO AMBIENTAL RESIDUAL

Este indicador caracteriza el impacto (residual) del proyecto según evaluaciones de estudios preliminares. Su objetivo es dar una medida de la sensibilidad ambiental asociada al proyecto. Se expresa en términos del número de kilómetros que atraviesa la interconexión en áreas medioambientalmente sensibles.

#### 5.2.2. S2. EL IMPACTO SOCIAL RESIDUAL

Este indicador caracteriza el impacto (residual) del proyecto en la población (local) afectada por el proyecto según evaluaciones de estudios preliminares, y tiene como objetivo dar una medida de la sensibilidad social asociada con el proyecto. Se expresa en términos del número de kilómetros que atraviesa la interconexión en áreas socialmente sensibles.

#### 5.2.3. S3. OTROS IMPACTOS

Es un indicador para capturar todos los otros impactos del proyecto que no estén tenidos en cuenta en S1 y S2.

Estos tres indicadores se refieren a los impactos que permanecen después de que se hayan tomado las medidas de mitigación del impacto. Por lo tanto, los impactos que se mitigan con medidas adicionales y no deberían incluirse en esta categoría.

### 5.3. INDICADORES ECONÓMICOS

Los costes incluyen el CAPEX (indicador C1) y OPEX (indicador C2) incurridos a lo largo del ciclo de vida de la inversión, así como la variación en las pérdidas de la red (indicador B5). Se requiere que estos se informen para cada proyecto en el año base del precio establecido por el estudio.

Los gastos del proyecto, según C1 y C2, se informarán incluyendo el rango de incertidumbre correspondiente.

#### 5.3.1. C1. GASTOS DE CAPITAL (CAPEX)

Este indicador informa el gasto de capital de un proyecto, que incluye elementos como el coste de obtener permisos, realizar estudios de viabilidad, obtener derechos de acceso, terreno, trabajos preparatorios, diseño, desmantelamiento, compra de equipos e instalación. Los CAPEX se establecen por estimación análoga (basada en información de proyectos anteriores que son similares al proyecto actual) y por estimación paramétrica (basada en información pública sobre el costo de proyectos similares). CAPEX se expresan en euros.

#### 5.3.2. C2. COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

Estos gastos se basan en los costes de operación y mantenimiento del proyecto. El OPEX de todos los proyectos se debe dar sobre la base real del nivel de coste con respecto al año de estudio respectivo (por ejemplo, para TYNDP, los costes se deben dar en relación con 2018) y se expresan en euros por año.

La evaluación del proyecto se puede mostrar en formato tabular, incluidos los ocho indicadores de beneficios mencionados anteriormente, así como los tres indicadores de impacto residual y los costes de inversión. Si bien los beneficios deben darse para cada escenario de estudio (por ejemplo, las visiones de TYNDP), los costes y los impactos residuales se consideran indicadores independientes del escenario. Además, se proporciona una caracterización del proyecto a través de una evaluación del aumento direccional de la capacidad de transferencia  $\Delta NTC$  y el impacto en el nivel de interconexión eléctrica en relación con la capacidad de producción instalada en el Estado miembro. Para aquellos países que no han alcanzado la relación de interconexión mínima definida por la Comisión Europea, cada proyecto debe informar de la contribución para alcanzar este umbral mínimo.

## 6. ANÁLISIS DE DECISIONES MULTICRITERIO

La complejidad para la selección de alternativas, proyectos o diferentes decisiones a tomar en el campo tan amplio como es el de la energía constituye un problema de múltiples dimensiones. Dada la gran cantidad de factores que intervienen en los problemas a resolver.

En el caso de este TFM se muestra cómo la aplicación de una técnica de análisis multicriterio sirve como herramienta de apoyo en la toma de decisiones. En este capítulo se van a describir brevemente los fundamentos de la toma de decisiones multicriterio y más en concreto el método seleccionado: AHP.

### 6.1. FUNDAMENTOS

Vista la complejidad del proceso de toma de decisiones para la selección de un proyecto en el que influyen gran cantidad de factores: técnicos, ambientales, sociales o económicos, entre otros; así como diferentes alternativas de solución, la descomposición del problema en partes o sub-problemas nos facilita el tratamiento. Cada sub-problema se estudia a su vez y el análisis multidimensional es el mecanismo formal que nos ayuda a integrar los resultados, de manera que allana el camino para la toma de decisiones y valoración de alternativas. Además de ayudarnos a la selección de la mejor alternativa también nos proporciona otras ventajas gracias a la profundización en el tratamiento del problema.

Así, el objeto del análisis multicriterio es que los decisores tengan la máxima información posible de forma sistematizada para ser capaces de ampliar la comprensión del problema, de tal modo que se pueda visualizar la influencia de cada uno de los criterios mediante una metodología coherente y transparente, coadyuvando a racionalizar la complejidad del problema.

#### 6.1.1. CONCEPTOS

Los elementos principales relacionados con la toma de decisiones son:

- La unidad decisora
- El analista
- El ambiente o contexto de la situación o decisión
- Los criterios: objetivos, atributos y metas
- Las alternativas
- Los pesos o estimación de preferencias
- La matriz de valoración o decisión
- Conjunto eficiente de soluciones

#### 6.1.2. CLASIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE DECISIÓN

En la tabla 3 se muestra un resumen comparativo [17] de las principales diferencias existentes en las técnicas de decisión.[18]

Tipo de problema	Subclasificación	Descripción
Entorno	Baja certidumbre	Se conoce la naturaleza de las alternativas. Son problemas determinísticos
	Baja incertidumbre	Situaciones que no han ocurrido. No hay información sobre los estados
	Bajo riesgo	Se conocen las probabilidades objetivas de los estados
Nº criterios	Monocriterio	Las decisiones se toman bajo un único criterio
	Multicriterio	Las decisiones se toman bajo un conjunto de criterios,

		de forma que la solución eficiente exige un compromiso entre los criterios
Decisor	Uniexperto	La unidad decisora está formada por una única entidad
	Multiexperto	La unidad decisora está formada por más de una entidad. Tienen que adoptar una solución única que refleje el global de las opiniones.
Alternativas	Continuos (MODM)	Problemas de decisión multicriterio continuos (MODM, en inglés) en los que el número de alternativas no es numerable. Se busca optimizar el valor de un parámetro técnico.
	Discretos (MADM)	Problemas de decisión multicriterio discretos (MADM, en inglés) en los que el número de alternativas es numerable, normalmente definidas explícitamente y no es un número muy elevado.

Tabla 3. Clasificación de los problemas de decisión (elaboración propia).

## 6.2. MÉTODOS MULTICRITERIO PARA LA TOMA DE DECISIONES

Existen multitud de métodos MCDM (Multiple Criteria Decision Making), para diferentes áreas, con distintos antecedentes teóricos y métodos de cálculo, así como el tipo de resultado obtenido. En nuestro caso se trata de encontrar la herramienta que nos sirva para la priorización de proyectos de inversión con un enfoque multicriterio.

Los métodos multicriterio se pueden clasificar [19] en tres tipologías: modelos de medición de valor, modelos de nivel de preferencia, y los modelos de sobreclasificación.



### MODELOS DE MEDICIÓN DEL VALOR

- Teoría del Valor Multiatributo (MAUT)
- Teoría de la Utilidad Multiatributo (MAVT)
- Proceso Analítico Jerárquico (AHP)



### MODELOS DE NIVEL DE PREFERENCIA

- Programación compromiso
- TOPSIS
- VIKOR



### MODELOS DE SOBRECLASIFICACIÓN

- ELECTRE
- PROMETHEE

Tabla 4. Clasificación de los métodos MCDM de tipo discreto (elaboración propia).

En los modelos de medición del valor, se asigna un resultado numérico a cada alternativa y dichos resultados reportan un orden de preferencia. A cada criterio/subcriterio se le asigna un peso que representa una contribución parcial al resultado total, basado en la importancia de este criterio para los decisores o expertos.

Los modelos de nivel de preferencia representan modelos alternativos a los anteriores y buscan la determinación de alternativas que se encuentren más próximas a un nivel de preferencia/solución ideal.

En los modelos de sobreclasificación, las alternativas se comparan de forma pareada para comprobar su preferencia frente a un criterio.

Dada la naturaleza del problema que se pretende analizar aquí, relacionada con la selección de diferentes proyectos de inversión y considerando la diversidad de criterios que deben ser analizados en cada uno de ellos, resulta necesaria la aplicación de un modelo de evaluación complejo y mixto (multicriterio), dado que las variables influyentes no siempre pueden ser cuantificadas, existiendo componentes subjetivas, pero de gran importancia en el proceso.

Con el nivel de información disponible, el método más adecuado es el Método AHP, que se describe con detalle en la siguiente sección. Se ha seleccionado el método AHP porque es un método simple y flexible, hecho que facilita la comprensión del problema y en consecuencia permite llevar a cabo un adecuado proceso de toma de decisión; permite mostrar las preferencias de los diferentes grupos de decisión respecto a unos objetivos de forma explícita; permite a los decisores y otros agentes profundizar en el conocimiento del problema y nos permite ver el grado de consenso entre los distintos agentes involucrados.

#### 6.2.1. PROCESO JERÁRQUICO DE ANÁLISIS O MÉTODO AHP

El Proceso Analítico Jerárquico (AHP) fue planteado por el Doctor en Ciencias Matemáticas Thomas L. Saaty en la década de los 80, siendo en la actualidad el método más utilizado en el mundo empresarial donde se aplica en todos los ámbitos cuando es necesario tomar una decisión de cierta complejidad. Constituye una herramienta de soporte permitiendo la clasificación de la información de los problemas complejos de forma gráfica y eficiente, permitiendo la descomposición de la misma y permitiendo su análisis por partes, visualizando los cambios de nivel. En palabras de su propio autor: *“Trata de desmenuzar un problema y luego unir todas las soluciones de los subproblemas en una conclusión”*. [20]

El método se fundamenta en la asignación numérica a los juicios de los decisores, permitiendo la medición de cómo contribuye cada elemento a la jerarquía inmediatamente superior del cual depende. Se realiza pues la comparación de criterios y subcriterios, mediante la utilización de escalas en términos de preferencia o importancia, sobre una escala propuesta por Saaty, la cual se muestra a continuación.

INTENSIDAD	DEFINICIÓN	DESCRIPCIÓN
1	Igual importancia	Dos criterios contribuyen de igual forma al cumplimiento del objetivo
3	Moderada	La experiencia y el juicio favorecen levemente a un criterio frente al otro
5	Fuerte	La experiencia y el juicio favorecen fuertemente a un criterio frente al otro
7	Muy fuerte	Un criterio es mucho más favorable que otro y se ha demostrado en la práctica
9	Extrema	La evidencia favorece un criterio sobre otro y es absoluta y totalmente clara
2,4,6,8	Intermedios entre los anteriores	Cuando se necesita un compromiso entre los criterios que se están comparando

Tabla 5. Escala de Saaty (elaboración propia)



Los valores de la escala de Saaty se usan para comparar dos criterios a y b, o subcriterios a y b respecto de un criterio c inmediatamente superior.

Los pasos a seguir para la aplicación del método son:

- Definición de los participantes y el problema.
- Definición de la estructura jerárquica: Identificación de criterios y subcriterios.
- Priorización de los elementos del modelo jerárquico.
- Realización de comparaciones pareadas entre los criterios y subcriterios.
- Evaluación de las alternativas mediante asignación de pesos.
- Ranking de las alternativas de acuerdo con los pesos asignados.
- Síntesis.
- Análisis de sensibilidad.

En el caso de n atributos, la comparación del elemento i con el elemento j es colocado en la posición  $a_{ij}$  de la matriz A de comparaciones pareadas, tal y como se muestra en la ecuación.

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix}$$

Los valores recíprocos de estas comparaciones son colocados en la posición  $a_{ji}$  de A, a fin de preservar la consistencia del juicio. El decisor participante debe comparar criterios pareados usando la escala de Saaty.

Una vez se han evaluado los criterios en la matriz, el problema se reduce al cálculo del autovalor y el vector propio de cada matriz. El vector propio permite la determinación del ranking de prioridades y el valor propio se corresponde con la consistencia de los juicios respecto a la matriz de comparaciones pareadas.

Para la determinación del vector propio, se calcula la potencia cuadrado de la matriz A y posteriormente se normalizan los sumatorios de las filas de cada componente de la matriz obteniendo así el autovector.

Para la determinación del valor propio, se despeja  $\lambda_{max}$  de la siguiente ecuación:

$$A \cdot x = \lambda_{max} \cdot x$$

Donde,

A: Matriz recíproca de comparaciones pareadas

X: Vector propio

$\lambda_{max}$ : Máximo valor propio

El método AHP, está fundado sobre una base teórica sólida, y se deben destacar tres principios:

- Principio 1. Construcción de las jerarquías.
- Principio 2. Establecimiento de prioridades: en función de comparaciones pareadas respecto a un criterio dado. La comparación se basa en la intuición, datos, análisis previos y experiencias.

- Principio 3. Consistencia lógica: Este hecho se relaciona con la dispersión de los juicios de valor. Así, para que los juicios sean consistentes se exigen dos propiedades:
  - Transitividad de las preferencias: si A es mejor que B, y B es mejor que C, entonces A es mejor que C.
  - Proporcionalidad de las preferencias: Si A es tres veces mejor que B y B es dos veces mejor que C, entonces A es 6 veces mejor que C.

Se debe evitar que los juicios sean inconsistentes y puedan parecer aleatorios; no obstante, resulta difícil encontrar una perfecta consistencia y el método admite cierto grado de inconsistencia (10%).

El método AHP mide la inconsistencia global de los juicios mediante el índice de consistencia, cuyo valor no debe superar el mencionado 10%. Este índice dependerá de cada matriz de comparación y su tamaño y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$$

Donde,

n: Es el tamaño de la matriz.

CI: Índice de consistencia.

$\lambda_{max}$ : Máximo valor propio

Por último, se calcula la razón de consistencia (CR), definida de manera que los valores que superen el 10% representan la inconsistencia en los juicios y deber reevaluarse hasta obtener coherencia y consistencia. Se calcula mediante el siguiente cociente:

$$CR = \frac{CI}{IA}$$

Donde,

CR: Razón de consistencia.

CI: Índice de consistencia.

IA: Índices de consistencia aleatorios.

Los valores de IA se toman de la tabla.

nº de elementos que se comparan	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
IA	0,00	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Tabla 6. Índices de consistencia aleatorios (elaboración propia)

Si  $CR \leq 0,1$  la consistencia es razonable, en caso de que sea mayor, el evaluador deberá rehacer sus valoraciones hasta conseguir un juicio consistente.

## 7. PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

En los apartados anteriores se han analizado la situación de la planificación europea de las redes de transporte en Europa y la importancia de los proyectos PIC. Así como la metodología que usa la UE para la selección de dichos proyectos: la metodología CBA. Además, se han revisado los aspectos básicos para la toma de decisiones multicriterio y más a fondo el método AHP.

En este capítulo se pretende aportar una metodología práctica para la priorización de proyectos de infraestructuras eléctricas, estructurada y coherente para facilitar la toma de decisiones, ordenando los proyectos que mejores prestaciones brinden bajo unos criterios dados. Esta propuesta ofrece a los decisores la posibilidad de mejorar la calidad de las decisiones de una manera sencilla, transparente y fiable.

### 7.1. ALGORITMO DE LA METODOLOGÍA

En la figura 5 se muestra el algoritmo de la metodología propuesta: partiendo de una selección de proyectos PIC, se recoge toda la información de los resultados de la metodología CBA de la UE para dichos proyectos.

- Se procede a la normalización de dichos indicadores según el país objetivo en el que nos encontramos. Esto nos permite construir una matriz de valores normalizados en % con la cartera de proyectos seleccionada.
- Se construye una matriz con valores normalizados respecto del total de la cartera de proyectos seleccionada. Esta matriz constituye la base sobre la que se aplica el método AHP.
- En este punto se identifican los criterios y subcriterios, para proceder a la ponderación de los mismos teniendo en cuenta diferentes grupos de decisión.
- Se comprueba la consistencia del método y se obtiene una priorización de los proyectos seleccionados.
- Además, se realiza un análisis de sensibilidad mediante el cual se verifica la fiabilidad de los resultados.

A continuación, en los siguientes apartados se explican en detalle cada uno de los pasos que se han seguido.

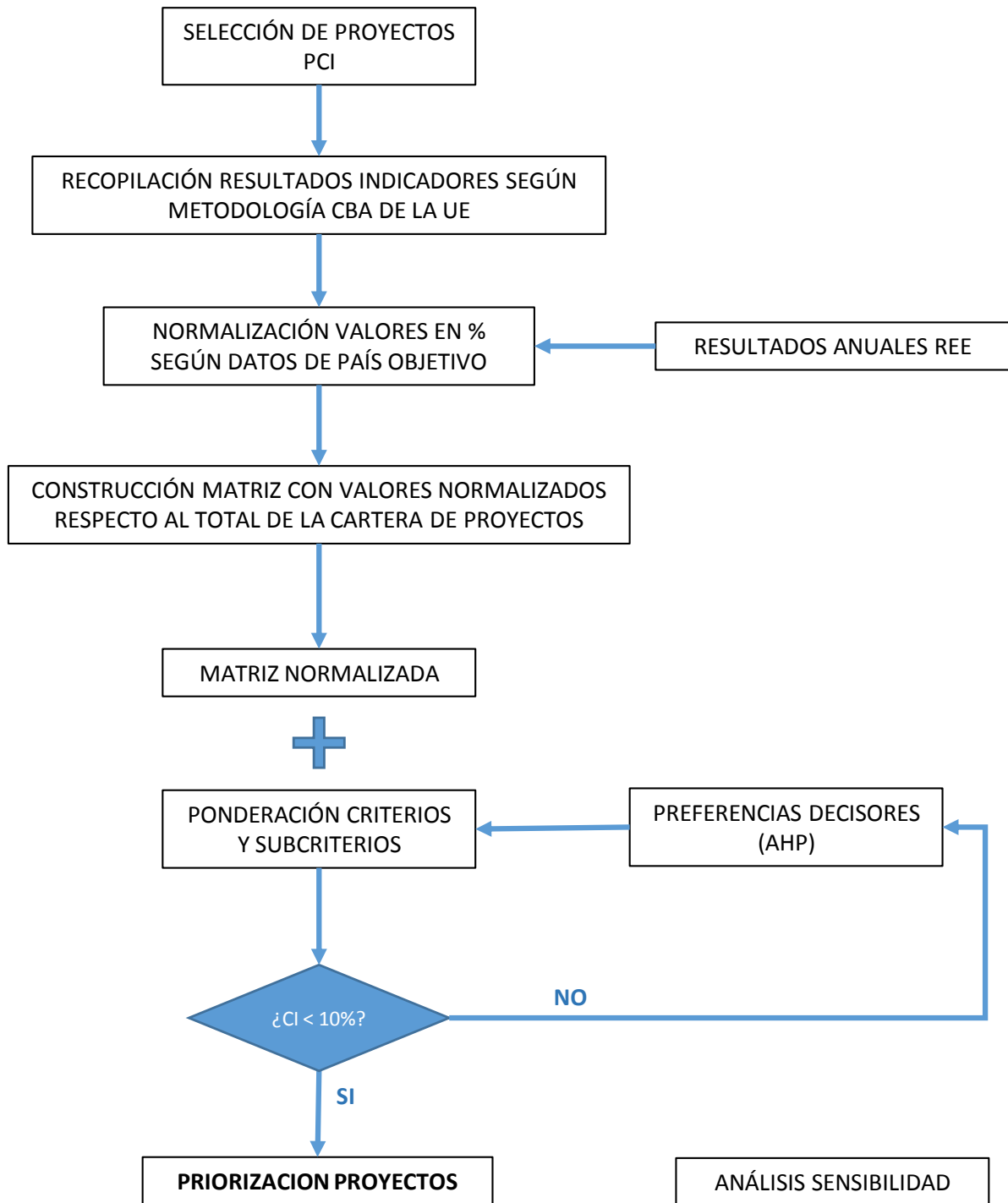


Figura 5. Algoritmo de la metodología propuesta (elaboración propia)

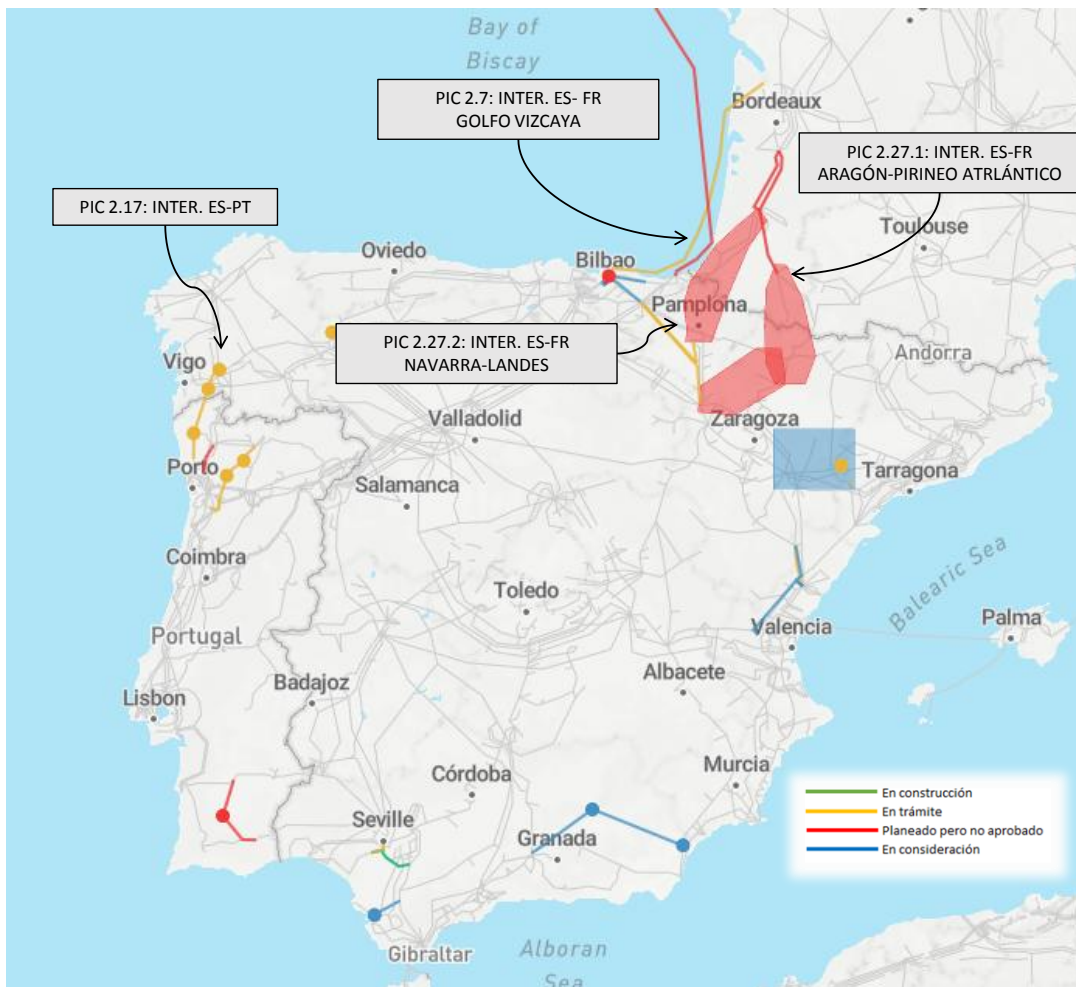
## 7.2. SELECCIÓN DE PIC

La propuesta parte de los resultados obtenidos del análisis, según la metodología CBA que usa la UE, para la valoración de PIC que conforman la planificación actual TYNDP 2018. Se han seleccionado las infraestructuras de interconexión PIC de España:

ID	PROYECTO	Km totales	Tipo de tecnología
<b>PIC 2.7</b>	Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	370	DC
<b>PIC 2.27.1</b>	Interconexión ES-FR Aragón-Pirineos Atlánticos	340	DC+AC
<b>PIC 2.27.2</b>	Interconexión ES-FR Navarra-Landes	375	DC+AC
<b>PIC 2.17</b>	Interconexión ES-PT España-Portugal	170,21	AC

Tabla 7. PIC seleccionados de la TYNDP 2018 (elaboración propia)

En la web de ENTSO-E [21] se puede encontrar información sobre los proyectos planificados en la TYNDP 2018. Se dispone de un mapa interactivo donde aparecen los proyectos de transmisión, así como de almacenamiento eléctrico, el mapa 5 muestra la parte correspondiente a la Península Ibérica.



Mapa 5. PIC seleccionados en la península ibérica. TYNDP 2018 (elaboración propia)

Se han seleccionado las cuatro interconexiones eléctricas planificadas para España, que conectan con Francia y Portugal. A continuación, se describen brevemente los proyectos.

#### 7.2.1. PIC 2.7: INTERCONEXIÓN ES-FR DEL GOLFO DE VIZCAYA

El proyecto, que se encuentra en tramitación, consiste en un enlace HVDC de 370 km (2 bipolos de 1000 MW cada uno) principalmente submarino en el Golfo de Vizcaya, entre Gática (País Vasco, ES) y Cubzenais (Aquitania, FR). Este proyecto se incluyó en la lista de PIC en 2013, 2015 y 2017.

Los promotores son Red Eléctrica de España (REE) y la Réseau de Transport d'Électricité (RTE) y su objetivo es aumentar la capacidad de conexión de la península ibérica en 2.200 MW.

Se han extraído todos los datos del proyecto así como los resultados de los indicadores según la metodología CBA de la UE y sus valores se exponen en el apartado 8.1.



Mapa 6. Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya.

#### 7.2.2. PIC 2.27.1: INTERCONEXIÓN ES-FR ARAGÓN-PIRINEOS ATLÁNTICOS

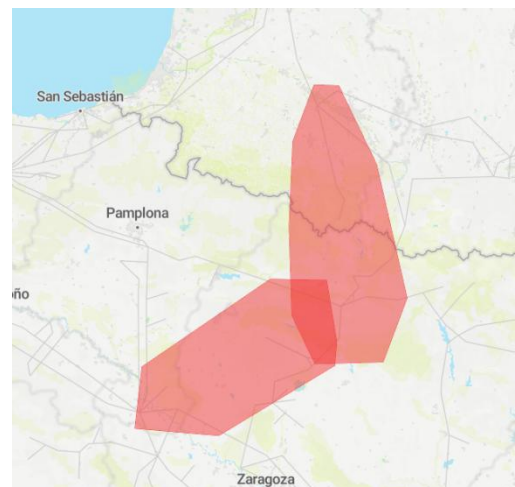
El proyecto, planeado pero no aprobado, consiste en una nueva interconexión HVDC entre Francia y España ubicada en la parte central de los Pirineos entre Aragón (ES) y Marsillon (FR).

La infraestructura está compuesta por:

- Una nueva subestación en Ejea de los Caballeros (Aragón, ES) de 400 kV y conexión de las líneas La Serna-Magallón y Magallón-Peñalba.
- Una nueva subestación en Aragón de 400 kV y conexión de la red existente con la nueva interconexión.
- Nueva línea HVDC Aragón-Marsillon de 230 km subterránea.
- Nueva línea CA de 110 km, aérea (doble circuito 400 kV) entre Ejea y la nueva subestación convertidora

Los promotores son Red Eléctrica de España (REE) y la Réseau de Transport d'Electricité (RTE) y su objetivo es aumentar la capacidad de conexión de la península ibérica en 1.500 MW. El proyecto se incluyó en la lista de PIC en 2015 y 2017.

Se han extraído todos los datos del proyecto, así como los resultados de los indicadores según la metodología CBA de la UE y sus valores se exponen en el apartado 8.1.



Mapa 7. Interconexión ES-FR de Aragón-Pirineos Atlánticos.

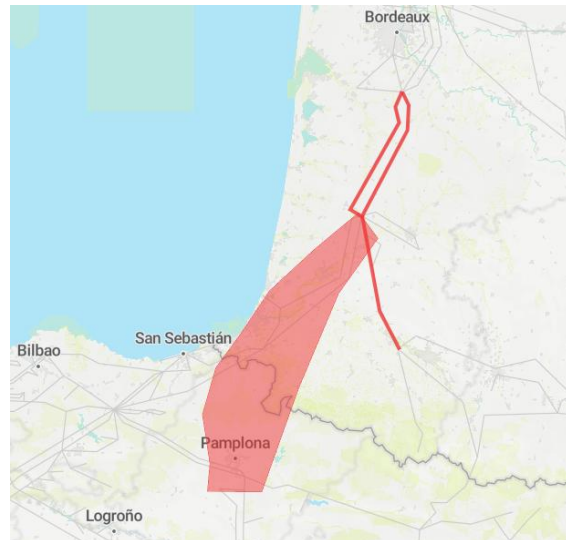
### 7.2.3. PIC 2.27.2: INTERCONEXIÓN ES-FR NAVARRA-LANDES

El proyecto, planeado pero no aprobado, consiste en una nueva interconexión HVDC entre Francia y España ubicada en la parte occidental de los Pirineos entre Pamplona (ES) y Cantegrit (FR). Es un proyecto considerado HVDC de 2 x 1.000 MW con refuerzos internos para completar la infraestructura.

La infraestructura está compuesta por:

- Nueva subestación 400 kV en Pamplona y conexión a la línea 400 kV Ichaso-Castejón-Muruarte.
- Mejora de las líneas Cantegrit-Saucats (2 x 400 Kv) (70 km).
- Actualización de la línea Cantegrit-Marsillon de 2 x 225 kV a 2 x 400 kV (80 km).
- Nueva línea HVDC Pamplona-Cantegrit de 225 km.

Los promotores son Red Eléctrica de España (REE) y la Réseau de Transport d'Electricité (RTE) y su objetivo es aumentar la capacidad de conexión de la península ibérica en 1.500 MW. El proyecto se incluyó en la lista de PIC en 2015 y 2017.



Mapa 8. Interconexión ES-FR de Navarra-Landes.

Se han extraído todos los datos del proyecto así como los resultados de los indicadores según la metodología CBA de la UE y sus valores se exponen en el apartado 8.1.

### 7.2.4. PIC 2.17: INTERCONEXIÓN ES-PT ESPAÑA-PORTUGAL

El proyecto, que se encuentra en tramitación pero retrasado debido a problemas sociales y medioambientales, consiste en una nueva interconexión CA entre España y Portugal en aras de alcanzar un mercado eléctrico completo (MIBEL) y fortalecer el mercado interior de la energía.

La infraestructura está compuesta por:

- Nueva interconexión norte, línea aérea Beatriz (ES)-Fontefría(ES) (2 x 400 kV) (30 km).
- Nueva interconexión norte, línea aérea Fontefria (ES)-Vila Nova de Famalicão (PT) (2 x 400 kV) (140,21 km).
- Nueva subestación 400 / 150kV Ponte de Lima (PT), anteriormente V. Castelo.
- Nueva subestación de 400 kV Beatriz (ES), anteriormente Boboras.
- Nueva subestación de 400 kV Fontefria (ES), anteriormente O Covelo.



Mapa 9. Interconexión ES-PT España-Portugal.

Los promotores son Red Eléctrica de España (REE) y Redes Energéticas Nacionales (RNE) y su objetivo es aumentar la capacidad de conexión de la península ibérica en 1.000 MW de Portugal hacia España y 1.900 MW de España hacia Portugal. El proyecto se incluyó en la lista de PIC en 2013, 2015 y 2017.

Se han extraído todos los datos del proyecto así como los resultados de los indicadores según la metodología CBA de la UE y sus valores se exponen en el apartado 8.1.

### 7.3. RECOPIACIÓN DE RESULTADOS DE INDICADORES SEGÚN METODOLOGÍA CBA

Para cada uno de los cuatro proyectos se han recopilado todos los valores de los indicadores. Los valores de los mismos se presentan en el apartado 8.1.

Se ha seleccionado el escenario de planificación del sistema eléctrico europeo EUCO 30, como se justificó anteriormente en el apartado 4.1, pero el análisis se puede realizar para cualquiera de los escenarios.

### 7.4. NORMALIZACIÓN DE VALORES SEGÚN EL PAIS OBJETIVO

Los indicadores, tal y como expone la metodología CBA de la UE tienen sus unidades específicas y para tener resultados uniformes y poder comparar posteriormente los proyectos se deben normalizar los valores de dichos indicadores.

Se han normalizado dependiendo del indicador como se detalla a continuación respecto al país objetivo, que en este caso es España. Así se han obtenido de REE los valores de la situación energética eléctrica en 2018: Potencia eléctrica, generación eléctrica, generación eléctrica renovable, demanda eléctrica, emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas, saldos de intercambios internacionales, Energía No Suministrada e información sobre mercados eléctricos. Toda esta información se puede consultar en el Anexo II.

Además se ha calculado el coste total de cada uno de los proyectos suponiendo una vida útil de 40 años. [22]

$$COSTE\ TOTAL = CAPEX + 40 \cdot OPEX$$

A continuación, se detalla la normalización de cada uno de los indicadores:

INDICADOR METODOLOGÍA CBA	UNIDADES CBA	NORMALIZADO CON
<b>B1. BIENESTAR SOCIOECONÓMICO (Socio-Economic Welfare (SEW))</b> reducción en los costes variables totales de generación	M€/año	Coste total
<b>B2. VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub></b>	T CO <sub>2</sub> /año	Emisiones totales 2018
<b>B3. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES (Renewable Energy Sources (RES))</b>	MWh/año	Generación renovable 2018



<b>B4. LA VARIACIÓN EN EL BIENESTAR SOCIAL COMO RESULTADO DE LA VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub> Y LA INTEGRACIÓN DE RES</b>	No hay resultados	-
<b>B5. LA VARIACIÓN EN LAS PÉRDIDAS DE LA RED</b>	GWh/año y M€/año	Coste total
<b>B6. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA ADECUACIÓN PARA SATISFACER LA DEMANDA</b>	MWh	Demanda eléctrica 2018
<b>B7. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA</b>	%	No necesaria
<b>B8. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: ESTABILIDAD DEL SISTEMA</b>	Cualitativo	-
<b>A2. REDUCCIÓN EN LAS EMISIONES (no CO<sub>2</sub>) [M€/year]</b>	M€/año	Coste total
<b>S1. EL IMPACTO AMBIENTAL RESIDUAL</b>	km	-
<b>S2. EL IMPACTO SOCIAL RESIDUAL</b>	km	-
<b>S3. OTROS IMPACTOS</b>	No hay resultados	-
<b>C1. GASTOS DE CAPITAL (CAPEX)</b>	€	-
<b>C2. COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)</b>	€	-

Tabla 8. Normalización de indicadores CBA (elaboración propia)

Con esta normalización se obtienen todos los indicadores en %, excepto los km de línea y los costes totales del proyecto que se mantienen con sus unidades originales.

## 7.5. CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ NORMALIZADA RESPECTO AL TOTAL DE PROYECTOS

En este punto necesitamos normalizar todos los valores respecto del total de la cartera de proyectos. Tenemos dos casos:

- El incremento del indicador tiene un impacto positivo: En este caso se asigna un 100% al proyecto que tiene el valor más alto y el resto se calculan proporcionalmente. (Según máximo)

$$\% = \frac{\%_{indicador}}{VALOR MÁXIMO}$$

- El incremento del indicador tiene un impacto negativo: En este caso se asigna un 100% al proyecto que tiene el valor más bajo y el resto se calculan proporcionalmente. (Según mínimo)

$$\% = \frac{\%_{indicador}}{VALOR MÍNIMO}$$

## 7.6. APLICACIÓN DEL MÉTODO AHP

Se aplica la metodología AHP a la matriz normalizada con todos los valores normalizados de los indicadores. Para la aplicación del AHP se ha utilizado una herramienta en Excel[23].

El libro consta de 20 hojas de trabajo para introducir las comparaciones pareadas, una hoja para la consolidación de todos los juicios, una hoja resumen para mostrar el resultado, una hoja con las tablas de referencia (índice aleatorio, límites para el índice de consistencia geométrica GCI, escalas de juicio) y una hoja para resolver el problema de valor propio cuando se utiliza el método del vector propio (EVM).

En los apartados siguientes se detalla el uso de la herramienta así como la aplicación del método.

### 7.6.1. SELECCIÓN DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS

La planificación energética coherente requiere la implementación de criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales. Así como unos subcriterios vinculados a cada uno de los criterios para la toma de decisiones.

Se han seleccionado como subcriterios los indicadores especificados en la metodología CBA, es decir, se tienen 12 subcriterios. Estos indicadores según la metodología CBA se clasifican en indicadores de tipo beneficio, de tipo beneficio perdido, de tipo medioambiental y de tipo económico.

La metodología del presente TFM propone su reclasificación según criterios técnicos, económicos, ambientales y sociales, quedando la reclasificación como se muestra en la tabla.

SUBCRITERIO	CRITERIO SEGÚN METODOLOGÍA CBA	CRITERIO TFM
<b>B1. BIENESTAR SOCIOECONÓMICO (Socio-Economic Welfare (SEW)) reducción en los costes variables totales de generación</b>	TIPO BENEFICIO	SOCIAL
<b>B2. VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO2</b>	TIPO BENEFICIO	MEDIOAMBIENTAL
<b>B3. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES (Renewable Energy Sources (RES))</b>	TIPO BENEFICIO	TÉCNICO
<b>B4. LA VARIACIÓN EN EL BIENESTAR SOCIAL COMO RESULTADO DE LA VARIACIÓN EN LAS EMISIONES DE CO2 Y LA INTEGRACIÓN DE RES</b>	TIPO BENEFICIO	SOCIAL
<b>B5. LA VARIACIÓN EN LAS PÉRDIDAS DE LA RED</b>	TIPO BENEFICIO	TÉCNICO
<b>B6. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA ADECUACIÓN PARA SATISFACER LA DEMANDA</b>	TIPO BENEFICIO	TÉCNICO
<b>B7. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA</b>	TIPO BENEFICIO	TÉCNICO
<b>B8. SEGURIDAD DE SUMINISTRO: ESTABILIDAD DEL SISTEMA</b>	TIPO BENEFICIO	TÉCNICO

<b>A2. REDUCCIÓN EN LAS EMISIONES (no CO2) [M€/year]</b>	TIPO BENEFICIO PERDIDO	MEDIOAMBIENTAL
<b>S1. EL IMPACTO AMBIENTAL RESIDUAL</b>	TIPO AMBIENTAL	MEDIOAMBIENTAL
<b>S2. EL IMPACTO SOCIAL RESIDUAL</b>	TIPO AMBIENTAL	SOCIAL
<b>C1. GASTOS DE CAPITAL (CAPEX)</b>	TIPO ECONÓMICO	ECONÓMICO
<b>C2. COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)</b>	TIPO ECONÓMICO	ECONÓMICO

Tabla 9. Subcriterios y criterios (elaboración propia)

SOCIAL			TÉCNICOS			
B1/ COSTE TOTAL	B4	S2 (km)	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5/ COSTE TOTAL	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)

Tabla 10. Reclasificación de subcriterios en criterios social y técnico (elaboración propia)

MEDIOAMBIENTAL			ECONÓMICO	
B2/ EMISIONES 2018	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)	CAPEX (M€)	OPEX (M€/año)

Tabla 11. Reclasificación de subcriterios en criterios medioambiental y económico (elaboración propia)

### 7.6.2. PONDERACIÓN DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS

En esta fase se debe obtener la estimación de preferencia o pesos de los criterios y subcriterios considerados en los distintos niveles de la estructura jerárquica del árbol de decisión. Para ello, la metodología propuesta en este TFM requiere vertientes de opinión según diferentes grupos, de tal modo que la solución resultante sea de pleno consenso. [24]

La experiencia de cada uno de los miembros del grupo contribuye al enriquecimiento de la solución, ya que la fortaleza de unos compensa la debilidad de otros decisores con menos experiencia o menos conocimiento en un campo específico. Este nivel de participación es uno de los aspectos más interesantes de la técnica MCDM por la coherencia y el carácter realista que aporta a la toma de decisiones.

Las razones por las que se aconseja la formación de un grupo de expertos para facilitar la toma de decisiones y resolver problemas complejos son varias [García-Melón et al., 2008]:

- Las valoraciones y apreciaciones de un grupo suelen estar más próximas a lo que se denomina la solución verdadera que la que es capaz de aportar un solo individuo.
- Una decisión adoptada tras la participación, consejo y asesoramiento de un grupo de personas, es más democrática y refleja mejor la forma de organización de las sociedades avanzadas.
- Si las consecuencias de las decisiones afectan a un colectivo determinado, es más fácil que este colectivo asuma esta decisión y participe o acepte las consecuencias si un grupo suficientemente representativo ha participado durante el proceso de decisión.
- Frente a la falta de datos objetivos, las opiniones y juicios juegan un papel decisivo en el proceso para adoptar una decisión.

Los métodos de asignación de las preferencias se realizan de dos modos: de igual peso y los pesos en un rango de orden [25]. En el primer método todos los criterios tienen el mismo peso. El segundo método de ponderación de rango de orden surgió como consecuencia de las críticas del método de igual pesos. La ponderación de criterios se distribuye de la siguiente manera:

$$W_1 \geq W_2 \geq \dots \geq W_n \geq 0 \quad \text{donde} \quad \sum_{i=1}^n W_i = 1$$

Este método a su vez se clasifica en tres categorías: ponderación subjetiva, objetiva y ponderación combinada [26]. En nuestro caso al estar aplicando el método AHP vamos a hacer uso de la ponderación subjetiva, caso en el que dependemos únicamente de la preferencia de los decisores.

El conjunto total de decisores debe estar conformado por profesionales o especialistas de diferentes áreas relacionadas con la planificación de infraestructuras eléctricas, impacto socio ambiental de los sistemas energéticos, planificación y ordenación del territorio, entre otros. También se deben considerar el conocimiento de los potenciales beneficiarios. Como resulta evidente, la formación de los grupos de decisores puede ser muy diversa. En este TFM para que la ponderación de referencia sea lo más equilibrada posible, se proponen los siguientes grupos:

1. Académicos: Profesores universitarios, investigadores, etc.
2. Técnicos: Operadores de red, expertos en la industria eléctrica, etc.
3. Reguladores u operadores: ministerios, gobierno, institutos gestión ambiental, comisiones nacionales de energía, etc.
4. Asociaciones: asociaciones de consumidores, grupos ecologistas, cámaras de comercio, etc.

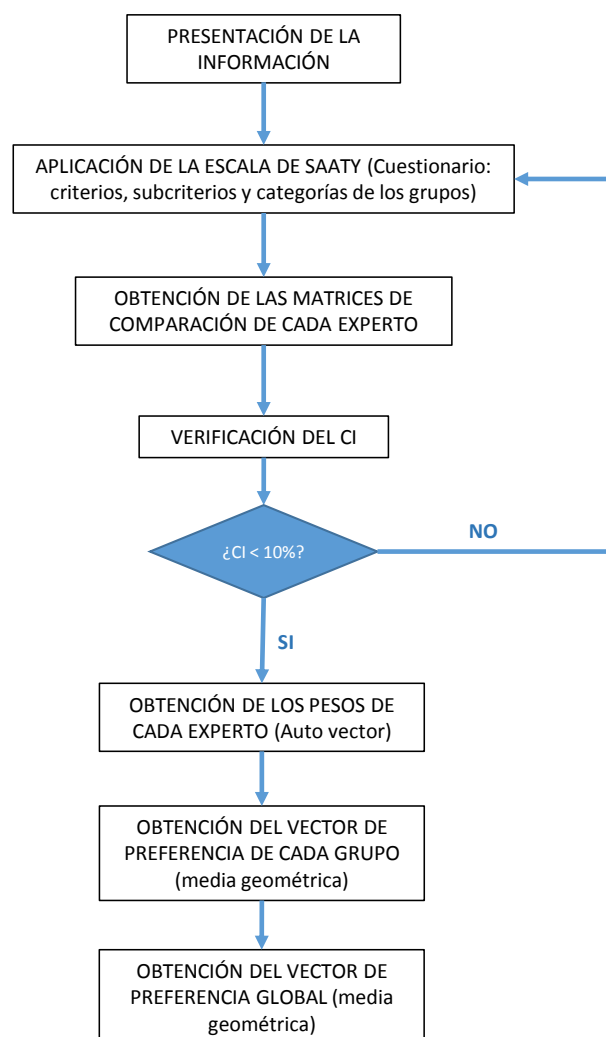


Figura 6. Algoritmo de implementación del método AHP (elaboración propia)

Una vez conformados los grupos para la ponderación de criterios y subcriterios, se exige la estimación de las preferencias individuales en una sola valoración colectiva. Para ello, se considera dentro de un mismo grupo que la opinión de sus miembros tendrá el mismo orden de importancia, pero la opinión entre los diversos grupos no tiene por qué tener la misma

proporción entre sí, ya que ellos mismos deben juzgar cuál es el orden de importancia de los grupos participantes, respetando de este modo las discrepancias en el modo de obtener las preferencias. En este TFM se ha considerado todas las opiniones de la misma importancia (igual peso), y se han simulado las diferentes corrientes de opinión, considerando un decisor por grupo.

Para la determinación de la preferencia colectiva se va a usar el método de la media geométrica. Posteriormente, las preferencias obtenidas individualmente se ponderan según el peso asignado a cada uno de ellos (generalmente, igual peso). La asignación de pesos de preferencia se realiza mediante la participación de todos los implicados.

Se propone, la realización de las consultas mediante la aplicación de cuestionarios, ya que resulta difícil la interacción entre los distintos grupos de expertos para llegar a consenso sobre los pesos. Aunque la interacción se considera imprescindible para obtener resultados fiables.

La interacción de un decisor implica que una vez obtenidas las ponderaciones, se calcula la consistencia de sus valoraciones; si este valor es mayor que 0,1, entonces es necesario interactuar con el decisor para que ejecute las correcciones donde se presenta la inconsistencia.

Los pasos necesarios para la implementación del método AHP en la agregación de preferencias son los que se muestra en la figura 6.

Para la evaluación de los criterios y subcriterios se ha utilizado la herramienta Excel que se comenta al principio de este apartado.

En el caso de los criterios se consideran dos supuestos:

- Criterios social, técnico, medioambiental y económico, luego tendremos una matriz 4 x 4.

CRITERIOS	SOCIAL	TÉCNICO	MEDIOAMBIENTAL	ECONÓMICO
SOCIAL	1	3/1	5/1	3
TÉCNICO	1/3	1	1	7
MEDIOAMBIENTAL	1/5	1	1	5
ECONÓMICO	1/3	1/7	1/5	1

Autovector

}

%SOCIAL

%TÉCNICO

%MA

%ECO

Figura 7. Matriz de ponderación de criterios (4 criterios) (elaboración propia)

- Criterios social, técnico y medioambiental, luego tendremos una matriz 3 x 3.

Autovector

CRITERIOS	SOCIAL	TÉCNICO	MEDIOAMBIENTAL
SOCIAL	1	3/1	5/1
TÉCNICO	1/3	1	1
MEDIOAMBIENTAL	1/5	1	1

$$\left[ \begin{matrix} \%_{SOCIAL} \\ \%_{TÉCNICO} \\ \%_{MA} \end{matrix} \right]$$

Figura 8. Matriz de ponderación de criterios (3 criterios) (elaboración propia)

La decisión de tener en cuenta estos dos supuestos a la hora de la elección de los criterios es por la influencia del criterio económico, dado que al estar embebido en la normalización de los indicadores es un hecho a tener en cuenta. Esto se explicará en los resultados.

El decisor debe puntuar según la escala de Saaty los criterios de forma pareada.

		Criterios		more important?	Scale
i	j	A	B	A or B	(1-9)
1	2	SOCIAL	TÉCNICO	B	7
1	3		MEDIOAMBIENTAL	A	5
1	4		ECONÓMICO	B	5
1	5				
1	6				
1	7				
1	8				
2	3	TÉCNICO	MEDIOAMBIENTAL	A	5
2	4		ECONÓMICO	B	3
2	5				
2	6				
2	7				
2	8				
3	4	MEDIOAMBIENTAL	ECONÓMICO	A	1
3	5				
3	6				
3	7				
3	8				

Figura 9. Puntuaciones de criterios par a par [23]

La herramienta Excel comprueba la consistencia de los juicios y se obtiene el autovector con los pesos de los criterios teniendo en cuenta con el mismo peso las diferentes opiniones.

Hay que hacer lo mismo para cada grupo de subcriterios dentro de cada criterio, luego tendremos una matriz por cada criterio:

Una matriz de subcriterios sociales de 3 x 3.

SOCIAL	B1/COSTE TOTAL	B4	S2
B1/COSTE TOTAL	1	3	5
B4	1/3	1	2
S2	1/5	1/2	1

$$\left[ \begin{matrix} \%_{B1} \\ \%_{B4} \\ \%_{S2} \end{matrix} \right]$$

Figura 10. Matriz de ponderación de subcriterios sociales (elaboración propia)

Una matriz de subcriterios técnicos de 4 x 4.

TÉCNICOS	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5/ COSTE TOTAL	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)	Autovector  $\left\{ \begin{array}{l} \%_{B3} \\ \%_{B5} \\ \%_{B6} \\ \%_{B7} \end{array} \right\}$
B3/ GENERACIÓN RES 2018	1	5	7	2	
B5/ COSTE TOTAL	1/5	1	5	3	
B6/ DEMANDA 2018	1/7	1/5	1	3	
B7 (%)	1/2	1/3	1/3	1	

Figura 11. Matriz de ponderación de subcriterios técnicos (elaboración propia)

Una matriz de ponderación de subcriterios medioambientales 3 x 3.

MEDIOAMBIENTAL	B2/ EMISIONES 2018	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)	Autovector  $\left\{ \begin{array}{l} \%_{B2} \\ \%_{A2} \\ \%_{S1} \end{array} \right\}$
B2/ EMISIONES 2018	1	3	5	
A2/ COSTE TOTAL	1/3	1	3	
S1 (km)	1/5	1/3	1	

Figura 12. Matriz de ponderación de subcriterios medioambientales (elaboración propia)

Y por último una matriz de subcriterios económicos 2 x 2.

ECONÓMICO	CAPEX (M€)	OPEX (M€/año)	Autovector  $\left\{ \begin{array}{l} \%_{CAPEX} \\ \%_{OPEX} \end{array} \right\}$
CAPEX (M€)	1	3	
OPEX (M€/año)	1/3	1	

Figura 13. Matriz de ponderación de subcriterios económicos (elaboración propia)

Con los pesos obtenidos de criterios y subcriterios se construye un árbol de ponderaciones con toda la información.

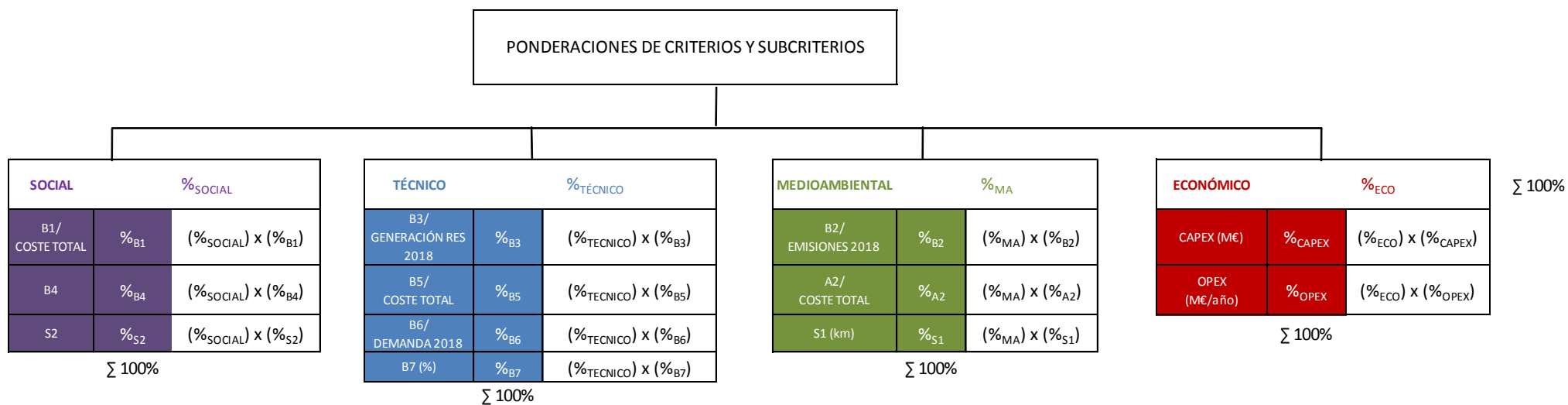


Figura 14. Árbol de ponderaciones de criterios y subcriterios (elaboración propia)



### 7.6.3. CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE DECISIÓN: PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS

En este punto, tenemos la matriz de valores normalizada, así como el árbol con la ponderación de criterios. De este modo, ya podemos construir la matriz de decisión para priorizar los proyectos.

Para obtener la puntuación AHP de cada proyecto aplicaremos a cada indicador su peso correspondiente y haremos el sumatorio.

	SOCIAL			TÉCNICOS			MEDIOAMBIENTAL			ECONÓMICO		PUNTUACIÓN AHP	
	B1/ COSTE TOTAL	B4	S2 (km)	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5/ COSTE TOTAL	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)	B2/ EMISION ES 2018	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)	CAPEX (M€)		OPEX (M€/año)
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya													
Interconexión ES-FR Aragón-Pireneos Atlánticos													
Interconexión ES-FR Navarra-Landes													
Interconexión ES-PT España-Portugal													

Figura 15. Matriz de decisión (elaboración propia)

## 8. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO A LOS PROYECTOS SELECCIONADOS

A continuación, se detallan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología propuesta a los cuatro proyectos seleccionados.

### 8.1. RESULTADOS DE LOS INDICADORES SEGÚN LA METODOLOGÍA CBA DE LA UE Y VALORES NORMALIZADOS

En las tablas siguientes se han extraído los valores de los indicadores, calculados por los operadores del sistema para cada uno de los proyectos. La herramienta de cálculo con los datos de partida se muestra en el Anexo I.

El primer resultado que se muestra es el correspondiente a los costes del proyecto, calculando el coste total del proyecto, valor que se utiliza para la normalización de otros indicadores. En la tabla 12 se muestran los resultados de los indicadores clasificados según criterio económico.

	ECONÓMICO		
	CAPEX (M€)	OPEX (M€/año)	COSTE TOTAL (M€)
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	1.750,00	10,20	2158
Interconexión ES-FR Aragón-Pireneos Atlánticos	1.170,00	6,03	1411,2
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	1.470,00	9,50	1850
Interconexión ES-PT España-Portugal	111,94	1,09	155,66

Tabla 12. Resultados de los indicadores económicos según la aplicación de la metodología CBA y normalización (elaboración propia)

Se muestran los resultados clasificados según los criterios propuestos por el presente TFM, en las columnas con encabezado amarillo se muestran los valores con las unidades propuestas en la metodología CBA, y a continuación la normalización, aplicando el método tal y como se especifica en el apartado 7.4. Como se puede observar el coste más elevado corresponde a la interconexión del Golfo de Vizcaya y el más bajo a la interconexión España – Portugal. Esta diferencia tan elevada corresponde a las diferentes tecnologías utilizadas en cada uno de los proyectos, ya que el primero utiliza HVDC, además de la longitud de las infraestructuras involucradas, así como la diferente orografía del terreno, ya que en el primer caso nos encontramos ante un cable submarino y en el segundo ante una línea aérea.

En la tabla 13 se muestra la categoría correspondiente al criterio social.

	SOCIAL			
	B1. [M€/año]	B1/ COSTE TOTAL	B4	S2 (km)
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	138	6,39%	-	71
Interconexión ES-FR Aragón-Pireneos Atlánticos	48	3,40%	-	60
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	61	3,30%	-	45
Interconexión ES-PT España-Portugal	12	7,71%	-	53

**Tabla 13. Resultados de los indicadores sociales según la aplicación de la metodología CBA y normalización (elaboración propia)**

En términos absolutos, el proyecto que más reduce la congestión y aumenta la integración en el mercado es el del Golfo de Vizcaya, pero en términos relativos el mejor es la interconexión España – Portugal, dado que el coste del proyecto es mucho menor.

En la tabla 14 se muestran los resultados de los indicadores clasificados según criterio técnico.

	TÉCNICOS								
	B3. Integración RES [MWh/año]	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5. Pérdidas red [GWh/año]	B5. Pérdidas red [M€/año]	B5/ COSTE TOTAL	B6. Adecuación demanda [MWh]	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)	B8
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	1.146.440,00	1,14%	1.607	99	4,59%	316.490	0,081%	35%	++
Interconexión ES-FR Aragón-Pireneos Atlánticos	332.080,00	0,33%	1.524	94	6,66%	139050	0,021%	24%	++
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	487.270,00	0,49%	1.385	85	4,59%	150.970	0,028%	24%	++
Interconexión ES-PT España-Portugal	78.590,00	0,08%	-44,00	5,00	3,21%	8330	0,0033%	18%	++

**Tabla 14. Resultados de los indicadores técnicos según la aplicación de la metodología CBA y normalización. (El indicador B8 es únicamente cualitativo) (elaboración propia)**

La interconexión del Golfo de Vizcaya es la mejor técnicamente, ya que incorpora la última tecnología HVDC, luego arroja los mejores resultados técnicos.

En la tabla 15 se muestran los resultados de los indicadores clasificados según criterio medioambiental.

	MEDIOAMBIENTAL				
	B2. Variación de emisiones de CO <sub>2</sub> [T/año]	B2/ EMISIONES 2018	A2. Reducción NO CO <sub>2</sub>	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	-920.100	-1,43%	10,8	0,50%	15
Interconexión ES-FR Aragón-Pireneos Atlánticos	-326.600,00	-0,51%	8	0,57%	195
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	-477.100,00	-0,74%	7,2	0,39%	82
Interconexión ES-PT España-Portugal	44.800,00	0,07%	-	-	11

**Tabla 15. Resultados de los indicadores medioambientales según la aplicación de la metodología CBA y normalización (elaboración propia)**

En cuanto a los indicadores medioambientales notar que la línea que más impacto medioambiental tiene es la interconexión Aragón – Pirineos Atlánticos, no obstante, recordar que este indicador tiene el objetivo de dar una medida de la sensibilidad ambiental asociada al proyecto (número de kilómetros que atraviesa la interconexión en áreas medioambientales sensibles). Evidentemente esta interconexión atraviesa los Pirineos y será responsabilidad de los promotores del proyecto evitar al máximo los impactos ambientales, así como la evaluación de impacto ambiental correspondiente.

En la tabla 16 se muestran la matriz normalizada considerando el total de la cartera de proyectos seleccionados, como se indica en el apartado 7.5.

	SOCIAL			TÉCNICOS				MEDIOAMBIENTAL			ECONÓMICO	
	B1/ COSTE TOTAL	B4	S2 (km)	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5/ COSTE TOTAL	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)	B2/ EMISIONES 2018	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)	CAPEX (M€)	OPEX (M€/año)
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	82,95%	0,00%	63,38%	100,00%	68,87%	100,00%	100,00%	100,00%	88,28%	73,33%	100,00%	100,00%
Interconexión ES-FR Aragón-Pireneos Atlánticos	44,12%	0,00%	75,00%	28,97%	100,00%	26,41%	68,57%	38,49%	100,00%	5,64%	66,86%	59,12%
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	42,77%	0,00%	100,00%	42,50%	68,98%	34,65%	68,57%	54,09%	68,65%	13,41%	84,00%	93,14%
Interconexión ES-PT España-Portugal	100,00%	0,00%	84,91%	6,86%	48,22%	4,12%	51,43%	0,00%	0,00%	100,00%	6,40%	10,72%

Tabla 16. Matriz normalizada (elaboración propia)

## 8.2. DIFERENTES POSTURAS DE DECISIÓN: VALORACIONES DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS.

Aplicando el método AHP y según las puntuaciones obtenidas considerando los cuatro grupos de opinión, se han obtenido las ponderaciones de criterios y subcriterios. Las matrices de valoración se pueden consultar en el Anexo III. A continuación, se presentan en % los pesos obtenidos.

### 8.2.1. PONDERACIÓN DE CRITERIOS

Se consideran dos supuestos, teniendo en cuenta los cuatro criterios (social, técnico, medioambiental y económico) y teniendo en cuenta tres criterios (social, técnico y medioambiental).

Los resultados de los pesos con las corrientes de opinión simuladas son los que se muestran a continuación en las figuras 16 y 17.

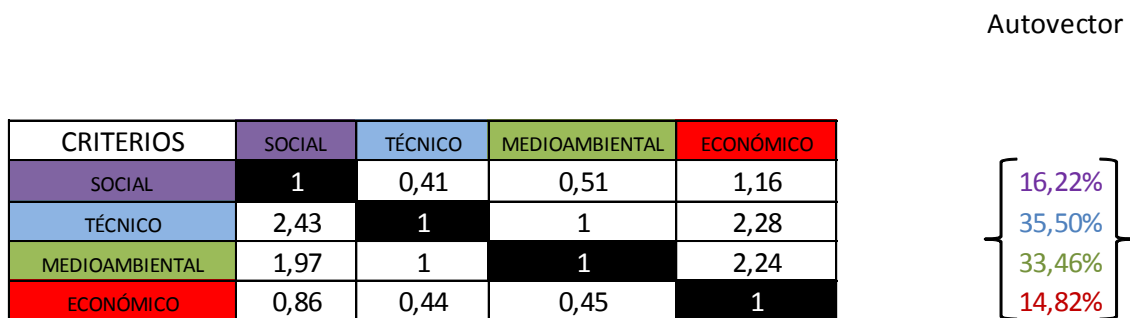


Figura 16. Ponderación de 4 criterios, matriz consolidada (elaboración propia)

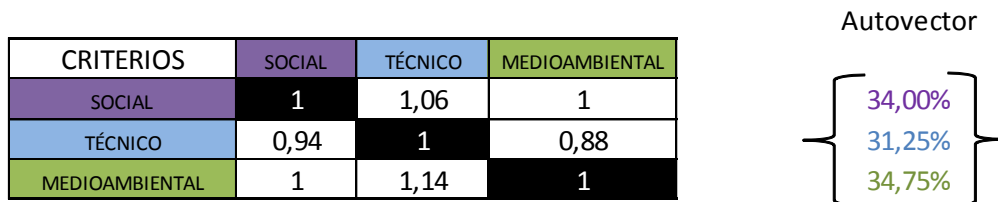


Figura 17. Ponderación de 3 criterios, matriz consolidada (elaboración propia)

### 8.2.2. PONDERACIÓN DE SUBCRITERIOS

Los resultados obtenidos de los pesos con las corrientes de opinión simuladas se muestran a continuación. En la figura 18 se muestran los pesos obtenidos para los subcriterios sociales.

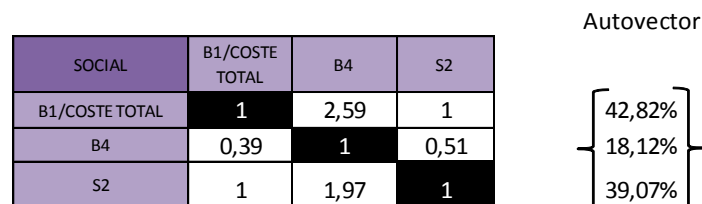


Figura 18. Ponderación de subcriterios sociales (elaboración propia)

En la figura 19 se muestran los pesos obtenidos para los subcriterios técnicos.

TÉCNICOS	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5/ COSTE TOTAL	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)	
B3/ GENERACIÓN RES 2018	1	3,2	2,43	2,43	Autovector 46,35% 12,62% 22,29% 18,74%
B5/ COSTE TOTAL	0,31	1	0,58	0,58	
B6/ DEMANDA 2018	0,41	1,73	1	1,41	
B7 (%)	0,41	1,73	0,71	1	

Figura 19. Ponderación de subcriterios técnicos (elaboración propia)

En la figura 20 se muestran los pesos obtenidos para los subcriterios medioambientales.

MEDIOAMBIENTAL	B2/ EMISIONES 2018	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)	
B2/ EMISIONES 2018	1	1,73	1,32	Autovector 42,83% 25,11% 32,06%
A2/ COSTE TOTAL	0,58	1	0,8	
S1 (km)	0,76	1,26	1	

Figura 20. Ponderación de subcriterios medioambientales (elaboración propia)

En la figura 21 se muestran los pesos obtenidos para los subcriterios económicos.

ECONÓMICO	CAPEX (M€)	OPEX (M€/año)	
CAPEX (M€)	1	1	Autovector 50,00% 50,00%
OPEX (M€/año)	1	1	

Figura 21. Ponderación de subcriterios económicos (elaboración propia)



### 8.2.3. ÁRBOL DE PONDERACIÓN DE CRITERIOS Y SUBCRITERIOS

Con las ponderaciones obtenidas, resultan dos árboles de ponderación de criterios y subcriterios: uno con los cuatro criterios y otro con tres (sin incluir el criterio económico).

En la figura 22 se muestra el resultado de los pesos que se aplicarán a cada uno de los indicadores para la obtención de la puntuación AHP. En este caso se incluye el criterio económico.

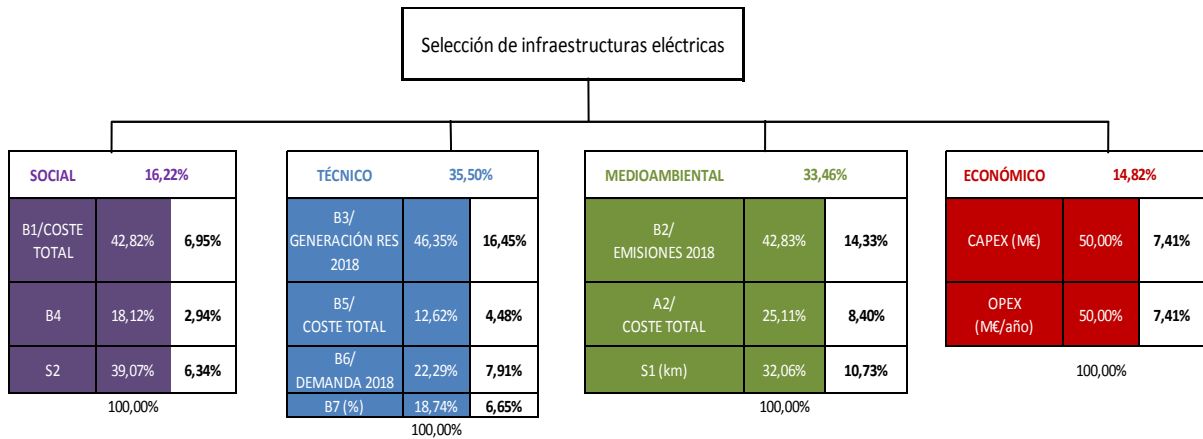


Figura 22. Árbol de ponderación de criterios y subcriterios (4 criterios) (elaboración propia)

En la figura 23 se muestra el resultado de los pesos que se aplicarán a cada uno de los indicadores para la obtención de la puntuación AHP. En este caso se excluye el criterio económico. Como se puede observar los pesos de los subcriterios siguen siendo los mismos, pero el resultado final es diferente ya que la aplicación del criterio superior ha cambiado.

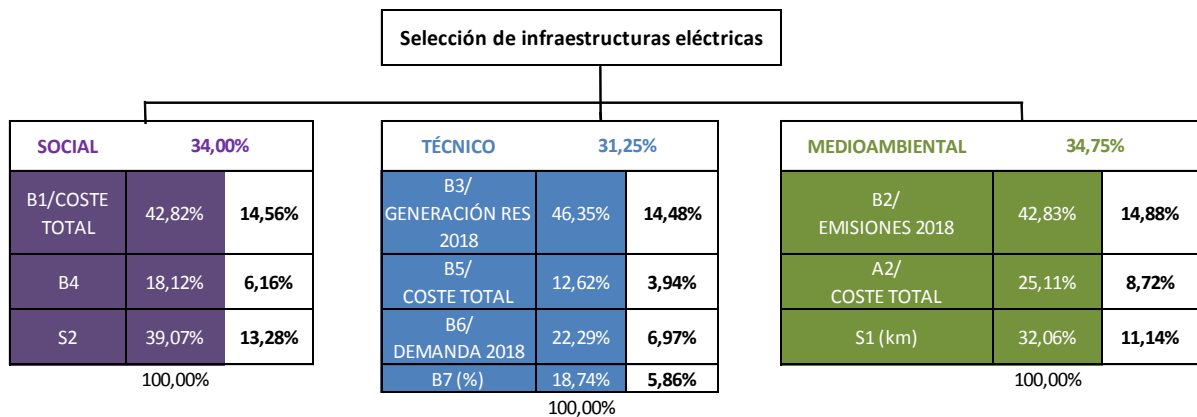


Figura 23. Árbol de ponderación de criterios y subcriterios (3 criterios) (elaboración propia)

### 8.3. RESULTADOS DE APLICACIÓN DEL MÉTODO AHP

A continuación, se aplican las ponderaciones a la matriz normalizada de proyectos, obteniendo una priorización de los proyectos. En primer lugar, se muestra el resultado obtenido incluyendo el criterio económico y a continuación se realiza un análisis bidimensional: podemos evaluar el peso económico por separado y en otro eje tener la valoración de los otros tres criterios.

#### 8.3.1. CRITERIO ECONÓMICO INCLUIDO EN PONDERACIÓN

	SOCIAL			TÉCNICOS				MEDIOAMBIENTAL			ECONÓMICO		PUNTUACIÓN AHP
	B1/ COSTE TOTAL	B4	S2 (km)	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5/ COSTE TOTAL	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)	B2/ EMISIONES 2018	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)	CAPEX (M€)	OPEX (M€/año)	
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	82,95%	0,00%	63,38%	100,00%	68,87%	100,00%	100,00%	100,00%	88,28%	73,33%	100,00%	100,00%	<b>0,88317</b>
Interconexión ES-FR Aragón-Pirineos Atlánticos	44,12%	0,00%	75,00%	28,97%	100,00%	26,41%	68,57%	38,49%	100,00%	5,64%	66,86%	59,12%	<b>0,43011</b>
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	42,77%	0,00%	100,00%	42,50%	68,98%	34,65%	68,57%	54,09%	68,65%	13,41%	84,00%	93,14%	<b>0,50218</b>
Interconexión ES-PT España-Portugal	100,00%	0,00%	84,91%	6,86%	48,22%	4,12%	51,43%	0,00%	0,00%	100,00%	6,40%	10,72%	<b>0,27935</b>

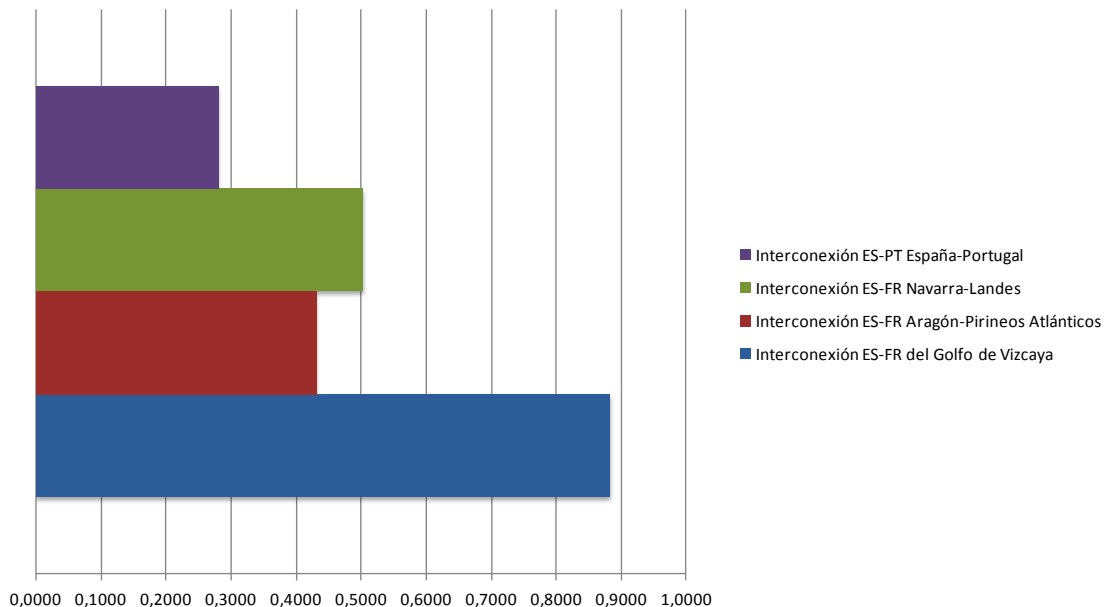


Figura 24. Priorización de proyectos incluyendo el criterio económico (elaboración propia)

Como se observa en la figura 24 el proyecto que más ventajas presenta y resultaría seleccionado es la interconexión del Golfo de Vizcaya, seguido de la interconexión Navarra-Landes, la interconexión Aragón-Pirineos Atlánticos y por último la interconexión con Portugal.

### 8.3.2. ANÁLISIS BIDIMENSIONAL: CRITERIOS ECONÓMICO, SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL VS CRITERIO ECONÓMICO

	SOCIAL			TÉCNICOS				MEDIOAMBIENTAL			PUNTAJACIÓN AHP	ECONÓMICO			COSTE NORMALIZADO
	B1/ COSTE TOTAL	B4	S2 (km)	B3/ GENERACIÓN RES 2018	B5/ COSTE TOTAL	B6/ DEMANDA 2018	B7 (%)	B2/ EMISIONES 2018	A2/ COSTE TOTAL	S1 (km)		CAPEX (M€)	OPEX (M€/año)	COSTE TOTAL (M€)	
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	82,95%	0,00%	63,38%	100,00%	68,87%	100,00%	100,00%	100,00%	88,28%	73,33%	<b>0,8127</b>	1.750,00	10,20	2158	0,39
Interconexión ES-FR Aragón-Pireneos Atlánticos	44,12%	0,00%	75,00%	28,97%	100,00%	26,41%	68,57%	38,49%	100,00%	5,64%	<b>0,4546</b>	1.170,00	6,03	1411,2	0,25
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	42,77%	0,00%	100,00%	42,50%	68,98%	34,65%	68,57%	54,09%	68,65%	13,41%	<b>0,5035</b>	1.470,00	9,50	1850	0,33
Interconexión ES-PT España-Portugal	100,00%	0,00%	84,91%	6,86%	48,22%	4,12%	51,43%	0,00%	0,00%	100,00%	<b>0,4317</b>	111,94	1,09	155,66	0,03

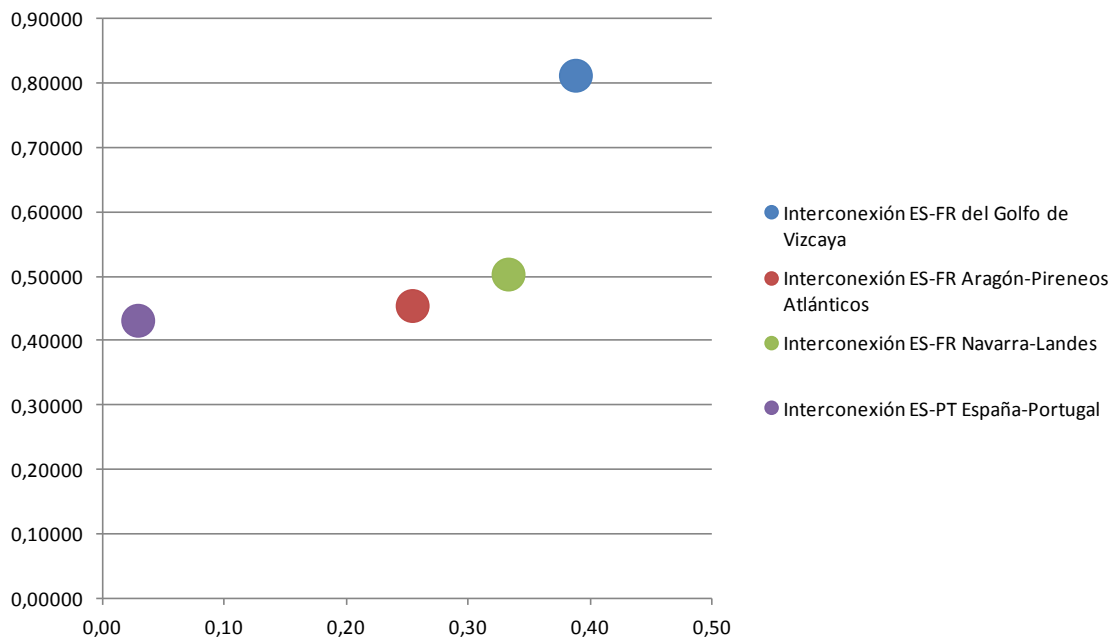


Figura 25. Priorización de proyectos con criterio económico aparte (elaboración propia)

En la figura 25 observamos la priorización de proyectos aplicando la ponderación obtenida con tres criterios. Obtenemos un coste normalizado de cada uno de los proyectos respecto del total de la cartera de proyectos y realizamos un análisis bidimensional: en el eje X se observan los costes y en el eje Y el resultado del resto de criterios (social, técnico y medioambiental). El proyecto ganador sigue siendo la interconexión del Golfo de Vizcaya, pero observamos que el proyecto más pequeño (la interconexión de Portugal) ha ganado importancia y está cerca en cuanto al resto de beneficios de los otros proyectos.

Así, se demuestra la importancia de considerar por separado el criterio económico ya que, de otro modo, los proyectos pequeños quedarán desvirtuados.

#### 8.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad resulta una herramienta complementaria necesaria en el análisis de decisiones. De este modo los analistas pueden observar cómo influye la variación de los datos de entrada en el efecto de los datos de salida. Si pequeñas variaciones en las entradas produjesen grandes cambios en los resultados, los decisores deberían valorar la validez de los juicios emitidos. El objeto del análisis de sensibilidad es valorar también la importancia de cada uno de los criterios y ver cuáles son los más importantes.

Se modifican por separado cada uno de los criterios según los escenarios mostrados en la tabla 17.

DIMENSIONES	ESCENARIOS	% SOCIAL	% TÉCNICO	% MEDIO AMBIENTAL	% ECONÓMICO
1 criterio	Social	100	0	0	0
	Técnico	0	100	0	0
	Medioambiental	0	0	100	0
	Económico	0	0	0	100
2 criterios	Tecno-económico	0	50	0	50
	Ecoeficiente	0	0	50	50
	Ético	50	0	0	50
	Socioambiental	0	0	50	50
3 criterios	Tecno/ecoficiente		33,33	33,33	33,33
	Tecno/ético	33,33	33,33	0	33,33
	Económico/socioambiental	33,33	0	33,33	33,33
4 criterios	Sostenibilidad I	25,00	25,00	25,00	25,00
	Sostenibilidad II	33,33	16,67	33,33	16,67

Tabla 17. Escenarios y ponderación de criterios para el análisis de sensibilidad (elaboración propia)

Se modifican por separado cada uno de los criterios, cumpliendo siempre que el sumatorio sea el 100%, para observar los efectos que las modificaciones tienen sobre la toma de decisiones.

Si sólo se considera un criterio, el análisis deja de ser multicriterio, pero así se puede observar los efectos de condicionar la toma de decisiones a un solo criterio.

Se van incorporando criterios para ver los efectos en la combinación de los mismos, generando diferentes escenarios.

Los resultados obtenidos aplicando los pesos de los criterios indicados en la tabla 17 se muestran en la tabla 18.

DIMENSIONES	ESCENARIOS	PUNTUACIÓN AHP			
		Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	Interconexión ES-FR Aragón-Pirineos Atlánticos	Interconexión ES-FR Navarra-Landes	Interconexión ES-PT España-Portugal
1 criterio	Social	0,60	0,48	0,57	0,76
	Técnico	0,96	0,32	0,36	0,10
	Medioambiental	0,89	0,43	0,45	0,32
	Económico	1,00	0,63	0,89	0,09
2 criterios	Tecno-económico	0,98	0,47	0,62	0,09
	Ecoeficiente	0,94	0,53	0,67	0,20
	Ético	0,80	0,56	0,73	0,42
	Socioambiental	0,82	0,53	0,67	0,20
3 criterios	Tecno/ecoeficiente	0,95	0,46	0,56	0,17
	Tecno/ético	0,85	0,48	0,61	0,32
	Económico/socioambiental	0,83	0,52	0,64	0,39
4 criterios	Sostenibilidad I	0,86	0,47	0,57	0,32
	Sostenibilidad II	0,82	0,46	0,55	0,39

Tabla 18. Priorización de proyectos según escenarios planteados para análisis de sensibilidad (elaboración propia)

Cabe destacar que los resultados mostrados son fruto de la aplicación de los criterios para los diferentes escenarios planteados, manteniendo los pesos en los subcriterios. Se observa que en el caso de la aplicación de un solo criterio, el proyecto priorizado sería la interconexión España – Portugal, resultando para el resto de los escenarios la interconexión del Golfo de Vizcaya el proyecto priorizado.

Para los escenarios en los que se consideran dos criterios el proyecto priorizado vuelve a ser de nuevo la interconexión del Golfo de Vizcaya, y se muestra que al darle más peso al criterio social aumentan las puntuaciones del resto de proyectos. Lo mismo ocurre para los escenarios con tres y cuatro criterios.

De este análisis se desprende la potencia de la herramienta para el análisis de diversa casuística y la importancia de separar el criterio económico para poder visualizar la influencia del resto de factores con mayor claridad.

### 8.5. COSTE DE LA NUEVA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA INSTALADA

Se propone la inclusión de un nuevo indicador que ofrezca una idea del coste de la nueva capacidad de transferencia instalada.

$$\frac{COSTE\ TOTAL\ DEL\ PROYECTO\ (M\text{€})}{CAPACIDAD\ DE\ TRANSFERENCIA\ (MW)}$$

Calculando el mismo para los proyectos analizados se obtienen los resultados de la Tabla 19.

PROYECTO	COSTE/CAPACIDAD (€/kW)	TIPO TECNOLOGÍA
Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya	0,98091	DC
Interconexión ES-FR Aragón-Pirineos Atlánticos	0,9408	DC+AC
Interconexión ES-FR Navarra-Landes	1,233	DC+AC
Interconexión ES-PT España-Portugal	0,08	AC

Tabla 19. Valores del indicador propuesto COSTE/CAPACIDAD (elaboración propia)

## 9. CONCLUSIONES Y APORTACIONES

En el presente TFM se ha realizado, en primer lugar, un análisis del estado del arte de la planificación de las redes eléctricas europeas, así como de la normativa asociada y de los corredores eléctricos relacionados con los proyectos de interés común de la Unión Europea (PIC) de los que forman las infraestructuras españolas de interconexión transfronteriza.

En segundo lugar, se ha descrito la metodología de análisis coste-beneficio (CBA) seguida por la UE para el análisis de los proyectos que constituye la base de selección de los PIC, para pasar en tercer lugar al análisis de las metodologías multicriterio, justificando la elección del método AHP para la priorización de proyectos y proponiendo una metodología propia para la priorización de proyectos en base a los resultados de la metodología CBA de la UE.

Por último, se ha aplicado dicha metodología para la selección y jerarquización de los proyectos seleccionados, y se han expuesto y comentado los resultados obtenidos. Según dichos resultados se puede considerar que la metodología es coherente describiendo a continuación las conclusiones y aportaciones del TFM.

- I. El análisis multicriterio y la puesta en juego de múltiples factores favorecen la comprensión de proyectos tan grandes y complejos en los que gran parte de la sociedad es afectada por los mismos.
- II. La metodología CBA propuesta por la UE muestra gran cantidad de información sobre los proyectos que son seleccionados como PIC, pero no pone claramente de manifiesto cuál o cuáles son los criterios de selección de los mismos.
- III. La normalización de dichos indicadores según la metodología propuesta por el presente TFM y la secuencial aplicación del método AHP nos permite obtener una priorización de la cartera de proyectos con un método claro y explícito.
- IV. Esta metodología nos permite valorar las consecuencias de diferentes tomas de decisiones, y también permite simular diferentes preferencias, así como diferentes escenarios.
- V. La herramienta permite valorar diferentes juicios, con diferentes pesos de criterios y subcriterios, así como ponderar los pesos de los diferentes grupos de decisores (que en este TFM se han considerado con el mismo peso). De esta manera, según las opiniones que se han supuesto a modo de ejemplo en el presente TFM, el proyecto priorizado es la interconexión del Golfo de Vizcaya. Sin embargo, se observa que si no se considera el criterio económico, el proyecto más pequeño gana importancia (la interconexión de Portugal), y se acerca, en términos de beneficios, al resto de proyectos.
- VI. A la vista de la conclusión anterior, cabe destacar la importancia de separar el tratamiento del criterio económico para no perjudicar a los proyectos de menor importe. Dado que en este caso no estamos comparando diferentes alternativas para un mismo proyecto sino diferentes proyectos entre sí, se propone aquí normalizar el coste económico de cada proyecto respecto del global.
- VII. En consecuencia, como se indica en el apartado 8.5., se propone un nuevo indicador Coste/Capacidad de transferencia. Los resultados ponen además de manifiesto la diferencia entre los proyectos en corriente continua DC y corriente alterna AC. En el primer caso las inversiones se multiplican por un factor 10, pero no hay que perder de vista la complejidad de los tres primeros proyectos, dada la orografía del terreno, hecho que incrementa su coste. También habrá que tener muy en cuenta las



capacidades inherentes de los puntos inicial y final de las interconexiones, ya que puede ser un criterio decisivo para la planificación.

## 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] European Commission, “REPORT FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK. Fourth report on the State of the Energy Union,” 2019.
- [2] European Commission, “PAQUETE SOBRE LA UNIÓN DE LA ENERGÍA. COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO Y AL CONSEJO,” no. 2015, 2015.
- [3] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Directiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables,” *D. Of. la Unión Eur. Ser. L*, vol. 2018, no. 328, 21 diciembre, pp. 82–209, 2018.
- [4] “DIRECTIVA (UE) 2018/ 2002 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 11 de diciembre de 2018 - por la que se modifica la Directiva 2012/ 27/ UE relativa a la eficiencia energética.”
- [5] Comisión Europea, “DIRECTIVA 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD Y POR LA QUE SE MODIFICA LA DIRECTIVA 2012/27/UE,” *D. Of. la Unión Eur. Ser. L*, pp. 2001–2004, 2019.
- [6] “DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO.”
- [7] European Commission, “Electricity interconnection targets,” pp. 1–2, 2019.
- [8] ENTSO-E, “Connecting Europe: Electricity,” 2018.
- [9] “REGLAMENTO (UE) N o 347/2013 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO,” 2013.
- [10] “REG UE 2018\_1999 sobre GOBERNANZA y de la ACCIÓN POR EL CLIMA.”
- [11] ENTSO-E and ENTSG, “TYNDP 2018: Scenario Report. Main Report,” *Entso-E*. p. 30, 2018.
- [12] ENTSO-E, “TYNDP 2018 REGIONAL INSIGHT REPORT: NORTH-SOUTH INTERCONNECTIONS WEST.” 2018.
- [13] ENTSO-e, “TYNDP ENTSO-E EUROPE.” [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/>. [Accessed: 21-May-2019].
- [14] ENTSO-E, “ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects,” *Entso-E*, no. July 2014, p. 71, 2015.
- [15] R. S. Connected, “Accompanying document to 2nd ENTSO-E Guideline for CBA of Grid Development Projects entso Reliable Sustainable Connected.”
- [16] T. Cba, “TYNDP CBA from assessment indicators to investment decisions What influences the TYNDP CBA indicators? How did CBA indicators evolve compared to previous TYNDP edition?,” 2018.
- [17] J. C. Rojas-Zerpa and J. M. Yusta, “Application of multicriteria decision methods for electric supply planning in rural and remote areas,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52. pp. 557–571, 2015.
- [18] M. R. y otros Peris J., Gómez T. Ferrer P., *Teoría y proceso del proyecto*. Valencia,



España, 2002.

- [19] Belton V. and Stewart T., “Multiple criteria decision analysis: An integrated approach,” *Kluwer Academic Publishers*, 2002.
- [20] B. Muñoz, “Investigación Aplicación de métodos de decisión multicriterio discretos al análisis de alternativas en estudios informativos de infraestructuras de transporte Application of Multicriteria Decision Methods in Evaluating Alternative Solutions for Transporta,” pp. 27–46, 2016.
- [21] “TYNDP 2018 - PROJECTS.” [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/>. [Accessed: 24-May-2019].
- [22] I. S. Castro, “Vida útil de elementos de transmisión,” 2017.
- [23] K. D. Goepel, “BPMSG AHP Excel Template with multiple Inputs,” pp. 1–6, 2010.
- [24] A. P. and G. M. García-Melón M., “An AHP-based evaluation procedure for Innovation Educational Projects: A Face-TO FACE vs. computer-mediated case study,” *Omega* 36., 2008, pp. 754–765.
- [25] F. G. and D. J. Jia J., “Attribute weighting methods and decision quality in the presence of response error: a simulation study,” *J. Behav. Decis. Mak.*, vol. 11, pp. 85–105, 1998.
- [26] Z. C. and Z. J. Wang J.,Jing Y., “Review on multi-criteria decision analysis aik in sustainable energy decision making,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 2263–2278, 2009.
- [27] RED ELECTRICA DE ESPAÑA, “Red Eléctrica de España | Series estadísticas nacionales.” [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/series-estadisticas/series-estadisticas-nacionales>. [Accessed: 21-May-2019].

## 11. ANEXOS

### ANEXO I. HERRAMIENTA EXCEL DE TRABAJO CON RESULTADOS DE LOS PIC SELECCIONADOS

En este anexo se muestra la Excel de trabajo con los resultados de partida, en la misma hay gran cantidad de información, porque de partida se extrajeron todos los datos disponibles en la TYNDP 2018, estando disponibles los resultados de los indicadores en varios escenarios, así como valores medios, mínimos y máximos.

Es una Excel grande, así que para plasmarla en el documento se muestra por partes, siendo una parte la continuación de la otra horizontalmente.

Project Id	Promotor	Project Name	Description	Investment ID	Name	From Substation 1	To Substation 2	Total route length (km)	Elements Type	Technology Type	Voltage Level	Expected Commissioning Year	Status	Tso In Charge From	Tso In Charge To	country 1	country 2	Transfer Capacity increase (NTC) [MW]	COMMISSIONING DATE
16	REE;RTE	Biscay Gulf	The project consist of 370 km HVDC-VSC link (2 bipoles of 1000 MW each) mainly subsea in the Biscay Gulf, between Gatica (Basque Country, ES) and Cubnezais (Aquitaine, FR). Included in the Madrid Declaration, this project aims at improving the interconnection ES-FR. This project was included in the 2013,2015 and 2017 PCI list (PCI 2.7)	38	HVDC Gatica-Cubnezais	Gatica (ES)	Cubnezais (FR)	370	Subsea Cable	DC	320	01/ 01/ 2025	In Permitting	REE	RTE	Spain	France	2200	2025
270	REE;RTE	FR-ES project - Aragón- Atlantic Pyrenees	This project consist of a new HVDC interconnection between France and Spain located in the Central part of the Pyrenees between Aragón region (Spain) and Marsillón (France). Internal AC reinforcements in Spain complement the cross border section, in order to connect the new converter station to the existing network. This project was included in the 2015 and 2017 PCI list (PCI 2.27.1)	1211	HVDC Aragon region - Marsillon	Aragon region	Marsillon	340	Underground Cable	DC	320	01/01/2026	Planned But Not Yet Permitting	REE	RTE	Spain	France	1500	2027
				1212	New axis Ejea-Aragon region 400 kV	Ejea de los Caballeros	Aragon region		Overhead Line	AC	400	01/01/2026	Planned But Not Yet Permitting	REE	REE	Spain	France		
				1214	Ejea de los Caballeros substation	Ejea de los Caballeros	Ejea de los Caballeros		Substation	AC	400	01/01/2025	Planned But Not Yet Permitting	REE	REE	Spain	France		
				1215	Aragon region substation	Aragon region	Aragon region		Substation	AC	400	01/01/2025	Planned But Not Yet Permitting	REE	REE	Spain	France		
276	REE;RTE	FR-ES project - Navarra-Landes	This Project consist of a new HVDC interconnection between France and Spain in the Western part of the Pyrenees between Pamplona area (Spain) and Cantegrit (France). The project is considered as a HVDC project of 2x1000 MW. Internal reinforcements complement the cross border section. This project was included in the 2015 and 2017 PCI list (PCI 2.27.2)	1206	HVDC Pamplona area - Cantegrit	Pamplona area	Cantegrit	375	Underground Cable	DC	320	01/12/2026	Planned But Not Yet Permitting	REE	RTE	Spain	France	1500	2027
				1207	Upgrade Cantegrit-Saucats	Cantegrit	Saucats		Overhead Line	AC	400	2026	Planned But Not Yet Permitting	RTE	RTE	Spain	France		
				1208	Upgrade Cantegrit-Marsillon	Cantegrit	Marsillon		Overhead Line	AC	400	2026	Planned But Not Yet Permitting	RTE	RTE	Spain	France		
				1210	New substation Pamplona area	Pamplona area	Pamplona area		Substation	AC	400	01/01/2026	Planned But Not Yet Permitting	REE	REE	Spain	France		
4	REE;REN	Interconnection Portugal-Spain	In order to reach a complete operational Iberian Electricity Market (MIBEL), and strengthening the Internal Energy Market (IEM), the increase of the interconnection between Spain and Portugal is needed. A new OHL 400kV interconnection between Fontefría (Spain) and Ponte de Lima (Portugal). Internal reinforcements complement the cross border section, such as the axis in Spain between Fontefría and Beariz and in Portugal between Ponte de Lima (previously Viana do Castelo) and Vila Nova de Famalicão (previously Vila do Conde). This project was included in the 2013, 2015 and 2017 PCI list (PCI 2.17).	18	Beariz (ES) - Fontefria (ES)	Beariz (ES)	Fontefria (ES)	170,21	Overhead Line	AC	400	1/ 1/ 2021	In Permitting	REE	REE	Portugal	Spain	PT-ES	2021
				496	Fontefria (ES) - Vila Nova de Famalicão (PT)	Fontefria (ES)	Vila Nova de Famalicão (PT) (By Ponte de Lima)		Overhead Line	AC	400	1/ 1/ 2021	In Permitting	REE	REN	Portugal	Spain	A --> B 1000 MW	
				498	SE Fontefria 400/220kV	Fontefria (ES)	REE		Substation	AC	400	1/ 1/ 2021	In Permitting	REE	REE	Portugal	Spain	B --> A 1900 MW	
				499	Beariz 400kV (ES)	Beariz (ES)	Beariz (ES)		Substation	AC	400	1/ 1/ 2021	In Permitting	REE	REE	Portugal	Spain		
				500	Ponte de Lima (PT)	Ponte de Lima (PT)	Ponte de Lima (PT)		Substation	AC	400	2020-2021	In Permitting	REN	REN	Portugal	Spain		

Tabla 20. Herramienta Excel de trabajo con resultados de los PIC seleccionados (parte 1). (Elaboración propia)

The min and max figures are indicating the spread between the results provided by separate market modelling software tools used and should be treated as uncertainty range for each indicator	B1. Socio-economic welfare [M€/year]		B1/COSTE TOTAL	Out of which fuel savings due to integration of RES [M€/year]		Out of which avoided CO2 emission costs [M€/year]		B2. Variation in CO2 emissions [T/year]		B2/EMISSION ES 2018	B3. RES integration [MWh/year]		B3/GENERACION RES 2018	B4. Societal well-being as a result of RES integration and a change in CO2 emissions		B5. Variation in grid losses				B6. Security of supply (SoS) - Adequacy to meet demand				B7. Security of supply-system flexibility [%]				B8. Security of supply-system stability (invariable over scenarios)				
	2025 Best estimate	2030 EUCO	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO			2025 Best estimate	2030 EUCO	
	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max	Min	Avg	Max			Min	Avg	Max
	116	138	6,39%	39	71	-5	25	61.200	-1.289.700		728.320	1.112.210				1.739	1.607	78	99	0	0	2.120	202.150			3.985	5.215	6.221	7.299	Transient Stability	++	
	121	143	6,39%	46	73	-3	35	108.500	-920.100	-1,43%	907.330	1.146.440	1,14%							4,59%	0	<50	5.520	316.490	0,081%	55%	42%	35%	30%	Voltage Stability	++	
	129	143		55	73	-2	35	196.500	-731.400		1.087.340	1.180.670								<50	<50	10.290	411.980									
	29	42	3,40%	2	18	1	6	-148.700,00	-485.700,00		48.960,00	292.090,00				1.433	1.524	67	94	0	0	680	53380			3.985	5.215	6.221	7.299	Transient Stability	++	
	36	48	3,40%	8	21	3	9	-99.300,00	-326.600,00	-0,51%	155.270,00	332.080,00	0,33%								0	<50	1190	139050	0,021%							
	47	52		17	23	4	13	-29.200,00	-226.500,00		337.070,00	372.070,00								<50	<50	1950	211620			38%	29%	24%	21%	Voltage Stability	++	
	49	57		12	29	-1	9	-127.100,00	-749.400,00		248.760,00	463.100,00								0	0	1.060	70.050			3.985	5.215	6.221	7.299	Transient Stability	++	
	56	61	3,30%	18	30	1	13	-20.000,00	-477.100,00	-0,74%	355.790,00	487.270,00	0,49%			1.309	1.385	61	85	0	<50	2.090	150.970	0,028%								
	62	65		23	31	3	20	55.300,00	-335.500,00		450.260,00	511.440,00								<50	<50	3.480	194.790			38%	29%	24%	21%	Voltage Stability	++	
	5	10		1	3	0	-4	-102.300,00	-16.600,00		12.500,00	52.690,00								0	0	0	2030			PT	ES	PT	ES			
	7	12	7,71%	1	5	2	-1	-62.300,00	44.800,00	0,07%	14.410,00	78.590,00	0,08%			21,00	-44,00	0,00	5,00	0	0	410	8330	0,0033%			0,00	3.285,00	0,00	5.521,00	Transient Stability	++
	10	15		1	6	3	0	5300	149300		17340	101500								<50	<50	1230	20900			0%	30%	0%	18%	Voltage Stability	++	

Tabla 21. Herramienta Excel de trabajo con resultados de los PIC seleccionados (parte 2). (Elaboración propia)

MISSING BENEFITS						RESIDUAL IMPACT			Complementary information about the BORDER on which the project is located (This section shows the yearly average marginal cost difference between the market nodes involved in the case only projects included in the reference grid are implemented, for the borders impacted by the project)								PROJECT COST							
A1. Reduction of costs for ancillary services [M€/year]		A1/COSTE TOTAL	A2. Reduction of emissions (non CO2) [M€/year]		A2/COSTE TOTAL	S1. Residual environmental impact [km]	S2. Residual social impact [km]	S3. Other residual impact	Average marginal cost difference in the reference grid [€/MWh] (ES-FR border)		Standard deviation marginal cost difference in the reference grid [€/MWh] (ES-FR border)		Average marginal cost difference with the 2020 grid [€/MWh] (ES-FR border)		Average marginal cost difference with all TYNDP projects commissioned by 2035 implemented [€/MWh] (ES-FR border)		Reduction in yearly hours of congestion rates avoided with the project (ES-FR border)		Invest Nº	CAPEX [M€]	Uncertainty range [%]	OPEX [M€/year]	años	TOTAL COST (M€)
2025 Best estimate	2030 EUCO	2031 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2031 EUCO				2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2031 EUCO	2025 Best estimate	2032 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO	2025 Best estimate	2030 EUCO						
-	-	-	0,5	10,8	0,50%	15	71		5,90	17,85	7,67	21,31	-	36,60	-	13,99	-421,00	886,00	38	1750	11,4%	10,2	40	2158
-	-	-	7,3	8	0,57%	195	60		5,90	17,85	7,67	21,31	-	36,60	-	13,99	846,00	679,00	1214	8	10,0%	0,02	40	
																			1215	10	10,0%	0,03		
																			1211	1089,41	10,0%	3,26		
																			1212	62,59	10,0%	2,72		
																			<b>TOTAL</b>	<b>1170</b>		<b>6,03</b>		
-	-	-	0	7,2	0,39%	82	45		5,9	17,85	7,67	21,31	-	36,6	-	13,99	846	679	1210	8	10,0%	0,17	40	
																			1207	130	10,0%	2		
																			1208	140	10,0%	2		
																			1206	1192		5,33		
																			<b>TOTAL</b>	<b>1470</b>		<b>9,5</b>		
0,8	1,4	0,90%	-	-		11	53		(ES-PT border)		(ES-PT border)		(ES-PT border)		(ES-PT border)		(ES-PT border)						40	
									0,78	2,33	0,88	2,33	-	4,23	-	2,92	266	279	18	18,69	10,0%	0,49		
																			496	62,42	10,0%	0,208		
																			500	10,5	10,0%	0,055		
																			499	7,17	10,0%	0,17		
																			498	13,16	10,0%	0,17		
																			<b>TOTAL</b>	<b>111,94</b>		<b>1,093</b>		<b>155,66</b>

Tabla 22. Herramienta Excel de trabajo con resultados de los PIC seleccionados (parte 3). (Elaboración propia)

## ANEXO II. COYUNTURA ENERGÍA ELÉCTRICA ESPAÑA 2018: DATOS RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE)



### Balance eléctrico anual nacional <sup>(1)</sup> (GWh)

Sistema eléctrico	Nacional	▼
Horizonte temporal	Anual	▼
Periodo	2014-2020	▼

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidráulica	39.182	28.383	36.115	18.451	34.100	2.126	-
Turbinación bombeo	3.416	2.895	3.134	2.249	2.009	166	-
Nuclear	54.781	54.662	56.022	55.539	53.198	5.041	-
Carbón	43.246	52.616	37.314	45.019	37.274	3.292	-
Fuel + Gas	6.242	6.484	6.755	7.002	6.683	508	-
Ciclo combinado <sup>(2)</sup>	24.781	29.027	29.006	37.066	30.045	3.498	-
Hidroeléctrica	1	8	18	20	24	1	-
Eólica	51.032	48.118	47.697	47.907	49.526	6.027	-
Solar fotovoltaica	8.208	8.244	7.977	8.398	7.747	502	-
Solar térmica	4.959	5.085	5.071	5.348	4.424	166	-
Térmica renovable <sup>(5)</sup> /Otras renovables	3.816	3.433	3.426	3.610	3.556	304	-
Cogeneración y resto <sup>(6)</sup> /Cogeneración	24.153	25.201	25.909	28.212	29.010	2.658	-
Residuos no renovables	1.966	2.480	2.607	2.608	2.437	207	-
Residuos renovables	678	818	785	877	874	74	-
<b>Generación</b>	<b>266.461</b>	<b>267.454</b>	<b>261.836</b>	<b>262.306</b>	<b>260.906</b>	<b>24.569</b>	-
Consumos en bombeo	-5.386	-4.512	-4.828	-3.608	-3.201	-295	-
Saldo intercambios internacionales <sup>(4)</sup>	-3.406	-133	7.658	9.169	11.102	246	-
<b>Demanda transporte (b.c.)</b>	<b>257.669</b>	<b>262.808</b>	<b>264.666</b>	<b>267.867</b>	<b>268.808</b>	<b>24.520</b>	-

<sup>(1)</sup> Asignación de unidades de producción según combustible principal.

<sup>(2)</sup> Incluye funcionamiento en ciclo abierto.

<sup>(4)</sup> Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

<sup>(5)</sup> Hasta 2010 e incluye residuos.

Para el año 2019 valores acumulados hasta enero de 2019.

Datos definitivos hasta el 28/02/2018. Datos provisionales del 01/03/2018 al 31/01/2019.

Tabla 23. Balance eléctrico anual nacional 2014-2020.[27]



### Estructura de generación anual nacional <sup>(1)</sup> (%)

Sistema eléctrico	Nacional	▼
Horizonte temporal	Anual	▼
Periodo	2014-2020	▼

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidráulica	14,7	10,6	13,8	7,0	13,1	-	-
Turbinación bombeo	1,3	1,1	1,2	0,9	0,8	-	-
Nuclear	20,6	20,4	21,4	21,2	20,4	-	-
Carbón	16,2	19,7	14,3	17,2	14,3	-	-
Fuel + Gas <sup>(2)</sup>	2,3	2,4	2,6	2,7	2,6	-	-
Ciclo combinado <sup>(3)</sup>	9,3	10,9	11,1	14,1	11,5	-	-
Hidroeléctrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-
Eólica	19,2	18,0	18,2	18,3	19,0	-	-
Solar fotovoltaica	3,1	3,1	3,0	3,2	3,0	-	-
Solar térmica	1,9	1,9	1,9	2,0	1,7	-	-
Térmica renovable <sup>(4)</sup> /Otras renovables <sup>(5)</sup>	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	-	-
Cogeneración y resto <sup>(4)</sup> /Cogeneración	9,0	9,4	9,9	10,7	11,0	-	-
Residuos no renovables <sup>(6)</sup>	0,7	0,9	1,0	1,0	0,9	-	-
Residuos renovables <sup>(6)</sup>	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	-	-
<b>Generación renovable <sup>(7)</sup></b>	<b>40,6</b>	<b>35,2</b>	<b>38,5</b>	<b>32,2</b>	<b>38,5</b>	-	-
<b>Generación no renovable</b>	<b>59,4</b>	<b>64,8</b>	<b>61,5</b>	<b>67,8</b>	<b>61,5</b>	-	-

<sup>(1)</sup> Asignación de unidades de producción según combustible principal.

<sup>(2)</sup> En el sistema eléctrico de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.

<sup>(3)</sup> Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal.

<sup>(4)</sup> Incluye residuos hasta el 31/12/2010.

<sup>(5)</sup> Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

<sup>(6)</sup> Generación incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

<sup>(7)</sup> Incluye hidráulica, hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica y térmica renovable/otras renovables y residuos renovables. No incluye la turbinación bombeo.

Tabla 24. Estructura de generación anual nacional (%) 2014-2020.[27]





### Generación renovable anual nacional <sup>(1)</sup> (GWh)

Concepto	Generación ▼
Sistema eléctrico	Nacional ▼
Horizonte temporal	Anual ▼
Periodo	2015-2022 ▼

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica <sup>(2)</sup>	28.383	36.115	18.451	34.100	-	-	-	-
Hidroeólica	8	18	20	24	-	-	-	-
Eólica	48.118	47.697	47.907	49.526	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	8.244	7.977	8.398	7.747	-	-	-	-
Solar térmica	5.085	5.071	5.348	4.424	-	-	-	-
Térmica renovable <sup>(3)</sup> /Otras renovables <sup>(4)</sup>	3.433	3.426	3.610	3.556	-	-	-	-
Residuos renovables <sup>(5)</sup>	818	785	877	874	-	-	-	-
<b>Generación renovable</b>	<b>94.088</b>	<b>101.089</b>	<b>84.611</b>	<b>100.251</b>	-	-	-	-

<sup>(1)</sup> Asignación de unidades de producción según combustible principal.

<sup>(2)</sup> No incluye la generación bombeo.

<sup>(3)</sup> Incluye residuos hasta el 31/12/2014.

<sup>(4)</sup> Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

<sup>(5)</sup> El 50% de la generación procedente de residuos sólidos urbanos se considera renovable.  
Para el año 2018 valores acumulados hasta diciembre de 2018.

Tabla 25. Generación renovable anual nacional 2015-2022.[27]

## Emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación anual nacional

Sistema eléctrico	Nacional	▼
Horizonte temporal	Anual	▼
Periodo	2015-2021	▼

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Carbón	49.985.654	35.448.089	42.768.449	35.649.124	-	-	-	-
Fuel + Gas <sup>(1)</sup>	5.245.263	5.481.852	5.686.516	5.383.413	-	-	-	-
Ciclo combinado <sup>(2)</sup>	12.047.200	11.965.815	14.943.266	11.841.871	-	-	-	-
Térmica renovable <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración <sup>(3)</sup>	9.324.325	9.586.198	10.438.368	10.733.606	-	-	-	-
Residuos no renovables	595.226	625.671	625.916	584.830	-	-	-	-
<b>Emisiones (tCO<sub>2</sub>)</b>	<b>77.197.668</b>	<b>63.107.625</b>	<b>74.462.516</b>	<b>64.192.845</b>	-	-	-	-
<b>Factor de emisión de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>/MWh)</b>	<b>0,289</b>	<b>0,241</b>	<b>0,284</b>	<b>0,246</b>	-	-	-	-

<sup>(1)</sup> En el sistema eléctrico de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares.

<sup>(2)</sup> Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza gasoil como combustible principal.

<sup>(3)</sup> Incluye residuos hasta el 31/12/2010.

Tabla 26. Emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación anual nacional 2018. [27]

### Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica convencional y mixta	17.035	17.032	17.051	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	-	-	-	-	-	-	-
Hidráulica	20.363	20.361	20.380	-	-	-	-	-	-	-
Nuclear	7.573	7.117	7.117	-	-	-	-	-	-	-
Carbón	10.004	10.004	10.030	-	-	-	-	-	-	-
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	-	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica	11	11	11	-	-	-	-	-	-	-
Resto hidráulica <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	23.052	23.130	23.466	-	-	-	-	-	-	-
Solar fotovoltaica	4.686	4.688	4.707	-	-	-	-	-	-	-
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	-	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable/Otras renovables <sup>(2)</sup>	857	859	864	-	-	-	-	-	-	-
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración <sup>(3)</sup>	5.994	5.821	5.746	-	-	-	-	-	-	-
Residuos no renovables <sup>(4)</sup>	497	497	491	-	-	-	-	-	-	-
Residuos renovables <sup>(4)</sup>	162	162	162	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>104.664</b>	<b>104.115</b>	<b>104.053</b>	-	-	-	-	-	-	-

<sup>(1)</sup> Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). A partir de 2015 están incluidas en hidráulica convencional y mixta.

<sup>(2)</sup> Otras renovables incluyen biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica. Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

<sup>(3)</sup> Los valores de potencia incluyen residuos hasta el 31/12/2014.

<sup>(4)</sup> Potencia incluida en térmica renovable y térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014 en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable/otras renovables, térmica no renovable/cogeneración y resto/cogeneración y residuos.

Datos a 31 de diciembre.

Tabla 27. Potencia instalada nacional 2016-2025.[27]

### Intercambios internacionales físicos anuales por frontera (GWh)

Concepto	Intercambios por fron	▼
Horizonte temporal	Anual	▼
Periodo	2010-2019	▼

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Entradas</b>	Andorra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
	Francia	1.983	3.987	4.911	4.879	5.963	9.131	12.135	15.564	15.514	-
	Portugal	3.189	3.930	2.871	5.323	6.345	5.811	9.702	8.190	8.324	-
	Marruecos	34	16	5	1	3	14	8	8	180	-
	<b>Total</b>	<b>5.206</b>	<b>7.932</b>	<b>7.786</b>	<b>10.204</b>	<b>12.310</b>	<b>14.956</b>	<b>21.845</b>	<b>23.763</b>	<b>24.018</b>	-
<b>Salidas</b>	Andorra	264	306	286	287	235	264	278	233	210	-
	Francia	3.514	2.463	3.028	3.171	2.395	1.807	4.334	3.099	3.467	-
	Portugal	5.823	6.744	10.768	8.100	7.247	8.077	4.616	5.505	5.669	-
	Marruecos	3.937	4.510	4.904	5.377	5.839	4.941	4.959	5.756	3.569	-
	<b>Total</b>	<b>13.539</b>	<b>14.023</b>	<b>18.986</b>	<b>16.936</b>	<b>15.716</b>	<b>15.089</b>	<b>14.187</b>	<b>14.594</b>	<b>12.916</b>	-
<b>Saldo <sup>(1)</sup></b>	Andorra	-264	-306	-286	-287	-235	-264	-278	-233	-210	-
	Francia	-1.531	1.524	1.883	1.708	3.567	7.324	7.802	12.465	12.047	-
	Portugal	-2.634	-2.814	-7.897	-2.777	-903	-2.266	5.086	2.685	2.655	-
	Marruecos	-3.903	-4.495	-4.900	-5.376	-5.836	-4.927	-4.951	-5.748	-3.389	-
	<b>Total</b>	<b>-8.333</b>	<b>-6.090</b>	<b>-11.200</b>	<b>-6.732</b>	<b>-3.406</b>	<b>-133</b>	<b>7.658</b>	<b>9.169</b>	<b>11.102</b>	-

<sup>(1)</sup> Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Datos a 31 de diciembre.

Tabla 28. Intercambios internacionales físicos anuales por frontera 2010-2019. [27]

### Componentes del precio medio final anual en €/MWh y energía final

Concepto	Precios finales	▼
Horizonte temporal	Anual	▼
Periodo	2010-2019	▼

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Mercado diario</b>	38,46	50,97	48,88	46,23	43,46	51,67	40,63	53,41	58,12	-
<b>Mercado intradiario</b>	-0,02	-0,06	-0,04	-0,06	-0,04	0,00	0,00	0,00	-0,03	-
<b>Servicio de interrupción</b>	-	-	-	-	-	1,89	1,93	2,05	1,23	-
<b>Pagos por capacidad</b>	3,63	6,10	6,10	6,04	5,93	5,02	2,76	2,71	2,71	-
<b>Servicios ajustes del sistema</b>	3,76	3,21	4,63	5,58	5,70	4,26	3,10	2,38	2,34	-
Restricciones técnicas PBF	2,29	1,85	2,11	2,83	3,39	2,79	2,07	1,46	1,47	-
Banda de regulación secundaria	0,70	0,76	1,37	1,45	1,13	0,91	0,71	0,63	0,55	-
Reserva de potencia adicional a subir	-	0,00	0,25	0,44	0,59	0,19	0,15	0,11	0,23	-
Restricciones técnicas en tiempo real	0,26	0,24	0,48	0,46	0,37	0,18	0,12	0,09	0,07	-
Restricciones intradiario	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-
Incumplimiento de energía de balance	-	-	-	-	-	-	-0,02	-0,03	-0,03	-
Coste desvíos	0,38	0,33	0,28	0,30	0,25	0,26	0,19	0,25	0,14	-
Saldo desvíos	0,13	0,03	0,14	0,10	-0,01	-0,02	-0,07	-0,08	-0,04	-
Control del factor de potencia	-	-	-	-	-0,03	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-
Saldo PO 14.6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-
Fallo nominación UPG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-
<b>Precio total (€/MWh)</b>	<b>45,83</b>	<b>60,22</b>	<b>59,57</b>	<b>57,79</b>	<b>55,05</b>	<b>62,84</b>	<b>48,42</b>	<b>60,55</b>	<b>64,37</b>	-
<b>Energía final (GWh)</b>	<b>259.577</b>	<b>253.050</b>	<b>247.644</b>	<b>240.661</b>	<b>238.985</b>	<b>247.273</b>	<b>249.366</b>	<b>252.279</b>	<b>253.128</b>	-

Tabla 29. Componentes del precio final anual en €/MWh y energía final 2010-2019. [27]



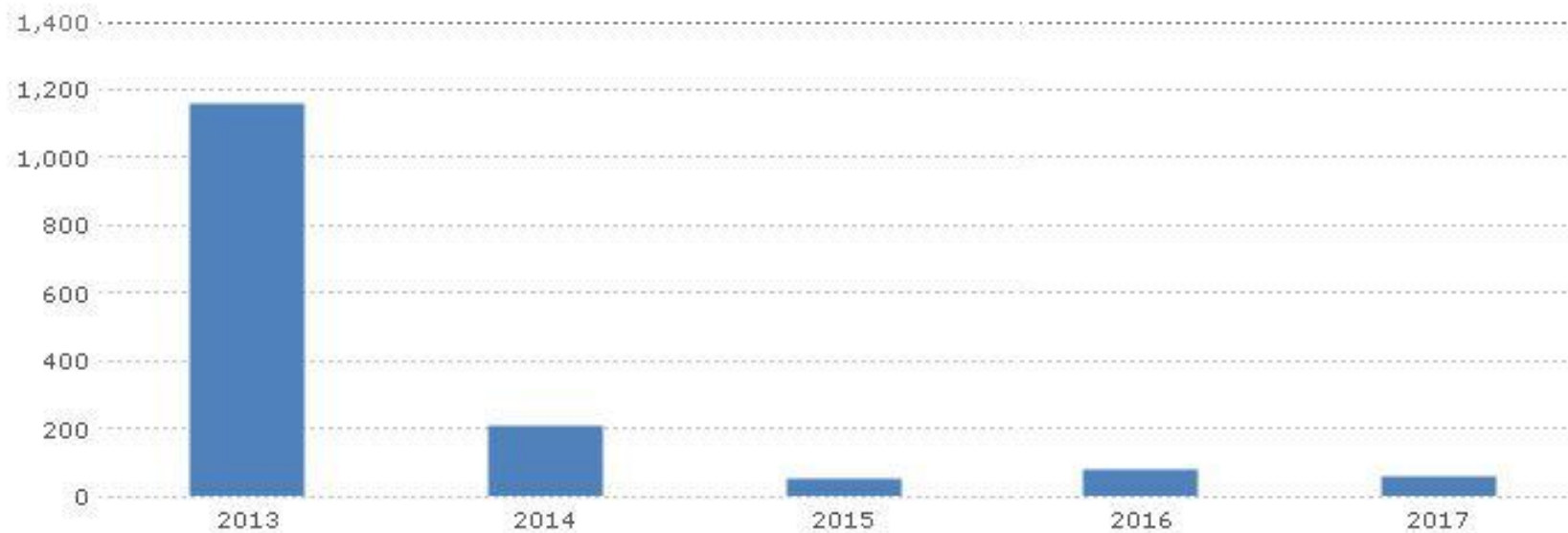
### Servicios transfronterizos de balance

Concepto	Serv. transfront. balance
Horizonte temporal	Anual
Periodo	2010-2019

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Energía y precios ofertados desde el sistema eléctrico español y activado por operadores externos</b>										
<b>Ofertada por el sistema eléctrico español</b>										
Capacidad ofertada importación (GWh)	-	-	-	-	1.658	2.941	2.880	3.776	3.540	-
Precio ofertado importación (€/MWh)	-	-	-	-	4,1	11,0	11,0	12,5	17,3	-
Capacidad ofertada exportación (GWh)	-	-	-	-	2.024	3.670	3.764	3.767	3.553	-
Precio ofertado exportación (€/MWh)	-	-	-	-	82,0	82,7	64,8	74,6	107,8	-
<b>Activados por operadores externos (RTE, REN)</b>										
Activado Francia importación (GWh)	-	-	-	-	0	0	15	10	9	-
Precio Francia importación (€/MWh)	-	-	-	-	21,6	0,0	40,8	39,2	29,1	-
Activado Portugal importación (GWh)	-	-	-	-	0	6	9	14	10	-
Precio Portugal importación (€/MWh)	-	-	-	-	42,8	41,5	40,4	15,8	35,1	-
Activado Francia exportación (GWh)	-	-	-	-	11	84	139	196	175	-
Precio Francia exportación (€/MWh)	-	-	-	-	79,3	77,9	58,6	72,2	77,0	-
Activado Portugal exportación (GWh)	-	-	-	-	42	62	99	64	74	-
Precio Portugal exportación (€/MWh)	-	-	-	-	72,6	71,6	56,5	77,4	72,3	-
<b>Energía y precios ofertados por Francia (RTE) y activado por REE</b>										
Capacidad ofertada importación (GWh)	-	-	-	-	1.982	2.947	2.510	2.688	2.540	-
Precio ofertado importación (€/MWh)	-	-	-	-	85,6	96,7	135,4	91,4	118,0	-
Capacidad ofertada exportación (GWh)	-	-	-	-	1.670	2.658	1.891	2.323	1.897	-
Precio ofertado exportación (€/MWh)	-	-	-	-	26,9	30,5	29,6	36,2	35,7	-
<b>Activados por REE</b>										
Activado importación (GWh)	-	-	-	-	3	16	6	28	14	-
Precio importación (€/MWh)	-	-	-	-	45,2	54,8	73,9	66,4	49,9	-
Activado exportación (GWh)	-	-	-	-	7	44	80	106	30	-
Precio exportación (€/MWh)	-	-	-	-	26,9	36,1	29,2	38,5	31,3	-
<b>Energía y precios ofertados por Portugal (REN) y activado por REE</b>										
Capacidad ofertada importación (GWh)	-	-	-	-	1.542	3.537	2.671	2.865	2.616	-
Precio ofertado importación (€/MWh)	-	-	-	-	106,7	91,1	85,7	96,2	99,9	-
Capacidad ofertada exportación (GWh)	-	-	-	-	1.685	3.654	3.498	3.539	2.920	-
Precio ofertado exportación (€/MWh)	-	-	-	-	17,3	19,9	15,5	29,7	30,1	-
<b>Activados por REE</b>										
Activado importación (GWh)	-	-	-	-	5	31	29	25	16	-
Precio importación (€/MWh)	-	-	-	-	64,2	61,8	46,9	61,1	64,6	-
Activado exportación (GWh)	-	-	-	-	6	48	78	93	25	-
Precio exportación (€/MWh)	-	-	-	-	21,0	19,9	16,9	37,0	33,6	-

Tabla 30. Servicios transfronterizos de balance anual 2010-2019. [27]

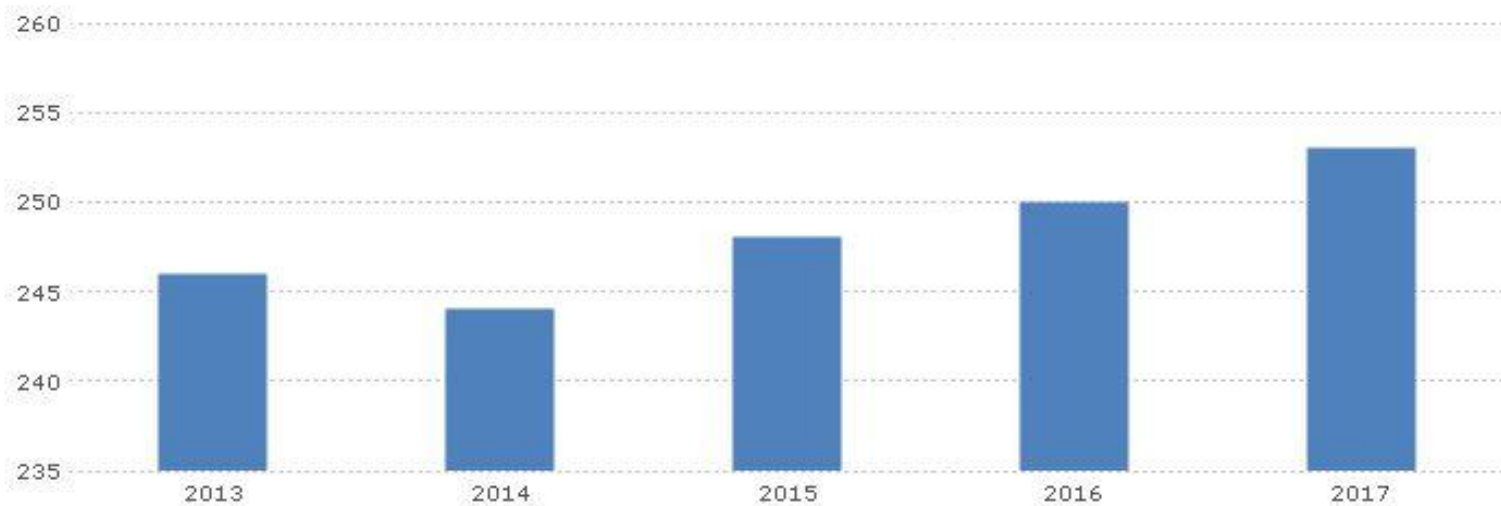
## Energía no suministrada



	2013	2014	2015	2016	2017
Energía no suministrada (ENS) red de transporte peninsular (MWh)	1156	204	53	78	60

Tabla 31. Energía No Suministrada (ENS) de la red de transporte peninsular 2013-2017- [27]

## Evolución de la demanda de energía eléctrica peninsular



	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Evolución de la demanda de energía eléctrica peninsular (TWh)</b>	246	244	248	250	253

Tabla 32. Evolución de la demanda de la energía eléctrica peninsular 2013-2017. [27]



### ANEXO III. MATRICES DE VALORACIÓN DEL MÉTODO AHP

**AHP**  
bpmmsg.com

**Analytic Hierarchy Process**  
Multiple Input Summary Sheet

Consolidated = Weighted geometric mean off participants

4 = k number of participants  
4 = n number of criteria

C Consolidated										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		0,41	0,51	1,16	0	0	0	0	0	0
2	2,43		1	2,28	0	0	0	0	0	0
3	1,97	1		2,24	0	0	0	0	0	0
4	0,86	0,44	0,45		0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0		0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0		0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0		0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0		0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

1 ACADÉMICO										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		1/5	1/3	1	0	0	0	0	0	0
2	5		1	3	0	0	0	0	0	0
3	3	1		1	0	0	0	0	0	0
4	1	1/3	1		0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		1	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1		0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1		0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1		0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

2 TÉCNICO										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		1/7	1	1/5	0	0	0	0	0	0
2	7		3	1	0	0	0	0	0	0
3	1	1/3		1	0	0	0	0	0	0
4	5	1	1		0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		1	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1		0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1		0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1		0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

3 MEDIOAMBIENTAL										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		1	1/5	3	0	0	0	0	0	0
2	1		1/3	3	0	0	0	0	0	0
3	5	3		5	0	0	0	0	0	0
4	1/3	1/3	1/5		1	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		1	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1		0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1		0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1		0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

4 ASOCIACIONES										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		1	1	3	0	0	0	0	0	0
2	1		1	3	0	0	0	0	0	0
3	1	1		5	0	0	0	0	0	0
4	1/3	1/3	1/5		0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		1	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1		0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1		0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1		0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

5 Participant 5										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		1	1	1	0	0	0	0	0	0
2	1		1	1	0	0	0	0	0	0
3	1	1		1	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1		0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		1	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1		0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1		0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1		0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Figura 26. Matrices de valoración según los cuatro grupos de opinión para los cuatro criterios: 1- SOCIAL; 2- TÉCNICO; 3-MEDIOAMBIENTAL; 4-ECONÓMICO. [23]

4 = k number of participants  
3 = n number of criteria

Consolidated = Weighted geometric mean off participants

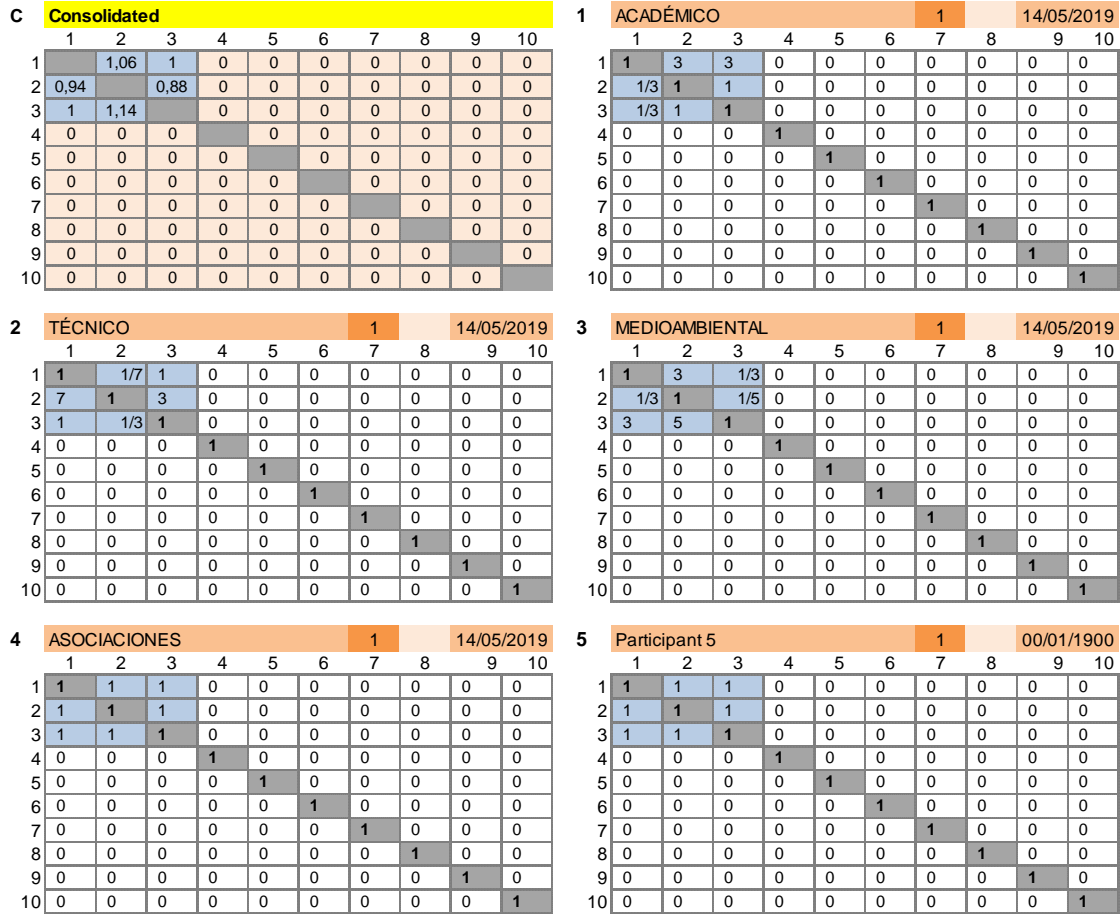


Figura 27. Matrices de valoración según los cuatro grupos de opinión para tres criterios: 1- SOCIAL; 2-TÉCNICO; 3- MEDIOAMBIENTAL. [23]

4 = k number of participants  
3 = n number of criteria

Consolidated = Weighted geometric mean off participants

C Consolidated										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		2,59	1	0	0	0	0	0	0	0
2	0,39		0,51	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1,97		0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0		0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0		0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0		0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0		0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0		0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

1 ACADÉMICO										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	3	1	0	0	0	0	0	0	0
2	1/3	1	1/3	0	0	0	0	0	0	0
3	1	3	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

2 TÉCNICO										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	5	3	0	0	0	0	0	0	0
2	1/5	1	1	0	0	0	0	0	0	0
3	1/3	1	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

3 MEDIOAMBIENTAL										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

4 ASOCIACIONES										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	3	1/3	0	0	0	0	0	0	0
2	1/3	1	1/5	0	0	0	0	0	0	0
3	3	5	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

5 Participant 5										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Figura 28. Matrices de valoración de subcriterios sociales: 1- B1/COSTE TOTAL; 2-B4; 3-S2. [23]

4 = k number of participants  
4 = n number of criteria

Consolidated = Weighted geometric mean off participants

C Consolidated										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		3,2	2,43	2,43	0	0	0	0	0	0
2	0,31		0,58	0,58	0	0	0	0	0	0
3	0,41	1,73		1,41	0	0	0	0	0	0
4	0,41	1,73	0,71		0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0		0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0		0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0		0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0		0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0		0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

1 ACADÉMICO										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	3	1	1	0	0	0	0	0	0
2	1/3	1	1	1	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

2 TÉCNICO										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

3 MEDIOAMBIENTAL										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	5	5	5	0	0	0	0	0	0
2	1/5	1	1/3	1/3	0	0	0	0	0	0
3	1/5	3	1	2	0	0	0	0	0	0
4	1/5	3	1/2	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

4 ASOCIACIONES										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	7	7	7	0	0	0	0	0	0
2	1/7	1	1/3	1/3	0	0	0	0	0	0
3	1/7	3	1	2	0	0	0	0	0	0
4	1/7	3	1/2	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

5 Participant 5										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
3	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
4	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Figura 29. Matrices de valoración de subcriterios técnicos: 1- B3/GENERACIÓN RES 2018; 2-B5/COSTE TOTAL; 3- B6/DEMANDA 2018; 4-B7. [23]

4 = k number of participants  
3 = n number of criteria

Consolidated = Weighted geometric mean off participants

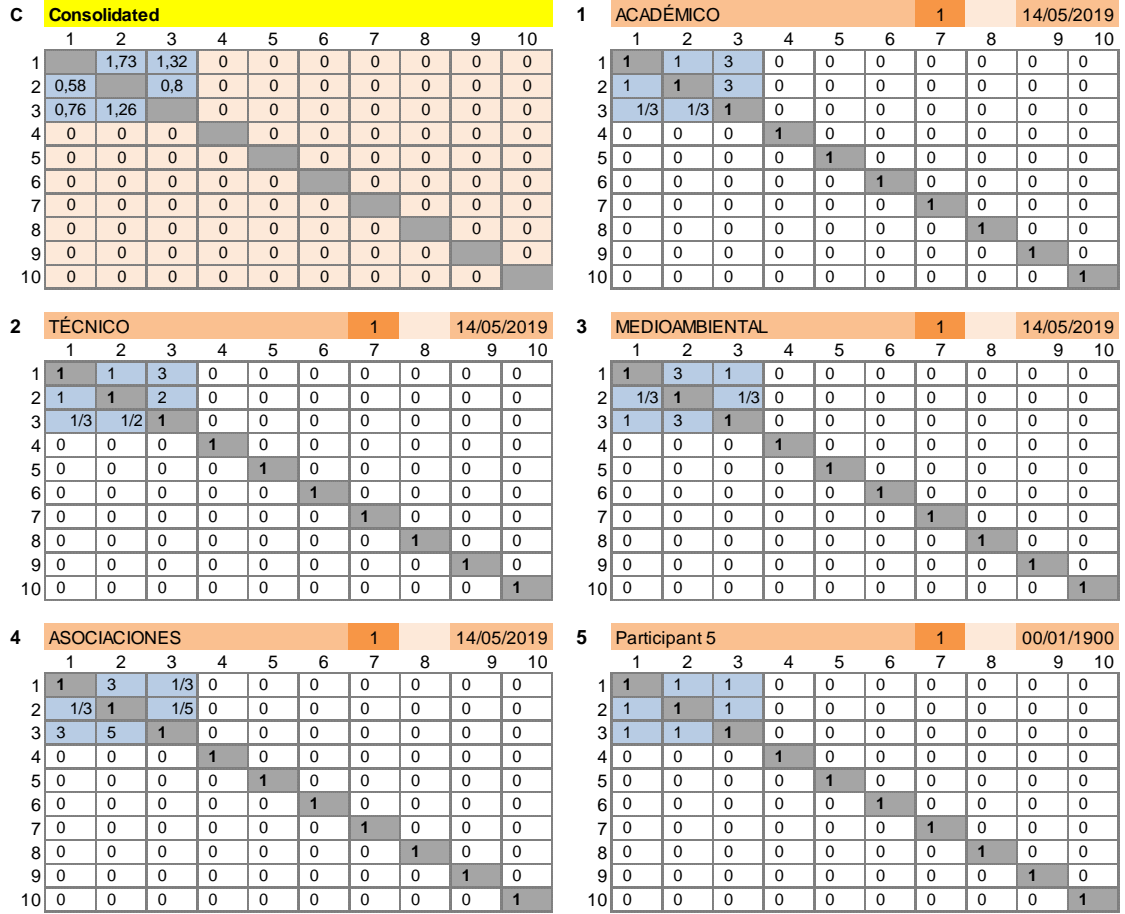


Figura 30. Matrices de valoración de subcriterios medioambientales: 1- B2/EMISIONES 2018; 2-A2/COSTE TOTAL; 3-S1. [23]

4 = k number of participants  
2 = n number of criteria

Consolidated = Weighted geometric mean off participants

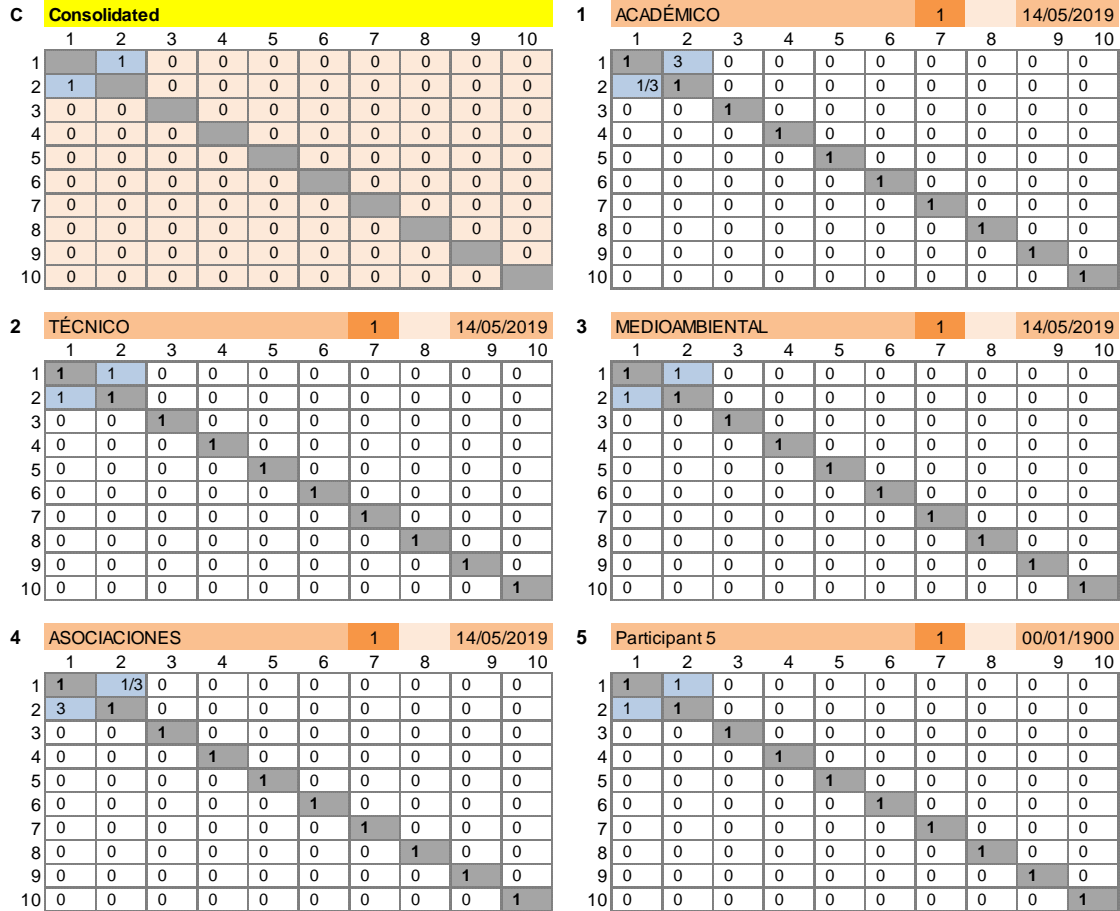


Figura 31. Matrices de valoración de subcriterios económicos: 1- CAPEX; 2-OPEX. [23]

## 12. ÍNDICE DE MAPAS, TABLAS Y FIGURAS

### ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1. Situación de los Estados miembro respecto a los tres umbrales.[7] .....	10
Mapa 2. Costes marginales en fronteras en diferentes escenarios (Fuente: ENTSO-e) [11].....	15
Mapa 3. Grado de cumplimiento del 10% de interconexión en 2020. (Fuente: ENTSO-e) [11].	15
Mapa 4. PIC propuestos en la TYNDP 2018 [12] .....	16
Mapa 5. PIC seleccionados en la península ibérica. TYNDP 2018 (elaboración propia) .....	30
Mapa 6. Interconexión ES-FR del Golfo de Vizcaya.....	31
Mapa 7. Interconexión ES-FR de Aragón-Pirineos Atlánticos. ....	31
Mapa 8. Interconexión ES-FR de Navarra-Landes.....	32
Mapa 9. Interconexión ES-PT España-Portugal.....	32

### ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Paquete “Energía limpia para todos los europeos (2018) (elaboración propia)” .....	8
Tabla 2. Escenarios TYNDP 2018 de 2030 a 2040 (Elaboración propia).....	14
Tabla 3. Clasificación de los problemas de decisión (elaboración propia).....	24
Tabla 4. Clasificación de los métodos MCDM de tipo discreto (elaboración propia). ....	24
Tabla 5. Escala de Saaty (elaboración propia).....	25
Tabla 6. Índices de consistencia aleatorios (elaboración propia) .....	27
Tabla 7. PIC seleccionados de la TYNDP 2018 (elaboración propia) .....	30
Tabla 8. Normalización de indicadores CBA (elaboración propia).....	34
Tabla 9. Subcriterios y criterios (elaboración propia) .....	36
Tabla 10. Reclasificación de subcriterios en criterios social y técnico (elaboración propia) .....	36
Tabla 11. Reclasificación de subcriterios en criterios medioambiental y económico (elaboración propia).....	36
Tabla 12. Resultados de los indicadores económicos según la aplicación de la metodología CBA y normalización (elaboración propia) .....	44
Tabla 13. Resultados de los indicadores sociales según la aplicación de la metodología CBA y normalización (elaboración propia) .....	45
Tabla 14. Resultados de los indicadores técnicos según la aplicación de la metodología CBA y normalización. (El indicador B8 es únicamente cualitativo) (elaboración propia) .....	45
Tabla 15. Resultados de los indicadores medioambientales según la aplicación de la metodología CBA y normalización (elaboración propia) .....	46
Tabla 16. Matriz normalizada (elaboración propia).....	47
Tabla 17. Escenarios y ponderación de criterios para el análisis de sensibilidad (elaboración propia).....	53
Tabla 18. Priorización de proyectos según escenarios planteados para análisis de sensibilidad (elaboración propia).....	54
Tabla 19. Valores del indicador propuesto COSTE/CAPACIDAD (elaboración propia) .....	54
Tabla 20. Herramienta Excel de trabajo con resultados de los PIC seleccionados (parte 1). (Elaboración propia).....	60
Tabla 21. Herramienta Excel de trabajo con resultados de los PIC seleccionados (parte 2). (Elaboración propia).....	61

Tabla 22. Herramienta Excel de trabajo con resultados de los PIC seleccionados (parte 3). (Elaboración propia).....	62
Tabla 23. Balance eléctrico anual nacional 2014-2020.[26] .....	64
Tabla 24. Estructura de generación anual nacional (%) 2014-2020.[26] .....	65
Tabla 25. Generación renovable anual nacional 2015-2022.[26] .....	66
Tabla 26. Emisiones de CO2 asociadas a la generación anual nacional 2018.[26] .....	67
Tabla 27. Potencia instalada nacional 2016-2025.[26] .....	68
Tabla 28. Intercambios internacionales físicos anuales por frontera 2010-2019. [26] .....	69
Tabla 29. Componentes del precio final anual en €/MWh y energía final 2010-2019. [26].....	70
Tabla 30. Servicios transfronterizos de balance anual 2010-2019. [26] .....	71
Tabla 31. Energía No Suministrada (ENS) de la red de transporte peninsular 2013-2017- [26].	72
Tabla 32. Evolución de la demanda de la energía eléctrica peninsular 2013-2017. [26] .....	73

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Obtención de los proyectos PIC [7] .....	12
Figura 2. Horizontes de estudio [10] .....	13
Figura 3. Escenarios en la planificación TYNDP 2018 para 2030 y 2040 (Fuente: Scenario_Report_2018_Final.pdf de ENTSO-E) [10] .....	13
Figura 4. Categorías de indicadores utilizados en la metodología CBA [13] .....	17
Figura 5. Algoritmo de la metodología propuesta (elaboración propia) .....	29
Figura 6. Algoritmo de implementación del método AHP (elaboración propia) .....	37
Figura 7. Matriz de ponderación de criterios (4 criterios) (elaboración propia) .....	38
Figura 8. Matriz de ponderación de criterios (3 criterios) (elaboración propia) .....	39
Figura 9. Puntuaciones de criterios par a par [22] .....	39
Figura 10. Matriz de ponderación de subcriterios sociales (elaboración propia).....	39
Figura 11. Matriz de ponderación de subcriterios técnicos (elaboración propia) .....	40
Figura 12. Matriz de ponderación de subcriterios medioambientales (elaboración propia) .....	40
Figura 13. Matriz de ponderación de subcriterios económicos (elaboración propia) .....	40
Figura 14. Árbol de ponderaciones de criterios y subcriterios (elaboración propia).....	41
Figura 15. Matriz de decisión (elaboración propia) .....	43
Figura 16. Ponderación de 4 criterios, matriz consolidada (elaboración propia) .....	48
Figura 17. Ponderación de 3 criterios, matriz consolidada (elaboración propia) .....	48
Figura 18. Ponderación de subcriterios sociales (elaboración propia) .....	48
Figura 19. Ponderación de subcriterios técnicos (elaboración propia) .....	49
Figura 20. Ponderación de subcriterios medioambientales (elaboración propia).....	49
Figura 21. Ponderación de subcriterios económicos (elaboración propia) .....	49
Figura 22. Árbol de ponderación de criterios y subcriterios (4 criterios) (elaboración propia)..	50
Figura 23. Árbol de ponderación de criterios y subcriterios (3 criterios) (elaboración propia)..	50
Figura 24. Priorización de proyectos incluyendo el criterio económico (elaboración propia) ...	51
Figura 25. Priorización de proyectos con criterio económico aparte (elaboración propia) .....	52
Figura 26. Matrices de valoración según los cuatro grupos de opinión para los cuatro criterios: 1- SOCIAL; 2-TÉCNICO; 3-MEDIOAMBIENTAL; 4-ECONÓMICO. [22].....	74
Figura 27. Matrices de valoración según los cuatro grupos de opinión para tres criterios: 1- SOCIAL; 2-TÉCNICO; 3-MEDIOAMBIENTAL. [22] .....	75
Figura 28. Matrices de valoración de subcriterios sociales: 1- B1/COSTE TOTAL; 2-B4; 3-S2. [22] .....	76



Figura 29. Matrices de valoración de subcriterios técnicos: 1- B3/GENERACIÓN RES 2018; 2- B5/COSTE TOTAL; 3-B6/DEMANDA 2018; 4-B7. [22] ..... 77

Figura 30. Matrices de valoración de subcriterios medioambientales: 1- B2/EMISIONES 2018; 2- A2/COSTE TOTAL; 3-S1. [22] ..... 78

Figura 31. Matrices de valoración de subcriterios económicos: 1- CAPEX; 2-OPEX. [22] ..... 79